



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RENATO GUERREIRO ARAÚJO

**ESTUDO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE ATUALIZADO DA SUBESTAÇÃO DE
69-13,8kV DO CAMPUS DO PICI DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**

FORTALEZA
JULHO DE 2013

RENATO GUERREIRO ARAÚJO

ESTUDO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE ATUALIZADO DA SUBESTAÇÃO DE
69-13,8kV DO CAMPUS DO PICI DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

Monografia desenvolvida no âmbito da Proteção dos Sistemas Elétricos e submetida ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará como parte dos requisitos para a conclusão do curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Msc. Carlos Gustavo Castelo Branco.

FORTALEZA
JULHO DE 2013

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

A691e Araújo, Renato Guerreiro.

Estudo de proteção e seletividade atualizado da subestação de 69-13,8kV do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará / Renato Guerreiro Araújo. – 2013.
138 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2013.

Orientação: Prof. Me. Carlos Gustavo Castelo Branco.

1. Subestação 69kV. 2. Proteção. 3. Coordenação. 4. Seletividade. 5. Ajustes dos relés. I. Título.

CDD 621.3

RENATO GUERREIRO ARAÚJO

ESTUDO DE PROTEÇÃO E SELETIVIDADE ATUALIZADO DA SUBESTAÇÃO DE
69-13,8kV DO CAMPUS DO PICI DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

Monografia desenvolvida no âmbito de
Sistemas Elétricos de Potência e submetida ao
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Ceará como parte dos
requisitos para a conclusão do curso de
Graduação em Engenharia Elétrica.

Monografia aprovada pelo Curso de Graduação de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal do Ceará em ___/___/___

Renato Guerreiro Araújo

BANCA EXAMINADORA

Prof. Carlos Gustavo Castelo Branco, Msc.

Orientador

Prof. Francisco Kleber de Araújo Lima, Dr.

Eng. Marcel Oliveira Teixeira.

Primeiramente, a Deus.
Aos meus pais, Gilfarnes e Mara.
Ao meu irmão, Danilo.
Ao meu padrasto, Marcos.
A minha amada, Cíntia.
A todos os meus familiares e amigos.
A todos os professores da graduação.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter me guiado e iluminado nessa conquista.

A minha mãe Mara Rosane, minha luz, que sempre me apoiou nessa caminhada e me deu suporte para superar todas as dificuldades.

Ao meu pai José Gilfarnes, meu anjo, que não pode participar desse momento, mas sei que deve estar muito orgulhoso de mim ao ver que não terei uma banca de bombons.

Ao meu irmão Danilo, que a minha conquista se reflita em forças para você continuar sua caminhada.

Ao meu padrasto Marcos, pelos ensinamentos que me proporcionou e pelo apoio para que eu pudesse chegar até aqui.

A minha grande amada, amiga e companheira Cíntia, por ter suportado todos os momentos de ausência causados pelas noites viradas na UFC. Espero que você continue na minha caminhada me dando forças e sendo um exemplo para eu seguir.

Aos professores do departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, especialmente ao professor Gustavo Castelo Branco, meu orientador, pessoa a qual tenho grande admiração, pelas orientações e conselhos profissionais. Obrigado a todos.

A todos os meus amigos da graduação - Hocélio, Higor, Lucas Barbosa, Jéssica, Antônio José, e aos já graduados Rondinele, Wiglla, Erasmo, Gabriel, Ricardo, André Wagner, André Freitas, Aloísio, por todas as noites viradas, fins de semana de estudo e momentos inesquecíveis de convivência e amizade.

Aos professores que me ensinaram o verdadeiro significado de aprender e me incentivaram no começo da minha jornada: Alísio, Beatriz, Robson, Laécio, Júlio, Rogério, Socorro e Francisco Filho.

Aos meus amigos Gabriel Monte, Renato Souza, Jorge Luiz, Isabel Souza e Venícios Gonçalves pela grande amizade proporcionada por todos esses anos.

A todos que não constam aqui, mas que certamente foram lembrados.

*"Milagres acontecem quando a gente vai à
luta."*

Fernando Anitelli

*"Se foi um erro, eu quero errar sempre
assim."*

Dinho Ouro Preto

RESUMO

As principais características pertencentes a um projeto de proteção de uma subestação de 69kV são a coordenação e seletividade. Este trabalho tem como objetivo principal apresentar o estudo de proteção e seletividade da subestação de 69-13,8kV do Campus do Pici na Universidade Federal do Ceará. Primeiramente são apresentados os principais equipamentos de proteção utilizados na proteção de sistemas elétricos. Além disso, serão abordados os principais itens necessários para realização do projeto de uma subestação de 69kV dando-se ênfase as principais funções de proteção. Para o sistema de proteção serão implementadas (através dos relés SEL 751, SEL 751 A e SEL 787) os ajustes das funções de proteção de sobrecorrente de fase, neutro e terra, sobrecorrente de sequência negativa e proteção diferencial do transformador. Serão apresentados os resultados e simulações do sistema proposto no software PTW. Como resultado do estudo e ajustes da proteção, foram asseguradas seletividade e coordenação da proteção, bem como a apresentação dos coordenogramas de fase, neutro e sequência negativa da subestação, apresentação do diagrama unifilar da proteção e dos ajustes dos parâmetros dos relés.

Palavras Chave: Subestação 69kV, Proteção, Coordenação, Seletividade, Ajustes dos relés.

ABSTRACT

The main characteristics belonging to a project of protection of a 69kV substation are coordination and selectivity. This work has as main objective to present the study of protection and selectivity of 69-13.8 kV substation of Campus do Pici at the Universidade Federal do Ceará. First, presents the main protective equipment applied in the protection electrical systems. In addition, will discuss the main items required for realization of the project of a 69kV substation with emphasis on the main protection functions. For the protection system will be implemented (through relay SEL 751, SEL 751 A and SEL 787) function settings of overcurrent protection phase, neutral and ground, negative sequence overcurrent and differential protection of transformer. Will present the results and simulations of the proposed system in PTW software. As a result of the study and protection settings, was assured selectivity and coordination of protection as well as the presentation of coordenogramas phase, neutral and negative sequence of the substation, line diagram protection presentation and parameter settings of the relays.

Key words: 69kV Substation, Protection, Coordination, Selectivity, Relay adjustments.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1- Exemplo de seletividade	6
Figura 2.2- Religamento para falha temporária.....	8
Figura 2.3- Religamento para falha permanente	9
Figura 2.4- TC tipo barra.....	11
Figura 2.5- Relé de proteção eletromecânico	18
Figura 2.6- Relé estático	19
Figura 2.7- Subsistemas do relé microprocessado.....	21
Figura 2.8- Relé microprocessado	22
Figura 2.9- Curva de atuação por tempo definido	23
Figura 2.10- Curva de atuação instantânea.....	23
Figura 2.11- Curva de atuação temporizada	24
Figura 2.12- Disjuntor de alta tensão a SF6	29
Figura 2.13- Detalhe dos componentes da chave fusível	32
Figura 2.14- Exemplo de seccionador	34
Figura 3.1- Diagrama básico relé diferencial	43
Figura 3.2- Sistema detalhado de ligação relé diferencial.....	44
Figura 3.3- Curva de operação do relé diferencial	45
Figura 4.1- Diagrama unifilar de alimentação da subestação.....	47
Figura 4.2- Diagrama unifilar da subestação.....	49
Figura 4.3- Local de construção da subestação	50
Figura 4.4- Diagrama de impedância	51
Figura 4.5- Coordenograma de fase	93
Figura 4.6- Coordenograma de neutro.....	94
Figura 4.7- Coordenograma de sequência negativa.....	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1- Fatores de sobretensão.....	16
Tabela 2.2- Curvas de temporização padrão IEC.....	25
Tabela 3.1- Dimensão dos barramentos e condutores.....	40
Tabela 4.1- Ajustes relé 69kV.....	71
Tabela 4.2- Ajuste relé 13,8kV.....	74
Tabela 4.3- Ajuste relé alimentador 1.....	77
Tabela 4.4- Ajuste relé alimentador 2.....	80
Tabela 4.5- Ajuste relé alimentador 3.....	82
Tabela 4.6- Ajuste da unidade de sobrecorrente de terra.....	84
Tabela 4.7- Resumo dos ajustes da função diferencial.....	86
Tabela 4.8- Parametros relé SEL 751 da barra de 69kV.....	87
Tabela 4.9- Parametros relé SEL 751A da barra de 13,8kV.....	88
Tabela 4.10- Parametros relés SEL 751A dos alimentadores.....	89
Tabela 4.11- Parametros relé SEL 787 do transformador.....	90

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Justificativa.....	2
1.2	Objetivos.....	3
1.3	Metodologia aplicada.....	3
1.4	Estrutura do trabalho.....	3
2	ASPECTOS DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS.....	5
2.1	Introdução.....	5
2.2	Conceitos e requisitos básicos de um sistema de proteção.....	5
2.3	Equipamentos de proteção.....	7
2.3.1	Religadores.....	7
2.3.2	Transformadores de Instrumento.....	9
2.3.2.1	Transformadores de Corrente (TC).....	10
2.3.2.2	Transformadores de Potencial (TP).....	14
2.3.3	Relés.....	17
2.3.3.1	Relés Eletromecânicos.....	18
2.3.3.2	Relés Estáticos.....	19
2.3.3.3	Relés Microprocessados (IEDs).....	20
2.3.3.4	Características de atuação e temporização.....	22
2.3.3.5	Relé SEL 751.....	25
2.3.3.6	Relé SEL 751 A.....	26
2.3.3.7	Relé SEL 787.....	26
2.3.4	Disjuntores.....	27
2.3.4.1	Características construtivas.....	27
2.3.4.2	Características elétricas.....	30
2.3.5	Chave Fusível.....	31
2.3.6	Seccionadores.....	33
2.4	Conclusões do capítulo.....	35
3	CRITÉRIOS DE PROJETO E PROTEÇÃO DA SUBESTAÇÃO DE 69kV.....	36
3.1	Introdução.....	36
3.2	Projeto de Subestação.....	36
3.2.1	Projeto Civil.....	37

3.2.1.1	Instalações provisórias	37
3.2.1.2	Movimento de terra	37
3.2.1.3	Drenagem e pavimentação	38
3.2.1.4	Edificação.....	38
3.2.1.5	Bases e fundações para postes.....	39
3.2.1.6	Caixas, eletrodutos e canaletas.....	39
3.2.2	Projeto Eletromecânico	39
3.2.2.1	Malha de aterramento.....	39
3.2.2.2	Condutores e barramentos.....	40
3.2.2.3	Equipamentos a instalar na subestação	40
3.2.3	Projeto de Proteção.....	40
3.2.3.1	Proteção de sobrecorrente	41
3.2.3.2	Proteção de sobrecorrente de sequência negativa	42
3.2.3.3	Proteção diferencial.....	43
3.3	Conclusões do capítulo	45
4	AJUSTES DA PROTEÇÃO DA SUBESTAÇÃO DE 69kV DO CAMPUS DO PICI	47
4.1	Introdução	47
4.2	Subestação Campus do Pici	47
4.3	Diagrama de impedâncias e estudo de curto-circuito	51
4.3.1	Impedância reduzida do sistema	52
4.3.2	Impedância do transformador.....	52
4.3.3	Impedância na barra de 69kV.....	52
4.3.4	Impedância na barra de 13,8kV.....	52
4.3.5	Curto-Circuito na barra de 69kV.....	53
4.3.6	Curto-Circuito na barra de 13,8kV.....	53
4.4	Metodologia e dimensionamento dos TC's de proteção.....	53
4.4.1	Metodologia	53
4.4.1.1	Curto-Circuito	53
4.4.1.2	Carga Imposta ao TC.....	54
4.4.2	Dimensionamento dos TC's da subestação.....	55
4.4.2.1	TC 69 kV- TC de Proteção da Barra de 69 kV	55
4.4.2.2	TC 13,8 kV- TC de Proteção da Barra de 13,8 kV	57
4.4.2.3	TC Alimentadores- TC de Proteção dos Alimentadores 1, 2 e 3	59

4.5	Metodologia e ajustes das funções de proteção	61
4.5.1	Metodologia	61
4.5.1.1	Ajuste da função 51 e 51N.....	62
4.5.1.1	Ajuste da função 50 e 50N	64
4.5.1.2	Ajuste da função 51Q.....	65
4.5.1.3	Ajuste da função 51G.....	65
4.5.1.4	Ajuste da função 87.....	66
4.5.2	Ajustes das funções de proteção.....	68
4.5.2.1	Ajuste do relé de 69kV.....	68
4.5.2.2	Ajuste do relé de 13,8kV.....	72
4.5.2.3	Ajuste do relé de 13,8kV do alimentador 1 (1500kVA).....	74
4.5.2.4	Ajuste do relé de 13,8kV do alimentador 2 (1150kVA).....	77
4.5.2.5	Ajuste do relé de 13,8kV do alimentador 3 (1010kVA).....	80
4.5.2.6	Ajuste da unidade sobrecorrente de terra (51G – Lado de 13,8kV).....	83
4.5.2.7	Ajuste da proteção diferencial transformador 5 MVA (relé SEL 787).....	84
4.6	Diagramas unifilar geral e diagramas de tempo da subestação	86
4.7	Ajustes paramétricos dos relés.....	87
4.7.1	Ajuste do relé SEL 751 do barramento de 69kV	87
4.7.2	Ajuste do relé SEL 751A do barramento de 13,8kV.....	88
4.7.3	Ajuste do relé SEL 751A dos alimentadores 1, 2 e 3.....	89
4.7.4	Ajuste do relé SEL 787 do transformador de potência	90
4.8	Software PTW (Power Tools for Windows).....	92
4.8.1	Coordenogramas.....	93
4.8.1.1	Coordenograma de fase.....	93
4.8.1.2	Coordenograma de Neutro	94
4.8.1.3	Coordenograma de sequência negativa.....	95
5	CONCLUSÃO.....	97
	BIBLIOGRAFIA	99

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica se tornou fundamental para o desenvolvimento do país. É quase impossível imaginar qualquer atividade sem a sua presença, pois ela é a principal fonte de luz, calor e força motriz utilizada no mundo moderno. Setores como fábricas, hospitais, lojas, supermercados, entre outros, dependem dela para seu funcionamento (COSTA H. S., 2013).

Obtida a partir de fontes primárias, a eletricidade é gerada em grandes usinas, transportadas por fios e cabos condutores e chega aos consumidores por meio de sistemas elétricos complexos. Desta maneira, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem que ser planejado, operado e regulado de forma disponibilizar energia com qualidade, confiabilidade e continuidade (COSTA H. S., 2013).

Mas nem sempre o sistema está operando devidamente, o SEP está constantemente exposto a diversas contingências, dentre as quais se destacam: descargas atmosféricas, catástrofes naturais, falhas na operação, falhas em seus dispositivos (cabos, transformadores, disjuntores, chaves de manobra, entre outros) e o curto-circuito. Esses eventos provocam condições anormais de funcionamento do sistema, que podem ocasionar danos na rede ou, até mesmo, as pessoas. Para evitar que ocasiões como essa ocorram, muitas vezes é necessário a interrupção do fornecimento pelo sistema (COSTA, 2007).

É exatamente nesse ponto que entram os elementos de proteção do sistema. Eles são necessários para assegurar a confiabilidade do sistema. Os sistemas elétricos de proteção devem proporcionar a interrupção da alimentação do sistema de forma a garantir a proteção dos barramentos, linhas e equipamentos elétricos. Além disso, em equipamentos como o relé de proteção, é necessário que haja o registro das informações do relé a fim de identificar o elemento que ocasionou sua atuação (COTOSCK, 2007).

A proteção não deve ser mais tratada como um aspecto secundário já que as causas das anomalias crescem a medida que a complexidade do sistema aumenta. Destacando, também, que os usuários se tornaram mais exigentes. Devido a isso, ocorre o surgimento de soluções mais eficazes e, até mesmo, a modernização de componentes responsáveis pela proteção do sistema. Como é o caso da substituição dos relés eletromecânicos pelos digitais. Com esse fato, fica evidente a importância da proteção do sistema elétrico. Que com um bom projeto minimiza as interrupções permanentes e melhora a continuidade de fornecimento (NOBRE, 2013).

1.1 Justificativa

O suprimento da atual da rede de distribuição elétrica do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará é feito através de um alimentador da Subestação (SE) Pici da Companhia Energética do estado do Ceará (COELCE) em nível de tensão primário de 13,8kV. A rede de distribuição elétrica possui topologia radial com uma proteção geral, apenas. Essa proteção é a do relé associado ao disjuntor de média tensão. Devido a esse fator, que implica nas condições precárias dos recursos de proteção, a proteção do Campus é pouco confiável. Pois, na condição atual, caso ocorra uma falta fica difícil determinar qual dispositivo de proteção irá atuar (BARROS, 2010).

A partir desse cenário foi a proposta mudança de fornecimento através da alteração do nível de tensão de suprimento. Passando de 13,8kV para 69kV. Para isso, é necessário que seja construída uma subestação de 69-13,8kV no Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará visando a melhoria da confiabilidade, disponibilidade, segurança e da qualidade de energia fornecida ao sistema de energia elétrica do campus.

Com a construção da SE é necessário a implantação de um sistema de proteção visando a proteção tanto da rede como dos equipamentos pertencentes a esta SE. Apesar do tema de proteção da subestação do Campus do Pici ter sido trabalhado em outras referências, faz-se necessária a atualização do projeto.

O funcionamento adequado do SEP necessita do desenvolvimento de determinadas atividades, dentre as quais se destaca o planejamento da expansão. Com a expansão sistema elétrico de potência, altera-se os níveis de curto-circuito (necessários para o projeto de proteção), já que estes dependem da potência de curto-circuito no ponto de falta. Fazendo com que a proteção tenha que ser projetada de acordo com esses níveis de curto-circuito (SANT'ANA, 2009).

Outro fator que pode ser citado é a constante ampliação de carga do campus, que devido a investimentos vem aumentando a cada ano. Isso faz com que o projeto de proteção tenha que ser refeito para suprir a necessidade do sistema atual.

Devido ao fato da concessionária local (COELCE) solicitar um novo projeto de proteção, levando em consideração os dados atualizados do SEP, este trabalho propõe o projeto completo de coordenação e seletividade da SE que será implantada no Campus do Pici a partir dos dados atuais de curto-circuito, além da simulação da proteção, através de níveis de curto-circuito e coordenograma, utilizando um software de simulação. O software utilizado neste

trabalho é o PTW (Power Tools for Windows), que auxilia na elaboração de estudos do sistema elétrico de potência, como por exemplo o estudo de curto-circuito e de coordenação da proteção.

1.2 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo principal apresentar o estudo de proteção e seletividade da subestação de 69-13,8kV do campus do Pici na Universidade Federal do Ceará. Em diferentes pontos do sistema elétrico da subestação serão calculados os valores de curto-circuito a fim de ajustar as proteções de sobrecorrente para garantir a coordenação e seletividade da proteção da subestação.

1.3 Metodologia aplicada

A metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho abrange:

- a) Apresentação da configuração da subestação;
- b) Apresentação do software PTW;
- c) Cálculo das correntes de curto-circuito através do software PTW;
- d) Cálculo da saturação dos transformadores de corrente (TC);
- e) Cálculo dos ajustes das funções de sobrecorrente temporizada e instantânea de fase e de neutro com base nos valores de curto-circuito calculados;
- f) Cálculo dos ajustes de proteção diferencial e de sobrecorrente de terra do transformador;
- g) Apresentação dos ajustes a serem realizados no relé escolhido;
- h) Análise dos coordenogramas utilizando o software PTW.

1.4 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está dividido em cinco capítulos, estruturado da seguinte maneira:

No Capítulo 1, é feita uma introdução ao tema proposto, mostrando o conceito e a importância da proteção de sistemas elétricos no cenário atual do SEP. Além disso, também são apresentados a justificativa, o objetivo e a metodologia do presente trabalho de conclusão de curso.

No Capítulo 2, são abordados os aspectos gerais da proteção de sistemas elétricos, bem como seus conceitos e requisitos básicos. Além de falar sobre os principais equipamentos que compõem o sistema de proteção.

No Capítulo 3, são abordados os itens necessários para realização do projeto de uma subestação de 69kV dando-se ênfase as principais funções que devem constar em um projeto de proteção de uma subestação de 69kV, bem como suas características.

No Capítulo 4, são apresentados os estudos de proteção e seletividade da subestação e os ajustes a serem realizados nos relés.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões e considerações finais do trabalho.

2 ASPECTOS DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

2.1 Introdução

Neste capítulo será apresentado uma visão geral do sistema de proteção e alguns conceitos vinculados ao estudo de proteção de sistemas elétricos. Dentre estes conceitos se destacam as propriedades fundamentais pertencentes ao projeto de proteção para que este obtenha um bom desempenho de atuação. Serão apresentados os principais equipamentos destinados a proteção de sistemas bem como uma descrição sobre os mesmos, incluindo os relés que serão utilizados no projeto de proteção e seletividade da subestação.

2.2 Conceitos e requisitos básicos de um sistema de proteção

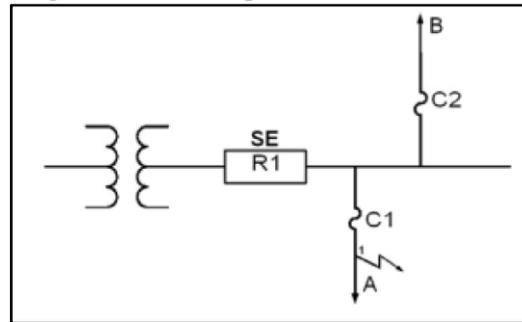
A proteção de um sistema de potência é projetada tomando como base os fusíveis e os relés incorporados necessariamente a um disjuntor, que é, na essência, a parte mecânica responsável pela desconexão do circuito afetado pela fonte supridora (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

A principal função do sistema de proteção é assegurar que o sistema de potência seja desconectado caso seja submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites previstos ou de parte dele. Além disso o sistema de proteção tem a função de fornecer as informações necessárias para que o operador do sistema identifique os defeitos e sua consequente recuperação. Para que um projeto de proteção obtenha um bom desempenho deve-se considerar algumas propriedades fundamentais: seletividade e coordenação, zonas de atuação, velocidade, sensibilidade, confiabilidade e automação (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

Seletividade de proteção é uma técnica utilizada no estudo de proteção e coordenação, na qual só é desconectada a parte do sistema que se encontra mais próxima do ponto de defeito. Ou seja, o sistema é capaz de reconhecer e selecionar as condições que deve operar, evitando operações inadequadas (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

Um exemplo de seletividade pode ser observado na Figura 2.1. Quando ocorre uma falta no ponto 1, o equipamento de proteção C1 atua, desconectando o respectivo ramal e evitando a atuação do dispositivo de retaguarda R1.

Figura 2.1- Exemplo de seletividade



Fonte: (BARROS, 2010).

Dentro do conceito de seletividade existe a seletividade amperimétrica, a cronológica, a lógica e a convencional. A seletividade amperimétrica é aquela que é utilizada quando existe uma impedância muito grande entre os pontos os quais se deseja fazer a seletividade. Neste caso a falta vista pelo dispositivo a montante é muito maior que a vista pelo dispositivo a jusante. A seletividade cronológica é aquela que ocorre quando há a aplicação de intervalos de tempo de atuação entre o dispositivo a montante e a jusante de forma que garante que o sistema de proteção opere com coordenação e seletividade. A seletividade lógica é aquela que é aplicada através de relés digitais de forma que permita a atuação das unidades mais próximas da falta em um período muito pequeno. A seletividade convencional consiste na aplicação da seletividade cronológica e/ou amperimétrica (MADERGAN, 2012).

Coordenação do dispositivo de proteção é o intervalo de tempo que garante que a área que estiver mais próxima da falta operará primeiro e que a proteção exatamente a montante não operará, a não ser que a proteção mais próxima falhe (MADERGAN, 2012).

Zona de atuação do elemento de proteção define a zona que é protegida pelo elemento de proteção ou não. Ou seja, o elemento é capaz de diferenciar se a ocorrência é interna ou externa a zona protegida. Quando a ocorrência é interna à zona protegida o elemento de proteção deve atuar acionando a bobina do disjuntor associado. Quando a ocorrência é externa a zona protegida o relé não deve ser sensibilizado pela grandeza elétrica do defeito (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

Para que o sistema seja eficiente, possuindo as propriedades requeridas, ele deve ser dividido em zonas de proteção. Estas zonas devem se sobrepostas a fim de evitar as zonas mortas (zonas que não podem ser detectadas) (NOBRE, 2013).

O conceito de zona de proteção vem interligado com o de níveis de proteção. Geralmente a atuação da proteção se dá em três níveis: principal, de retaguarda e auxiliar. O principal é quem deve atuar primeiro quando ocorre uma falta dentro da zona protegida. O de

retaguarda é aquele que atua quando ocorre falha na proteção principal. E o auxiliar é constituído de funções auxiliares de proteção, cujo objetivo é a sinalização, alarme, temporização, intertravamento, etc (ALMEIDA, 2000).

Velocidade de proteção é a capacidade do dispositivo efetuar o desligamento no menor tempo possível. Propiciando as seguintes condições: reduz ou elimina os danos causado ao sistema e reduz o tempo de afundamento das tensões durante as ocorrências (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

Sensibilidade do sistema de proteção é a habilidade que um sistema tem de detectar o limiar em que a proteção deve atuar. Possuindo a menor margem possível entre a atuação e não atuação do dispositivo (COTOSCK, 2007).

Confiabilidade do sistema de proteção é a probabilidade que o sistema de proteção possui de funcionar corretamente e com segurança quando houver a necessidade de sua atuação (COTOSCK, 2007).

Automação do dispositivo de proteção é a capacidade do dispositivo de atuar automaticamente quando é solicitado e de retornar, se for conveniente, a operação normal após o fim da ocorrência (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

2.3 Equipamentos de proteção

Os equipamentos e dispositivos de proteção são os elementos responsáveis pela proteção do sistema. Os principais equipamentos de proteção são os religadores, transformadores de instrumento, relés de proteção, disjuntores, chaves fusíveis e seccionadores (ALMEIDA, 2000).

Neste tópicos serão abordados as principais características de cada elemento citado anteriormente, sendo que será dado ênfase aos transformadores de instrumento, os relés de proteção e aos disjuntores.

2.3.1 Religadores

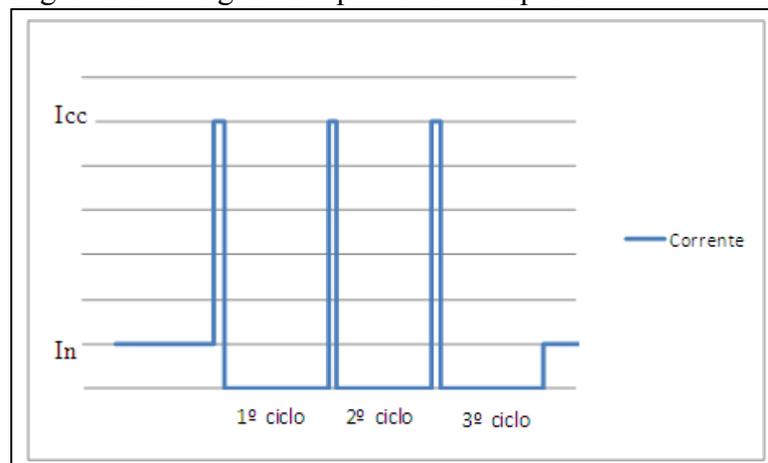
Os religadores são dispositivos de proteção que possuem capacidade de interrupção que depende da quantidade de vezes que ele atua abrindo e fechando o circuito quando ocorre uma falta. Os religadores são bastante úteis quando a falta é do tipo temporária. Devido a essa características são geralmente utilizados em ramais de alimentadores.

O princípio de funcionamento de um religador consiste em identificar uma condição de sobrecorrente e a partir desta condição ele interrompe o circuito, religando-o automaticamente após um tempo predeterminado. Caso a falta ainda persista no sistema, ele repete a mesma sequência de desligamento e religamento em até três vezes consecutivas. Após o quarto disparo o circuito é desligado e permanece nesse estado. Esse comando pode ser dado por relés com função de proteção 50 e 51 e por um relé de religamento (função 79). Geralmente o meio de interrupção mais utilizado é o gás SF₆ possui excelência na extinção de arco devido a suas propriedades físicas e químicas (ALMEIDA, 2000).

Para melhor compreensão do princípio de funcionamento de um religador observa-se o estudo de dois casos de falta. Considera-se que o sistema está operando em condições normais com uma corrente nominal I_n e, em determinado instante de tempo, ocorre uma falta no sistema.

No primeiro caso, tem-se uma falta temporária, como mostra a Figura 2.2.

Figura 2.2- Religamento para falha temporária

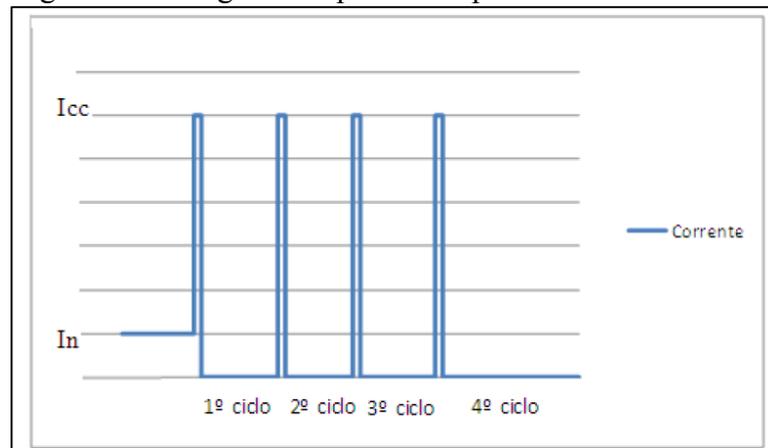


Fonte: (BARROS, 2010).

