

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

FELIPE HORNUNG
MARCOS KUSSEK

**ESTUDO E AJUSTES DO RELÉ DIGITAL PARA A PROTEÇÃO EM
SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2017

FELIPE HORNUNG
MARCOS KUSSEK

ESTUDO E AJUSTES DO RELÉ DIGITAL PARA A PROTEÇÃO EM SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2 do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – DAELT – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Campus Curitiba, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Professor Dr. Paulo Cícero Fritzen

CURITIBA
2017

FELIPE HORNUNG
MARCOS KUSSEK

ESTUDO E AJUSTES DO RELÉ DIGITAL PARA A PROTEÇÃO EM SUBESTAÇÕES DE ALTA TENSÃO

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 24 de Novembro de 2017.

Prof. Emerson Rigoni, Dr
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Ma
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Paulo Cicero Fritzen, Dr
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Paulo Cicero Fritzen, Dr
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Ulisses Chemin Netto, Dr
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

AGRADECIMENTOS

Agradecemos às nossas famílias, pela oportunidade de estudar, pelo apoio incondicional nos momentos difíceis, sempre nos incentivando a continuar nessa caminhada pela busca de conquistas para o nosso futuro.

Aos professores, pelas suas grandes contribuições para a formação do nosso conhecimento durante o período de graduação.

Aos colegas de classe e amigos que fizemos durante o curso, pelas suas presenças durante todo o período de graduação, tornando esses anos inesquecíveis. Obrigado também à Gabriela Bosa, por todo o incentivo e colaboração a cada etapa deste trabalho.

E principalmente à Copel Distribuição e seus engenheiros de proteção de alta tensão pela oportunidade de fazer este trabalho na área e por todo o apoio prestado durante sua realização.

RESUMO

HORNUNG, Felipe; KUSSEK, Marcos. **Estudo e ajustes do relé digital para proteção em subestações de alta tensão**. 2017. 129p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

O sistema elétrico de potência tem um elevado nível de importância e complexidade, dessa maneira, é fundamental que exista um sistema de proteção apropriado, que assegure a funcionalidade e confiabilidade do sistema. Para que a proteção seja feita da forma mais adequada, é indispensável que exista um estudo detalhado sobre o funcionamento e operacionalidade dos relés digitais, já que estes são elementos vitais em um sistema de proteção. Partindo desse viés, desenvolveu-se uma pesquisa sobre os principais equipamentos de uma subestação, juntamente com os principais elementos de proteção, apresentando suas principais características e princípios de funcionamento. Além disso, realizou-se um estudo sobre um esquema de proteção de alta tensão, no qual foram ajustados os parâmetros dos relés digitais, com o objetivo de projetar o sistema de proteção de uma subestação fundamentada em uma subestação real da Copel.

Palavra-Chave: Sistema de Proteção, Relés Digitais, Relés Microprocessados.

ABSTRACT

HORNUNG, Felipe; KUSSEK, Marcos. **Study and adjustments of the digital relay in high voltage substations protection**. 2017. 129p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

The electric power system is extremely important and has a high complexity level; therefore, a proper protection system is essential, one that ensures the functionality and reliability of the system. With the goal of achieving the most appropriate protection system, it's indispensable that a detailed study over the functionality and operability of the digital relays is made, taking into account that those are vital elements in a protection system. From this point of view, a research about the main equipments in a substation, as well as the main protection components, was developed, presenting its main characteristics and principles of operation. Furthermore, a study about a high voltage protection scheme was made, in which the parameters of the digital relays were adjusted with the intent of developing the protection system of a substation based on a real Copel substation.