Considerando que o religador foi programado com quatro ciclos de religamento observa-se que o religador não bloqueou o circuito, pois antes do último desligamento a falta desapareceu. Após o evento ocorrido o religador irá se reestabelecer e estará preparado para realizar outro ciclo de religamento caso haja outra falta no sistema.

Na Figura 2.3, tem-se o caso de uma falta permanente.

Figura 2.3- Religamento para falha permanente



Fonte: (BARROS, 2010).

Neste segundo caso observa-se que o religador desenvolve uma sequência completa de religamento. Ou seja, executa quatro disparos e 3 religamentos. Como a falta que está ocorrendo no sistema não se resolveu, após o quarto disparo o religador abre o circuito e fica nesse estado até que receba o comando de fechamento.

2.3.2 Transformadores de Instrumento

Devido ao nível de tensão e corrente de sistemas de potência serem muito elevados, a medição dessas grandezas se torna técnica e economicamente inviável. Para que se possa monitorar valores de tensão e corrente cada vez maiores é necessário reduzir os valores de tensão e corrente medidos. Necessariamente desse ponto que entram os transformadores de instrumento (SOUZA, 2010).

Os transformadores de instrumento são responsáveis por reduzir os níveis das grandezas do sistema de potência para níveis que são aceitos pelos instrumentos de proteção, medição e controle. Além dessa função os transformadores de instrumento possuem isolamento entre o enrolamento primário (ligado ao sistema de potência) e o enrolamento secundário (ligado aos instrumentos), proporcionando a proteção tanto dos instrumentos como dos operadores.

Os transformadores de instrumento existentes no mercado são os transformadores de potencial (regidos pela norma NBR 6855) e os transformadores de corrente (regidos pela norma NBR 6856).

2.3.2.1 Transformadores de Corrente (TC)

Os transformadores de corrente são os elementos responsáveis por reproduzir proporcionalmente o nível de corrente que passa no seu enrolamento primário em seu circuito secundário mantendo a sua posição fasorial. Ou seja, ele possui dois enrolamentos, o primário e o secundário, que são acoplados magneticamente e são utilizados para reduzir os valores de corrente a valores baixos. Geralmente esses valores são de 1 ou 5A, sendo o valor de 1A é a corrente normalizada utilizada na Europa. Neste trabalho será utilizada uma corrente padronizada de 5A compatível com o nível de corrente aceitável pelos equipamentos de proteção (KINDERMANN, Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: Volume 1, 2005).

As finalidades básicas dos transformadores de corrente são (MADERGAN, 2012):

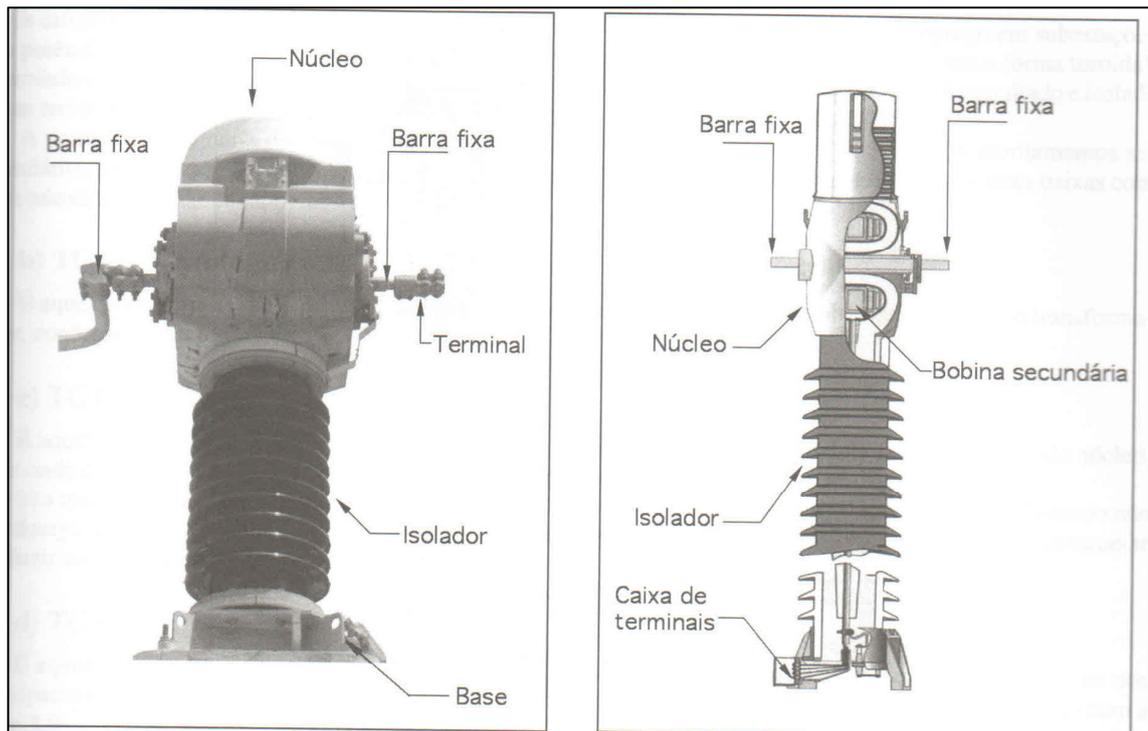
- Promover a segurança do pessoal;
- Isolar eletricamente o circuito de potência dos instrumentos;
- Padronizar os valores de corrente dos relés e medidores;

2.3.2.1.1 Características Construtivas

Os transformadores de corrente podem ser construídos de diferentes maneiras e para diferentes usos. Eles podem ser de diferentes tipos: TC tipo barra, enrolado, janela, núcleo dividido, vários enrolamentos primário, vários núcleos secundários, vários enrolamentos secundários e derivação no secundário.

O **TC do tipo barra** são geralmente utilizados em painéis de comando de elevadas correntes, tanto para medição quanto para proteção. Além de serem empregados em subestações de média e de alta tensão. Ele é definido como sendo aquele cujo o enrolamento primário é constituído por uma barra fixada através do núcleo do transformador (como pode ser observado na Figura 2.4) (FILHO J. M., 2005).

Figura 2.4- TC tipo barra



Fonte: (FILHO J. M., 2005).

O **TC tipo enrolado** é constituído de uma ou mais espiras envolvendo o núcleo do transformador. Geralmente é utilizado quando são requeridas relações de transformação 200/5. Devido ao fato de possuírem isolamento limitada são utilizados em circuitos com tensões de até 15kV (ALMEIDA, 2000).

O **TC tipo janela** não possui o enrolamento primário fixo. O enrolamento primário é constituído pelo próprio condutor do circuito. Esse condutor passa pela janela do transformador, que é uma abertura que o núcleo possui para a passagem do condutor. Fazendo com que o meio isolante de transformação seja o ar (ALMEIDA, 2000).

O **TC tipo bucha** é semelhante ao tipo barra sendo sua instalação sendo feita na bucha dos equipamentos, com transformadores, disjuntores, etc. Ele possui um núcleo em forma de anel com enrolamentos secundários (ALMEIDA, 2000).

O **TC do tipo núcleo dividido** é parecido com o tipo janela sendo que o núcleo pode ser separado para que o condutor possa ser envolvido. Permitem obter resultados adequados sem que seja necessária o seccionamento do condutor ou barra no qual esteja se fazendo a medição (FILHO J. M., 2005).

O **TC tipo com vários enrolamentos primários** é aquele que possui diversos enrolamento primários montados isoladamente e um único enrolamento secundário.

Semelhante a ele existe o **TC tipo vários enrolamentos secundários**, que possui vários enrolamentos secundários e um único núcleo envolvido pelo enrolamento primário (FILHO J. M., 2005).

O **TC do tipo com vários núcleos secundários** é aquele que é constituído de dois ou mais enrolamentos secundários montados isoladamente. Cada enrolamento possui seu núcleo individualmente, formando um só conjunto juntamente com o enrolamento primário. Vale destacar que a seção do condutor primário, para este caso, deve ser dimensionada levando em consideração a maior relação de transformação dos núcleos considerados (FILHO J. M., 2005).

Por último, tem-se o **TC tipo derivação no secundário**. Este tipo possui um núcleo que é envolvido pelos enrolamentos primários e secundários. Mas, diferente dos outros, o enrolamento secundário pode ser provido de uma ou mais derivações (FILHO J. M., 2005).

2.3.2.1.2 Características Elétricas

Embora o funcionamento dos transformadores de corrente sejam semelhantes, vale destacar que existem diferenças entre os transformadores de corrente destinados a medição e os destinados a proteção. As diferenças básicas entre o TC's são (ALMEIDA, 2000):

- Os TC's de medição possuem classe de exatidão 0,3; 0,6 e 1,2% (sendo a 0,3% obrigatória em medição de energia para faturamento), enquanto os de proteção possuem uma classe de exatidão de 10%. Sendo que é considerado que um TC está dentro de sua classe de exatidão quando seu erro é mantido em 10% (no caso de TC de proteção) para valores de corrente até 20 vezes maior que o valor da corrente nominal do TC (NBR6856, 1992).
- Os TC's de medição são feitos com núcleo de alta permeabilidade magnética, ou seja, eles entram em saturação para correntes bem mais baixas que os TCs de proteção. Isso ocorre quando a corrente no enrolamento primário atinge o valor de 4 vezes a corrente nominal do TC. Já os TC's de proteção são feitos com material diferente dos de medição, possuindo uma permeabilidade magnética inferior ao de medição. Isso faz com que o TC de proteção entre em saturação para valores de corrente primária maiores que 20 vezes a corrente nominal do TC.

Estudada a diferença entre os TC's de medição e de proteção, pode-se verificar as características que a norma NBR 6856 determina como principais para especificações dos TC's:

a) Corrente nominal e relação nominal

As correntes nominais primárias devem ser compatíveis com os valores da corrente de carga do circuito primário. Já o valor da corrente secundária é geralmente 5 A, salvo alguns casos especiais como o do relé de proteção ser instalado distante do transformador de corrente. Segundo a NBR 6856, as correntes nominais primárias são de 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800, 1200, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000 e 8000 A. Considerando as correntes nominais citadas a relação nominal do TC pode ser expressa da seguinte forma, se o TC é de 300-5 A: 60:1. Esse valor de relação é conhecido como RTC. Caso haja diferentes enrolamentos primários o TC é indicado da seguinte maneira 150x300x600/5 A.

b) Classe de tensão de isolamento

É a tensão máxima de serviço do TC. Ela deve ser superior a tensão do circuito no qual o TC está conectado. Como exemplo pode-se citar uma rede de 13,8kV, para esse nível de tensão é necessário que o TC tenha uma classe de 15kV.

c) Frequência nominal

É a frequência de operação do transformador de corrente. Geralmente é 50 e/ou 60Hz.

d) Carga nominal e saturação

Os transformadores de corrente devem ser especificados de acordo com a carga que será ligada no seu secundário. A norma NBR 6856 padroniza algumas cargas que podem ser ligadas no secundário do TC. As classes são as seguintes: C2,5, C5, C12,5, C25, C50, C100 e C200. Onde a letra C se refere a transformador de corrente e o número se refere a potência aparente da carga que pode ser ligada. Levando em consideração que a corrente secundária do TC é de 5 A, para um TC classe C200 pode-se ligar uma carga no secundário com uma impedância de 8 ohms.

Além da carga deve-se levar em consideração a tensão nos terminais do secundário do TC, pois quando o valor de tensão excede o valor da especificação do TC este entra em saturação. Para que isto não ocorra evite ligar cargas no secundário do TC de forma que supere o valor de carga especificado.

e) Classe de exatidão

A exatidão de TC's para fins de proteção, segundo a norma NBR 6856 é expressa da seguinte forma:

Em um TC especificado do tipo 10B100, a número 10 representa o erro máximo em porcentagem que o TC pode apresentar quando uma corrente 20 vezes maior que a nominal percorre o enrolamento primário do TC. A letra B significa que o TC é de baixa impedância, se a letra fosse A ele seria de alta impedância. Já o número 100 significa que o TC consegue entregar até 100 V para carga na condição de 20 vezes a corrente nominal e carga nominal. Essa carga nominal é a carga imposta ao TC.

f) Fator térmico

É definido como sendo a relação entre a corrente primária admissível em regime permanente e sua corrente nominal. Os valores mais usuais para os transformadores de corrente são: 1,0, 1,2, 1,3, 1,5, e 2. O TC pode operar carregado plenamente e permanentemente até seu limite térmico sem que haja prejuízo no desempenho, vida útil e nível de isolamento. Além disso o fator térmico é importante pois contempla o crescimento de carga do alimentador de deixa possíveis folgas em caso de emergência no setor elétrico (KINDERMANN, Proteção de Sistemas Elétricos de Potência: Volume 1, 2005).

g) Corrente suportável de curta duração, efeito térmico e dinâmico

A corrente suportável de curta duração para efeito térmico é a corrente primária que o TC pode suportar durante um intervalo de tempo com os enrolamentos do secundário curto-circuitados sem que haja a ultrapassagem do limite térmico de isolamento do equipamento. Já a corrente suportável de efeito dinâmico é a corrente assimétrica primária que o TC deve suportar com o enrolamento secundário curto circuitado sem que haja prejuízo mecânico no equipamento (ALMEIDA, 2000).

2.3.2.2 Transformadores de Potencial (TP)

Os transformadores de potencial são sensores que fazem a transformação da tensão primária de fornecimento em uma tensão de nível compatível com os equipamento de proteção, medição e supervisão. Eles podem ser do tipo indutivo e capacitivo, sendo o do tipo indutivo mais utilizado em projetos de sistemas com tensões de 69kV (SOUZA, 2010).

As finalidades básicas dos transformadores de potencial são (MADERGAN, 2012):

- Promover a segurança do pessoal;
- Isolar eletricamente o circuito de potência dos instrumentos;
- Padronizar os valores de corrente dos relés e medidores;

2.3.2.2.1 Características Construtivas

O transformador de potencial são fabricado levando em consideração as tensões primária e secundária que serão aplicadas sobre ele, o tipo de instalação e o grupo de ligação requerido. Os TPs podem ser do tipo indutivo ou do tipo capacitivo.

O TP do tipo indutivo é constituído por um enrolamento primário envolvendo um núcleo de silício, sendo este comum ao enrolamento secundário. Estes transformadores funcionam com base no princípio da conversão eletromecânica entre os enrolamentos primários e secundário.

O TP do tipo capacitivo é construído basicamente para tensões superiores a 138kV e são construído com a utilização de capacitores que servem para fornecer um divisor de tensão. Ou seja, ele é constituído por um divisor capacitivo.

2.3.2.2.2 Características Elétricas

Basicamente a diferença entre os TPs destinados a medição e os destinados a proteção se diferenciam entre si somente pela classe de exatidão.

Segundo a NBR 6855 os principais dados básicos para especificação de um TP são:

a) Tensão nominal primária e secundária

Os transformadores de potencial devem suportar tensões de serviço acima de 10% da tensão nominal em regime contínuo sem que haja prejuízo em sua integridade.

As tensões primárias do TP devem ser compatíveis com a tensão de operação do sistema ao qual ele está conectado. Essas tensões podem variar de 115 a 460kV. Já a tensão secundária é padronizada no valor de 115 V para TP do grupo 1 e 115/raiz de 3 V para TP do grupo 2 e 3. A relação dos grupos de ligação dos TP podem ser vistas no item h deste tópico.

b) Relação nominal do TP (RTP)

Levando-se em consideração os níveis de tensão citados no item anterior, para um TP do grupo 1 com nível de tensão primária de 4600 V a relação nominal do TP seria de 40:1. Já que a tensão secundária é padronizada em 115 V.

c) Tensão máxima e classe de isolamento

A classe de isolamento depende da máxima tensão de linha do sistema.

d) Frequência Nominal

Frequência nominal é frequência do sistema ao qual o TP está conectado. Geralmente é 50 ou 60 Hz.

e) Carga nominal

A soma das cargas ligadas a um TP devem ser compatíveis com a carga nominal para o qual o TP foi especificado. Segundo a NBR 6855 as cargas nominais padronizadas são de 1,5; 25, 35, 75, 200 e 400 VA.

f) Classe de exatidão

Para TP do tipo indutivo a classe de exatidão enquadra-se dentro destes valores: 0,3; 0,6 e 1,2%. Em um TP do tipo 0,3P200, por exemplo, o número 0,3 indica a classe de exatidão. Após o primeiro número vem a letra P, indicando o transformador de potencial e após a letra P segue o número 200 que indica a maior carga nominal que pode ser imposta a ele.

g) Potência térmica nominal

A potência térmica nominal é a máxima potência que o TP pode suprir sem que seja excedido o limite de temperatura de operação do mesmo. Ela é expressa em VA e deve ser igual ao produto do quadrado do fator de sobretensão contínuo (que será abordado no item h) pela maior carga especificada.

h) Grupo de ligação e fator de sobretensão nominal

Segundo a norma, existem três grupos de ligação do TP. O primeiro, denominado Grupo 1, são TP's indutivos projetados para serem ligados entre fases. O segundo, denominado Grupo 2, são TP's indutivos projetados para ligações entre fase e terra em sistemas aterrados eficazmente. O terceiro, denominado Grupo 3, são projetados para o mesmo tipo de ligação do grupo 2 sendo não há garantia da eficácia do sistema de aterramento.

O fator de sobretensão nominal é utilizado para que se possa definir condições de sobretensões durante uma falta com a terra em sistemas trifásicos não aterrados. Na Tabela 2.1, pode-se verificar o valor desses fatores para determinados grupos de ligações e um determinado período de tempo (MADERGAN, 2012).

Tabela 2.1- Fatores de sobretensão

Grupo de ligação	Fator de sobretensão	
	Contínuo	30 segundos
1	1,15	1,15
2	1,15	1,5
3	1,9	1,9

Fonte: (MADERGAN, 2012).

2.3.3 Relés

Os relés são dispositivos que monitoram determinadas grandezas (que pode ser tensão, corrente, frequência, etc) e a partir dos valores monitorados eles determinam se os equipamentos que eles comandam devem atuar. Geralmente os relés enviam comandos para acionar equipamentos de disjunção, como religadores e disjuntores.

Os parâmetros mais adequados para detectar a ocorrência de faltas são as tensões e correntes no circuito o qual se deseja proteger. Com isso o relé deve processar sinais a fim de determinar a existência de anormalidades e então acionar o dispositivo de disjunção. Além dessas funções o relés de proteção atuais incorporam funções de identificar o tipo de defeito e registrar as informações, como grandezas analógicas e registros oscilográficos para que se possa fazer análises futuras (FILHO, 2010).

A classificação dos relés pode ser feita de acordo com a grandeza de atuação (corrente, tensão, frequência, entre outros), forma de conexão com o circuito, forma construtiva, tipo de curva de atuação e função de atuação (MADERGAN, 2012).

Quanto a grandeza de atuação eles podem ser classificados para atuar a partir das grandezas de tensão, corrente e frequência.

Na forma de conexão do circuito eles podem ser do tipo primário ou secundário. O do tipo primário é aquele que é conectado ao sistema sem a utilização de transformadores de instrumento. Isso dificulta a manutenção e a manipulação do equipamento. Geralmente são utilizados em sistemas com tensão até 13,8kV. O do tipo secundário é utilizado em sistemas de tensão mais elevada, por exemplo em 69kV, e utilizam transformadores de instrumento para fazer a conexão. Eles são conectados ao secundário de transformadores de corrente, o que garante mais segurança e facilita a operação e manutenção do equipamento (SOUZA, 2010).

Quanto a função de atuação, eles são classificados de acordo com a função que desempenham. A norma ANSI C37.2-2008 fornece códigos para cada função. Por exemplo o relé diferencial de corrente é a 87, o rele de sobrecorrente temporizada é a 50, o rele de sobrecorrente instantânea é a 51. No APÊNDICE A estão determinados todos os códigos de proteção conforme a norma. Os relés de sobrecorrente são os mais utilizados e será o principal componente da proteção da subestação do Campus do Pici, além dele será utilizado um relé de proteção diferencial para o transformador de potência da subestação.

Para se estudar a classificação quanto à forma construtiva do relé será feito um estudo da evolução do relé ao longo do tempo.

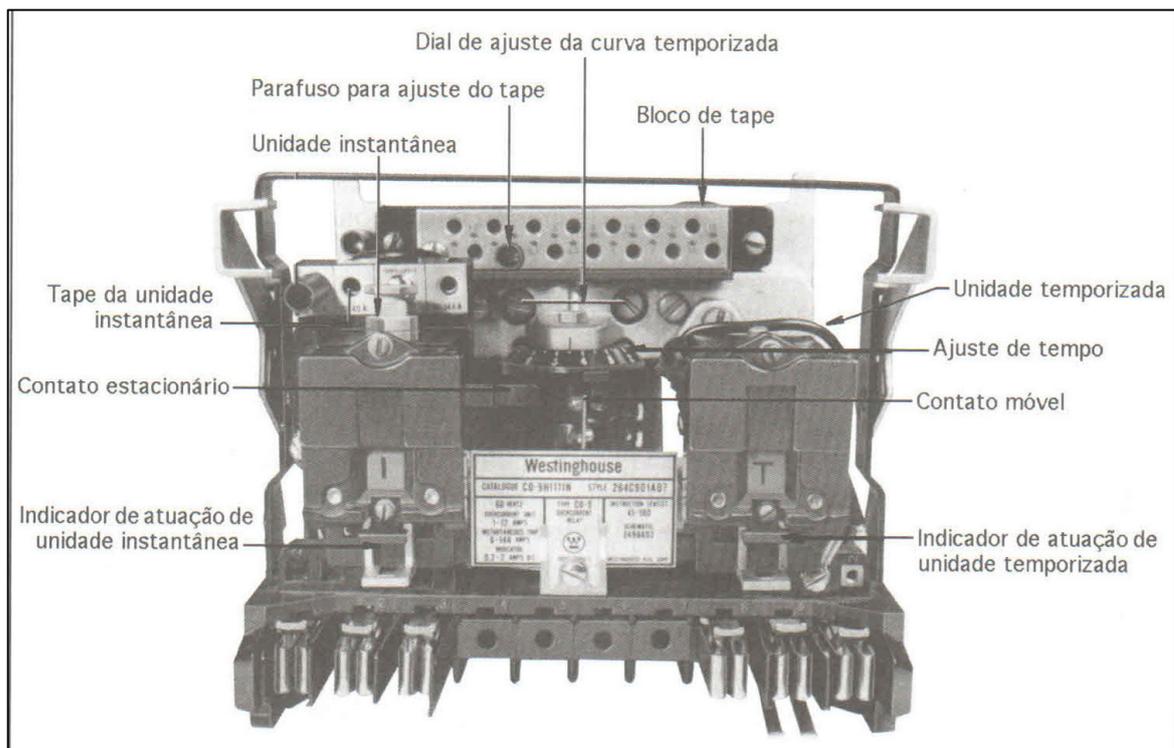
2.3.3.1 Relés Eletromecânicos

Atualmente são tidos como verdadeiras peças de relojoaria. Isso ocorre pelas características de seus mecanismos de operação. São dotados de bobinas, discos de indução, molas e contatos. São de fácil manutenção e de fácil ajuste dos parâmetros.

São dispositivos de que possuem elevada vida útil e geralmente são substituídos quando é feita alguma reforma no sistema elétrico. Apesar de estarem ultrapassados tecnologicamente eles podem ser utilizados de forma didática para explicar as funções de proteção do sistema (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

A Figura 2.5 apresenta um relé do tipo de sobrecorrente de indução.

Figura 2.5- Relé de proteção eletromecânico



Fonte: (FILHO J. M., 2005).

O relé é composto por uma bobina, uma parte mecânica, mola de restrição e um contato normalmente aberto pertencente ao circuito de acionamento do disjuntor. Quando há uma corrente suficientemente grande no secundário do TC, esta produz um campo magnético

que vence a força da mola e faz com que o contato normalmente aberto de acionamento do disjuntor feche (SOUZA, 2010).

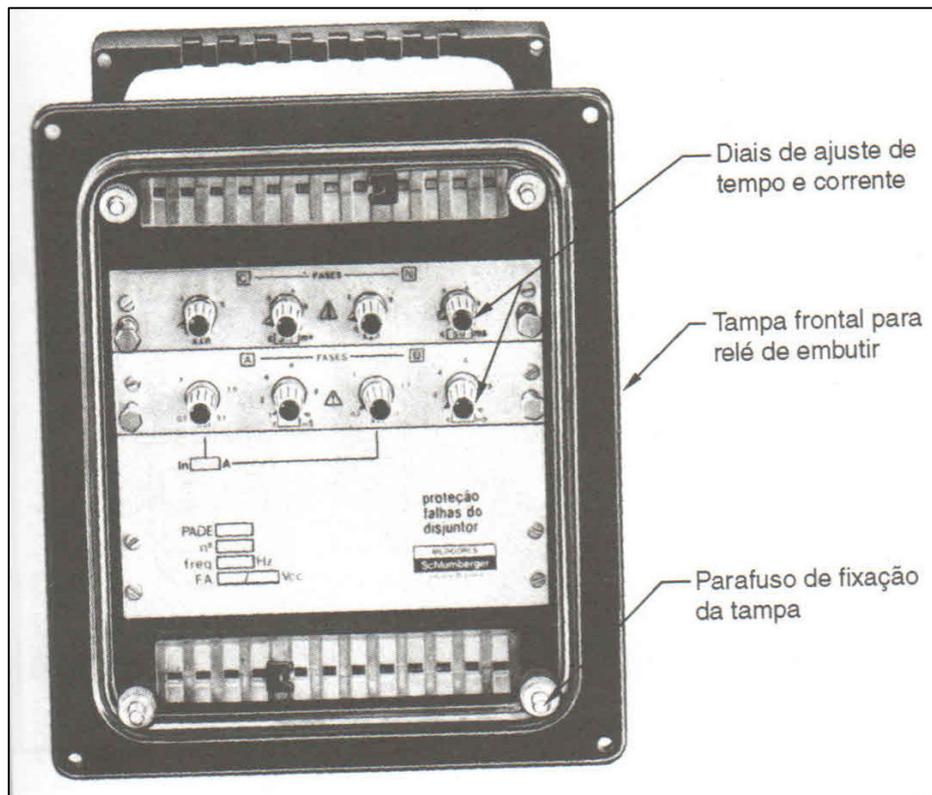
2.3.3.2 Relés Estáticos

A tecnologia dos relés eletromecânicos foi sucedida pelo relés estáticos. Ele opera com base em circuitos lógicos eletrônico, por isso também podem ser chamados de relés eletrônicos. Eles são aplicados da mesma maneira que os reles eletromecânicos, só que as funções que antes eram representadas por peças mecânicas e tecnologia de indução magnética foram substituídas por circuitos impressos (MARTINS, 2012).

Eles possuem elevada velocidade de operação permitindo uma melhor atuação dos sistemas de proteção desenvolvendo-se esquemas de proteção mais avançados e sofisticados.

Na Figura 2.6, pode-se ver um exemplo de relé estático. A sinalização operacional é do tipo LED e os ajustes são realizados através de diais fixados no painel frontal (FILHO J. M., 2005).

Figura 2.6- Relé estático



Fonte: (FILHO J. M., 2005).

2.3.3.3 *Relés Microprocessados (IEDs)*

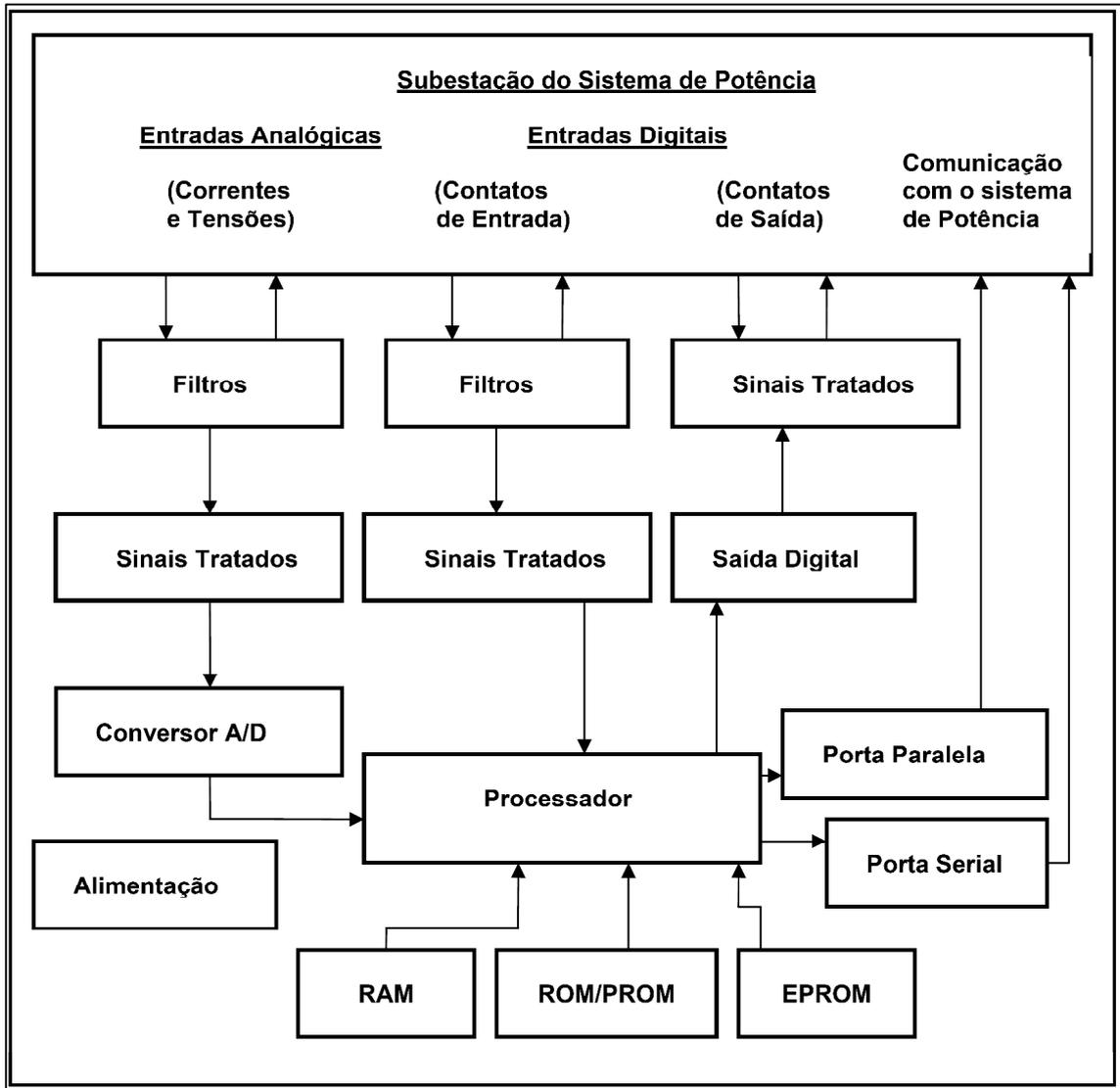
Esses relés utilizam como base os microprocessadores e foram os sucessores dos relés estáticos. Devido a tecnologia dos microprocessadores esses relés possuem a capacidade de exercer várias funções, como por exemplo controle, gravação de dados amostrados, informação de eventos e diferentes funções de proteção.

Seus ajustes podem ser feitos através de um painel frontal ou até mesmo através de um computador interligado com relé por meio de uma porta RS232. E eles funcionam através de programas dedicados que tratam a informação que chega através dos transformadores de corrente.

Outra grande inovação neste tipo de tecnologia é a capacidade de auto teste. Essa função permite que o relé faça a verificação do seu hardware e software para detectar qualquer anormalidade em seu funcionamento. Podendo também, através de dados recolhidos ao longo do tempo eles serem capazes de auto calibração (MARTINS, 2012).

Ele é formado por subsistemas que realizam funções predeterminadas. A Figura 2.7 apresenta a configuração desses subsistemas, que desenvolvem funções de armazenamento e processamento de dados, filtragem, conversão analógica/digital, entre outros (NOBRE, 2013).

Figura 2.7- Subsistemas do relé microprocessado



Fonte: (COTOSCK, 2007).

A Figura 2.8 apresenta um exemplo de relé microprocessado do fabricante SEL.

Figura 2.8- Relé microprocessado



Fonte: (MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA AJUSTES DO RELÉ DE PROTEÇÃO DE ALIMENTAODR SEL-751A).

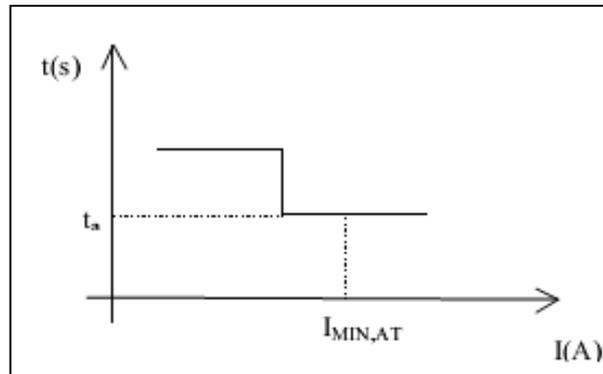
2.3.3.4 Características de atuação e temporização

Os relés de sobrecorrente podem atuar seguindo três parâmetros de curvas. Os tipos de curva são a atuação temporizada, atuação por tempo definido e a atuação instantânea. Na atuação temporizada o relé atua conforme uma curva de parametrização. Na atuação por tempo definido o relé irá atuar em um tempo determinado pelo usuário quando a corrente ultrapassar o valor ajustado no relé. Já na atuação instantânea ele atua em um tempo mínimo de atuação do relé quando a corrente ultrapassa o valor ajustado para esse tipo de atuação.

Como foi dito anteriormente, quando o relé atua por tempo definido, ele irá atuar no tempo ajustado pelo usuário para um valor de corrente igual ou superior ao valor ajustado.

Para isso, ajusta-se um valor de tempo (t_a) de atuação, a corrente mínima de atuação (I_{at}). Na Figura 2.9 está mostrado um exemplo de curva de atuação de tempo definido.

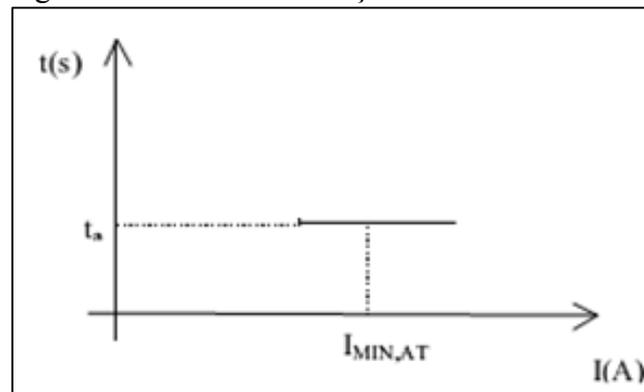
Figura 2.9- Curva de atuação por tempo definido



Fonte: (ALMEIDA, 2000).

Na atuação instantânea ajusta-se uma corrente de atuação e o relé irá atuar de acordo com o seu tempo mínimo de atuação. Pode-se observar isso na Figura 2.10.

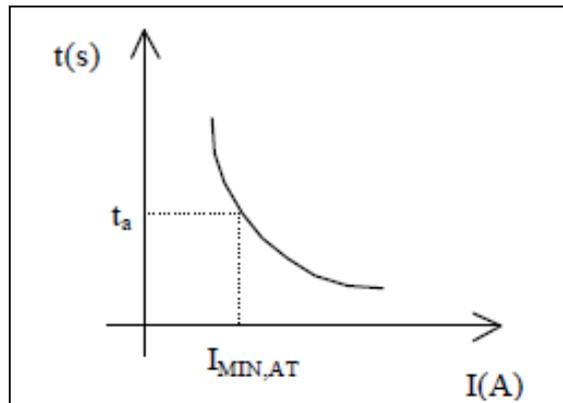
Figura 2.10- Curva de atuação instantânea



Fonte: próprio autor.

Já na atuação temporizada o relé segue uma curva na qual quanto maior o valor da corrente menor é o tempo de atuação do dispositivo. Para correntes maiores que o valor ajustado de atuação, o relé atua em um intervalo de tempo determinado pela curva de atuação. Um exemplo de curva pode ser visto na Figura 2.11.

Figura 2.11- Curva de atuação temporizada



Fonte: (ALMEIDA, 2000)

Os tipos de curva que serão utilizados para o projeto de proteção da subestação seguem o padrão da norma IEC. Porém existem outros padrões como o da norma ANSI ou definidos pelos próprios fabricantes.

A norma IEC trabalha com um tipo de curva que é regido pela equação (2.1):

$$t = \frac{K}{M^\alpha - 1} \quad (2.1)$$

Onde:

t: é o tempo de atuação.

M: é o múltiplo da corrente de ajuste.

K e α : são valores padronizados pela norma IEC, nesse estudo será utilizado a curva muito inversa (cuja sigla é M.I. ou V.I.), apresentada na Tabela 2.2.

No padrão IEC existem 3 tipos de curvas principais de temporização: a curva NI (Normalmente inversa), a curva MI (muito inversa) e a curva extremamente inversa (EI). Estas curvas são regidas pelos valores de k e α aplicadas na equação 2.1. Na Tabela 2.2 estão mostrados os valores temporização padrão IEC juntamente com os valores das constantes que devem ser aplicados em (2.1).

Tabela 2.2- Curvas de temporização padrão IEC

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

Fonte: (Júnior, 2006)

Visto os tipos de relés e suas curvas de atuação, a seguir serão tratados as principais características dos relés que serão utilizados no projeto de proteção da subestação do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará, essas características foram baseadas no manual disponibilizado pelo fabricante.

2.3.3.5 Relé SEL 751

Essa seção é destinada ao relé 751 do fabricante Schweitzer Engineering Laboratories, INC. Este foi o relé adquirido para ser utilizado na Subestação da Universidade Federal do Ceará para proteção do alimentador de 69kV. O relé SEL 751 é do tipo microprocessado. Esse equipamento possui as funções básicas de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase e de neutro. Além disso apresenta as funções de sobrecorrente de sequência negativa, sobre e subtensão, sobre e subfrequência, religamento, etc. Os ajuste que serão feitos neste trabalho será comentado no Capítulo 3.

O TAP de um relé é o valor que multiplicado pela relação de transformação do TC (RTC) resulta na corrente *pick-up* se o valor da corrente do circuito for superior a corrente de *pick-up* o relé atua através do tempo definido pela sua curva. O dial de tempo é o tempo para o qual o relé deve iniciar sua atuação temporizada e o ajuste instantâneo é o valor de corrente para o qual o relé atua seguindo seu tempo de atuação instantâneo.

Em relação aos ajustes das funções 50/50N e 51/51N (sobrecorrente instantânea e sobrecorrente de fase e de neutro), o relé SEL 751 permite que o TAP seja ajustado de 0,50 a 100,00 com passos de 0,01 para a função instantânea de fase e de neutro. Já para a função temporizada de fase e de neutro o ajuste do TAP pode ser entre 0,50 e 16,00 também com passos de 0,01. O dial de tempo pode ser ajustado de 0,05 a 1,5 com passos de 0,01.

Em relação ao ajuste da função 51Q (sobrecorrente de sequência negativa), as faixas de ajuste são iguais às de sobrecorrente temporizada.

2.3.3.6 *Relé SEL 751 A*

Essa seção é destinada ao relé 751 A do fabricante Schweitzer Engineering Laboratories, INC. Este foi o relé adquirido para ser utilizado na Subestação da Universidade Federal do Ceará para proteção do alimentador de 13,8kV. O relé SEL 751 A é do tipo microprocessado. Esse equipamento possui as funções básicas de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase e de neutro. Além disso apresenta as funções de sobrecorrente de sequência negativa, sobre e subtensão, sobre e subfrequência, religamento, etc.

Em relação aos ajustes das funções 50/50N e 51/51N (sobrecorrente instantânea e sobrecorrente de fase e de neutro), o relé SEL 751 permite que o TAP seja ajustado de 0,50 a 100,00 com passos de 0,01 para a função instantânea de fase e de neutro. Já para a função temporizada de fase e de neutro o ajuste do TAP pode ser entre 0,50 e 16,00 também com passos de 0,01. O dial de tempo pode ser ajustado de 0,05 a 1 com passos de 0,01.

2.3.3.7 *Relé SEL 787*

Essa seção é destinada ao relé 787 do fabricante Schweitzer Engineering Laboratories, INC. Este foi o relé adquirido para ser utilizado na Subestação da Universidade Federal do Ceará para proteção do transformador de potência. O relé SEL 787 é do tipo microprocessado. Esse equipamento possui as funções básicas de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase e de neutro. Além disso apresenta as funções de sobrecorrente de sequência negativa, sobre e subtensão, sobre e subfrequência e religamento. Vale destacar que além dessas funções ele possui a função diferencial.

Em relação aos ajustes das funções 50/50N e 51/51N (sobrecorrente instantânea e sobrecorrente de fase e de neutro), o relé SEL 751 permite que o TAP seja ajustado de 0,50 a 96,00 com passos de 0,01 para a função instantânea de fase e de neutro. Já para a função temporizada de fase e de neutro o ajuste do TAP pode ser entre 0,50 e 16,00 também com passos de 0,01. O dial de tempo pode ser ajustado de 0,05 a 1 com passos de 0,01.

Para a função diferencial o slope pode ser ajustado de 0 a 100% com uma taxa restrição de harmônico de 5 a 100% da frequência fundamental.

2.3.4 Disjuntores

O disjuntor é um dispositivo de manobra e seccionamento capaz de interromper o circuito elétrico em caso de uma falta sua jusante. Ele deve operar em condições de corrente normais e anormais de carga do circuito. A principal função do disjuntor é interromper as correntes de defeito de um determinado circuito no menor espaço de tempo possível. Eles devem operar juntamente com relés de proteção que são responsáveis por enviar comandos de abertura e fechamento de suas bobinas. Sem estes relés para enviar a ordem de comando, os disjuntores transformam-se em chaves de manobra, sem a característica de proteção.

A seguir serão tratadas as principais características construtivas e elétricas pertencentes aos disjuntores.

2.3.4.1 Características construtivas

Dentre as características construtivas dos disjuntores destacando-se os meios de extinção de arco e o sistema de acionamento do disjuntor (SOUZA, 2010).

2.3.4.1.1 Sistema de interrupção de arco

Quando há o desligamento do circuito devido a ação do disjuntor, no momento que é feita a abertura do mesmo, surge um arco elétrico entre os terminais de abertura do disjuntor. Para extinguir definitivamente o arco e interromper o circuito é necessário um meio isolante. Os meios isolantes para extinguir um arco são: óleo mineral, ar comprimido, SF₆ e o vácuo (SOUZA, 2010).

a) Disjuntores a óleo

São disjuntores que usam o óleo mineral como meio de extinção do arco elétrico. Eles podem ser classificados como sendo disjuntores a grande volume de óleo (GVO) ou disjuntores a pequeno volume de óleo (PVO). O princípio de operação se baseia na imersão dos contatos no volume de óleo, que impede (dentro da capacidade de interrupção do disjuntor) que se forme o arco elétrico (FILHO J. M., 2005).

b) Disjuntor a ar comprimido

São disjuntores que utilizam ar comprimido em alta pressão como meio de extinção e interrupção de arco. Geralmente utilizados em subestações com tensão acima de 230kV, eles

tem uma característica de rapidez de operação e possui um meio de extinção não inflamável se comparado com o óleo. Eles necessitam de um sistema de alimentação e compressão de ar. Porém o sistema de geração de ar comprimido possui um elevado custo aliados com a constante manutenção (Itajubá, 2013).

O ar utilizado tem que ser puro e com total ausência de umidade. Devido a esse fato é necessário a instalação de filtros e desumidificadores.

c) Disjuntor a SF₆

Esses disjuntores representam a tendência atual na área de alta tensão. Ele utiliza o gás SF₆, que possui excelência na extinção de arco devido a suas propriedades físicas e químicas.

Durante o tempo, foram desenvolvidas várias técnicas de interrupção de corrente utilizando esse gás.

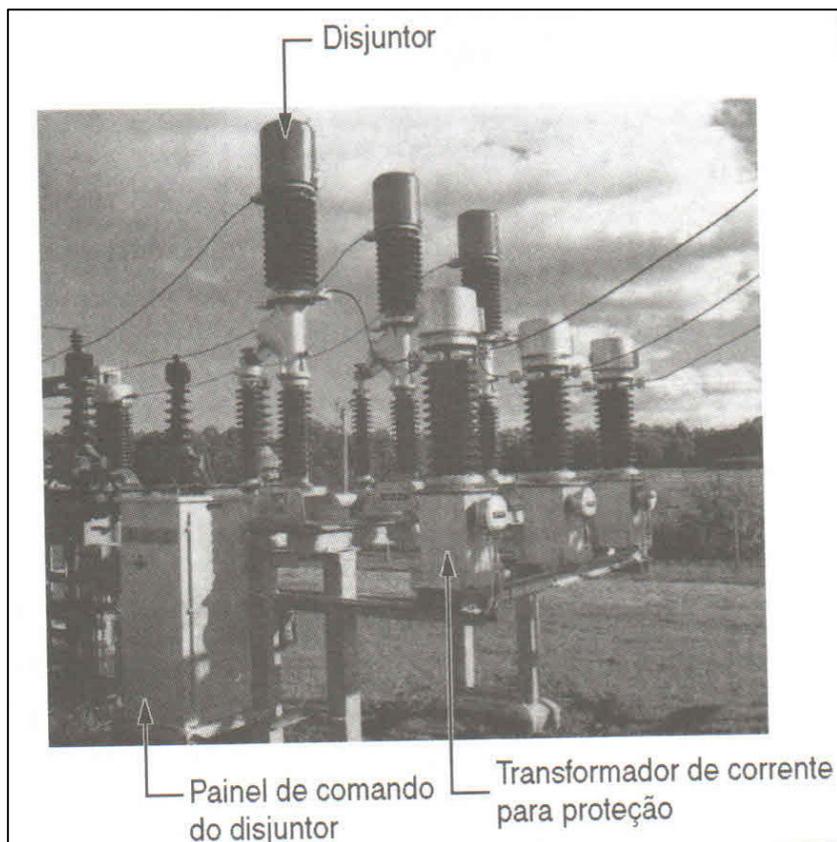
A primeira delas, praticamente não são mais fabricados na atualidade, é a dupla pressão. Essa técnica consiste em utilizar dois vasos de pressão durante o funcionamento do disjuntor que dirigem o gás sobre a região de contato do disjuntor (FERREIRA, 2013).

Outra técnica é a de auto compressão, ela utiliza um único vaso de pressão que devido ao deslocamento de um embolo é criada uma diferença de pressão que faz com que o gás circule e entre em contato com os contatos dos disjuntores (FERREIRA, 2013).

A terceira técnica é a do arco girante. Ela consiste em utilizar o campo magnético induzido pelo arco para acelerar o resfriamento do arco elétrico dentro da câmara de SF₆ (FERREIRA, 2013).

A Figura 2.12 apresenta um disjuntor de alta tensão a SF₆ instalado dentro de uma subestação.

Figura 2.12- Disjuntor de alta tensão a SF6



Fonte: (FILHO J. M., 2005).

d) Disjuntor a vácuo

Indicados para utilização em instalações onde a frequência de manobra é intensa, estes dispositivos possuem uma câmara de vácuo como elemento de extinção de arco. Eles podem realizar até dez mil manobras em corrente alternada e permanecer dez anos em operação sem necessidade de inspeção. São constituídos de três polos instalados através de isoladores em uma caixa de manobra dotada de todos os mecanismos para operação do equipamento (FILHO J. M., 2005).

2.3.4.1.2 Sistema de acionamento

Dentre os sistemas de acionamento dos disjuntores destacam-se o sistema de mola, o sistema de solenoide e o de ar comprimido.

O sistema de acionamento por meio de molas apresenta uma certa simplicidade e é utilizado na maioria dos disjuntores até 230kV. Ele possui uma mola, ou um conjunto de molas,

que ao ser destravada libera a energia mecânica armazenada fazendo com que haja o deslocamento de uma haste ligada ao contato móvel do disjuntor (FILHO J. M., 2005).

O sistema de solenoide é constituído por uma solenoide e é utilizado no carregamento da mola de abertura do disjuntor. Possui uma utilização limitada por causa da pouca energia armazenada que consegue transferir para o carregamento da mola de abertura.

O sistema de ar comprimido é utilizado nos disjuntores que possuem o sistema de extinção de arco como sendo a ar comprimido. Nesse caso o ar comprimido é utilizado tanto como extintor do arco como acionador do mecanismo de disparo do disjuntor.

2.3.4.2 *Características elétricas*

Os principais pontos a serem destacados na especificação elétrica do disjuntor são (BARROS, 2010):

a) Tensão nominal

A tensão nominal do disjuntor deve ser igual a tensão máxima de operação do sistema para o qual o disjuntor foi designado.

b) Corrente nominal

Deve ser maior que a máxima corrente designada para o circuito, incluindo o acréscimo de cargas futuras.

c) Tensão Suportável de Impulso

Deve ser compatível com o sistema.

d) Corrente de interrupção

É a corrente que o disjuntor suporta durante a operação de abertura no início do arco.

e) Corrente de interrupção simétrica nominal

Esse valor determina a capacidade que o disjuntor tem de suportar a corrente de curto-circuito. No caso, ela tem que ser maior que o valor máximo de curto-circuito no ponto de instalação do disjuntor.

f) Corrente de fechamento

É a corrente de curto-circuito que o disjuntor suporta quando seus contatos são fechados sob condições de curto-circuito.

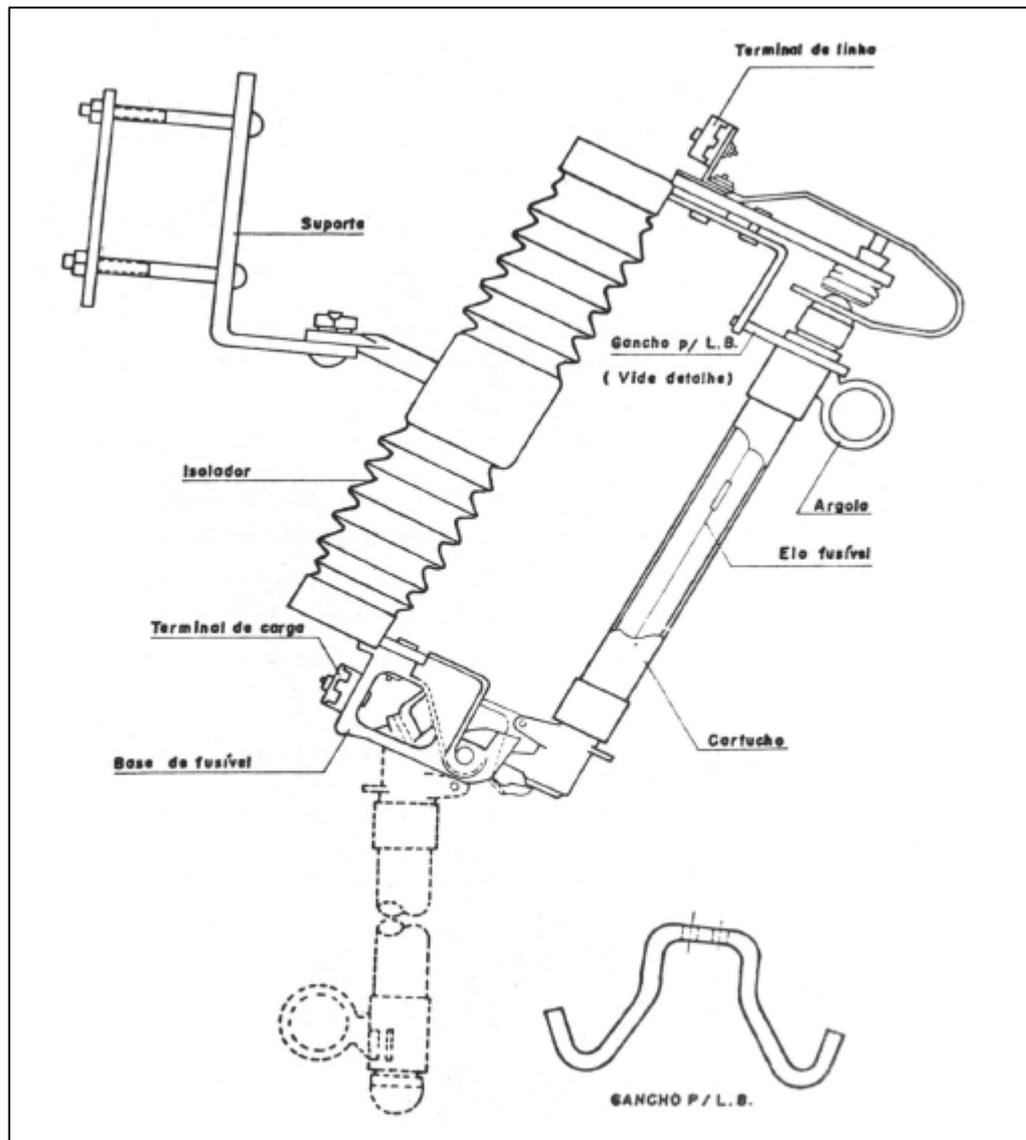
2.3.5 Chave Fusível

A chave fusível é um dispositivo eletromecânico que é instalado por fase, cuja a função é seccionar o circuito, interrompendo a circulação de corrente quando essa corrente passa de um valor determinado, levando-se em consideração um tempo que é determinado pela curva de atuação do dispositivo (BARROS, 2010).

A interrupção do circuito se dá através fusão de um elemento que compõe a chave fusível, este elemento é o elo fusível. No momento que ocorre uma sobrecorrente e esta aquece o elemento fusível este deve interromper o sistema.

O detalhe construtivo da chave fusível, destacando-se as partes que constituem a chave fusível, pode ser observado na Figura 2.13.

Figura 2.13- Detalhe dos componentes da chave fusível



Fonte: (BARROS, 2010).

Para se especificar um chave fusível devem ser considerados as seguintes características (FILHO, 2010):

a) Tensão nominal

É a tensão a qual o dispositivo suporta em condições nominais, ela deve ser superior ou igual a tensão de operação do sistema.

b) Corrente nominal

A corrente nominal deve ser superior a 150% do valor do elo fusível instalado no ponto de proteção.

c) Nível básico de isolamento

Ela determina suportabilidade do dispositivo para condições de sobretensão de origem externas, como por exemplo uma descarga atmosférica.

d) Capacidade de interrupção

Para que o dispositivo possa interromper uma corrente de curto-circuito, sua capacidade de interrupção deve ser superior ao maior valor de curto-circuito calculado para o ponto de instalação da chave fusível.

Além disso deve especificar o elo fusível que compõe a chave. O elo fusível é dividido em diferentes categorias. Segundo a norma NBR 7282, os elos fusíveis são classificados de acordo com a sua curva de atuação. Eles podem ser de três tipos, tipo H, tipo K e tipo T.

O tipo H são considerados elos fusíveis de alto surto e são fabricados para correntes de até 5 A. O tipo K são elos fusíveis rápidos e o tipo T são elos fusíveis do tipo lentos. Essa relação entre rápido e lento se dá através da curva de atuação desses dispositivos. As correntes nominais para os dispositivos do tipo K e T podem variar de 6 a 200 A.

2.3.6 Seccionadores

Seccionadores são elementos utilizados na proteção da circuitos cuja função é seccionar o trecho em que ocorreu a falta a jusante da sua instalação. Vale ressaltar que a função do seccionador não é interromper a corrente resultante de algum defeito. A interrupção é efetuada por um dispositivo de retaguarda. Esse dispositivo de retaguarda é que deve possuir uma capacidade de interrupção compatível com o nível de corrente de curto-circuito no ponto de instalação (FILHO J. M., 2005).

Atualmente os sistemas de controle do seccionadores são digitais ou microprocessados podendo até ser feito o registro de eventos. E mecanicamente se comportam como chaves de manobras automáticas.

Com um funcionamento relativamente simples, ele funciona da seguinte maneira: a cada vez que o dispositivo de retaguarda (geralmente um religador ou disjuntor) efetua um disparo interrompendo a corrente de falta, o seccionador efetua uma contagem. Após atingir um número predeterminado de contagens ele efetua a abertura de seus contatos. Essa abertura é efetuada com o circuito desenergizado pelo dispositivo de retaguarda (ALMEIDA, 2000).

Na Figura 2.14 pode-se observar um exemplo de seccionador.

Figura 2.14- Exemplo de seccionador



Fonte: (BARROS, 2010).

Para se especificar um seccionador é necessário destacar os seguintes pontos (BARROS, 2010):

a) Tensão Nominal

A tensão nominal deve ser compatível com a tensão do sistema em que ele será instalado, podendo ser igual ou superior a tensão do sistema.

b) Corrente Nominal

A corrente nominal deverá ser superior a corrente máxima de operação do sistema em que o seccionador será instalado.

c) NBI

A tensão suportável de impulso deve ser compatível com a do sistema no qual ele será instalado.

d) Capacidade Instantânea

O dispositivo deve suportar o valor máximo de corrente de curto-circuito no ponto de instalação.

e) Sensibilidade dos ajustes

É importante verificar os valores de ajustes programados, verificando os valores máximos e mínimos que o seccionador pode operar.

f) Número máximo de contagem

Deve-se determinar o número de contagem máxima que o seccionador irá fazer antes de efetuar o desligamento.

g) Tempo de reinicialização

O tempo necessário para que a contagem retorne a zero deve ser uma das especificações do dispositivo.

2.4 Conclusões do capítulo

A proteção de sistemas elétricos é de grande importância e não pode ser menosprezada. A principal função da proteção é assegurar que as pessoas e os equipamentos não sofrem avarias devido a falhas que possam ocorrer no sistema. Para que isso ocorra o sistema tem que ser desconectado o mais rápido possível. Em bons projetos de proteção, caso o equipamento falhe, há uma proteção de retaguarda que assegura o desligamento do circuito.

Para que o sistema de proteção desempenhe suas funções corretas e adequadamente ele deve possuir as propriedades fundamentais do sistema de proteção e seletividade e coordenação, zonas de atuação, velocidade, sensibilidade, confiabilidade e automação

Os principais equipamentos pertencentes a um sistema de proteção são os religadores, transformadores de instrumento, relés de proteção, disjuntores, chaves fusíveis e seccionadores. Cada elemento de proteção possui suas características específicas e que deve-se determinar corretamente essas características para se ter um sistema de proteção adequado.