Key words: Protective System, Digital Relays, Microprocessor Relays.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;
AT – Alta tensão;
BIG – Banco de Informações de Geração;
COPEL – Companhia Paranaense de Energia;
CAPE – *Computer Aided Protection Engineering*;
EPE – Empresa de Pesquisa Energética;
FT – Fator térmico;
IEC – *International Electrotechnical Commission*;
IHM – Interface Homem-Máquina;
INST – Corrente de ajuste do elemento instantâneo;
LT – Linha de transmissão;
ONS – Operador Nacional do Sistema;
p.u. – por unidade;
RTC – Relação de transformação de corrente;
RTP – Relação de transformação de potencial;
SE – Subestação;
SEL – *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*;
SEP – Sistema elétrico de potência;
TC – Transformador de corrente;
TF – Transformador;
TP – Transformador de potencial;
TAT – Transformador de aterramento.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Mensuração de distúrbios por duração de interrupção no fornecimento.	15
Tabela 2: Parâmetros do transformador.....	63
Tabela 3: Curto-circuito no transformador situação 1.....	64
Tabela 4: Curto-circuito no transformador situação 2.....	65
Tabela 5: Curto-circuito no transformador situação 3.....	66
Tabela 6: Curto-circuito relé/religador 13,8 kV.	70
Tabela 7: Ajuste do religador de 13,8 kV.....	71
Tabela 8: Tempos de operação religador 13,8 kV.....	71
Tabela 9: Curto-circuito relé/religador 34,5 kV.	75
Tabela 10: Ajuste do religador de 34,5 kV.....	75
Tabela 11: Tempos de operação religador 34,5 kV.....	76
Tabela 12: Resumo dos ajustes de sobrecorrente.	80
Tabela 13: Parâmetros da LT.....	87
Tabela 14: Curto-circuito na barra 138kV da SE Mandaguari.	91
Tabela 15: Falta trifásica na barra de 13,8 kV.....	96
Tabela 16: Falta fase-terra na barra de 13,8 kV.....	98
Tabela 17: Falta fase-fase na barra de 13,8 kV.	100
Tabela 18: Falta fase-fase-terra na barra de 13,8 kV.....	101
Tabela 19: Falta trifásica na barra de 34,5 kV.....	103
Tabela 20: Falta fase-terra na barra de 34,5 kV.....	105
Tabela 21: Falta fase-fase na barra de 34,5 kV.	106
Tabela 22: Falta fase-fase-terra na barra de 34,5 kV.....	107
Tabela 23: Falta trifásica a 50% da linha de transmissão.	111
Tabela 24: Falta fase-terra a 50% da linha de transmissão.	113
Tabela 25: Falta trifásica a 100% da linha de transmissão.	114
Tabela 26: Falta fase-terra a 100% da linha de transmissão.	115
Tabela 27: Operação da proteção direcional para 50% da LT.	118
Tabela 28: Operação da proteção direcional para 100% da LT.	120

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Relé eletromecânico diferencial Westinghouse HU-1.	33
Figura 2: Relé de sobrecorrente INEPAR.....	35
Figura 3: Relé de proteção SEL-311C.....	36
Figura 4: Estrutura hierárquica dos níveis de proteção digital.....	37
Figura 5: Sistema radial.....	39
Figura 6: Curvas de tempo-inverso IEC.	42
Figura 7: Exemplo de modelo de sistema elétrico de potência.	44
Figura 8: Curvas de atuação de sobrecorrente de fase relé x religador.....	47
Figura 9: Curva de atuação de sobrecorrente do relé x dano do transformador.	48
Figura 10: Curvas de atuação de sobrecorrente de fase e de neutro do religador.....	49
Figura 11: Curvas de atuação de sobrecorrente de neutro relé x religador.....	50
Figura 12: Diagrama simplificado de duas subestações adjacentes.	51
Figura 13: Transformadores de corrente para proteção diferencial.....	53
Figura 14: Diagrama R-X da impedância de uma LT.	55
Figura 15: Ponto de curto-circuito em um diagrama R-X de impedância de uma LT. ..	56
Figura 16: Característica Mho de proteção de distância.	57
Figura 17: Característica em paralelogramo de uma proteção de distância.....	58
Figura 18: Zonas de proteção de uma característica Mho.	59
Figura 19: Alcances de proteção de distância.....	61
Figura 20: Diagrama do sistema estudado.....	62
Figura 21: Sobrecorrente temporizado de 13,8 kV.....	81
Figura 22: Sobrecorrente temporizado de 34,5 kV.....	82
Figura 23: Sobrecorrente temporizado e instantâneo de 138 kV.	83
Figura 24: Elemento "mho" parametrizado.....	90
Figura 25: Sobrecorrente direcional de neutro.	93
Figura 26: Falta trifásica na barra de 13,8 kV.....	96
Figura 27: Curva térmica de dano do transformador.....	97
Figura 28: Falta fase-terra na barra de 13,8 kV.....	98
Figura 29: Falta fase-fase na barra de 13,8 kV.	99
Figura 30: Falta fase-fase-terra na barra de 13,8 kV.....	101

Figura 31: Falta trifásica na barra de 34,5 kV.....	103
Figura 32: Falta fase-terra na barra de 34,5 kV.....	104
Figura 33: Falta fase-fase na barra de 34,5 kV.	106
Figura 34: Falta fase-fase-terra na barra de 34,5 kV.....	107
Figura 35: Curva instantânea de fase e neutro do 138 kV.	108
Figura 36: Tempo de operação da função de proteção instantânea de fase e neutro.	109
Figura 37: Atuação da proteção diferencial.	110
Figura 38: Falta trifásica a 50% da linha de transmissão.	111
Figura 39: Falta fase-terra a 50% da linha de transmissão.	112
Figura 40: Falta trifásica a 100% da linha de transmissão.	114
Figura 41: Falta fase-terra a 100% da linha de transmissão.	115
Figura 42: Operação da proteção direcional para 50% da LT.	117
Figura 43: Operação da proteção direcional para 100% da LT.	119