Com o tempo a tecnologia implementada para o funcionamento dos relés de proteção evoluíram e saíram da tecnologia dos relés eletromecânicos para os IEDs, os quais são microprocessados e ainda é permitida a comunicação entre os elementos de proteção.

3 CRITÉRIOS DE PROJETO E PROTEÇÃO DA SUBESTAÇÃO DE 69kV

3.1 Introdução

Neste capítulo será apresentado os principais critérios definidos pela COELCE que deve conter um projeto de subestação de 69kV dando-se ênfase ao projeto de proteção que é o foco de estudo desse trabalho. Com relação aos projetos, em geral, serão abordados os itens que compõem os projetos civil, eletromecânico e de proteção. Já em relação ao projeto de proteção, especificamente, serão abordado as principais funções de proteção que devem constituir a proteção da entrada da subestação, do transformador de potência e a dos alimentadores de média tensão. Todo o capítulo, quando não mencionado, será baseado na norma NT 004/2011 COELCE e no critério de projeto CP 011/2003 COELCE da distribuidora de energia local.

3.2 Projeto de Subestação

Para que seja feito o projeto de uma subestação de 69kV é necessário, primeiro, que haja um planejamento adequado. Esse planejamento deve ser feito de forma a permitir um desenvolvimento progressivo da demanda dentro da expectativa de crescimento do local que será atendido pela subestação.

Após o planejamento adequado é necessário determinar a classificação e realizar o projeto da subestação. As subestações se classificam em dois tipos: as de grande porte e as de pequeno porte. As subestações de grande porte apresentam valores de demanda atendendo as seguintes potências: 10/12,5/15 MVA; 2x10/12,5/15 MVA; 20/26,66/33,2 MVA. As subestações de pequeno porte apresentam valores de demanda atendendo as seguintes potências: 5/6,25 MVA; 5/6,25/7,5 MVA; 2x5/6,25/7,5 MVA. No caso em estudo a subestação é classificada como de pequeno porte pois apresenta uma potência de 5/6,26 MVA.

Para realizar o projeto é necessário alguns dados preliminares:

- a) Escolha do terreno

Deve-se escolher um local adequado para a SE.

- b) Levantamento topográfico

Tem por finalidade determinar a dimensão, o contorno e a posição do terreno da SE.

- c) Estudo da resistividade do solo

Deve-se fazer um estudo preliminar do solo para se determinar a viabilidade de custo do projeto de aterramento.

d) Estudo de alimentação de atua e média tensão

Em função das condições dos terrenos vizinhos e arruamentos, deve-se determinar as melhores condições físicas de entrada e saídas das linhas da SE.

e) Sondagem

A fim de garantir resistência e estabilidade da obra o projeto deve conter o número de sondagens e a sua localização na planta para que seja selecionado o ensaio e as investigações a serem realizadas.

Após a obtenção dos dados preliminares estuda-se a etapa de elaboração do projeto. O projeto se divide em três partes: projeto civil, eletromecânico e de proteção.

3.2.1 Projeto Civil

O projeto civil de uma SE desenvolve-se seguindo seis etapas. A primeira etapa é a de instalações provisórias, a segunda é a movimento de terra, a terceira é a drenagem e pavimentação, a quarta é a edificação, a quinta é a definição de bases e fundações para postes e a sexta é a determinação de caixas, eletrodutos e canaletas.

3.2.1.1 Instalações provisórias

O projeto de instalações provisória deve conter toda a estrutura necessária para a execução da obra. Como contemplar a instalação de escritórios, instalações provisórias de água, esgoto, luz e força. Além disso deve conter vias de acesso e circulação interna.

3.2.1.2 Movimento de terra

O projeto deverá indicar a área de raspagem e limpeza do terreno. Além disso o projeto deve conter as plantas de terraplanagem. Nas plantas deve constar cortes, projeto de estrutura de arrimos, indicação de volumes geométricos e aterros, etc. Caso haja necessidade de aterro, o projeto deve conter o método de compactação e a caracterização do material a ser empregado indicando a espessura e o número de camadas.

Quando houver escavação e reaterro, o projeto deve indicar as dimensões das cavas e valas e como serão feitas as escavações (de forma manual ou mecânica).

3.2.1.3 *Drenagem e pavimentação*

O projeto de drenagem deve abranger toda a área do terreno da subestação, atendendo as características do local. Para isso deve-se observar os índices pluviométricos da região evitando-se o escoamento de água para estas localidades. Sempre que possível, a drenagem deve ser superficial. Para que seja feita a execução do projeto é necessário que seja verificado o destino das águas captadas, apresentando soluções, junto ao órgão públicos.

O projeto de pavimentação deve conter um tratamento superficial das pistas de rolamento para que não haja corrosão ou erosão quando esta for submetida a cargas. Antes da elaboração deve-se consultar órgão responsáveis pelas vias de acesso da região para verificar as exigências dos mesmos. No projeto de acesso a subestação deve-se empregar paralelepípedos.

3.2.1.4 *Edificação*

O projeto das edificações da subestação é composto pelos projetos arquitetônicos, projeto de instalações elétricas e projetos das instalações hidráulicas e sanitárias.

No projeto arquitetônico deve-se contemplar os projetos das casas de comando a serem utilizados na subestação e do pátio da subestação. Esse projeto deve conter elementos vazados de concreto para ventilação, deve-se detalhar os procedimentos utilizados para união da paredes com os elementos de concreto, o projeto da cobertura deve-se utilizar telhas de fibro cimento do tipo canaleta 49, entre outros.

O projeto elétrico deve estar de acordo com a norma NBR 5410 e estudos lumintécnicos, de acordo com as características da edificação a dos equipamentos que serão ligados nela. Deve-se utilizar instalações do tipo embutida, exceto na sala de baterias que deve ser utilizada instalação aparente a prova de explosão. Na sala de comando e na sala de baterias deve-se utilizar luminárias de emergência.

O projeto hidro sanitário deve conter a ligação das instalações da subestação com a rede de água e esgoto atendendo as exigências da concessionária local. Deve-se projetar um

registro geral para cada ambiente atendido pelo projeto. E deve-se evitar a proximidade das tubulações com os eletrodutos de cabos de controle.

3.2.1.5 *Bases e fundações para postes*

Para as bases e fundações da subestação deve-se considerar as recomendações dos fabricantes dos equipamentos e cargas a serem instaladas. As bases dos equipamentos devem ficar a 10cm acima do nível da brita.

3.2.1.6 *Caixas, eletrodutos e canaletas*

Deve ser projetada uma rede de eletrodutos para os circuitos de controle, devendo-se definir a profundidade (depois da terraplanagem) a qual os eletrodutos serão instalado, adotando-se uma proteção compatível com as sobrecargas em trechos onde houver circulação de veículos. Todas as caixas e canaletas devem ser drenadas e ligas a rede de drenagem da subestação. O nível superior das tampas das caixas de passagem e canaletas devem estar 10cm acima do nível da brita.

3.2.2 **Projeto Eletromecânico**

No projeto eletromecânico são projetados a malha de aterramento, condutores, barramentos e equipamentos que serão instalados na subestação.

3.2.2.1 *Malha de aterramento*

Para medição da resistividade do solo deve-se utilizar o método de Wenner conforme a NBR 7117 e esta deve ser feita depois da terraplanagem do terreno.

A malha deve ser projetada a partir da área definida para a malha de aterramento e da resistividade do solo levando-se em consideração a máxima corrente de curto-circuito fase terra do sistema com uma duração de 3 segundos. Todos os equipamentos da subestação deverão estar sobre a área ocupada pela malha de aterramento e o valor da resistência da malha não deve ser superior a 5 ohms.

A haste da malha de aterramento deve possuir um diâmetro mínimo de 17,3mm e deve ser de aço cobreado. A interligação das hastes deve ser feita com cabo de cobre nu com seção mínima de 7x7 AWG e a distância entre as hastes deve ser no mínimo 3m.

Devem ser ligados ao sistema de aterramento através de condutor de aço cobreado com bitola mínima de 7x7 AWG:

- Todos os equipamentos, todas as ferragens para suporte de chaves, isoladores, etc;
- Portas e telas metálicas de proteção e ventilação;
- Blindagem dos cabos isolados e condutores de proteção da instalação.
- Todos os cubículos em invólucros metálicos mesmo que estejam acoplados;
- Neutro do transformador de potência e gerador;

3.2.2.2 Condutores e barramentos

Segundo a norma os barramentos e condutores devem possuir as dimensões determinadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1- Dimensão dos barramentos e condutores

Potência dos Transformadores (MVA)	Barramento de 69 kV - Alumínio			Barramento de 13,8 kV			
	Condutores Flexíveis (MCM)	Condutores rígidos		Cobre	Alumínio		
		Condutores flexíveis					
		Ligações Equipamentos	Barra IPS	Ligações Equipamentos (mm ²)	Barra (mm ²)	Ligações Equipamentos (mm ²)	Barra (MCM)
De 5 a 15	266,8 CAA	1.1/4" IPS AL	1.1/4" AL	120	300	160 CAL	556,5 (*)
De 15 a 33,2	556,5 CA	1.1/4" IPS AL	2" AL	120	2x300	160 CAL	2x556,5 (*)

NOTA: (*) Condutor de alumínio termorresistente

Fonte: NT 004/2011 COELCE.

3.2.2.3 Equipamentos a instalar na subestação

Os equipamentos que devem ser contemplados no projeto da subestação são o transformador de potência, disjuntores, seccionadores, transformadores de instrumento, para raios, religadores, banco de capacitores e serviços auxiliares.

3.2.3 Projeto de Proteção

O projeto de proteção tem como objetivo as especificações dos relés, o dimensionamento dos transformadores de corrente e o tipo de ligação e localização dos disjuntores e demais dispositivos.

No projeto devem conter os cálculos de ajustes de proteção dos relés, funções que serão habilitadas no relés, valores de atuação dos relés, coordenograma, diagrama unifilar da instalação contendo a localização da medição e nível de curto-circuito simétricos nos terminais dos dispositivos de proteção.

Para o estudo de proteção da subestação do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará serão estudados os ajustes dos relés de proteção definidos pela concessionária local. Para a proteção geral de alta tensão a COELCE define que a proteção terá que ser constituída das seguintes funções: função de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase (50/51), função de sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro (50/51N) e função de sobrecorrente de sequência negativa (51Q). Para proteção do transformador de potência a COELCE sugere as seguintes proteções: proteção diferencial (87) e proteção de sobrecorrente de terra (51G). Para os alimentadores de média tensão a COELCE define que a proteção deverá ser constituída das seguintes funções: função de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase (50/51), função de sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro (50/51N).

A partir disso será feito um estudo detalhado das funções de proteção que serão implementadas no projeto de proteção da subestação do Campus do Pici.

3.2.3.1 *Proteção de sobrecorrente*

As sobrecorrentes são eventos que ocorrem comumente em sistemas elétricos. Elas podem ser classificadas em dois níveis, sobrecorrentes de sobrecarga e de curto-circuito. A ocorrência dessas corrente compromete o funcionamento do sistema e a vida útil dos equipamentos pertencentes a ele.

Devido a este fato é implementado a função de proteção de sobrecorrente em relés de proteção. Essa função é responsável por detectar níveis de corrente acima dos valores pré estabelecidos para o funcionamento adequado dos equipamentos e isolar o sistema em caso de ocorrência de sobrecorrente.

Existem dois tipos de sobrecorrente que podem ser detectadas: as sobrecorrentes de fase e as sobrecorrentes de terra. As sobrecorrentes de fase ocorrem quando a fase apresenta

uma corrente superior a corrente de carga. A sobrecorrente de terra ocorre quando há curto-circuito entre fase e terra no sistema.

Os relés responsáveis por implementar a função de proteção de sobrecorrente é o rele de sobrecorrente. Como foi dito anteriormente o relé de sobrecorrente pode ter dois tipos de atuação, a temporizada (cuja função de atuação é a 51) e a atuação instantânea (cuja função de atuação é a 50). Na atuação temporizadas eles atuam seguindo uma curva de tempo x corrente. Na atuação instantânea quando a corrente ultrapassa o valor pré determinado o relé atua em um tempo definido.

Quando essas funções de proteção de sobrecorrente são implementadas para proteção do condutor neutro ela recebem a nome de função de sobrecorrente de neutro (50/51N). Na proteção de sobrecorrente de terra do transformado a função de atuação é a 51G (MARTINS, 2012).

Os relés em estudo podem operar seguindo algumas condições do sistema. Dentre essas condições estão a condição de operação normal, a de curto-circuito trifásico e a de curto-circuito fase-terra.

Quando o sistema está operando normalmente as correntes de fase estão equilibradas e com isso a corrente de neutro tende a zero. Como o sistema está operando em condições nominais de carga, a corrente vista pelo relé nessa condição tem que estar abaixo do valor ajustado para proteção. Com essa condição estabelecida o relé permanece sem atuar para condições normais do sistema (MARTINS, 2012).

Quando ocorre um curto-circuito trifásico as correntes nas três fases apresentam valores muito elevados fazendo com que os relés atuem através da função 50 e 51. Como não há corrente no neutro as funções 50N e 51N não são ativadas.

Quando ocorre um curto-circuito fase terra há um desequilíbrio à terra e com isso o retorno de corrente se dará através do neutro do sistema, nessa condição há a atuação da função 50 e 51 N.

3.2.3.2 *Proteção de sobrecorrente de sequência negativa*

Essa função de proteção é responsável por detectar desequilíbrio de fase através da componente de corrente negativa do sistema.

Quando ocorrem faltas fase-fase e fase-terra no secundário de transformadores com ligação delta no primário e estrela no secundário há a geração de correntes de sequência

negativa no primário do transformador. A função de proteção responsável por detectar essas falta através da detecção da corrente de sequência negativa é a função 51Q (Schweitzer & Kumm, 1997).

As principais causas de componentes de corrente de sequência negativa no sistema são:

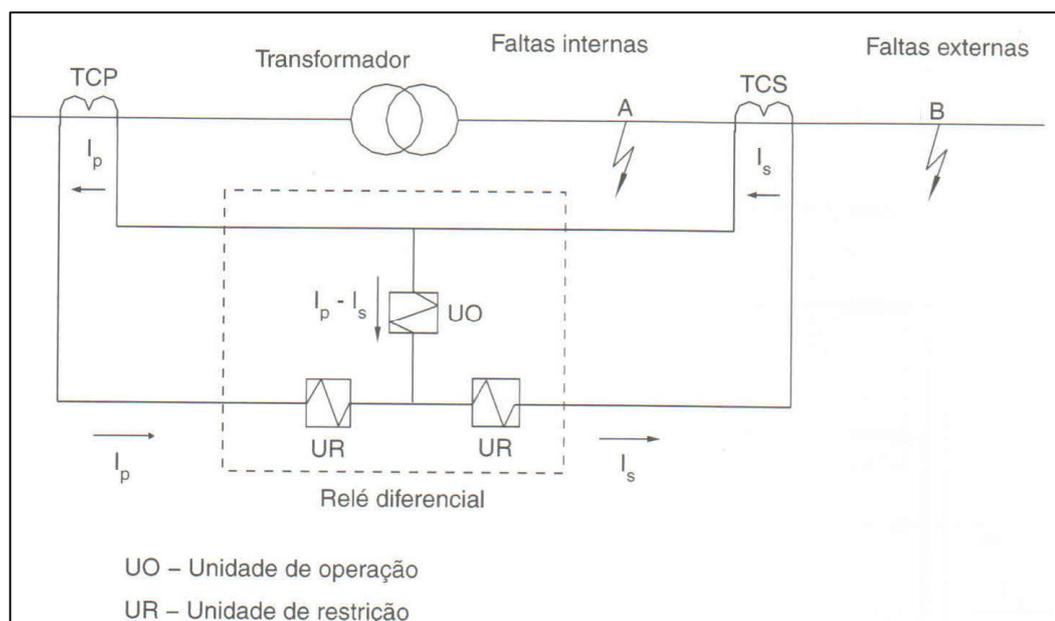
- Uma ou duas fases abertas;
- Desequilíbrio de carga;
- Curto-circuito fase-terra;
- Curto-circuito bifásico ou bifásico a terra;

3.2.3.3 Proteção diferencial

Os defeitos mais frequentes e que podem provocar grandes avarias em transformadores são aqueles que afetam somente uma espira do enrolamento. Para restringir esses danos utiliza-se a proteção diferencial de sobrecorrente. Essa função delimita uma região de proteção dada pela instalação dos transformadores de corrente no lado de alta e baixa tensão do transformador.

O diagrama básico da proteção diferencial de transformadores de dois enrolamentos é apresentado na Figura 3.1.

Figura 3.1- Diagrama básico relé diferencial

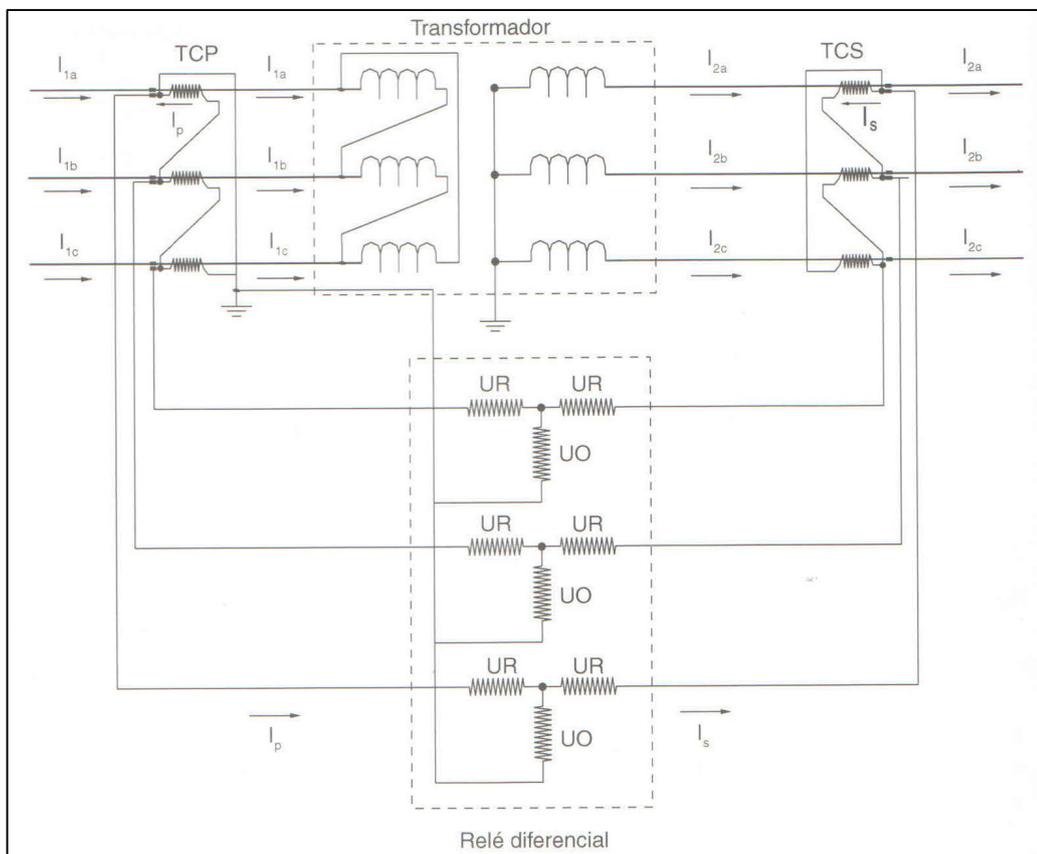


Fonte: (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

Para que seja aplicada a proteção diferencial de transformadores é necessário que se tome alguns cuidados. O primeiro é em relação a polaridade de conexão dos TCs, essa informação tem que ser inserida no relé. Como o princípio de atuação se baseia na soma das correntes do primário e secundário, caso a polaridade não seja inserida corretamente isso pode acarretar um mal funcionamento do relé. O segundo cuidado é conexão interna do transformador. Em transformadores que possuem a ligação do primário em delta e do secundário em estrela há um defasamento de 30° na corrente. Isso pode implicar em uma soma incorreta dos valores de corrente podendo gerar uma atuação indevida. Nesse caso a correção pode ser feita externamente na conexão dos transformadores de corrente ou matematicamente dentro do próprio equipamento de proteção (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

A Figura 3.2 mostra um sistema mais detalhado da ligação do relé ao transformador. Pode-se observar que a compensação do defasamento do sistema foi feita na ligação dos transformadores de corrente.

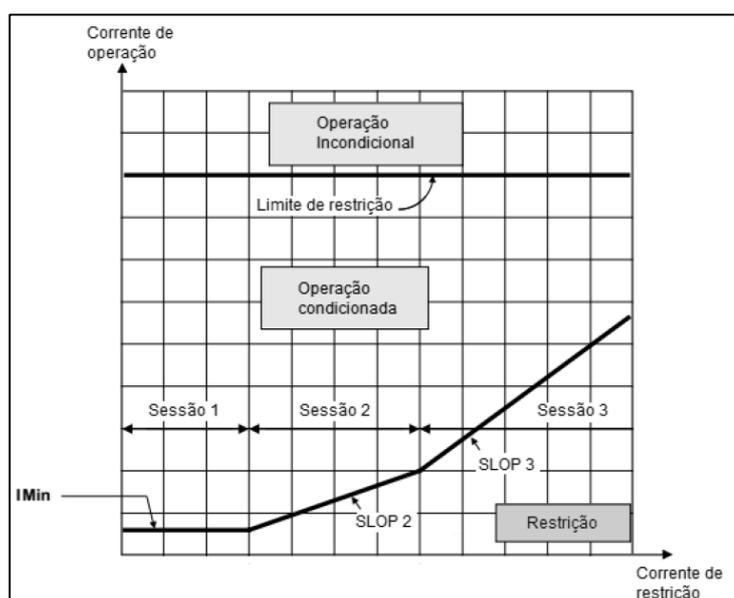
Figura 3.2- Sistema detalhado de ligação relé diferencial



Fonte: (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

No caso da proteção diferencial é feito um ajuste de sensibilidade do relé. Esse ajuste é feito levando em consideração a classe dos transformadores de corrente e informações provenientes do sistema ao qual o equipamento foi instalado. Ao se determinar esse ajuste de sensibilidade do relé, o SLOPE, determina-se as regiões de operação do relé conforme a Figura 3.3.

Figura 3.3- Curva de operação do relé diferencial



Fonte: (MARTINS, 2012).

Quando a corrente vista pelo relé ultrapassa os valores definidos pela curva da Figura 3.3, o relé atua seccionando o sistema dependendo da operação (se é operação condicionada ou operação incondicional). Quando o valor está na região de operação condicionada o relé pode atuar dependendo de outras condições do sistema. Quando o valor está na região de operação incondicional o relé atua instantaneamente seccionando o sistema. Quando o valor está abaixo da curva o relé não atua (MARTINS, 2012).

3.3 Conclusões do capítulo

Primeiramente, para que seja feito um projeto de uma subestação de 69kV é necessário um planejamento adequado. A partir disso é feito um levantamento de dados preliminares para analisar a viabilidade financeira do projeto.

Após esses dados, é necessário a elaboração de três projetos. O primeiro é o projeto civil, o segundo o eletromecânico e o terceiro o projeto de proteção.

Para a concessionária de energia local no projeto civil é necessário conter o projeto de instalações provisórias, o projeto de terraplanagem e aterro, o projeto de drenagem e pavimentação, projeto de edificação, definição de bases e fundações e a determinação da localização das caixas, eletrodutos e canaletas.

No projeto eletromecânico é necessário que haja o projeto da malha de aterramento, dos condutores, barramentos e equipamentos que serão instalados na subestação.

Para o projeto de proteção é necessário que haja os cálculos de ajustes de proteção dos relés, funções que serão habilitadas no relés, valores de atuação dos relés, o coordenograma, diagrama unifilar da instalação e nível de curto-circuito no equipamentos de proteção.

4 AJUSTES DA PROTEÇÃO DA SUBESTAÇÃO DE 69kV DO CAMPUS DO PICI

4.1 Introdução

Neste capítulo será apresentado a proposta de implantação da subestação do Campus do Pici. Baseado nessa proposta serão apresentados os diagramas de impedância do circuito da subestação e os estudos de curto-circuito da mesma.

A partir dos estudos de curto-circuito será abordado o foco do trabalho, que é o ajuste de proteção e seletividade da subestação. Será adotada uma metodologia para os ajustes necessários para o sistema de proteção da subestação. A partir da metodologia, os valores de ajustes dos relés de proteção serão calculados, apresentado no final um resumo dos ajustes calculados.

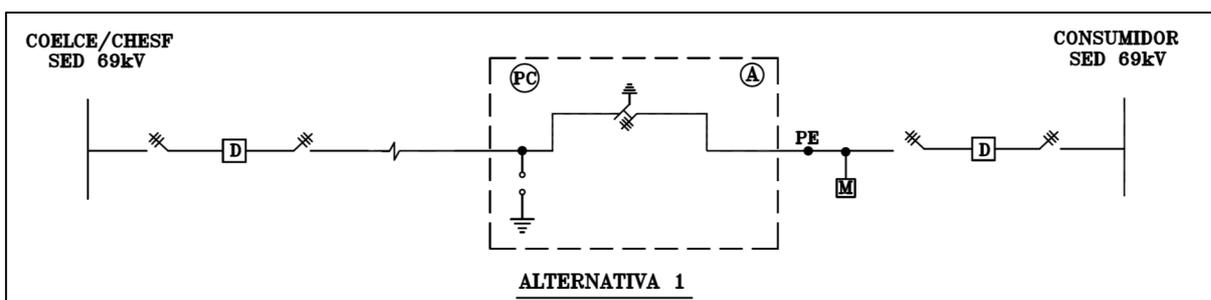
Para se fazer o estudo de coordenação do sistema da subestação, apresentando os coordenogramas dos ajustes, será utilizado um software para simular o sistema em estudo. Este software é o PTW.

4.2 Subestação Campus do Pici

A SE do Campus do Pici será do tipo desabrigada, possuindo uma potência instalada de 5/6,25 MVA, ela é do tipo 69-13,8kV.

Ela será alimentada pelo sistema da COELCE através de uma linha de transmissão com tensão máxima de operação de 72,5kV. A alimentação da subestação será feita de acordo com a NT 004/2011 COELCE, desenho 004.01, cujo diagrama unifilar pode ser observado na Figura 4.1.

Figura 4.1- Diagrama unifilar de alimentação da subestação



Fonte: NT 004/2011 COELCE.

Onde:

PC: é o ponto de conexão.

A: é a área exclusiva da COELCE.

M: é a medição.

PE: é o ponto de entrega.

Ao chegar na subestação, a tensão de 69kV que alimenta o barramento de 72,5kV será transformada para 13,8kV através de um transformador de potência de 5/6,25 MVA. A saída do transformador será ligada em um barramento de 15kV a partir do qual sairão os alimentadores da rede elétrica do Campus do Pici.

A partir do barramento, com tensão de alimentação de 13,8kV, sairão três alimentadores para suprir a necessidade do Campus.

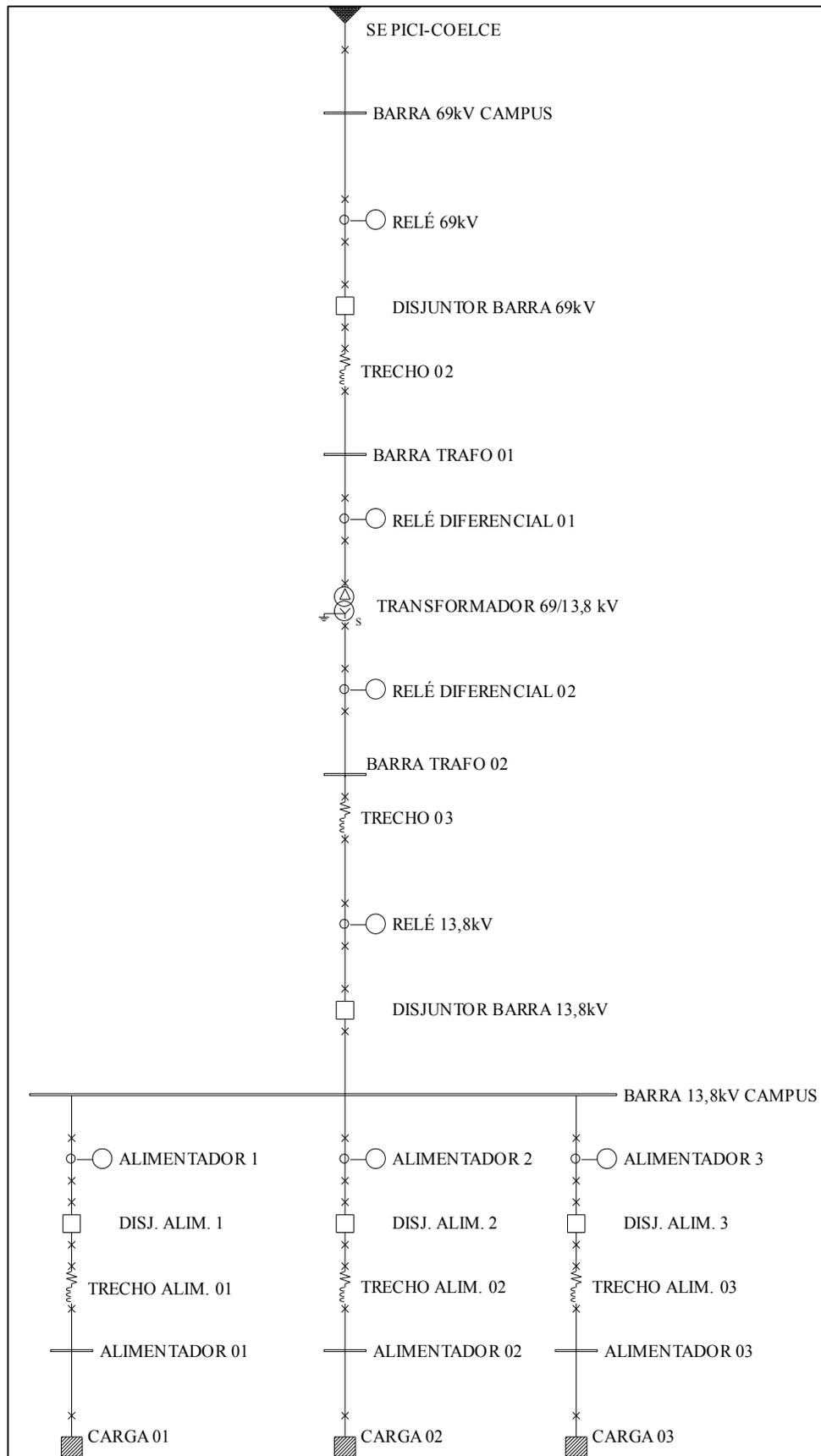
O alimentador 1 é composto por cargas de blocos didáticos (iluminação e climatização), laboratórios, bibliotecas e iluminação das vias de acesso correspondentes aos departamentos de agronomia e parte do centro de tecnologia. Sua potência será de 1500 kVA.