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1. TEMA	13
1.1.1. Delimitação do tema	14
1.2. PROBLEMAS E PREMISSAS.....	14
1.3. OBJETIVOS	17
1.3.1. Objetivo geral.....	17
1.3.2. Objetivos específicos.....	17
1.4. JUSTIFICATIVA	18
1.5. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	19
1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	19
2. CONSIDERAÇÕES GERAIS	21
2.1. SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	21
2.2. SUBESTAÇÕES	22
2.3. LINHAS DE TRANSMISSÃO	23
2.3.1. Proteção de sobrecorrente em linhas de transmissão	24
2.3.2. Proteção diferencial em linhas de transmissão	24
2.3.3. Proteção de distância em linhas de transmissão.....	25
2.4. TRANSFORMADOR DE FORÇA.....	26
2.4.1. Proteção de sobrecorrente em transformadores	27
2.4.2. Proteção diferencial em transformadores	27
3. PROTEÇÃO E RELÉS	29
3.1. INTRODUÇÃO A PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	29
3.2. PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	29

3.3.	RELÉS DE PROTEÇÃO	31
3.3.1.	Relé eletromecânico	32
3.3.2.	Relé estático	34
3.3.3.	Relés digitais	35
3.4.	FUNÇÕES DE PROTEÇÃO	38
3.4.1.	Proteção de sobrecorrente	38
3.4.2.	Proteção direcional de sobrecorrente	43
3.4.3.	Definição dos ajustes de proteção de sobrecorrente	43
3.4.4.	Proteção diferencial	52
3.4.5.	Definição dos ajustes de proteção diferencial	54
3.4.6.	Proteção de distância	55
3.4.7.	Definição dos ajustes de proteção de distância	60
4.	AJUSTES DO TRANSFORMADOR	62
4.1.	PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR	62
4.2.	CURTO-CIRCUITO	63
4.3.	DETERMINAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE	67
4.3.1.	Transformador de 138 kV	67
4.3.2.	Transformador de 34,5kV	67
4.3.3.	Transformador de 13,8 kV	68
4.4.	AJUSTE DE SOBRECORRENTE	69
4.4.1.	Determinação dos parâmetros de ajustes de fase de 13,8 kV	69
4.4.2.	Determinação dos parâmetros de ajustes de neutro de 13,8 kV	72
4.4.3.	Determinação dos parâmetros de ajustes de fase de 34,5 kV	74
4.4.4.	Determinação dos parâmetros de ajustes de neutro de 34,5 kV	77
4.4.5.	Determinação dos parâmetros de ajustes de fase de 138 kV	78
4.4.6.	Determinação dos parâmetros de ajustes de neutro de 138 kV	79
4.5.	RESUMO DOS AJUSTES DE SOBRECORRENTE	80

4.6.	AJUSTE DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL.....	84
5.	AJUSTES DA LINHA DE TRANSMISSÃO	86
5.1.	PARÂMETROS DA LINHA DE TRANSMISSÃO.....	86
5.2.	AJUSTE DO ELEMENTO DE DISTÂNCIA	87
5.2.1.	Ajuste dos elementos de fase.....	87
5.2.2.	Ajuste dos elementos de neutro	88
5.3.	AJUSTE DO ELEMENTO DE SOBRECORRENTE DE NEUTRO	91
5.3.1.	Ajuste do elemento de sobrecorrente instantâneo.....	91
5.3.2.	Ajuste do elemento de sobrecorrente de neutro temporizado	92
6.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	94
6.1.	SOFTWARES UTILIZADOS	94
6.1.1.	CAPE 14.....	94
6.1.2.	<i>AcSELerator Quickset SEL-5030</i>	95
6.2.	PROTEÇÃO TEMPORIZADA DE 13,8 E 138 kV	95
6.3.	PROTEÇÃO TEMPORIZADA DE 34,5 E 138 kV	102
6.4.	PROTEÇÃO INSTANTÂNEA DE 138 kV e DIFERENCIAL	108
6.5.	PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA	110
6.6.	PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DIRECIONAL DE NEUTRO.....	116
7.	CONCLUSÃO	121
7.1.	CONCLUSÃO DO TRABALHO.....	121
7.2.	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	123
	REFERÊNCIAS.....	124

1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentado o tema, delimitação do tema, problemas e premissas, objetivos – geral e específico, a justificativa de executar este projeto, os procedimentos metodológicos, a estrutura do trabalho, e as referências utilizadas na composição deste trabalho.

1.1. TEMA

A energia elétrica é uma das formas de energia mais utilizadas no mundo, de suma importância para o desenvolvimento da sociedade. Ela é gerada através de processos que envolvem a conversão de variadas fontes de energia, como, por exemplo, a energia cinética, térmica, eólica e solar (EPE, 2016). Esses processos são melhorados constantemente a fim de se obter uma eficiência cada vez maior.