O alimentador 2 é composto por cargas de blocos didáticos (iluminação e climatização), laboratórios, bibliotecas e iluminação das vias de acesso correspondentes a parte do centro de tecnologia, núcleo de processamento de dados, biblioteca central e acesso principal. Sua potência será de 1150 kVA.

O alimentador 3 é composto por cargas de blocos didáticos (iluminação e climatização), laboratórios, bibliotecas, restaurantes e iluminação das vias de acesso correspondentes a parte do centro de ciências, restaurante universitário. Sua potência será de 1010 kVA.

A configuração da subestação pode ser observada na Figura 4.2.

Figura 4.2- Diagrama unifilar da subestação



Fonte: próprio autor.

Como pode ser observado na Figura 4.2, a subestação é composta por um relé da barra de 69kV, o relé 69kV. Esse relé será responsável pela proteção no lado de 69kV da subestação. Nele serão implementados as funções 50/51, 50/51N e 51Q.

Após o relé de 69kV, há a proteção dos relés diferenciais do transformador (relé diferencia 1 e relé diferencial 2). Nele será implementado a função 51G e 87.

Após a proteção diferencial do transformador há a proteção do barramento de 13,8kV da subestação. O relé 13,8kV será o responsável pela proteção do barramento e nele será implementada a função 50/51 e 50/51N.

Ligados ao barramento de 13,8kV existem os três alimentadores da subestação, cada alimentador possui um relé de proteção chamado alimentador 1, alimentador 2 e alimentador 3. Nestes relés serão implementados as funções 50/51 e 50/51N.

A subestação do Campus do Pici será construída no local indicado na Figura 4.3.

Figura 4.3- Local de construção da subestação



Fonte: próprio autor.

Coordenadas dos vértices do terreno da subestação são:

Vértice 1: (546676.47 E, 9585644.53 S).

Vértice 2: (546727.70 E, 9585588.54 S).

Vértice 3: (546671.30 E, 9585537.73 S).

Vértice 4: (546620.85 E, 9585594.28 S).

4.3 Diagrama de impedâncias e estudo de curto-circuito

Para que seja feito o projeto de proteção é necessário determinar o nível de curto-circuito no terminais dos elementos de proteção.

O nível de curto-circuito nos terminais dos dispositivos será calculado baseando-se na metodologia apresentada em (KINDERMANN, 2007). Para seguir a metodologia apresentada é necessário determinar a impedância do sistema elétrico em estudo. A Figura 4.4 apresenta o diagrama de impedâncias do sistema em estudo.

Figura 4.4- Diagrama de impedância



Fonte: próprio autor.

Como os trechos dos circuitos dentro da subestação são curtos, eles possuem uma impedância pequena em relação as apresentadas na Figura 4.4. Com isso elas foram desconsideradas no estudo.

A seguir serão apresentados os valores de impedância do sistema em estudo. Os valores de impedância estão determinados em p.u. utilizando uma potência de base de 100 MVA e uma tensão de base de 69kV.

4.3.1 Impedância reduzida do sistema

O sistema apresenta as seguintes impedância:

Impedância de sequência positiva: $0,006 + j 0,063$ (p.u.).

Impedância de sequência zero: $0,006 + j 0,496$ (p.u.).

4.3.2 Impedância do transformador

Impedância de sequência positiva: $0,006 + j 0,063$ (p.u.).

Impedância de sequência zero: $0,1112 + j 1,3353$ (p.u.).

A partir dos valores determinados anteriormente tem-se a impedância equivalente nas barras de 69kV e de 13,8kV. Considerou-se uma impedância de contato de 100 ohms (valor utilizado pela concessionária local: COELCE).

4.3.3 Impedância na barra de 69kV

Impedância equivalente de sequência positiva: $0,006 + j 0,063$ (p.u.).

Impedância equivalente de sequência zero: $0,006 + j 0,496$ (p.u.).

Impedância de contato: 2,2 (p.u.).

4.3.4 Impedância na barra de 13,8kV

Impedância equivalente de sequência positiva: $0,122 + j 1,458$ (p.u.).

Impedância equivalente de sequência zero: $0,111 + j 1,335$ (p.u.).

Impedância de contato: 55,13 (p.u.).

A partir da definição das impedâncias nos barramentos calculou-se o nível de curto-circuito nos mesmos. Para o alimentadores considerou-se o mesmo nível de curto-circuito do barramento de 13,8kV, devido à proximidade dos relés dos alimentadores a este barramento.

4.3.5 *Curto-Circuito na barra de 69kV*

Curto-Circuito Trifásico: 13249 A.

Curto-Circuito Bifásico: 11473 A.

Curto-Circuito Fase-Terra: 4029,95 A

Curto-Circuito Fase-Terra Mínimo: 347,44 A

4.3.6 *Curto-Circuito na barra de 13,8kV*

Curto-Circuito Trifásico: 2859,3 A.

Curto-Circuito Bifásico: 2476,3 A.

Curto-Circuito Fase-Terra: 2941,9 A.

Curto-Circuito Fase-Terra Mínimo: 75,7 A.

4.4 Metodologia e dimensionamento dos TC's de proteção

4.4.1 *Metodologia*

Para dimensionamento dos TC's de proteção será adotado a metodologia contida (MADERGAN, 2012). Nela se determina o TC através do critério de curto-circuito e verifica-se a carga imposta no secundário deste.

4.4.1.1 *Curto-Circuito*

A máxima corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve estar dentro da limitação da classe de exatidão do TC, ou seja, a corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve ser menor do 20 vezes a corrente primária nominal do TC para que a precisão de sua classe de exatidão seja mantida. Dessa forma obtém-se a equação (4.1):

$$I_{Primaria_TC} \geq \frac{I_{CC-max}}{FS} \quad (4.1)$$

Onde:

$I_{primaria_TC}$: é a corrente primária do TC.

I_{cc-max} : é a corrente de curto-circuito máxima no ponto de instalação do TC.

FS : é fator de saturação do TC, igual a 20.

4.4.1.2 Carga Imposta ao TC

Primeiramente deve-se calcular a carga imposta ao secundário do TC de acordo com a equação (4.2).

$$Z_{CARGA_TC} = Z_{FIAÇÃO} + Z_{RELE} + Z_{TC} \quad (4.2)$$

Onde:

Z_{CARGA_TC} : é a carga imposta no secundário do TC.

$Z_{FIAÇÃO}$: é a impedância dos cabos de ligação do TC.

Z_{RELE} : é a impedância do relé.

Z_{TC} : é a impedância imposta pelo secundário do TC.

Para se calcular a impedância do relé utiliza-se a equação (4.3):

$$Z_{RELE} = \frac{S}{I^2} \quad (4.3)$$

Onde:

S : é a potência consumida pelo relé

I : é a corrente nominal do relé, igual a 5 A.

Para se calcular a impedância imposta pelo secundário do TC adota-se 20% da impedância de carga do TC (MADERGAN, 2012). A impedância de carga é obtida a partir da equação (4.4).

$$Z_{CARGA} = \frac{V_{sat}}{(20 \times I)} \quad (4.4)$$

Onde:

Z_{CARGA} : é a impedância de carga.

V_{sat} : é a tensão de saturação do relé.

I : é a corrente nominal do relé, igual a 5 A.

A partir da carga imposta calcula-se a tensão que irá surgir no secundário do TC para a maior corrente de curto-circuito no ponto que está instalado o TC. A tensão que surge no secundário terá que ser menor que a tensão de saturação do TC para que ele seja especificado corretamente. A tensão é obtida através da equação (4.5).

$$V_{SECUNDARIO_TC} = Z_{CARGA_TC} \times \left(\frac{I_{CC-max}}{RTC} \right) \quad (4.5)$$

Onde:

$V_{SECUNDARIO_TC}$: é a tensão que surge no secundário do TC.

Z_{CARGA_TC} : é a carga imposta no secundário do TC.

I_{cc-max} : é a máxima corrente de curto-circuito no ponto de instalação do TC.

RTC : é a relação de transformação do TC.

A partir da metodologia apresentada anteriormente, pode-se fazer o dimensionamento dos TC's da subestação.

4.4.2 Dimensionamento dos TC's da subestação

4.4.2.1 TC 69 kV- TC de Proteção da Barra de 69 kV

Para dimensionamento dos TC's de serviço de proteção será adotado a maior relação de transformação obtida através do critério da saturação mediante o curto-circuito máximo do sistema no local da instalação do TC e o critério da carga nominal máxima imposta no secundário do TC.

4.4.2.1.1 Critério do curto-circuito

A máxima corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve estar dentro da limitação da sua classe de exatidão (de acordo com o seu FS=20), ou seja, a corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve ser menor do 20 vezes a corrente primária nominal do TC para que a precisão de sua classe de exatidão seja mantida. Dessa forma tem-se:

$$I_{Primaria_TC} \geq \frac{I_{CC-max}}{FS} \therefore I_{Primaria_TC} \geq \frac{13249}{20} \therefore I_{Primaria_TC} \geq 662,45 A \quad (4.6)$$

Portanto, devido ao nível de curto-circuito no local da instalação do TC, a relação de transformação de 800/5 é satisfatória para o nível de curto-circuito no local da instalação do TC.

4.4.2.1.2 Avaliação da carga nominal imposta no secundário do TC's

Utilizando um TC com relação de transformação de 800/5, classe de exatidão 10B400, em conjunto com condutores de cobre com bitola de 4 mm² de comprimento de inferior a 20 metros e um relé eletrônico SEL 751 pode-se calcular a carga total imposta ao TC a partir da equação (4.2). Para isso é necessário determinar a impedância dos cabos de ligação, impedância do relé e a impedância imposta pelo secundário do TC.

a) Impedância dos Cabos de Ligação ($Z_{FIAÇAO}$)

Cabos Utilizados: 4 mm²

Distância dos cabos: 2 x 10m = 20 metros

Impedância dos cabos = 0,02 km x 4,95 = 0,099 Ω/km

b) Impedância do Relé (Z_{RELE})

Com base no manual do fabricante do relé utilizado, a potência consumida pelo relé para uma corrente nominal de 5 A é igual a 0,1 VA, assim, utilizando a equação (4.3) tem-se:

$$Z_{RELE} = \frac{S}{I^2} = \frac{0,1}{5^2} = \frac{0,1}{25} \quad (4.7)$$

$$Z_{RELE} = 0,004 \Omega \quad (4.8)$$

c) Impedância imposta pelo secundário do TC (Z_{TC})

Para um TC com a tensão de saturação de 400V, fator de sobrecorrente 20, corrente nominal de 5A, a impedância de carga, a partir da equação (4.4), é 4 ohms.

$$Z_{CARGA} = \frac{400}{(20 \times 5)} = 4 \Omega \quad (4.9)$$

Considerando que o TC é de baixa impedância, é adotado um valor equivalente a 20% da impedância da carga nominal, assim:

$$Z_{TC} = 20\% \times Z_{CARGA} = 0,20 \times 4 = 0,80 \Omega \quad (4.10)$$

Substituindo os valores calculados na equação (4.2) tem-se:

$$Z_{CARGA_TC} = 0,099 + 0,004 + 0,8 = 0,903 \Omega \quad (4.11)$$

Para a classe de exatidão 10B400 e um curto-circuito trifásico de 13,249 kA, utilizando a equação (4.5) tem-se:

$$V_{SECUNDARIO_TC} = 0,903 \times \left(\frac{13249}{160} \right) \quad (4.12)$$

$$V_{SECUNDARIO_TC} = 74,77V < 400V \quad (4.13)$$

Considerando os fatores de segurança utilizados no dimensionamento estabelecemos que um TC com relação de transformação de 800/5 e classe de exatidão 10B400 como satisfatória para a aplicação.

4.4.2.2 TC 13,8 kV- TC de Proteção da Barra de 13,8 kV

Para dimensionamento dos TC's de serviço de proteção será adotado a maior relação de transformação obtida através do critério da saturação mediante o curto-circuito máximo do sistema no local da instalação do TC e o critério da carga nominal máxima imposta no secundário do TC.

4.4.2.2.1 Critério do curto-circuito

A máxima corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve estar dentro da limitação da sua classe de exatidão (de acordo com o seu FS=20), ou seja, a corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve ser menor do 20 vezes a corrente primária nominal do TC para que a precisão de sua classe de exatidão seja mantida. Dessa forma tem-se:

$$I_{Primaria_TC} \geq \frac{I_{CC-max}}{FS} \therefore I_{Primaria_TC} \geq \frac{2941,9}{20} \therefore I_{Primaria_TC} \geq 147,09 \text{ A} \quad (4.14)$$

Portanto, devido ao nível de curto-circuito no local da instalação do TC, a relação de transformação de 400/5 é satisfatória para o nível de curto-circuito no local da instalação do TC.

4.4.2.2.2 Avaliação da carga nominal imposta no secundário do TC's

Utilizando um TC com relação de transformação de 400/5, classe de exatidão 10B200, em conjunto com condutores de cobre com bitola de 4 mm² de comprimento de inferior a 20 metros e ainda um relé eletrônico SEL 751A pode-se calcular a carga total imposta ao TC a partir da equação (4.2). Para isso é necessário determinar a impedância dos cabos de ligação, impedância do relé e a impedância imposta pelo secundário do TC.

a) Impedância dos Cabos de Ligação ($Z_{FLAÇAO}$)

Cabos Utilizados: 4 mm²

Distância dos cabos: 2 x 10m = 20 metros

Impedância dos cabos = 0,02 km x 4,95 = 0,099 Ω/km

b) Impedância do Relé (Z_{RELE})

Com base no manual do fabricante do relé utilizado, a potência consumida pelo relé para uma corrente nominal de 5 A é igual a 0,1 VA, assim temos que:

$$Z_{RELE} = \frac{S}{I^2} = \frac{0,1}{5^2} = \frac{0,1}{25} \quad (4.15)$$

$$Z_{RELE} = 0,004 \Omega \quad (4.16)$$

c) Impedância imposta pelo secundário do TC (Z_{TC})

Para um TC com a tensão de saturação de 200V, fator de sobrecorrente 20, corrente nominal de 5A, a impedância de carga, a partir da equação (4.4), é 2 ohms.

$$Z_{CARGA} = \frac{200}{(20 \times 5)} = 2 \Omega \quad (4.17)$$

Considerando que o TC é de baixa impedância, é adotado um valor equivalente a 20% da impedância da carga nominal, assim:

$$Z_{TC} = 20\% \times Z_{CARGA} = 0,20 \times 2 = 0,40 \Omega \quad (4.18)$$

Substituindo os valores calculados na equação (4.2) tem-se:

$$Z_{CARGA_TC} = 0,099 + 0,004 + 0,4 = 0,503 \Omega \quad (4.19)$$

Para a classe de exatidão 10B200 e um curto-circuito fase-terra de 2,941 kA, utilizando a equação (4.5) tem-se:

$$V_{SECUNDARIO_TC} = 0,503 \times \left(\frac{2941,9}{80} \right) \quad (4.20)$$

$$V_{SECUNDARIO_TC} = 18,49V < 200V \quad (4.21)$$

Considerando os fatores de segurança utilizados no dimensionamento estabelecemos que um TC com relação de transformação de 400/5 e classe de exatidão 10B200 como satisfatória para a aplicação.

4.4.2.3 TC Alimentadores- TC de Proteção dos Alimentadores 1, 2 e 3

Para dimensionamento dos TC's de serviço de proteção será adotado a maior relação de transformação obtida através do critério da saturação mediante o curto-circuito máximo do sistema no local da instalação do TC e o critério da carga nominal máxima imposta no secundário do TC.

4.4.2.3.1 Critério do curto-circuito

A máxima corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve estar dentro da limitação da sua classe de exatidão (de acordo com o seu FS=20), ou seja, a corrente de curto-circuito no local da instalação do TC deve ser menor do 20 vezes a corrente primária nominal do TC para que a precisão de sua classe de exatidão seja mantida. Dessa forma tem-se:

$$I_{Primaria_TC} \geq \frac{I_{CC-max}}{FS} \therefore I_{Primaria_TC} \geq \frac{2941,9}{20} \therefore I_{Primaria_TC} \geq 147,09 A \quad (4.22)$$

Portanto, devido ao nível de curto-circuito no local da instalação do TC, a relação de transformação de 200/5 é satisfatória para o nível de curto-circuito no local da instalação do TC.

4.4.2.3.2 Avaliação da carga nominal imposta no secundário do TC's

Utilizando um TC com relação de transformação de 200/5, classe de exatidão 10B200, em conjunto com condutores de cobre com bitola de 4 mm² de comprimento de inferior a 20 metros e ainda um relé eletrônico SEL 751A pode-se calcular a carga total imposta ao TC a partir da equação (4.2). Para isso é necessário determinar a impedância dos cabos de ligação, impedância do relé e a impedância imposta pelo secundário do TC.

a) Impedância dos Cabos de Ligação ($Z_{FLIÇÃO}$)

Cabos Utilizados: 4 mm²

Distância dos cabos: 2 x 10m = 20 metros

Impedância dos cabos = 0,02 km x 4,95 = 0,099 Ω/km

b) Impedância do Relé (Z_{RELE})

Com base no manual do fabricante do relé utilizado, a potência consumida pelo relé para uma corrente nominal de 5 A é igual a 0,1 VA, assim temos que:

$$Z_{RELE} = \frac{S}{I^2} = \frac{0,1}{5^2} = \frac{0,1}{25} \quad (4.23)$$

$$Z_{RELE} = 0,004 \Omega \quad (4.24)$$

c) Impedância imposta pelo secundário do TC (Z_{TC})

Para um TC com a tensão de saturação de 200V, fator de sobrecorrente 20, corrente nominal de 5A, a impedância de carga, a partir da equação (4.4), é 2 ohms.

$$Z_{CARGA} = \frac{200}{(20 \times 5)} = 2 \Omega \quad (4.25)$$

Considerando que o TC é de baixa impedância, é adotado um valor equivalente a 20% da impedância da carga nominal, assim:

$$Z_{TC} = 20\% \times Z_{CARGA} = 0,20 \times 2 = 0,40 \Omega \quad (4.26)$$

Substituindo os valores calculados na equação (4.2) tem-se:

$$Z_{CARGA_TC} = 0,099 + 0,004 + 0,4 = 0,503\Omega \quad (4.27)$$

Para a classe de exatidão 10B200 e um curto-circuito fase-terra de 2,941 kA, utilizando a equação (4.5) tem-se:

$$V_{SECUNDARIO_TC} = 0,503 \times \left(\frac{2941,9}{40} \right) \quad (4.28)$$

$$V_{SECUNDARIO_TC} = 37V < 200V \quad (4.29)$$

Considerando os fatores de segurança utilizados no dimensionamento estabelecemos que um TC com relação de transformação de 200/5 e classe de exatidão 10B200 como satisfatória para a aplicação.

4.5 Metodologia e ajustes das funções de proteção

4.5.1 Metodologia

As metodologias de ajustes apresentada a seguir, foram baseada na metodologia adotada em (MAMEDE FILHO & MAMEDE, 2011).

4.5.1.1 Ajuste da função 51 e 51N

Primeiramente é necessário calcular o valor dos tapes dos relés. O tape de fase é calculado seguindo a equação (4.30).

$$TAP_{E_F} \geq \frac{FS \times I_N}{RTC} \quad (4.30)$$

Onde:

TAP_{E_F} : é o tape de fase.

FS: é o fator de segurança, para fase será utilizado 1,1.

I_N : é a corrente nominal do circuito.

RTC: é a relação de transformação do TC.

Já o tape de neutro é calculado seguindo a equação (4.31).

$$TAP_{E_N} \geq \frac{FS \times I_N}{RTC} \quad (4.31)$$

Onde:

TAP_{E_N} : é o tape de neutro.

FS: é o fator de segurança, para neutro será utilizado 0,2.

I_N : é a corrente nominal do circuito.

RTC: é a relação de transformação do TC.

Após o cálculo do tape é feito o ajuste da corrente de pick-up do relé, que será a corrente a partir da qual o relé irá atuar. O ajuste da corrente de pick-up de fase e de neutro segue a equação (4.32).

$$I_{PICKUP} = TAP_{E} \times RTC \quad (4.32)$$

Onde:

I_{PICKUP} : é a corrente de pick-up de fase ou de neutro, depende de qual se está calculando.

TAP_E: é o tape de fase ou de neutro, depende de qual corrente de pick-up está sendo calculada.

RTC: é a relação de transformação do TC.

Com o valor da corrente de pick-up definido é necessário definir o tempo de atuação do relé para uma determinada corrente de curto-circuito. Para isso adota-se um tempo de atuação desejado para o relé e calcula-se um múltiplo M da corrente de pick-up. Esse múltiplo é calculado para o ajuste de fase e de neutro.

Para o ajuste do múltiplo de fase segue-se a equação (4.33).

$$M = \frac{I_{CC3\phi}}{I_{PICKUP_FASE}} \quad (4.33)$$

Onde:

M : é o múltiplo da corrente de ajuste.

$I_{CC3\phi}$: é a corrente de curto-circuito trifásico no ponto de instalação do relé.

I_{PICKUP_FASE} : é a corrente de pick-up de fase.

Para o ajuste do múltiplo de neutro segue-se a equação (4.34).

$$M = \frac{I_{CC1\phi}}{I_{PICKUP_NEUTRO}} \quad (4.34)$$

Onde:

M : é o múltiplo da corrente de ajuste.

$I_{CC1\phi}$: é a corrente de curto-circuito fase terra no ponto de instalação do relé.

I_{PICKUP_NEUTRO} : é a corrente de pick-up de neutro.

Com os dados obtidos calcula-se e adota-se um dial de tempo definido pela equação (4.35).

$$dt = \frac{t \times [(M)^\alpha - 1]}{K} \quad (4.35)$$

Onde:

dt : é o dial de tempo.

t : é o tempo de atuação.

M : é o múltiplo da corrente de ajuste.

K e α : são valores padronizados pela norma IEC, nesse estudo será utilizado a curva muito inversa (cuja sigla é M.I. ou V.I.), apresentada na Tabela 2.2.

A partir do valor de dial de tempo adotado calcula-se o tempo de atuação do relé baseado na equação (4.36).

$$t = \frac{K \times dt}{M^\alpha - 1} \quad (4.36)$$

Onde:

dt: é o dial de tempo.

t: é o tempo de atuação.

M: é o múltiplo da corrente de ajuste.

K e α : são valores padronizados pela norma IEC, nesse estudo será utilizado a curva muito inversa (cuja sigla é M.I. ou V.I.), apresentada na Tabela 2.2.

4.5.1.1 Ajuste da função 50 e 50N

O ajuste da função de proteção 50 tem que ser feito levando em consideração a corrente de magnetização do transformador e a corrente de curto-circuito bifásica (pois é necessário permitir a energização do transformador e se o relé atua para curto-circuito bifásico ele irá atuar para o trifásico) no ponto de instalação do relé quando o relé está a montante do transformador. Quando o relé está a jusante do transformador despreza-se a condição de corrente de magnetização do transformador.

Para que a função 50 funcione corretamente tem-se que ser seguido o critério de ajuste definido pela equação (4.37).

$$\frac{I_{MAG}}{RTC} < I_{INST_FASE} < \frac{I_{CC2\phi}}{RTC} \quad (4.37)$$

Onde:

I_{MAG} : é a corrente de magnetização do transformador.

I_{INST_FASE} : é a corrente de ajuste de fase instantânea do relé.

$I_{CC2\phi}$: é a corrente de curto-circuito bifásica no ponto de alocação do relé.

RTC: é a relação de transformação do TC.

Já o ajuste da função 50N, deve levar em consideração a corrente de curto-circuito fase terra mínima no ponto de alocação do relé, já que se o relé atua para a corrente de curto-

circuito fase terra mínima ele irá atuar para o curto-circuito fase terra. Para que o ajuste seja feito corretamente, o ajuste da função 50N tem que seguir a condição estabelecida pela equação (4.38).

$$I_{INST_NEUTRO} < \frac{I_{CC1\phi min}}{RTC} \quad (4.38)$$

Onde:

$I_{CC1\phi min}$: é a corrente de curto-circuito fase terra mínima no ponto de alocação do relé.

I_{INST_NEUTRO} : é a corrente de ajuste de neutro instantânea do relé.

RTC : é a relação de transformação do TC.

4.5.1.2 Ajuste da função 51Q

Esta unidade é sensível as correntes de curto-circuito fase-fase e fase-fase-terra e deverá coordenar com as unidades de curto-circuito fase-fase e de terra dos relés do secundário do transformador.

$$I_{PICKUP} = \frac{I_{ajuste}}{RTC} \quad (4.39)$$

Onde:

I_{PICKUP} : é a corrente de pick-up de ajuste da função 51Q.

I_{ajuste} : é a corrente de ajuste vista pelo primário do TC.

RTC : é a relação de transformação do TC.

4.5.1.3 Ajuste da função 51G

O ajuste da função 51G segue o mesmo procedimento do ajuste da função 51 de neutro. A diferença do procedimento é que o valor do tape é calculado seguindo a seguinte equação (4.40).

$$TAP E_{51G} = 0,32 \times In \quad (4.40)$$

Onde:

TAPE_{51G}: é o tape de ajuste da função 51G.

I_n: é a corrente do secundário do TC, ou seja, 5 A.

4.5.1.4 Ajuste da função 87

Para se fazer o ajuste da proteção diferencial do transformador, primeiro deve-se calcular a corrente nominal do transformador no lado de alta e de baixa tensão. A corrente é calculada com base na equação (4.41).

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times V_n} \quad (4.41)$$

Onde:

I_n: é a corrente nominal do transformador.

P_n: é a potência nominal do transformador.

V_n: é a tensão nominal do transformador.

Utilizando a equação (4.41) calcula-se as correntes no lado de alta tensão levando-se em consideração a tensão do tape máximo, médio e mínimo do transformador.

A partir dessas correntes define-se a relação de transformação dos transformadores de corrente do lado de média e de alta tensão.

Para o lado de alta tensão o RTC é determinado pela equação (4.42).

$$RTC = \frac{I_{ami}}{I_n} \quad (4.42)$$

Onde:

RTC: é a relação de transformação do relé.

I_{ami}: é a corrente nominal do transformador no tape mínimo.

I_n: é a corrente nominal do secundário de relé.

Para o lado de média tensão o RTC é determinado pela equação (4.43).

$$RTC = \frac{I_{tcb}}{I_n} \quad (4.43)$$

Onde:

RTC: é a relação de transformação do relé.

I_{tcb} : é a corrente vista pelo transformador de corrente ligado em delta.

I_n : é a corrente nominal do secundário de relé.

O valor de I_{tcb} pode ser obtido a partir da equação (4.44).

$$I_{tcb} = \sqrt{3} \times I_n \quad (4.44)$$

Onde:

I_n : é a corrente nominal do secundário de transformador.

I_{tcb} : é a vista pelo transformador de corrente ligado em delta.

Determinada a relação de transformação do TC que serão utilizados na proteção diferencial calcula-se a corrente vista pelo relé no lado de média tensão e no lado de alta tensão (neste caso para o tape máximo, mínimo e médio).

Após o cálculo dessas corrente obtêm-se os valores de corrente diferencial máxima e mínima. A corrente diferencial máxima pode ser obtida pela equação (4.45).

$$\Delta I_{ma} = I_{tame} - I_{tama} \quad (4.45)$$

Onde:

ΔI_{ma} : é a corrente diferencial máxima.

I_{tame} : é a corrente vista pelo relé para o tape médio do transformador.

I_{tama} : é a corrente vista pelo relé para o tape máximo do transformador.

A corrente diferencial mínima pode ser obtida pela equação (4.46).

$$\Delta I_{mi} = I_{tami} - I_{tame} \quad (4.46)$$

Onde:

ΔI_{mi} : é a corrente diferencial mínima.

I_{tame} : é a corrente vista pelo relé para o tape médio do transformador.

I_{tami} : é a corrente vista pelo relé para o tape mínimo do transformador.