Para que haja esse desenvolvimento, visando melhorar o aproveitamento econômico e técnico, dentro de padrões normativos e de desempenho, é preciso que haja um funcionamento coeso de todos os blocos fundamentais do sistema de potência.

Interrupções no SEP (Sistema elétrico de potência) podem ser provocadas devido às falhas, humanas ou naturais, causando prejuízos à população devido à falta de suprimento de energia (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011). Por esse motivo a proteção é um elemento vital, implantada no início (geração) e ao longo da rede (transmissão, distribuição), para que as interrupções no suprimento de energia sejam as menores possíveis.

Com o desenvolvimento dos processos de geração e uma demanda cada vez maior de energia elétrica, os elementos de proteção tiveram que evoluir, sendo o principal deles o relé, que procura garantir a confiabilidade e segurança, a fim de que o sistema elétrico esteja protegido contra faltas, evitando ou diminuindo os danos causados. Essa evolução passa dos relés eletromecânicos para os estáticos e posteriormente para os digitais (microprocessados).

Os relés de proteção têm o objetivo de identificar defeitos ou condições indesejáveis nas linhas ou equipamentos e atuar para isolá-los do resto do sistema (CAMINHA, 1977). Devem estar prontos para atuar sempre que o sistema elétrico de potência esteja energizado. Os relés digitais vêm sendo amplamente utilizados devido a sua maior qualidade de proteção, se comparados aos fusíveis, proporcionada, por exemplo, pelo fato de existir uma interface com o usuário para ajustes através de *softwares* e, também, pelo seu caráter multifunção, ou seja, a capacidade de um único dispositivo de realizar várias funções.

1.1.1. Delimitação do tema

Este trabalho abordará o sistema de proteção dos principais elementos de uma subestação (transformador e linha de transmissão) e as funções de relés digitais da SEL (*Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*) utilizadas na proteção desses elementos, sobrecorrente instantâneo (50), sobrecorrente temporizado (51), proteção diferencial (87) e distância (21), bem como a elaboração dos ajustes do relé – restritos aos relés digitais 351-6, 387E e 311C da SEL –, seguido pela simulação em programa de computador para analisar teoricamente o funcionamento dos relés com os ajustes feitos. Foram escolhidos os relés da SEL para realização desse trabalho, pois estes relés permitem um aprendizado facilitado de suas funcionalidades e aplicações, além do fato da SEL ser uma marca já consolidada no mercado.

1.2. PROBLEMAS E PREMISSAS

Durante a operação do sistema de potência, curtos-circuitos podem acontecer em componentes específicos, como o transformador ou a linha de transmissão, o que pode causar uma interrupção no fornecimento de energia aos consumidores (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Os motivos dessas faltas são os mais diversos: envelhecimento do material isolante utilizado, ação de ventos e árvores, descargas atmosféricas, manobras mal realizadas, acidentes naturais, entre outros (KINDERMANN, 1992).

O curto-circuito é a principal e mais comum falta que ocorre no sistema devido aos motivos citados. Os relés de proteção são utilizados para eliminar o defeito causado pelo curto-circuito o mais rápido possível. Segundo Kindermann (1992) se o curto-circuito não for rapidamente eliminado, os danos nos equipamentos da rede elétrica podem ser irreversíveis, obrigando a substituição do mesmo.

Além do potencial dano aos equipamentos, uma falta também pode resultar na interrupção no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. A tabela 1 a seguir estabelece uma classificação para os distúrbios no SEP em termos de duração de interrupção no fornecimento.

Tabela 1: Mensuração de distúrbios por duração de interrupção no fornecimento.

Classificação	Severidade	Interpretação	Comentário
Grau 0	< 1 minuto	Aceitável	Condição normal
Grau 1	1 a 10 minutos	Não grave	Significativa p/ poucos agentes/consumidores
Grau 2	10 a 100 minutos	Grave	Sério impacto p/ todos agentes/consumidores
Grau 3	100 a 1000 minutos	Muito grave	Muito sério impacto p/ todos agentes/consumidores
Grau 4	> 1000 minutos	Catastrófica	Extremo impacto p/ todos: colapso do sistema, blecaute

Fonte: Gomes, Lima e Schilling (2001).

A não atuação correta do sistema de proteção pode causar um desligamento em série de vários equipamentos, o que pode dificultar o religamento de algumas partes do sistema, principalmente as ilhadas, o que deixaria muitos clientes sem energia elétrica.

Como pode ser observada na tabela 1, a situação é considerada grave a partir de 10 minutos de interrupção no fornecimento de energia, causando sérios impactos aos consumidores e às concessionárias. Deve ser observado também, que

mesmo para uma situação de grau 1, que é considerada não grave, a falta existente é permanente e a proteção aturia. Com isso, mostra-se que uma proteção adequada é necessária mesmo para situações que não são consideradas graves para o sistema elétrico como um todo.

Para ilustrar essa situação, pode-se citar como exemplo o blecaute devido a uma falha no sistema de proteção de uma subestação no Maranhão, que não detectou e não isolou uma falta devido a um curto-circuito em um reator de transmissão, fazendo com que o sistema de retaguarda fosse acionado desligando em série oito linhas de transmissão, como consequência, 11 estados do Norte e Nordeste do Brasil em 2012 ficaram completamente sem energia elétrica, deste modo 70% das cidades atingidas demoraram cerca de 30 minutos para terem sua energia reestabelecida (WARTH; RODRIGUES, 2012).

O blecaute causa grandes danos para a população, como por exemplo, o aumento dos riscos no trânsito com os semáforos desligados, hospitais e prontos-socorros passam a funcionar precariamente, aparelhos eletrônicos podem parar de funcionar devido à oscilação durante a reenergização, metrô e aeroportos têm seus serviços comprometidos.

Sob o ponto de vista econômico os prejuízos são muito grandes. São levados em consideração os custos de interrupção e os custos de não faturamento. O primeiro deles reflete o impacto causado aos consumidores, enquanto o segundo está associado às tarifas de energia das empresas (GOMES; LIMA; SCHILLING, 2001).

Sendo assim, o corte de energia gera prejuízos financeiros tanto para a indústria que tem sua produção interrompida e tem que passar por todo um processo para reestabelecer a produção, desconsiderando ainda os já citados gastos provenientes de possíveis danos causados pelo corte, quanto para as concessionárias, que podem ser multadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) por descumprir com os indicadores de qualidade.

Apenas em 2015, interrupções no fornecimento de energia geraram R\$646,4 milhões, pagos por 55 concessionárias, em compensação aos consumidores, atingidos (ANEEL, 2016). Fica claro, então, que muitos são os danos e prejuízos que podem ser causados por interrupções no SEP.

Este trabalho busca mostrar a importância do sistema de proteção e como ajustar os relés de proteção seguindo a filosofia de uma concessionária, para proteger os equipamentos de uma subestação.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo geral

Apresentar o estudo de um esquema de proteção de alta tensão e fazer os ajustes de relés digitais multifunção da SEL, através do próprio *software* da SEL, o *SEL 5030 acSELErator Quickset*, para fazer a proteção e coordenação de uma subestação (transformador de três enrolamentos 138/34,5/13,8kV e uma linha de transmissão 138kV) fundamentada em uma subestação real da COPEL (Companhia Paranaense de Energia Elétrica), para depois modelar e testar os ajustes no *software* CAPE (versão 14).

1.3.2. Objetivos específicos

- Estudar os elementos de proteção de AT (alta tensão), a fim de mostrar como o sistema de proteção com relés da SEL detecta e isola as faltas provenientes de um curto-circuito ou outra condição anormal de funcionamento;
- Mostrar quais as funcionalidades e características dos relés digitais da SEL, bem como suas funções principais para a SE fictícia e as técnicas utilizadas para realizar os ajustes de proteção;

- Fazer o ajuste da proteção diferencial de um transformador, bem como dos parâmetros (*pick-up*, *time dial*, curva temporizada) para a função de sobrecorrente, utilizando um relé SEL-387;
- Fazer o ajuste da proteção de distância de uma LT (linha de transmissão) utilizando um relé SEL-311;
- Modelar o transformador de três enrolamentos, a linha de transmissão e seus respectivos relés de proteção no *software* CAPE e simular curtos-circuitos do tipo fase-fase, fase-terra, trifásico e fase-fase-terra, no transformador, nos barramentos e em diversas distâncias da LT, para mostrar as diversas funções de proteção atuando.

1.4. JUSTIFICATIVA

O sistema elétrico de potência tem como propósito gerar e suprir a demanda de energia elétrica dos consumidores, porém, faltas podem causar interrupções no fornecimento de energia.

Essas faltas também podem representar um risco à vida, já que um curto-circuito que não seja isolado pode causar arcos voltaicos, explosões ou incêndios.

Estudos e desenvolvimento de projetos de esquemas de proteção cada vez mais elaborados têm sido feitos para aperfeiçoar a prevenção de danos ao sistema, diminuir as interrupções no fornecimento de energia elétrica e manter os trabalhadores e consumidores seguros (STEVENSON, 1986).

Este trabalho leva em consideração a complexidade do esquema de proteção e sua contínua evolução e aperfeiçoamento ao longo dos anos, trabalhando para que as faltas no SEP sejam detectadas e isoladas o mais rápido possível, de forma que os equipamentos não sejam danificados e que o menor número de consumidores seja prejudicado, isso justifica a ênfase no estudo da engenharia de proteção e dos relés de proteção. Esse trabalho também busca criar um vínculo acadêmico-profissional, possibilitando que todo o estudo realizado seja funcional, podendo vir a ser utilizado e implementado futuramente no campo de trabalho.