Calculado esses parâmetro deve determinar o erro total do sistema de proteção diferencial para que se determine o ajuste de slope da proteção diferencial do transformador. O ajuste de slope deve ser superior ao erro total do sistema de proteção diferencial e ele é responsável pela inclinação da curva de atuação do relé de proteção diferencial.

O erro total é obtido através da equação (4.47).

$$E_{total} = E_{max} + E_r + E_{tc} \quad (4.47)$$

Onde:

E_{total} : é o erro total do sistema de proteção diferencial.

E_{max} : é o erro máximo de ajuste.

E_r : é o erro percentual na relação de transformação.

E_{tc} : é o erro inserido pelo TC.

O erro máximo de ajuste é obtido através da equação (4.48).

$$E_{max} = \frac{\Delta I_{ma}}{I_{tmax}} \times 100 \quad (4.48)$$

Onde:

E_{max} : é o erro máximo.

ΔI_{ma} : é a corrente diferencial máxima calculada anteriormente.

I_{tmax} : é a corrente vista pelo relé para o tape máximo.

O erro percentual na relação de transformação pode ser obtido pela equação (4.49).

$$E_r = \frac{I_{rtcb} - I_{tame}}{\frac{1}{2} \times (I_{rtcb} + I_{tame})} \times 100 \quad (4.49)$$

Onde:

E_r : é o erro máximo na relação de transformação.

I_{rtcb} : é a corrente nominal vista pelo relé na média tensão.

I_{tame} : é a corrente nominal vista pelo relé na alta tensão para o tape médio do transformador.

Com a metodologia exposta pode-se ajustar as funções de proteção dos relés da SE do Campus do Pici.

4.5.2 Ajustes das funções de proteção

4.5.2.1 Ajuste do relé de 69kV

Fabricante: SEL

Modelo: SEL 751

4.5.2.1.1 Ajuste da unidade sobrecorrente (SEL 751 - 51/51N)

a) Cálculo dos tapes do relé do cliente

De acordo com a equação (4.30) calcula-se o tape de fase (considerando FS=1,1):

$$TAPF_F \geq \frac{1,1 \times 41,83}{160} \therefore TAPF_F \geq 0,28 \quad (4.50)$$

$$TAPF_F = 0,5 \quad (4.51)$$

De acordo com a equação (4.32) calcula-se o I_{PICKUP_FASE} :

$$I_{PICKUP_FASE} = 0,5 \times 160 \therefore I_{PICKUP_FASE} = 80 A \quad (4.52)$$

De acordo com a equação (4.31) calcula-se o tape de neutro (considerando FS=0,2):

$$TAPF_N \geq \frac{0,2 \times 41,83}{160} \therefore TAPF_N \geq 0,05 \quad (4.53)$$

$$TAPF_N = 0,5 \quad (4.54)$$

De acordo com a equação (4.32) calcula-se o I_{PICKUP_NEUTRO} :

$$I_{PICKUP_NEUTRO} = 0,5 \times 160 \therefore I_{PICKUP_NEUTRO} = 80 A \quad (4.55)$$

b) Ajuste do dial de tempo

Para o ajuste do dial de tempo calcula-se primeiro o dial de fase. Para isso adota-se um tempo de atuação do relé do cliente igual a 0,04 segundos para fase.

Para calcular o dial, calcula-se primeiro o múltiplo de acordo com a equação (4.33). Com isso tem-se:

$$M = \frac{13249 A}{160} = 165,61 \quad (4.56)$$

Calculando o dial de fase a partir da equação (4.35) tem-se:

$$dt_{FASE} = \frac{0,043 \times [(165,61)^1 - 1]}{13,5} = 0,52 \quad (4.57)$$

Com isso adota-se um dial de fase igual a 0,53. Com esse dial adotado o tempo de atuação do relé será dado de acordo com a equação (4.36):

$$t_{FASE} = \frac{13,5 \times 0,53}{165,61^1 - 1} = 0,043s \quad (4.58)$$

Para calcular o dial de neutro, calcula-se primeiro o múltiplo de acordo com a equação (4.34). Adotando-se um tempo de atuação de neutro de 0,15s tem-se:

$$M = \frac{4029,95A}{80} = 50,37 \quad (4.59)$$

Calculando o dial de neutro a partir da equação (4.35) tem-se:

$$dt_{NEUTRO} = \frac{0,150 \times [(50,37)^1 - 1]}{13,5} = 0,56s \quad (4.60)$$

Com isso adota-se um dial de neutro igual a 0,6. Com esse dial adotado o tempo de atuação do relé será dado de acordo com a equação (4.36):

$$t_{NEUTRO} = \frac{13,5 \times 0,6}{50,37^1 - 1} = 0,164s \quad (4.61)$$

4.5.2.1.2 Ajuste da unidade de sequência negativa (SEL 751- 51Q)

A unidade será ajustada para partir com 80 A, menor ajuste possível.

Esta unidade é sensível as correntes de curto-circuito fase-fase e fase-fase-terra e deverá coordenar com as unidades de curto-circuito fase-fase e de terra dos relés do secundário do transformador.

$$I_{PICKUP} = \frac{80}{160} = 0,5 \quad (4.62)$$

Será adotada a curva muito inversa, com dial de tempo de 0,35s.

4.5.2.1.3 Ajuste da unidade instantânea (SEL 751- 50/50N)

a) Unidade instantânea de fase (50)

Para transformadores de até 5000 kVA, a corrente de magnetização (I_{MAG}) é igual a 12 vezes a corrente nominal para transformadores a óleo com tempo de duração da ordem de 0,1 s. Dessa forma para 1 transformador a óleo de 5000 kVA tem-se:

$$I_{MAG} = 12 \times (41,83) = 502,04 A \quad (4.63)$$

De acordo com a equação (4.37) calcula-se o ajuste instantâneo de fase:

$$\frac{502,04}{160} < I_{INST_FASE} < \frac{11473}{160} \therefore 3,13 < I_{INST_FASE} < 71,7 \quad (4.64)$$

$$I_{INST_FASE} = 10 A \quad (4.65)$$

b) Unidade instantânea de neutro(50N)

A Unidade Instantânea de Neutro deve ser ajustada em um valor menor que a corrente de curto-circuito fase-terra mínimo no ponto de entrega do cliente. Assim, o ajuste dessa função deve respeitar o critério estabelecido pela equação (4.38). Logo:

$$I_{INST_NEUTRO} < \frac{347,44}{160} \therefore I_{INST_NEUTRO} < 2,17 A \quad (4.66)$$

$$I_{INST_NEUTRO} = 2 A \quad (4.67)$$

A partir dos valores calculados obtém-se na Tabela 4.1 os ajustes para o relé de 69kV.

Tabela 4.1- Ajustes relé 69kV

ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO										
EQUIPAMENTO OU LT PROTEGIDO	TENSÃO (kV)	RTC (A)	CORRENTE DE PICK-UP (A)	CÓDIGO ANSI	AJUSTES DE PROTEÇÃO					TEMPORI- ZAÇÃO
					PROT.	TIPO	GRADUAÇÃO			
							TAPE	CURVA	INST(A)	
DISJUNTOR PRINCIPAL 69 kV	69	800-5	80	50/51	FASE	SEL 751	I>1 =0,5	0,53	I>3 = 10 t= 0,01 seg.	V.I
	69	800-5	80	50/51N	NEUTRO	SEL 751	IN1>1 = 0,5	0,6	IN1>3 =2 t= 0,0 seg.	V.I

Fonte: próprio autor.

4.5.2.2 Ajuste do relé de 13,8kV

Fabricante: SEL

Modelo: SEL 751A

4.5.2.2.1 Ajuste da unidade sobrecorrente (SEL 751A - 51/51N)

a) Cálculo dos tapes do relé do cliente

De acordo com a equação (4.30) calcula-se o tape de fase (considerando FS=1,1):

$$TAPE_F \geq \frac{1,1 \times 209,18}{80} \therefore TAPE_F \geq 2,87 \quad (4.68)$$

$$TAPE_F = 3 \quad (4.69)$$

De acordo com a equação (4.32) calcula-se o I_{PICKUP_FASE} :

$$I_{PICKUP_FASE} = 3 \times 80 \therefore I_{PICKUP_FASE} = 240 \text{ A} \quad (4.70)$$

De acordo com a equação (4.31) calcula-se o tape de neutro (considerando FS=0,2):

$$TAPE_N \geq \frac{0,2 \times 209,18}{80} \therefore TAPE_N \geq 0,522 \quad (4.71)$$

$$TAPE_N = 0,75 \quad (4.72)$$

De acordo com a equação (4.32) calcula-se o I_{PICKUP_NEUTRO} :

$$I_{PICKUP_NEUTRO} = 0,75 \times 80 \therefore I_{PICKUP_NEUTRO} = 60 \text{ A} \quad (4.73)$$

b) Ajuste do dial de tempo

Para o ajuste do dial de tempo calcula-se primeiro o dial de fase. Para isso adota-se um tempo de atuação do relé do cliente igual a 0,4 segundos para fase.

Para calcular o dial, calcula-se primeiro o múltiplo de acordo com a equação (4.33).

Com isso tem-se:

$$M = \frac{2859,39A}{240} = 11,91 \quad (4.74)$$

Calculando o dial de fase a partir da equação (4.35) tem-se:

$$dt_{FASE} = \frac{0,4 \times [(11,914)^1 - 1]}{13,5} = 0,323 \quad (4.75)$$

Com isso adota-se um dial de fase igual a 0,35s. Com esse dial adotado o tempo de atuação do relé será dado de acordo com a equação (4.36):

$$t_{FASE} = \frac{13,5 \times 0,35}{11,914^1 - 1} = 0,432s \quad (4.76)$$

Para calcular o dial de neutro, calcula-se primeiro o múltiplo de acordo com a equação (4.34). Adotando-se um tempo de atuação de neutro de 0,3s tem-se:

$$M = \frac{2941,9A}{60} = 49,031 \quad (4.77)$$

Calculando o dial de neutro a partir da equação (4.35) tem-se:

$$dt_{NEUTRO} = \frac{0,3 \times [(49,031)^1 - 1]}{13,5} = 1,067s \quad (4.78)$$

Com isso adota-se um dial de neutro igual a 1,1s. Com esse dial adotado o tempo de atuação do relé será dado de acordo com a equação (4.36):

$$t_{NEUTRO} = \frac{13,5 \times 1,1}{49,03^1 - 1} = 0,309seg \quad (4.79)$$

4.5.2.2.2 Ajuste da unidade instantânea (SEL 751A- 50/50N)

a) Unidade instantânea de fase (50)

A Unidade Instantânea de Fase deve ser ajustada em um valor menor que a corrente de curto-circuito bifásica na barra de 13,8 kV. Assim, o ajuste dessa função deve respeitar o critério estabelecido pela equação (4.37):

$$I_{INST_FASE} < \frac{2476,3}{80} \therefore I_{INST_FASE} < 30,95 \quad (4.80)$$

$$I_{INST_FASE} = 24A \quad (4.81)$$

b) Unidade instantânea de neutro(50N)

A Unidade Instantânea de Neutro deve ser ajustada para um valor de corrente de curto-circuito fase-terra mínimo de 225,54 A na barra de 13,8 kV. Assim, o ajuste dessa função deve respeitar o critério estabelecido pela equação (4.38):

$$I_{INST_NEUTRO} < \frac{225,54}{80} \therefore I_{INST_NEUTRO} < 2,81 \quad (4.82)$$

$$I_{INST_NEUTRO} = 2,5A \quad (4.83)$$

A partir dos valores calculados obtém-se na Tabela 4.2 os ajustes para o relé de 13,8kV.

Tabela 4.2- Ajuste relé 13,8kV

ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO										
EQUIPAMENTO OU LT PROTEGIDO	TENSÃO (kV)	RTC (A)	CORRENTE DE PICK-UP (A)	CÓDIGO ANSI	AJUSTES DE PROTEÇÃO					TEMPORI- ZAÇÃO
					PROT.	TIPO	GRADUAÇÃO			
							TAPE	CURVA	INST(A)	
DISJUNTOR PRINCIPAL 13,8 kV	13,8	400-5	240	50/51	FASE	SEL 751A	I>1 =3	0,35	I>3 = 24 t= 0,01 seg.	V.I
	13,8	400-5	60	50/51N	NEUTRO	SEL 751A	IN1>1 = 0,75	1,1	IN1>3 =2,5 t= 0,0 seg.	V.I

Fonte: próprio autor.

4.5.2.3 Ajuste do relé de 13,8kV do alimentador 1 (1500kVA)

Fabricante: SEL

Modelo: SEL 751A

4.5.2.3.1 Ajuste da unidade sobrecorrente (SEL 751A - 51/51N)

a) Cálculo dos tapes do relé do cliente

De acordo com a equação (4.30) calcula-se o tape de fase (considerando FS=1,1):

$$TAPE_F \geq \frac{1,1 \times 62,75}{40} \therefore TAPE_F \geq 1,72 \quad (4.84)$$

$$TAPE_F = 2 \quad (4.85)$$

De acordo com a equação (4.32) calcula-se o I_{PICKUP_FASE} :

$$I_{PICKUP_FASE} = 2 \times 40 \therefore I_{PICKUP_FASE} = 80 A \quad (4.86)$$

De acordo com a equação (4.31) calcula-se o tape de neutro (considerando FS=0,2):

$$TAPE_N \geq \frac{0,2 \times 62,75}{40} \therefore TAPE_N \geq 0,3137 \quad (4.87)$$

$$TAPE_N = 0,5 \quad (4.88)$$

De acordo com a equação (4.32) calcula-se o I_{PICKUP_NEUTRO} :

$$I_{PICKUP_NEUTRO} = 0,5 \times 40 \therefore I_{PICKUP_NEUTRO} = 20 A \quad (4.89)$$

b) Ajuste do dial de tempo

Para o ajuste do dial de tempo calcula-se primeiro o dial de fase. Para isso adota-se um tempo de atuação do relé do cliente igual a 0,13 segundos para fase.

Para calcular o dial, calcula-se primeiro o múltiplo de acordo com a equação (4.33).

Com isso tem-se:

$$M = \frac{2859,39 A}{80} = 35,74 \quad (4.80)$$

Calculando o dial de fase a partir da equação (4.35) tem-se:

$$dt_{FASE} = \frac{0,13 \times [(35,74)^1 - 1]}{13,5} = 0,33s \quad (4.81)$$

Com isso adota-se um dial de fase igual a 0,33s. Com esse dial adotado o tempo de atuação do relé será dado de acordo com a equação (4.36):

$$t_{FASE} = \frac{13,5 \times 0,35}{35,74^1 - 1} = 0,13s \quad (4.82)$$

Para calcular o dial de neutro, calcula-se primeiro o múltiplo de acordo com a equação (4.34). Adotando-se um tempo de atuação de neutro de 0,3s tem-se:

$$M = \frac{2941,9A}{20} = 147,095 \quad (4.83)$$

Calculando o dial de neutro a partir da equação (4.35) tem-se:

$$dt_{NEUTRO} = \frac{0,3 \times [(147,095)^1 - 1]}{13,5} = 3,24s \quad (4.84)$$

Com isso adota-se um dial de neutro igual a 3,25s. Com esse dial adotado o tempo de atuação do relé será dado de acordo com a equação (4.36):

$$t_{NEUTRO} = \frac{13,5 \times 3,25}{147,095^1 - 1} = 0,3s \quad (4.85)$$

4.5.2.3.2 Ajuste da Unidade Instantânea (SEL 751A- 50/50N)

a) Unidade instantânea de fase (50)

A Unidade Instantânea de Fase deve ser ajustada em um valor menor que a corrente de curto-circuito bifásica no alimentador 1. Assim, o ajuste dessa função deve respeitar o critério estabelecido pela equação (4.37):

$$I_{INST_FASE} < \frac{2476,3}{40} \therefore I_{INST_FASE} < 61,90 \quad (4.86)$$

$$I_{INST_FASE} = 12,26A \quad (4.87)$$

b) Unidade Instantânea de Neutro(50N)

A Unidade Instantânea de Neutro deve ser ajustada em um valor menor que a corrente de curto-circuito fase-terra mínimo no alimentador 1. Assim, o ajuste dessa função deve respeitar o critério estabelecido pela equação (4.38):

$$I_{INST_NEUTRO} < \frac{75,7}{40} \therefore I_{INST_NEUTRO} < 1,89 \quad (4.88)$$

$$I_{INST_NEUTRO} = 1,8A \quad (4.89)$$

A partir dos valores calculados obtém-se na Tabela 4.3 os ajustes para o relé do alimentador 1.

Tabela 4.3- Ajuste relé alimentador 1

ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO										
EQUIPAMENTO OU LT PROTEGIDO	TENSÃO (kV)	RTC (A)	CORRENTE DE PICK-UP (A)	CÓDIGO ANSI	AJUSTES DE PROTEÇÃO					TEMPORI- ZAÇÃO
					PROT.	TIPO	GRADUAÇÃO			
							TAPE	CURVA	INST(A)	
ALIMENTADOR 1	13,8	200-5	80	50/51	FASE	SEL 751A	I>1 =2	0,35	I>3 = 12,26 t= 0,01 seg.	V.I
	13,8	200-5	20	50/51N	NEUTRO	SEL 751A	IN1>1 = 0,5	3,25	IN1>3 =1,8 t= 0,0 seg.	V.I

Fonte: próprio autor.

4.5.2.4 Ajuste do relé de 13,8kV do alimentador 2 (1150kVA)

Fabricante: SEL

Modelo: SEL 751A

4.5.2.4.1 Ajuste da unidade sobrecorrente (SEL 751A - 51/51N)

a) Cálculo dos tapes do relé do cliente

De acordo com a equação (4.30) calcula-se o tape de fase (considerando FS=1,1):

$$TAPE_F \geq \frac{1,1 \times 48,11}{40} \therefore TAPE_F \geq 1,32 \quad (4.90)$$

$$TAPE_F = 2 \quad (4.91)$$

De acordo com a equação (4.32) calcula-se o I_{PICKUP_FASE} :

$$I_{PICKUP_FASE} = 2 \times 40 \therefore I_{PICKUP_FASE} = 80 A \quad (4.92)$$

De acordo com a equação (4.31) calcula-se o tape de neutro (considerando FS=0,2):

$$TAPEN \geq \frac{0,2 \times 62,75}{40} \therefore TAPEN \geq 0,24 \quad (4.93)$$

$$TAPEN = 0,5 \quad (4.94)$$

De acordo com a equação (4.32) calcula-se o I_{PICKUP_NEUTRO} :

$$I_{PICKUP_NEUTRO} = 0,5 \times 40 \therefore I_{PICKUP_NEUTRO} = 20A \quad (4.95)$$

b) Ajuste do dial de tempo

Para o ajuste do dial de tempo calcula-se primeiro o dial de fase. Para isso adota-se um tempo de atuação do relé do cliente igual a 0,13 segundos para fase.

Para calcular o dial, calcula-se primeiro o múltiplo de acordo com a equação (4.33).

Com isso tem-se:

$$M = \frac{2859,39A}{80} = 35,74 \quad (4.96)$$

Calculando o dial de fase a partir da equação (4.35) tem-se:

$$dt_{FASE} = \frac{0,13 \times [(35,74)^1 - 1]}{13,5} = 0,33s \quad (4.97)$$

Com isso adota-se um dial de fase igual a 0,35s. Com esse dial adotado o tempo de atuação do relé será dado de acordo com a equação (4.36):

$$t_{FASE} = \frac{13,5 \times 0,35}{35,74^1 - 1} = 0,13s \quad (4.98)$$

Para calcular o dial de neutro, calcula-se primeiro o múltiplo de acordo com a equação (4.34). Adotando-se um tempo de atuação de neutro de 0,3s tem-se:

$$M = \frac{2941,9A}{20} = 147,095 \quad (4.99)$$

Calculando o dial de neutro a partir da equação (4.35) tem-se:

$$dt_{NEUTRO} = \frac{0,3 \times [(147,095)^1 - 1]}{13,5} = 3,24s \quad (4.100)$$

Com isso adota-se um dial de neutro igual a 3,25s. Com esse dial adotado o tempo de atuação do relé será dado de acordo com a equação (4.36):

$$t_{NEUTRO} = \frac{13,5 \times 3,25}{147,095^1 - 1} = 0,3s \quad (4.101)$$

4.5.2.4.2 Ajuste da unidade instantânea (SEL 751A- 50/50N)

a) Unidade instantânea de fase (50)

A Unidade Instantânea de Fase deve ser ajustada em um valor menor que a corrente de curto-circuito bifásica no alimentador 2. Assim, o ajuste dessa função deve respeitar o critério estabelecido pela equação (4.37):

$$I_{INST_FASE} < \frac{2476,3}{40} \therefore I_{INST_FASE} < 61,90 \quad (4.102)$$

$$I_{INST_FASE} = 12,26A \quad (4.103)$$

b) Unidade instantânea de neutro(50N)

A Unidade Instantânea de Neutro deve ser ajustada em um valor menor que a corrente de curto-circuito fase-terra mínimo no alimentador 2. Assim, o ajuste dessa função deve respeitar o critério estabelecido pela equação (4.38):

$$I_{INST_NEUTRO} < \frac{75,7}{40} \therefore I_{INST_NEUTRO} < 1,89 \quad (4.104)$$

$$I_{INST_NEUTRO} = 1,8A \quad (4.105)$$

A partir dos valores calculados obtém-se na Tabela 4.4 os ajustes para o relé do alimentador 2.

Tabela 4.4- Ajuste relé alimentador 2

ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO										
EQUIPAMENTO OU LT PROTEGIDO	TENSÃO (kV)	RTC (A)	CORRENTE DE PICK-UP (A)	CÓDIGO ANSI	AJUSTES DE PROTEÇÃO					TEMPORI- ZAÇÃO
					PROT.	TIPO	GRADUAÇÃO			
							TAPE	CURVA	INST(A)	
ALIMENTADOR 2	13,8	200-5	80	50/51	FASE	SEL 751A	I>1 =2	0,35	I>3 = 12,26 t= 0,01 seg.	V.I
	13,8	200-5	20	50/51N	NEUTRO	SEL 751A	IN1>1 = 0,5	3,25	IN1>3 =1,8 t= 0,0 seg.	V.I

Fonte: próprio autor.

4.5.2.5 Ajuste do relé de 13,8kV do alimentador 3 (1010kVA)

Fabricante: SEL

Modelo: SEL 751A

4.5.2.5.1 Ajuste da unidade sobrecorrente (SEL 751A - 51/51N)

a) Cálculo dos tapes do relé do cliente

De acordo com a equação (4.30) calcula-se o tape de fase (considerando FS=1,1):

$$TAPE_F \geq \frac{1,1 \times 42,25}{40} \therefore TAPE_F \geq 1,16 \quad (4.106)$$

$$TAPE_F = 2 \quad (4.107)$$

De acordo com a equação (4.32) calcula-se o I_{PICKUP_FASE} :

$$I_{PICKUP_FASE} = 2 \times 40 \therefore I_{PICKUP_FASE} = 80 \text{ A} \quad (4.108)$$

De acordo com a equação (4.31) calcula-se o tape de neutro (considerando FS=0,2):

$$TAPE_N \geq \frac{0,2 \times 42,25}{40} \therefore TAPE_N \geq 0,21 \quad (4.109)$$

$$TAPE_N = 0,5 \quad (4.110)$$

De acordo com a equação (4.32) calcula-se o I_{PICKUP_NEUTRO} :

$$I_{PICKUP_NEUTRO} = 0,5 \times 40 \therefore I_{PICKUP_NEUTRO} = 20A \quad (4.111)$$

b) Ajuste do dial de tempo

Para o ajuste do dial de tempo calcula-se primeiro o dial de fase. Para isso adota-se um tempo de atuação do relé do cliente igual a 0,13 segundos para fase.

Para calcular o dial, calcula-se primeiro o múltiplo de acordo com a equação (4.33).

Com isso tem-se:

$$M = \frac{2859,39A}{80} = 35,74 \quad (4.112)$$

Calculando o dial de fase a partir da equação (4.35) tem-se:

$$dt_{FASE} = \frac{0,13 \times [(35,74)^1 - 1]}{13,5} = 0,33s \quad (4.113)$$

Com isso adota-se um dial de fase igual a 0,35s. Com esse dial adotado o tempo de atuação do relé será dado de acordo com a equação (4.36):

$$t_{FASE} = \frac{13,5 \times 0,35}{35,74^1 - 1} = 0,13s \quad (4.114)$$

Para calcular o dial de neutro, calcula-se primeiro o múltiplo de acordo com a equação (4.34). Adotando-se um tempo de atuação de neutro de 0,3s tem-se:

$$M = \frac{2941,9A}{20} = 147,095 \quad (4.115)$$

Calculando o dial de neutro a partir da equação (4.35) tem-se:

$$dt_{NEUTRO} = \frac{0,3 \times [(147,095)^1 - 1]}{13,5} = 3,24s \quad (4.116)$$

Com isso adota-se um dial de neutro igual a 3,25s. Com esse dial adotado o tempo de atuação do relé será dado de acordo com a equação (4.36):

$$t_{NEUTRO} = \frac{13,5 \times 3,25}{147,095^1 - 1} = 0,3s \quad (4.117)$$

4.5.2.5.2 Ajuste da unidade instantânea (SEL 751A- 50/50N)

a) Unidade instantânea de fase (50)

A Unidade Instantânea de Fase deve ser ajustada em um valor menor que a corrente de curto-circuito bifásica no alimentador 3. Assim, o ajuste dessa função deve respeitar o critério estabelecido pela equação (4.37):

$$I_{INST_FASE} < \frac{2476,3}{40} \therefore I_{INST_FASE} < 61,90 \quad (4.118)$$

$$I_{INST_FASE} = 12,26A \quad (4.119)$$

b) Unidade Instantânea de Neutro(50N)

A Unidade Instantânea de Neutro deve ser ajustada em um valor menor que a corrente de curto-circuito fase-terra mínimo no alimentador 3. Assim, o ajuste dessa função deve respeitar o critério estabelecido pela equação (4.38):

$$I_{INST_NEUTRO} < \frac{75,7}{40} \therefore I_{INST_NEUTRO} < 1,89 \quad (4.120)$$

$$I_{INST_NEUTRO} = 1,8A \quad (4.121)$$

A partir dos valores calculados obtém-se na Tabela 4.5 os ajustes para o relé do alimentador 3.

Tabela 4.5- Ajuste relé alimentador 3

ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO										
EQUIPAMENTO OU LT PROTEGIDO	TENSÃO (kV)	RTC (A)	CORRENTE DE PICK-UP (A)	CÓDIGO ANSI	AJUSTES DE PROTEÇÃO					TEMPORI- ZAÇÃO
					PROT.	TIPO	GRADUAÇÃO			
							TAPE	CURVA	INST(A)	
ALIMENTADOR 3	13,8	200-5	80	50/51	FASE	SEL 751A	I>1 =2	0,35	I>3 = 12,26 t= 0,01 seg.	V.I
	13,8	200-5	20	50/51N	NEUTRO	SEL 751A	IN1>1 = 0,5	3,25	IN1>3 =1,8 t= 0,0 seg.	V.I

Fonte: próprio autor

4.5.2.6 Ajuste da unidade sobrecorrente de terra (51G – Lado de 13,8kV)

a) Cálculo do Tape do Relé do Cliente

De acordo com a equação (4.40) calcula-se o tape de fase:

$$TAP E_{51G} = 0,32 \times 5 = 1,6A \quad (4.122)$$

De acordo com a equação (4.32) calcula-se o I_{PICKUP_TERRA} :

$$I_{PICKUP_TERRA} = 1,6 \times 80 \therefore I_{PICKUP_TERRA} = 128 A \quad (4.123)$$

b) Ajuste do dial de tempo

Para o ajuste do dial de tempo calcula-se primeiro o dial de fase. Para isso adota-se um tempo de atuação do relé do cliente igual a 0,3 segundos para fase.

Para calcular o dial, calcula-se primeiro o múltiplo de acordo com a equação (4.34).

Com isso tem-se:

$$M = \frac{2941,9}{128} = 22,98 \quad (4.124)$$

Calculando o dial de fase a partir da equação (4.35) tem-se:

$$dt_{FASE} = \frac{0,3 \times [(22,98)^1 - 1]}{13,5} = 0,48s \quad (4.125)$$

Com isso adota-se um dial de fase igual a 0,48s. Com esse dial adotado o tempo de atuação do relé será dado de acordo com a equação (4.36):

$$t_{FASE} = \frac{13,5 \times 0,48}{22,98^1 - 1} = 0,294s \quad (4.126)$$

A partir dos valores calculados obtém-se na Tabela 4.6 o ajuste da unidade de sobrecorrente de terra.

Tabela 4.6- Ajuste da unidade de sobrecorrente de terra

ORDEM DE AJUSTE DE PROTEÇÃO									
EQUIPAMENTO OU LT PROTEGIDO	TENSÃO (kV)	RTC (A)	CORRENTE DE PICK-UP (A)	CÓDIGO ANSI	AJUSTES DE PROTEÇÃO				TEMPORI- ZAÇÃO
					PROTEÇÃO	TIPO	GRADUAÇÃO		
							TAPE	CURVA	
TRAFO PRINCIPAL	13,8	400-5	128	51G	FASE	SEL 787	I _{ref,N} = 0,32 x I _N I _N = 5	0,48	V.I.

Fonte: próprio autor.

4.5.2.7 Ajuste da proteção diferencial transformador 5 MVA (relé SEL 787)

Primeiramente calcula-se a corrente nominal do transformador de acordo com a equação (4.41). Para o lado de alta tensão tem-se:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times V_n} = \frac{5 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 69000} = 41,83 A \quad (4.127)$$

Para o lado de média tensão tem-se:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times V_n} = \frac{5 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 13800} = 209,18 A \quad (4.128)$$

Utilizando a equação (4.41) calcula-se as correntes no lado de alta tensão levando-se em consideração a tensão do tape máximo, médio e mínimo do transformador. A corrente do tape médio é a mesma calculada na equação (4.127).

A corrente do tampe máximo é dada pela equação (4.129).

$$I_{ama} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times V_{nma}} = \frac{5 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 72500} = 39,81 A \quad (4.129)$$

A corrente do tape mínimo é dado pela equação (4.130).

$$I_{ami} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times V_{nmi}} = \frac{5 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 67200} = 42,95 A \quad (4.130)$$

Adotando-se um TC de 50/5 para o lado de alta tensão e 400/5 para o lado de média tensão (os dois 10B200), calcula-se a relação de transformação.

Para o lado de alta tensão utiliza-se a equação (4.42):

$$RTC = \frac{50}{5} = 10 \quad (4.131)$$

Para o lado de média tensão utiliza-se a equação (4.43):

$$RTC = \frac{400}{5} = 80 \quad (4.132)$$

Com a relação de transformação calcula-se a corrente vista pelo relé no lado de alta tensão dividindo-se a corrente pelo RTC.

Para o tape médio tem-se:

$$I_{tame} = \frac{I_{ame}}{RTC} = \frac{41,83}{10} = 4,183A \quad (4.133)$$

Para o tape máximo tem-se:

$$I_{tama} = \frac{I_{ama}}{RTC} = \frac{39,81}{10} = 3,981A \quad (4.134)$$

Para o tape mínimo tem-se:

$$I_{tami} = \frac{I_{ami}}{RTC} = \frac{42,95}{10} = 4,295A \quad (4.135)$$

Com a relação de transformação calcula-se a corrente vista pelo relé no lado de média tensão dividindo-se a corrente pelo RTC.

$$I_{rtcb} = \frac{I_{tcb}}{RTC} = \frac{362,31}{80} = 4,52A \quad (4.136)$$

A partir do exposto calcula-se a corrente diferencial máxima e mínima de acordo com a equação (4.45) e (4.46), respectivamente.

$$\Delta I_{ma} = 4,183 - 3,981 = 0,202A \quad (4.137)$$

$$\Delta I_{mi} = 4,295 - 4,183 = 0,112A \quad (4.138)$$

A partir disso, calcula-se o erro total para determinar o ajuste do slope. Para isso calcula-se o erro de ajuste de acordo com a equação (4.48).

$$E_{\max} = \frac{0,202}{3,981} \times 100 = 5\% \quad (4.139)$$

Depois, calcula-se o erro percentual de acordo com a equação (4.49)

$$E_r = \frac{4,52 - 4,183}{\frac{1}{2} \times (4,52 + 4,183)} \times 100 = 7,7\% \quad (4.140)$$

O erro gerado pelo TC é de 10%. Com isso calcula-se o erro total, a partir da equação (4.47).

$$E_{\text{total}} = 5 + 7,7 + 10 = 22,7\% \quad (4.141)$$

O ajuste de slope tem que ser maior que 22,7%, para o estudo adota-se um valor de 30%. A Tabela 4.7 apresenta o resumo dos ajustes para a função diferencial.

Tabela 4.7- Resumo dos ajustes da função diferencial

Grandeza	Lado de 69kV	Lado de 13,8kV
Potência Nominal do Trafo [MVA]	5	
RTC	50/5	400/5
Ligação dos TC's	Estrela	Delta
Inominal [A]	41,83	271,94
Sensibilidade [A]	1,25	
Erro dos TC's [%]	10	10
Erro de transformação [%]	7,7	7,7
Erro de Ajuste [%]	5	5
Erro Total [%]	22,7	22,7
Ajuste [%]	30	30

Fonte: próprio autor.

4.6 Diagramas unifilar geral e diagramas de tempo da subestação

Os diagramas de tempo da subestação e o diagrama unifilar incluindo a medição estão apresentados em apêndices. O diagrama de tempo de fase está apresentado no APÊNDICE B, o diagrama de tempo de neutro APÊNDICE C e o diagrama unifilar está apresentado no APÊNDICE D.

4.7 Ajustes paramétricos dos relés

Nesta seção será apresentado os ajustes paramétricos dos relés de proteção baseado no manual disponibilizado pelo fabricante.

4.7.1 Ajuste do relé SEL 751 do barramento de 69kV

A Tabela 4.8 apresenta os ajustes do relé SEL 751 do barramento de 69kV.

Tabela 4.8- Parametros relé SEL 751 da barra de 69kV

Parâmetro	Valor
Phase(IA,IB,IC)Current Transformer Ratio	CTR=160
Neutral(IN) Current Transformer Ratio	CTRN=160
Phase (VA, VB, VC) Potential Transformer Ratio	PTR=600
Phase PT nominal Volt(L-N)	VNON=66,4
Fase Overcurrent	
Maximum fase overcurrent trip pick-up	50P1P=10
Maximum fase overcurrent trip delay	67P1D=0,0
Neutral Overcurrent	
Neutral overcurrent trip pick-up	50N1P=2
Neutral overcurrent trip delay	50N1D=0,0
Maximum Fase TOC	
Pickup	51P1P=0,5
Curve	51P1C=C2
Time-Dial	51P1TD=0,53
Neutral GND TOC	
Pickup	51N1P=0,5
Curve	51N1C=C2
Time-Dial	51N1TD=0,6
Negative Sequence Overcurrent	
Trip Pickup (amps sec.)	50Q1P=OFF
Negative Sequence TOC	
Trip Pickup (amps sec.)	51QP=0,5
TOC Curve Selection	51QC=C2
TOC Time Dial	51QTD=0,35
Demand metering	EDEM=THM
Minimum trip duration time	TDURD=15.00
TRIP	TR= 51P1T OR 50P1T OR 51N1T OR 50N1T OR 51QT

Unlatch	ULTR= NOT (51P1P OR 51N1P OR 51QP)
Output Contact	OUT403=TRIP
Output Contact	OUT404=TRIP
Event report	ER= /51P+/51N
Setting Group Change Delay	TGR=0,3 S
Power System Configuration Frequency	NFREQ=60
Power System Configuration Phase Rotation	PHROT=ABC
Date Format	MDY
Front-Panel Display Operation	FP_TO=15
Display Update rate	SCROLLD=2
Front Panel Neutral/Ground Display	IN
Length of even report	LER=30
Prefault in even report	PRE=4
Sequential event recorder	SER1=51P1T,51N1T

Fonte: próprio autor.

4.7.2 Ajuste do relé SEL 751A do barramento de 13,8kV

A Tabela 4.9 apresenta os ajustes do relé SEL 751A do barramento de 13,8kV.

Tabela 4.9- Parametros relé SEL 751A da barra de 13,8kV

Parâmetro	Valor
Phase(IA,IB,IC)Current Transformer Ratio	CTR=80
Neutral(IN) Current Transformer Ratio	CTRN=80
Phase (VA, VB, VC) Potential Transformer Ratio	PTR=120
Phase PT nominal Volt(L-N)	VNON=66,4
Fase Overcurrent	
Maximum fase overcurrent trip pick-up	50P1P=24
Maximum fase overcurrent trip delay	67P1D=0,0
Neutral Overcurrent	
Neutral overcurrent trip pick-up	50N1P=2,5
Neutral overcurrent trip delay	50N1D=0,0
Maximum Fase TOC	
Pickup	51P1P=3
Curve	51P1C=C2
Time-Dial	51P1TD=0,25
Neutral GND TOC	
Pickup	51N1P=0,75
Curve	51N1C=C2

Time-Dial	51N1TD=1,1
Negative Sequence Overcurrent	
Trip Pickup (amps sec.)	50Q1P=OFF
Negative Sequence TOC	
Trip Pickup (amps sec.)	51QP=OFF
Demand metering	EDEM=THM
Minimum trip duration time	TDURD=15.00
TRIP	TR= 51P1T OR 50P1T OR 51N1T OR 50N1T
Unlatch	ULTR= NOT (51P1P OR 51N1P)
Output Contact	OUT403=TRIP
Output Contact	OUT404=TRIP
Event report	ER= /51P+/51N
Setting Group Change Delay	TGR=0,3 S
Power System Configuration Frequency	NFREQ=60
Power System Configuration Phase Rotation	PHROT=ABC
Date Format	MDY
Front-Panel Display Operation	FP_TO=15
Display Update rate	SCROLLD=2
Front Panel Neutral/Ground Display	IN
Length of even report	LER=30
Prefault in even report	PRE=4
Sequential event recorder	SER1=51P1T,51N1T

Fonte: próprio autor.

4.7.3 Ajuste do relé SEL 751A dos alimentadores 1, 2 e 3

A Tabela 4.10 apresenta os ajustes do relé SEL 751A dos alimentadores 1,2 e 3.

Tabela 4.10- Parametros relés SEL 751A dos alimentadores

Parâmetro	Valor
Phase(IA,IB,IC)Current Transformer Ratio	CTR=40
Neutral(IN) Current Transformer Ratio	CTRN=40
Phase (VA, VB, VC) Potential Transformer Ratio	PTR=120
Phase PT nominal Volt(L-N)	VNON=66,4
Fase Overcurrent	
Maximum fase overcurrent trip pick-up	50P1P=12,26
Maximum fase overcurrent trip delay	67P1D=0,0
Neutral Overcurrent	
Neutral overcurrent trip pick-up	50N1P=1,8

Neutral overcurrent trip delay	50N1D=0,0
Maximum Fase TOC	
Pickup	51P1P=2
Curve	51P1C=C2
Time-Dial	51P1TD=0,35
Neutral GND TOC	
Pickup	51N1P=0,5
Curve	51N1C=C2
Time-Dial	51N1TD=3,25
Negative Sequence Overcurrent	
Trip Pickup (amps sec.)	50Q1P=OFF
Negative Sequence TOC	
Trip Pickup (amps sec.)	51QP=OFF
Demand metering	EDEM=THM
Minimum trip duration time	TDURD=15.00
TRIP	TR= 51P1T OR 50P1T OR 51N1T OR 50N1T
Unlatch	ULTR= NOT (51P1P OR 51N1P)
Output Contact	OUT403=TRIP
Output Contact	OUT404=TRIP
Event report	ER= /51P+/51N
Setting Group Change Delay	TGR=0,3 S
Power System Configuration Frequency	NFREQ=60
Power System Configuration Phase Rotation	PHROT=ABC
Date Format	MDY
Front-Panel Display Operation	FP_TO=15
Display Update rate	SCROLLD=2
Front Panel Neutral/Ground Display	IN
Length of even report	LER=30
Prefault in even report	PRE=4
Sequential event recorder	SER1=51P1T,51N1T

Fonte: próprio autor.

4.7.4 Ajuste do relé SEL 787 do transformador de potência

A Tabela 4.11 apresenta os ajustes do relé SEL 787 do transformador de potência.

Tabela 4.11- Parametros relé SEL 787 do transformador

Parâmetro	Valor
W1CT Winding 1 CT Connection	WYE

W1CT Winding 2 CT Connection	DELTA
ICOM Define Internal CT Conn. Compensation	N
W1CTC Winding 1 CT Conn. Compensation	0
W2CTC Winding 2 CT Conn. Compensation	0
CTR1 Winding 1 Phase CT Ratio	10
CTR2 Winding 2 Phase CT Ratio	80
CTRN1 Neutral (IN1) CT Ratio	60
MVA Maximum Transformer Capacity	6,5
ICOM Define Internal Conn. Compensation	N
VWDG1 Winding 1 Line-to-Line Voltage	69
VWDG2 Winding 2 Line-to-Line Voltage	13,8
PTR PT Ratio	600
VNOM Protected Winding L-L Voltage	69
DELTA_Y Potential Transformer Connection	WYE
VIWDG Voltage- Current Winding	1
SINGLEV Single Voltage Input	Y
E87 Enable Transformer Differential Protection	Y
TAP1 Winding 1 Current Tap	4,18
TAP2 Winding 2 Current Tap	4,52
O87P Restrained Elem Operating Current PU	0,8
87AP Differential Current Alarm PU	OFF
SLP1 Restraint Slope 1 Percentage	30
SLP2 Restraint Slope 2 Percentage	50
IRS1 Restraint Current Slope 1 limit	3
U87P Unrestraint Element current PU	10
PCT2 Second-Harmonic Blocking Percentage	15
PCT4 Fourth-Harmonic Blocking Percentage	15
PCT5 Fifth-Harmonic Blocking Percentage	35
TH5P Fifth-Harmonic Alarm Threshold	OFF
HRSTR Harmonic Restraint	Y
HBLK Harmonic Blocking	N
REF1POL Polarizing Quantity Frim Winding	OFF
50P11P Winding 1 Ph Inst Overc Trip level	OFF
51P1P Winding 1 Time Overc Trip Level	OFF
50G11P Residual Inst Overcurrent Trip Level	OFF
51G1P Neutral Time Overcurrent Trip Level	OFF
51P2P Winding 2 Max Phase Time Overcurrent	OFF
51G2P Winding 2 Residual Time Overcurrent Trip Level (amps)	OFF
50N11P Neutral Inst Overcurrent Trip Level (amps)	OFF

50N11D Neutral Inst Overcurrent Trip Delay (seconds)	OFF
TRXFMR Trip XFMR Equation	87R OR 87U
ULTRXFMR Unlatch Trip XFMR	NOT (87R OR 87U)
OUT301	TRIPXFMR
OUT302	TRIPXFMR
SER1	TRIPXFMR OUT301

Fonte: próprio autor.

4.8 Software PTW (Power Tools for Windows)

O PTW é um software bastante utilizado para análise de sistemas de potência. Ele foi desenvolvido para se fazer modelagens e simulações computacionais de sistemas de potência.

Este software se caracteriza por ser uma excelente ferramenta de análises e estudos de curto-circuito. Para isso ele conta com uma interface gráfica onde são inseridos os principais elementos pertencentes ao sistema de potência. Ele permite representar configurações de barras, transformadores, geradores, relés de proteção, capacitores, disjuntores, entre outros (PRIMO, 2009).

Como o objetivo desse estudo é a implementação do sistema de proteção da subestação do Campus do Pici, vale destacar que este software é também utilizado para análise e sistemas de proteção. Para isso ele conta com modelos de religadores, disjuntores, fusíveis e relés de sobrecorrente.

Ele possui um biblioteca a partir de qual o usuário pode pesquisar diversos modelos de relés disponibilizados pelos fabricantes. Caso os modelos disponibilizados não sejam adequados para o usuário, este pode editar ou até mesmo implementar novas configurações de relés para atender a sua necessidade.

Além das funções citadas anteriormente, pode-se fazer a coordenação dos relés. Essa coordenação pode ser monitorada e ela é feita de modo iterativo, ou seja, pode-se fazer o ajuste simulando falhas em vários pontos da instalação.

Nesse trabalho, utilizou-se este software para fazer o estudo de curto-circuito da subestação. O diagrama unifilar é o mesmo apresentado na Figura 4.2. O estudo de curto-circuito gerado pelo software pode ser observado no APÊNDICE E.

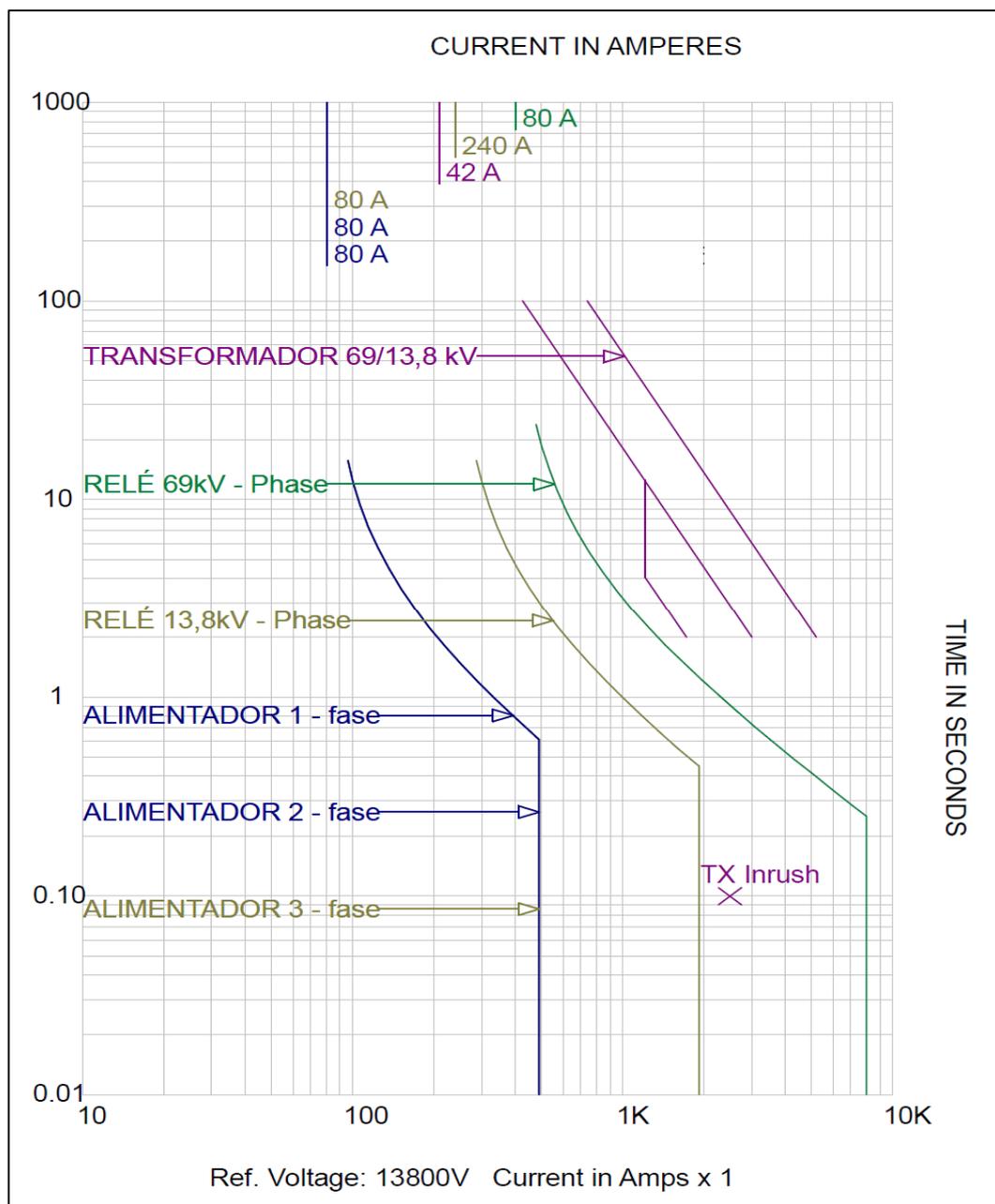
Além do estudo de curto-circuito, utilizou-se o software para implementar os coordenogramas de proteção.

4.8.1 Coordenogramas

Nesta seção serão apresentados os coordenogramas da subestação do campus do Pici. Os valores apresentados estão todos referidos ao lado de 13,8kV. A Figura 4.5 apresenta o coordenograma de fase, a Figura 4.6 apresenta o coordenograma de neutro e a Figura 4.7 apresenta o coordenograma de sequência negativa.

4.8.1.1 Coordenograma de fase

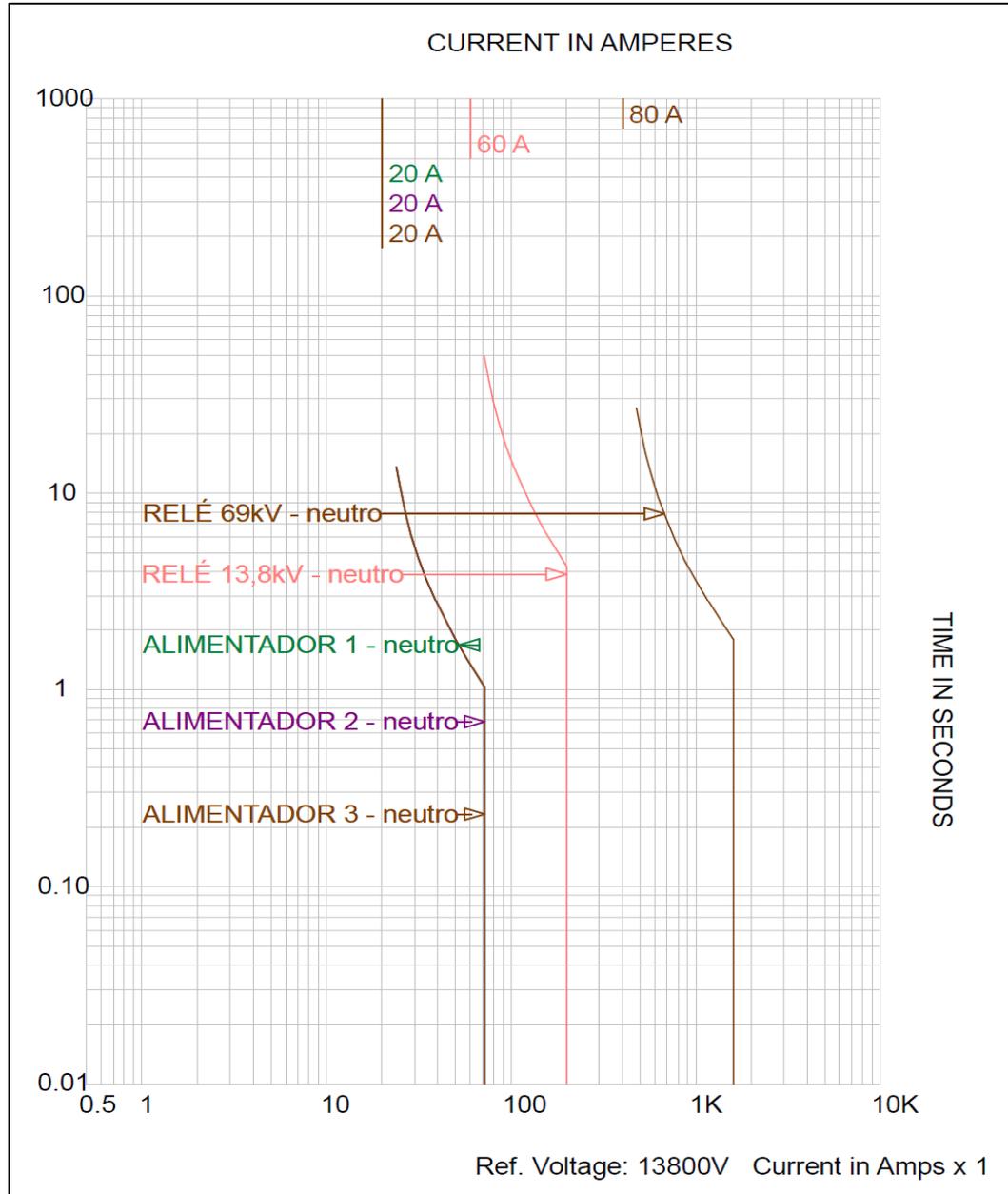
Figura 4.5- Coordenograma de fase



Fonte: próprio autor.

4.8.1.2 *Coordenograma de Neutro*

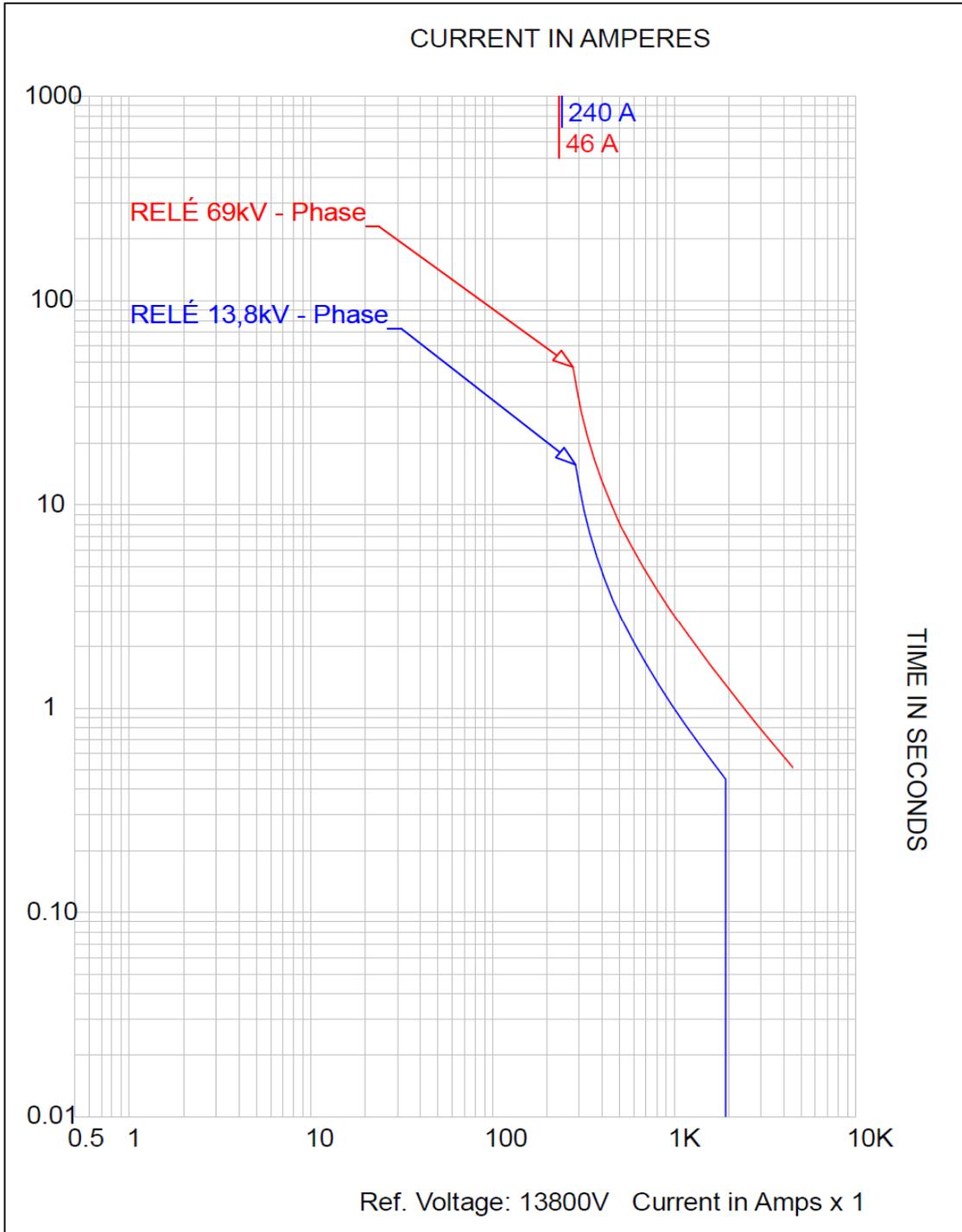
Figura 4.6- Coordenograma de neutro



Fonte: próprio autor.

4.8.1.3 Coordenograma de sequência negativa

Figura 4.7- Coordenograma de sequência negativa



Fonte: próprio autor.

O pick-up do relé de sequência negativa é de 80 A. Na Figura 4.7 está mostrando 46 A porque está representado um relé de fase-fase equivalente (Schweitzer & Kumm, 1997). Como a relação entre a corrente é igual a 1,73 tem-se $I_{pickup}=80/1,73=46$ A.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho se propôs definir os ajustes a serem realizados nos relés da subestação do Campus do Pici devido a necessidade de modernização da rede do campus. Para ajustar os relé foi proposto um estudo de proteção baseado em livros, normas e manuais disponibilizados pelos fabricantes, levando-se em consideração a potência nominal da subestação e o estudo do nível de curto-circuito presente na mesma.

Baseado no diagrama unifilar da subestação foram implementados relés de proteção em determinados pontos da SE. Os ajustes dos relés foram baseados no estudo de curto-circuito apresentado neste trabalho e nos valores de potência dos alimentadores. Como proteção geral de alta tensão foi utilizado o relé SEL 751 e nele foram implementados as funções de proteção de sobrecorrente de fase e de neutro e sobrecorrente de sequência negativa. Como proteção do barramento de média tensão e dos 3 alimentadores presentes na SE utilizou-se relé SEL 751A cujas funções de proteção implementadas foram a de sobrecorrente de fase e de neutro. Como proteção do transformador foi utilizado o relé SEL 787, nele foram implementados as funções de proteção diferencial e de sobrecorrente de terra.

Como ferramenta auxiliar de estudo, utilizou-se o software PTW. A partir do estudo de curto-circuito gerado pelo software observou-se que os valores calculados e os valores obtidos via software apresentaram valores bastante próximos. E com a implementação dos parâmetros de ajuste dos relés nos relés do software pode-se obter o coordenograma do sistema da SE. Pode-se observar nos coordenogramas obtidos que os ajustes foram feitos corretamente e o sistema apresenta seletividade e coordenação.

Como resultado do estudo e ajustes da proteção, foram asseguradas seletividade e coordenação da proteção da SE o Campus do Pici. A configuração proposta apresenta melhora na confiabilidade, disponibilidade e segurança da rede interna da universidade. Isso ocorre pelo fato da subestação nova possuir três alimentadores. Se houver um curto-circuito somente o alimentador afetado será desenergizado. Assim, os objetivos propostos foram alcançados. Além disso, o projeto foi submetido à aprovação da concessionária local (COELCE) e foi aprovado para implementação.