1.5. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Primeiramente foi realizada uma pesquisa bibliográfica em livros especializados, artigos técnicos, monografias e dissertações, com o objetivo de estudar as características e as funções dos relés digitais. Em seguida foi pesquisado sobre um relé digital usado na proteção de transformadores e linhas de transmissão e estudado sua programação, ajustes e coordenação, em manuais e memoriais de cálculo.

Após as pesquisas, foram escolhidos parâmetros para um transformador de três enrolamentos e para uma linha de transmissão, e esses parâmetros foram incluídos no programa CAPE 14 para serem simulados os curtos-circuitos no transformador e na LT.

Em seguida foram estudados os manuais e memoriais de cálculo dos relés da SEL para elaborar os parâmetros a serem ajustados nos relés utilizados para fazer a proteção do sistema. Após isto, foram feitas novas simulações computacionais de curtos-circuitos para testar o tempo de atuação dos relés e a coordenação.

Os programas computacionais utilizados para a realização das simulações foram o *acSELerator*, que é um software da própria SEL, e o CAPE 14, que foi utilizado para a realização das simulações de curto-circuitos.

Por fim foram discutidos os resultados, o que poderia melhorar nos ajustes e no sistema de proteção e quais trabalhos futuros podem ser realizados.

1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO

- O primeiro capítulo é a introdução, onde estão contidas a apresentação e delimitação do tema, os objetivos e os procedimentos metodológicos, a motivação para realização do trabalho e o cronograma;
- O segundo capítulo apresentará a fundamentação teórica sobre o sistema de elétrico de potência, a subestação e seus respectivos elementos e proteções;

- O terceiro capítulo conterà uma análise sobre alguns tipos de faltas e aprofundará o estudo sobre o relé, mostrando quais suas principais funções e como ele funciona para cada falta;
- O quarto capítulo apresentará um estudo detalhado do funcionamento e programação de um relé digital usado na proteção de uma linha de transmissão, o SEL-311 e na proteção de um transformador, o SEL-387 e SEL351;
- No quinto capítulo será escolhido um sistema contendo uma linha de transmissão e um transformador de três enrolamentos que alimentam três barramentos e será feito um ajuste de proteção e coordenação utilizando os relés apresentados no capítulo quatro;
- No sexto capítulo serão exibidos os resultados dos testes do relé com os ajustes feitos e discutidos de forma minuciosa;
- O sétimo capítulo conterà a conclusão do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Esse capítulo contém uma breve introdução ao sistema elétrico de potência e os principais elementos constituintes, bem como seus elementos de proteção. Durante o capítulo serão apresentados os principais conceitos do SEP e de seus componentes, a fim de construir uma base para o capítulo seguinte, que precisará dos conceitos abordados nesse capítulo.

2.1. SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Pode-se medir o quanto um país é desenvolvido avaliando seu consumo de energia elétrica, quanto maior o consumo, mais desenvolvido esta nação se encontra. Isto é fácil de perceber, pois para que haja avanço tecnológico é necessário eletricidade. Para suprir a demanda energética, além do desenvolvimento de sistemas de transmissão e distribuição, muitos métodos de conversão de energia foram estudados e desenvolvidos ao longo dos anos.

Um dos tipos de aproveitamento para a geração de energia que é amplamente utilizado em dia é o hidráulico, que converte a energia potencial da água em energia elétrica. Esse método é utilizado nas usinas hidrelétricas, que, se comparado a outros métodos de conversão de energia é barato e limpo.

O Brasil, devido à quantidade de recursos naturais que possui, tem como seu principal meio de geração de energia as usinas hidrelétricas. Segundo o BIG, o Banco de Informações de Geração da ANEEL (2017), 61% da potência instalada no Brasil hoje vêm de usinas hidrelétricas, isso chega a 93,2 milhões de quilowatts.

As hidrelétricas são construídas em locais onde se pode aproveitar a afluência e desníveis de rios, o que, geralmente acontece em locais longe dos grandes centros consumidores, devido a isso, a energia que é gerada precisa ser transportada até os grandes centros de carga, muitas vezes percorrendo centenas de quilômetros pelo território brasileiro. Para que isso seja feito é necessário um sistema de transmissão

robusto, já que a energia percorrerá uma longa distância até chegar aos grandes centros consumidores.

Stevenson (1986) diz que o sistema de potência é uma das ferramentas para converter e transportar energia elétrica e ainda completa, dizendo que o sistema de potência é formado por três partes principais: a estação geradora, a linha de transmissão e o sistema de distribuição. Toda a energia gerada no SEP é direcionada aos consumidores através das subestações.

2.2. SUBESTAÇÕES

Os equipamentos que compõe uma subestação tem a finalidade de regular tensão, além disso, eles também permitem a operação de forma segura dos componentes do sistema elétrico para suprir a demanda de energia elétrica.