Porém, esses resultados foram obtidos com algumas dificuldades. Dentre elas se destaca a coordenação do sistema. Muitas vezes os ajustes calculado não permitem essa coordenação, com isso é necessário refazer os cálculos para obter os valores desejados. Outra

dificuldade foi encontrar a bibliografia necessária para ajustar todos os parâmetros solicitados pela concessionária, mas com uma pesquisa mais aprofundada foi possível reverter esse quadro.

Como sugestões de trabalhos futuros, podem ser realizados estudos da integração de um grupo gerador à subestação e estudo de ampliação de potência da subestação. Outro estudo que pode ser feito é de proteção e seletividade dos disjuntores de média tensão utilizados na alimentação dos departamentos de ensino do campus, baseado nos ajustes definidos neste trabalho.

BIBLIOGRAFIA

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão - 2008.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas NBR 6855 – Transformadores de Potencial Indutivos - 2009.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas NBR 6856 – Transformador de Corrente - 1992.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas NBR 7117 – Medição de Resistividade e Determinação da Estratificação do Solo - 2012.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas NBR 7282 – Dispositivos Fusíveis de Alta Tensão - 2011.

ALMEIDA, Marcos A. Dias de. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos**. Natal, 2000. 133 p.

Coelce, Critérios de Projetos *CP-011* – Substação de Distribuição Aérea e Semiabrigada – 2003.

Coelce, Norma Técnica *NT-004* – Fornecimento de Energia Elétrica em Alta Tensão-69kV – 2011.

COLÉGIO DE ITAJUBÁ. **Disjuntores**. Disponível em: <<http://www.colegiodeitajuba.com.br/download/Disjuntores.pdf>>. Acesso em: 27 fev. 2013.

COSTA, Heitor Scalabrini. **Problemas do Setor Elétrico**. Disponível em: <<http://www.ecodebate.com.br/2013/01/03/problemas-do-setor-eletrico-artigo-de-heitor-scalabrini-costa/>>. Acesso em: 24 abr. 2013.

COSTA, Nilson Santos. **Proteção de Sistemas Elétricos Considerando Aspectos de Segurança da Rede de Comunicação**. 2007. 233 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

COTOSCK, Kelly Regina. **Proteção de Sistemas Elétricos: Uma Abordagem Técnico-Pedagógica**. 2007. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2007.

IEEE, C37.2 - Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations – 2008.

KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**, V. 1. Florianópolis: Labplan, 2005.

KINDERMANN, Geraldo. **Curto-circuito**. 4. ed. Florianópolis: Labplan, 2007.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3. Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MADERGAN, Cláudio. **Proteção e Seletividade em Sistemas Elétricos Industriais**. 1. ed. São Paulo: Atitude, 2012.

MARTIS, Diego Luz. **Estudo de Caso na Automação, Proteção e Supervisão de uma Subestação de Classe 69kV**. 2012. 93 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Departamento de Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA OS AJUSTES DO RELÉ DE PROTEÇÃO DE ALIMENTADOR SEL-751A, Campinas – São Paulo, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

MEMÓRIA DE CÁLCULO PARA OS AJUSTES DO RELÉ DE PROTEÇÃO DE TRANSFORMADOR SEL-787, Campinas – São Paulo, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

NOBRE, Francisca Wiglla de Moura. **Estudo Para a Definição dos Grupos de Ajuste da Proteção da Rede de Distribuição Aquiraz**. 2013. 119 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.

PINTO, José Rui da Rocha. **Sobreintensidade**. Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt/~jrf/aulas0506/sobreintensidade/resumo_sp.pdf>. Acesso em: 13 abr. 2013.

PRIMO, Paulo Vítor Silveira. **A Utilização de Programa Computacional para Ajuste e Coordenação da Proteção de Sobrecorrente**. 2009. 133 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

SANT'ANNA, Brunno Viana Dos Santos. **Planejamento da Expansão dos Sistemas de Distribuição: Metodologias para a Consideração de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. 2009. 85 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.]

SCHWEITZER, Edmund O.; KUMM, John J. Coordenação e Aplicação do Elemento de Sobrecorrente de Seqüência-Negativa na Proteção da Distribuição. In: Electric Council of New England Protective Relaying Committee Meeting, 72. Vermont, 1997.

SOUZA, Marcos Paulo de Melo Gomes de. **Coordenação da Proteção de um Sistema Elétrico de Potência Interligado Utilizando Relés de Sobrecorrente e de Distância**. 2010.

177 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

VIANA FILHO, Josemar De Sousa. **Coordenação e seletividade da proteção elétrica do Terminal Portuário do Pecém com a entrada da carga da correia transportadora.** 2010. 94 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.

APÊNDICE A – CÓDIGOS DE PROTEÇÃO NORMA ANSI C37.2-2008

Código	Função
1	Elemento principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio
4	Contactador principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Disjuntor de anodo
8	Dispositivo de desconexão da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de sequência das unidades
11	Reservada para futura aplicação
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste de velocidade ou frequência
16	Reservado para futura aplicação
17	Chave de derivação ou de descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contactador de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distancia
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Reservado para futura aplicação
25	Dispositivo de sincronização/conferencia de sincronismo
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Reservado para futura aplicação
29	Contactador de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação em separado
32	Relé direcional de potencia
33	Chave de posicionamento
34	Chave de sequência, operada por motor
35	Dispositivo para operação das escovas
36	Dispositivo de polaridade
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal

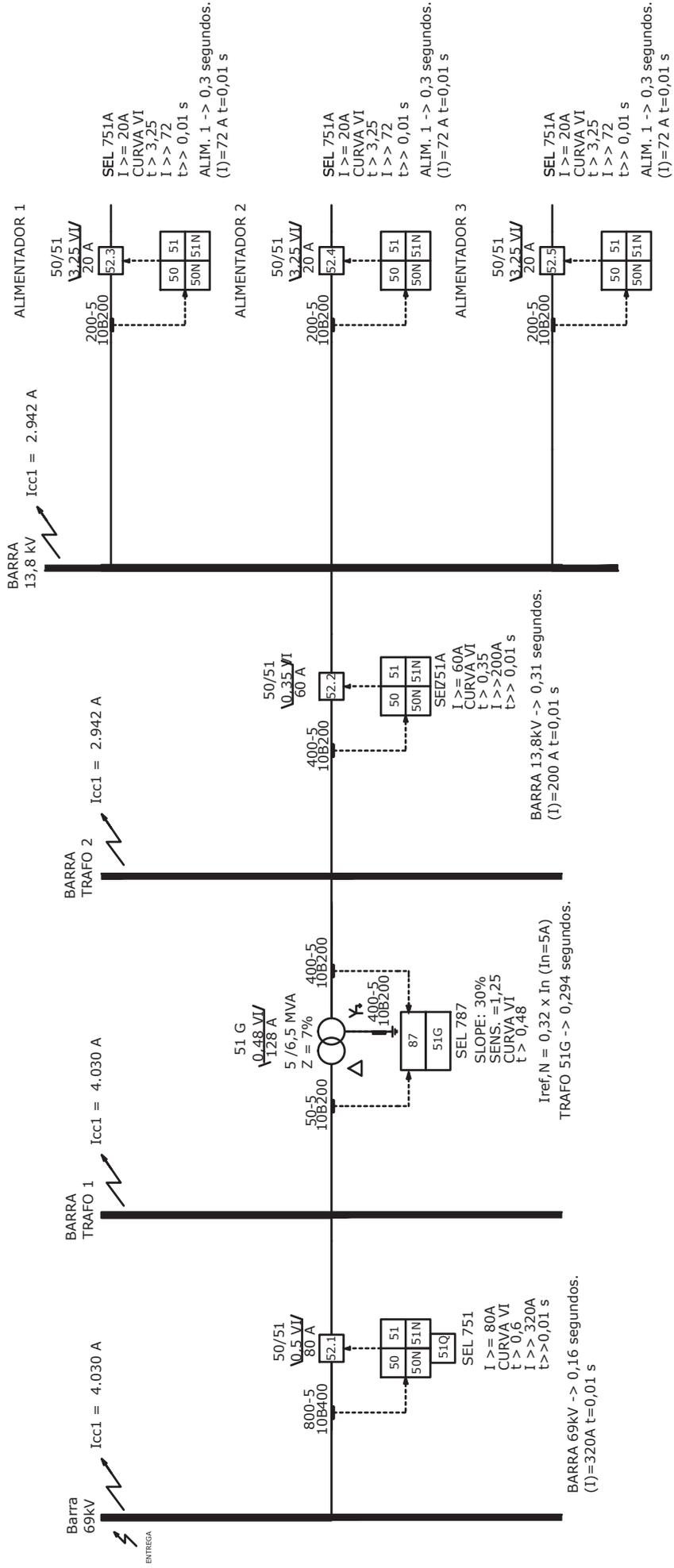
39	Reservado para futura aplicação
40	Relé de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor ou chave de operação normal
43	Dispositivo ou seletor de transferência manual
44	Relé de sequência de partida das unidades
45	Reservado para futuras aplicações
46	Relés de reversão ou balanceamento de corrente de fase
47	Relé de sequência de fase de tensão
48	Relé de sequência incompleta
49	Relé térmico para máquina ou transformador
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente-tempo
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador em corrente contínua
54	Disjuntor de corrente contínua, alta velocidade
55	Relé de fator de potencia
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo para aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de tensão/queima fusíveis
61	Relé de balanço de corrente
62	Relé de abertura temporizada
63	Relé de pressão de nível ou de fluxo, de líquido ou gás
64	Relé de proteção de terra
65	Regulador
66	Dispositivo de supervisão do número de partida
67	Relé direcional de sobrecorrente em corrente alternada
68	Relé de bloqueio
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato eletricamente operado
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contactador de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente de corrente continua
77	Transmissor de pulso
78	Relé de medição ângulo fase/proteção falta de sincronismo
79	Relé de religamento de corrente alternada

80	Reservado para futura aplicação
81	Relé de frequência
82	Relé de religamento em corrente contínua
83	Relé de seleção de controle/transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de onda portadora ou fio piloto
86	Relé auxiliar de bloqueio de segurança
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potencia
93	Contactador de variação de campo
94	Relé de desligamento ou de livre atuação
95	Empregado em aplicações não definidas
96	Empregado em aplicações não definidas
97	Empregado em aplicações não definidas
98	Empregado em aplicações não definidas

APÊNDICE B – DIAGRAMA DE TEMPO DE FASE.

APÊNDICE C – DIAGRAMA DE TEMPO DE NEUTRO.

Diagrama de Tempo - Neutro UFC



APÊNDICE D – DIAGRAMA UNIFILAR INCLUINDO A MEDIÇÃO.

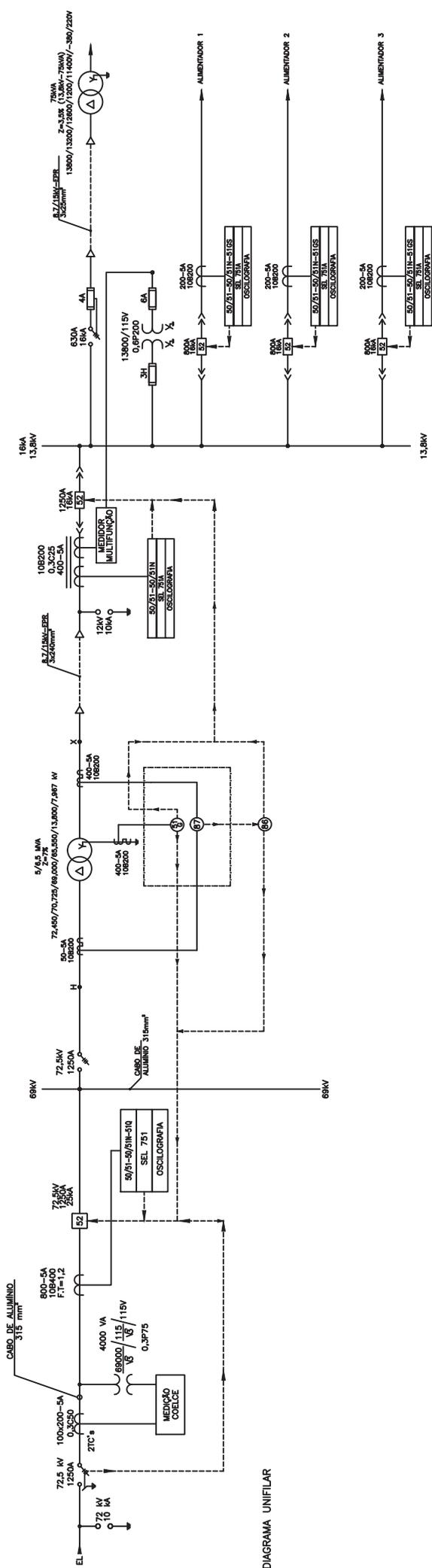


DIAGRAMA UNIFILAR

- LEGENDA**
- SECCIONADORA TRF. 0/LT
 - SECCIONADORA TRF. 5/LT
 - TRANSFORMADOR DE FORÇA
 - TP
 - TC TIPO BUCHA OU JANELA
 - TC CONVENCIONAL
 - TC COM DOIS NÚCLEOS
 - MUFLA-TERMINAL
 - LIGAÇÃO A TERRA
 - FUSÍVEL
 - CONEXÃO EXTERNA
 - DISJUNTOR
 - MEDIDOR DE POTÊNCIA ATIVA
 - MEDIDOR DE POTÊNCIA REATIVA
 - MEDIDOR DE FATOR DE POTÊNCIA
 - VOLTÍMETRO
 - AMPÉRMETRO
 - 480-90GS

- 26 RELE DE TEMPERATURA DO ÓLEO
- 30 RELE ANINCINADOR
- 44FA RELE DE PROTEÇÃO DE FASE
- 48 RELE DE PROTEÇÃO DE FASE ABERTA
- 50 RELE DE TEMPERATURA DO ENROLAMENTO
- 51 G RELE DE SOBRECORRENTE INSTANTÂNEO
- 51 N RELE DE SOBRECORRENTE TEMPORIZADO
- 51 N RELE DE SOBRECORRENTE DE TEMPORIZADO DE NEUTRO
-
- FUTURO
- 62PF RELE DE FALHA DE DISJUNTOR
- 67 RELE DIRECIONAL DE FASE
- 67N RELE DIRECIONAL DE NEUTRO
- 63 RELE DE GÁS
- 71 RELE DE NÍVEL DE ÓLEO
- 86 RELE DE BLOQUEIO
- 87 RELE DIFERENCIAL
- 95 RELE SOBREPRESSÃO DO ÓLEO

APÊNDICE E – RELATÓRIO DE CURTO CIRCUITO GERADO PELO PTW.

ALL INFORMATION PRESENTED IS FOR REVIEW, APPROVAL
INTERPRETATION AND APPLICATION BY A REGISTERED ENGINEER ONLY
SKM DISCLAIMS ANY RESPONSIBILITY AND LIABILITY RESULTING
FROM THE USE AND INTERPRETATION OF THIS SOFTWARE.

SKM POWER*TOOLS FOR WINDOWS
SHORT CIRCUIT ANALYSIS REPORT
COPYRIGHT SKM SYSTEMS ANALYSIS, INC. 1995-2009

ALL PU VALUES ARE EXPRESSED ON A 100 MVA BASE

SWING GENERATORS

SOURCE NAME VOLTAGE ANGLE

=====

SE PICI-COELCE 1.00 0.00

***** PRE - FAULT VOLTAGE PROFILE *****

BUS#	NAME	BASE VOLTS	PU VOLTS	ANGLE (D)
	ALIMENTADOR 01	13800.00	1.0000	-30.
	ALIMENTADOR 02	13800.00	1.0000	-30.
	ALIMENTADOR 03	13800.00	1.0000	-30.
	BARRA 13,8kV C	13800.00	1.0000	-30.
	BARRA 69kV CAM	69000.00	1.0000	0.
	BARRA TRAFO 01	69000.00	1.0000	0.
	BARRA TRAFO 02	13800.00	1.0000	-30.

***** FAULT ANALYSIS REPORT *****

FAULT TYPE: 3PH

MODEL INDUCTION MOTOR CONTRIBUTION: YES

MODEL TRANSFORMER TAPS: YES

MODEL TRANSFORMER PHASE SHIFT: YES



BARRA 13,8kV C VOLTAGE BASE LL: 13800.0 (VOLTS)

INI. SYM. RMS FAULT CURRENT: 2859.3 / -115. (AMPS/DEG)

THEVENIN EQUIVALENT IMPEDANCE: 0.117 +j 1.459 (PU)

THEVENIN IMPEDANCE X/R RATIO: 12.512

ASYM RMS INTERRUPTING AMPS

1/2 CYCLES 2 CYCLES 3 CYCLES 5 CYCLES 8 CYCLES

4251.1 3220.2 2996.5 2878.1 2860.3

INI. SYM. RMS FAULTED BUS VOLTAGES (PU / DEG)

AT TIME = 0.5 CYCLES

---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---

0.0000 / 0.0 0.0000 / 0.0 0.0000 / 0.0

INI. RMS FAULTED CURRENT (AMPS / DEG)

AT TIME = 0.5 CYCLES

---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---
 2859.3 /-115.4 2859.3 / 124.6 2859.3 / 4.6

BARRA 13,8kV C ===== INI. SYM. RMS SYSTEM BUS VOLTAGES (PU / DEG)
 =====

FIRST BUS FROM FAULT AT TIME = 0.5 CYCLES

---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---

BARRA TRAFO 02 13800.0 0.0000 / -71. 0.0000 / 169. 0.0000 / 49.

ALIMENTADOR 01 13800.0 0.0000 / 0. 0.0000 / 0. 0.0000 / 0.

ALIMENTADOR 02 13800.0 0.0000 / 0. 0.0000 / 0. 0.0000 / 0.

ALIMENTADOR 03 13800.0 0.0000 / 0. 0.0000 / 0. 0.0000 / 0.

BARRA 13,8kV C ===== INI. RMS SYSTEM BRANCH FLOWS (AMPS)
 =====

FIRST BUS FROM FAULT AT TIME = 0.5 CYCLES

BRANCH NAME VBASE LL -PHASE A- -PHASE B- -PHASE C-

BARRA TRAFO 02 BARRA 13,8kV C TRECHO 03 13800. 2859.3/-115. 2859.3/ 125.
 2859.3/ 5.

BARRA 13,8kV C ALIMENTADOR 01 TRECHO ALIM. 0 13800. 0.0/ 0. 0.0/ 0.
 0.0/ 0.

BARRA 13,8kV C ALIMENTADOR 02 TRECHO ALIM. 0 13800. 0.0/ 0. 0.0/ 0.
 0.0/ 0.

BARRA 13,8kV C ALIMENTADOR 03 TRECHO ALIM. 0 13800. 0.0/ 0. 0.0/ 0.
 0.0/ 0.

BARRA 69kV CAM VOLTAGE BASE LL: 69000.0 (VOLTS)
 INI. SYM. RMS FAULT CURRENT: 13250.0 / -85. (AMPS/DEG)
 THEVENIN EQUIVALENT IMPEDANCE: 0.006 +j 0.063 (PU)
 THEVENIN IMPEDANCE X/R RATIO: 11.249

ASYM RMS INTERRUPTING AMPS
 1/2 CYCLES 2 CYCLES 3 CYCLES 5 CYCLES 8 CYCLES
 19401.4 14599.9 13706.3 13299.6 13251.8

INI. SYM. RMS FAULTED BUS VOLTAGES (PU / DEG)
 AT TIME = 0.5 CYCLES
 ---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---
 0.0000 / 0.0 0.0000 / 0.0 0.0000 / 0.0

INI. RMS FAULTED CURRENT (AMPS / DEG)
 AT TIME = 0.5 CYCLES
 ---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---
 13250.0 / -84.9 13250.0 / 155.1 13250.0 / 35.1

BARRA 69kV CAM ===== INI. SYM. RMS SYSTEM BUS VOLTAGES (PU / DEG)
 =====

FIRST BUS FROM FAULT AT TIME = 0.5 CYCLES
 ---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---

BARRA TRAFO 01 69000.0 0.0000 / 0. 0.0000 / 0. 0.0000 / 0.

BARRA 69kV CAM ===== INI. RMS SYSTEM BRANCH FLOWS (AMPS) =====

FIRST BUS FROM FAULT AT TIME = 0.5 CYCLES

BRANCH NAME VBASE LL -PHASE A- -PHASE B- -PHASE C-

SE PICI-COELCE BARRA 69kV CAM 69000. 13250.0/ -85. 13250.0/ 155. 13250.0/
35.

BARRA 69kV CAM BARRA TRAF0 01 TRECHO 02 69000. 0.0/ 0. 0.0/ 0. 0.0/
0.

***** FAULT ANALYSIS REPORT *****

FAULT TYPE: SLG

MODEL INDUCTION MOTOR CONTRIBUTION: YES

MODEL TRANSFORMER TAPS: YES

MODEL TRANSFORMER PHASE SHIFT: YES



BARRA 13,8kV C VOLTAGE BASE LL: 13800.0 (VOLTS)

INI. SYM. RMS FAULT CURRENT: 2901.1 / -115. (AMPS/DEG)

THEVENIN EQUIVALENT IMPEDANCE: 0.344 +j 4.313 (PU)

THEVENIN IMPEDANCE X/R RATIO: 12.533

SEQUENCE EQUIVALENT IMPEDANCE Z1: 0.117 +j 1.459 (PU)

Z2: 0.117 +j 1.459 (PU)

Z0: 0.111 +j 1.396 (PU)

ASYM RMS INTERRUPTING AMPS

1/2 CYCLES 2 CYCLES 3 CYCLES 5 CYCLES 8 CYCLES

4314.2 3268.4 3041.0 2920.3 2902.0

INI. SYM. RMS FAULTED BUS VOLTAGES (PU / DEG)

AT TIME = 0.5 CYCLES

---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---

0.0000 / 0.0 0.9929 / -149.3 0.9927 / 89.3

INI. RMS FAULTED CURRENT (AMPS / DEG)

AT TIME = 0.5 CYCLES

---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---

2901.1 /-115.4 0.0 / 0.0 0.0 / 0.0

BARRA 13,8kV C ===== INI. SYM. RMS SYSTEM BUS VOLTAGES (PU / DEG)

=====

FIRST BUS FROM FAULT AT TIME = 0.5 CYCLES

---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---

BARRA TRAF0 02 13800.0 0.0000 / -71. 0.9929 /-149. 0.9927 / 89.

ALIMENTADOR 01 13800.0 0.0000 / 0. 0.9929 /-149. 0.9927 / 89.

ALIMENTADOR 02 13800.0 0.0000 / 0. 0.9929 /-149. 0.9927 / 89.

ALIMENTADOR 03 13800.0 0.0000 / 0. 0.9929 /-149. 0.9927 / 89.

BARRA 13,8kV C ===== INI. RMS SYSTEM BRANCH FLOWS (AMPS) =====

FIRST BUS FROM FAULT AT TIME = 0.5 CYCLES

BRANCH NAME VBASE LL -PHASE A- -PHASE B- -PHASE C-

BARRA TRAF0 02 BARRA 13,8kV C TRECHO 03 13800. 2901.1/-115. 0.0/-115. 0.0/-115.

BARRA 13,8kV C ALIMENTADOR 01 TRECHO ALIM. 0 13800. 0.0/ 0. 0.0/ 0. 0.0/ 0.

BARRA 13,8kV C ALIMENTADOR 02 TRECHO ALIM. 0 13800. 0.0/ 0. 0.0/ 0. 0.0/ 0.

BARRA 13,8kV C ALIMENTADOR 03 TRECHO ALIM. 0 13800. 0.0/ 0. 0.0/ 0. 0.0/ 0.

BARRA 69kV CAM ===== INI. RMS SYSTEM BRANCH FLOWS (AMPS) =====

FIRST BUS FROM FAULT AT TIME = 0.5 CYCLES

BRANCH NAME	VBASE LL	-PHASE A-	-PHASE B-	-PHASE C-
SE PICI-COELCE BARRA 69kV CAM	69000.	4029.8/ -88.	0.0/ -89.	0.0/ -89.
BARRA 69kV CAM BARRA TRAF0 01 TRECHO 02	69000.	0.0/ 0.	0.0/ 0.	0.0/ 0.

***** FAULT ANALYSIS REPORT *****

FAULT TYPE: LL

MODEL INDUCTION MOTOR CONTRIBUTION: YES

MODEL TRANSFORMER TAPS: YES

MODEL TRANSFORMER PHASE SHIFT: YES



BARRA 13,8kV C VOLTAGE BASE LL: 13800.0 (VOLTS)

INI. SYM. RMS FAULT CURRENT: 2476.3 / 155. (AMPS/DEG)

THEVENIN EQUIVALENT IMPEDANCE: 0.233 +j 2.917 (PU)

THEVENIN IMPEDANCE X/R RATIO: 12.512

ASYM RMS INTERRUPTING AMPS

1/2 CYCLES 2 CYCLES 3 CYCLES 5 CYCLES 8 CYCLES

3681.6 2788.7 2595.1 2492.5 2477.1

INI. SYM. RMS FAULTED BUS VOLTAGES (PU / DEG)

AT TIME = 0.5 CYCLES

---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---

1.0000 / -30.0 0.5000 / 150.0 0.5000 / 150.0

INI. RMS FAULTED CURRENT (AMPS / DEG)

AT TIME = 0.5 CYCLES

---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---
 0.0 / 0.0 2476.3 / 154.6 2476.3 / -25.4

BARRA 13,8kV C ===== INI. SYM. RMS SYSTEM BUS VOLTAGES (PU / DEG)
 =====

FIRST BUS FROM FAULT AT TIME = 0.5 CYCLES

---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---

BARRA TRAFO 02 13800.0 1.0000 / -30. 0.5000 / 150. 0.5000 / 150.
 ALIMENTADOR 01 13800.0 1.0000 / -30. 0.5000 / 150. 0.5000 / 150.
 ALIMENTADOR 02 13800.0 1.0000 / -30. 0.5000 / 150. 0.5000 / 150.
 ALIMENTADOR 03 13800.0 1.0000 / -30. 0.5000 / 150. 0.5000 / 150.

BARRA 13,8kV C ===== INI. RMS SYSTEM BRANCH FLOWS (AMPS)
 =====

FIRST BUS FROM FAULT AT TIME = 0.5 CYCLES

BRANCH NAME VBASE LL -PHASE A- -PHASE B- -PHASE C-

BARRA TRAFO 02 BARRA 13,8kV C TRECHO 03 13800. 0.0/ 0. 2476.3/ 155.
 2476.3/ -25.
 BARRA 13,8kV C ALIMENTADOR 01 TRECHO ALIM. 0 13800. 0.0/ 0. 0.0/ 0.
 0.0/ 0.
 BARRA 13,8kV C ALIMENTADOR 02 TRECHO ALIM. 0 13800. 0.0/ 0. 0.0/ 0.
 0.0/ 0.
 BARRA 13,8kV C ALIMENTADOR 03 TRECHO ALIM. 0 13800. 0.0/ 0. 0.0/ 0.
 0.0/ 0.

BARRA 69kV CAM VOLTAGE BASE LL: 69000.0 (VOLTS)
 INI. SYM. RMS FAULT CURRENT: 11474.8 / -175. (AMPS/DEG)
 THEVENIN EQUIVALENT IMPEDANCE: 0.011 +j 0.126 (PU)
 THEVENIN IMPEDANCE X/R RATIO: 11.249

ASYM RMS INTERRUPTING AMPS
 1/2 CYCLES 2 CYCLES 3 CYCLES 5 CYCLES 8 CYCLES
 16802.1 12643.9 11870.0 11517.8 11476.4

INI. SYM. RMS FAULTED BUS VOLTAGES (PU / DEG)
 AT TIME = 0.5 CYCLES
 ---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---
 1.0000 / 0.0 0.5000 / 180.0 0.5000 / 180.0

INI. RMS FAULTED CURRENT (AMPS / DEG)
 AT TIME = 0.5 CYCLES
 ---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---
 0.0 / 0.0 11474.8 / -174.9 11474.8 / 5.1

BARRA 69kV CAM ===== INI. SYM. RMS SYSTEM BUS VOLTAGES (PU / DEG)
 =====

FIRST BUS FROM FAULT AT TIME = 0.5 CYCLES
 ---PHASE A--- ---PHASE B--- ---PHASE C---

BARRA TRAFO 01 69000.0 1.0000 / 0. 0.5000 / 180. 0.5000 / -180.

BARRA 69kV CAM ===== INI. RMS SYSTEM BRANCH FLOWS (AMPS)
 =====

FIRST BUS FROM FAULT AT TIME = 0.5 CYCLES

BRANCH NAME	VBASE LL	-PHASE A-	-PHASE B-	-PHASE C-
SE PICI-COELCE BARRA 69kV CAM	69000.	0.0/	0.11474.8/-175.	11474.8/ 5.
BARRA 69kV CAM BARRA TRAF0 01 TRECHO 02	69000.	0.0/ 0.	0.0/ 0.	0.0/ 0.

0.

***** FAULT ANALYSIS SUMMARY *****

BUS NAME	VOLTAGE	AVAILABLE FAULT CURRENT			
		L-L	3 PHASE	X/R LINE/GRND	X/R
BARRA 13,8kV C	13800.	2859.3	12.5	2901.08	12.5
BARRA 69kV CAM	69000.	13250.0	11.2	4029.85	35.9

***** FAULT ANALYSIS REPORT COMPLETED *****