Já a subestação em si tem basicamente três funções, são elas: regular o nível de tensão, abaixando ou elevando-o, de modo conveniente à transmissão, distribuição e consumo; regular os níveis de tensão com a intenção que se mantenham sempre próximo do 1,0 p.u. e, por fim, fazer a ramificação do sistema através do chaveamento, conectando ou desconectando equipamentos, para realizar a proteção e o contínuo funcionamento do SEP.

Os principais equipamentos da SE (Subestação) são os transformadores de força, transformadores de corrente (TC), transformadores de potencial (TP), reguladores de tensão, chaves seccionadoras, disjuntores, relés de proteção, barramentos e equipamentos secundários para medição e proteção.

Segundo Mamede Filho e Mamede (2011), para definir as configurações da subestação são necessárias diversas análises a fim de levantar o custo x benefício, qual a confiabilidade desejada, quais as características da carga que essa SE irá atender, qual o número de transformadores que a SE tem e a potência de curto-circuito equivalente do sistema. Além disso, também são levados em consideração outros aspectos, como a escolha do terreno, o arranjo de barra e os sistemas secundários de supervisão, controle e proteção. Analisados todos esses itens é possível fazer uma subestação coerente às suas aplicações e, juntamente com isso, pensar num

esquema de proteção que ajude a manter tanto o sistema elétrico funcionando perfeitamente quanto assegure a integridade dos equipamentos de terceiros e dos consumidores.

2.3. LINHAS DE TRANSMISSÃO

As linhas de transmissão são responsáveis por transportar a energia elétrica, em conjunto com o sistema de distribuição, interligando as subestações geradoras com o ponto de carga.

Devido a grande dimensão territorial do nosso país, os centros geradores localizam-se a centenas de quilômetros dos centros consumidores, por isso é preciso evitar grandes perdas ôhmicas ao longo do percurso das linhas de transmissão. Esse é o motivo pelo qual a energia elétrica é conduzida em alta tensão, já que, dessa forma as perdas ôhmicas são reduzidas.

As linhas de transmissão estão “susceptíveis a defeitos como vandalismo, descargas atmosféricas, curtos-circuitos, queimadas e vendavais” (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011), dessa forma a sua proteção é algo de grande importância, com o objetivo de evitar qualquer queda no fornecimento de energia elétrica. Para isso são utilizados cabos-guarda, para-raios e disjuntores, além dos relés, que são os principais dispositivos de proteção das linhas, a fim de diminuir os efeitos das faltas e defeitos.

Para assegurar a operacionalidade do sistema, as linhas de transmissão podem possuir em simultâneo, proteção contra sobrecorrente, proteção de distância e proteção diferencial, já que “as principais ocorrências de falta em LTs são originadas em razão de curto-circuito entre fases ou entre fase e terra” (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007).

2.3.1. Proteção de sobrecorrente em linhas de transmissão

Segundo Mamede Filho e Mamede (2011), “a proteção de sobrecorrente em linhas de transmissão pode ser considerada básica”, porém ela deve ser associada a outros tipos de proteção, como proteção de distância, proteção direcional e proteção diferencial.

Em uma análise de curto-circuito, o tipo da falta e a sua localização são fatores importantes a serem analisados. Como a causa da falta pode estar associada a diversos elementos das linhas de transmissão, “é comum utilizar relés de sobrecorrente contra falta entre fases, e fase e terra” (MASON, 1958).

A proteção de sobrecorrente é dividida em dois tipos, de acordo com sua função. A proteção instantânea é aquela que atua imediatamente, de acordo com o valor da corrente. Já a proteção temporizada é aquela que tem sua ação temporizada, de acordo com o valor da corrente e o tempo.

Para que a proteção atue de forma eficiente e confiável é indispensável que seja realizado um estudo de coordenação para garantir a seletividade. Esse estudo é realizado a fim de garantir que a proteção estará preparada para todos os tipos de curto-circuito que a linha de transmissão protegida poderá sofrer e para garantir que a proteção só atuará quando for realmente necessário.

2.3.2. Proteção diferencial em linhas de transmissão

O princípio básico de funcionamento da proteção diferencial é a comparação da magnitude e do ângulo de fase das correntes de linhas. O processo funciona com os relés, localizados nos terminais da LT, recebendo os dados da corrente de linhas e realizando a execução de um algoritmo que possui as características de proteção diferencial escolhidas. Esse processo de comparação é realizado continuamente e quando as características da corrente atingem determinado valor, a proteção atua de forma coordenada.

A área da proteção diferencial é delimitada pelos transformadores de corrente. Para uma situação de funcionamento normal e para curtos existentes fora da região delimitada pelos transformadores, as correntes que passam pelos relés possuem mesmo módulo e sentidos opostos, dessa maneira não ocorre atuação. Já para uma situação onde ocorra uma falta dentro da região protegida, irá surgir uma corrente resultante sobre o relé, que se ultrapassar um limite pré-estabelecido, causará a atuação da proteção.

2.3.3. Proteção de distância em linhas de transmissão

Os fatores determinantes utilizados na proteção de distância em linhas de transmissão são as impedâncias entre os relés e a localização da falta. Por esse motivo, segundo Horowitz e Phadke (2008), é desejável que o relé atue sob o parâmetro de diferença de impedância, reatância ou admitância até o local de onde a falha ocorreu. Basicamente, um relé de distância utiliza os valores de corrente e tensão do sistema para determinar a impedância do ponto de defeito e conseqüentemente se está dentro ou fora da sua zona de operação (ELMORE, 2003).

O tipo de características de atuação utilizado para a proteção varia de acordo com o elemento da linha que está sendo protegido e das características da mesma. Para a proteção de terra normalmente são empregadas características "mho" ou quadrilaterais, já que a função de reatância, apesar de ser imune a resistência de falta, é sensível às variações do fator de potência.

Para a proteção de fase, diferentes características de atuação são utilizadas conforme o comprimento da linha a ser protegida. No caso de uma linha curta, antigamente, eram mais utilizados relés de reatância, pois como não eram afetados pelos efeitos de arco, possuíam uma alta velocidade de proteção. Já no caso de linhas longas é preferível utilizar relés do tipo "mho", entretanto, segundo Mason (1958), esse tipo é afetado pela resistência de arco. Pelo fato dos relés do tipo "mho" serem afetados pela resistência de arco, foram desenvolvidos relés com característica quadrilateral, que não são afetados por essa resistência.

2.4. TRANSFORMADOR DE FORÇA

Os transformadores de força são utilizados para regular a tensão entre circuitos, através da indução eletromagnética, e são aplicados entre todas as etapas do SEP, como por exemplo, entre o sistema de geração e o sistema de transmissão. Devido às suas características de transformação, eles são considerados os elementos principais de transformação de um sistema elétrico.

A complexidade dos elementos internos dos transformadores, tanto os ativos quanto os de isolamento, faz com que estejam mais susceptíveis a uma grande variedade de problemas, como aquecimento, problemas de isolamento e sobretensão. Além disso, os transformadores são equipamentos que possuem um alto custo de aquisição. Dessa forma, sua proteção é de extrema importância para um SE. O transformador está sujeito a diversos tipos de distúrbios no sistema elétrico, isto pode ocasionar a interrupção de forma imediata de sua operação ou redução do seu tempo de vida útil (MAMEDE; MAMEDE FILHO, 2011).

Segundo Horowitz e Phadke (2008), existem diferentes formas de se proteger um transformador, em geral, utilizam-se fusíveis e relés de sobrecorrente, relés diferenciais e relés de pressão, através de equipamentos de monitoramento de temperatura dos enrolamentos. No entanto a proteção diferencial é a forma mais adequada de proteção, pois, diferente das linhas de transmissão, a extensão física de um transformador de força é limitada, sendo assim não é necessária à inserção de uma camada de comunicação entre os terminais, o que é necessário para a proteção diferencial em linhas.

As faltas que ocorrem em transformadores de força podem ser divididas em internas e externas. As faltas internas são aquelas que ocorrem na zona de proteção diferencial do transformador, entre as buchas de tensão superiores e inferiores ou entre as espiras. Já as faltas externas são todas aquelas que ocorrem fora da zona de proteção diferencial do transformador, ou seja, todas as faltas que ocorrem no sistema elétrico que engloba o transformador.

2.4.1. Proteção de sobrecorrente em transformadores

A proteção de sobrecorrente em transformadores tem o objetivo de que o relé consiga distinguir as correntes geradas por faltas externas ou correntes de carga em estado de equilíbrio das correntes decorrentes de faltas internas. No caso de uma falta externa que não seja resolvida de forma rápida ou de cargas elevadas no estado de equilíbrio, os enrolamentos do transformador irão superaquecer e comprometer o seu isolamento, dessa maneira, poderão ocorrer incêndios.

Segundo Horowitz e Phadke (2008), em caso de faltas internas ao transformador, os principais defeitos que aparecem são a aparição de arcos, possibilidades de incêndio, e atuação de forças magnéticas e mecânicas os quais resultam na degradação dos elementos estruturais aos enrolamentos, tanque ou as buchas com possibilidade de comprometer a integridade não apenas do transformador de potência, mas também dos equipamentos que circundam o mesmo.

Para a proteção de faltas internas ao transformador podem ser utilizados relés de sobrecorrente instantâneas ou diferenciais. Como a proteção de sobrecorrente possui um preço de aquisição e instalação inferior aos outros tipos de proteção, em alguns casos, relés de sobrecorrente são utilizados como proteção principal de pequenos transformadores.

2.4.2. Proteção diferencial em transformadores

A proteção diferencial é amplamente utilizada em diversos elementos de um sistema elétrico, como transformadores e linhas de transmissão, devido a sua alta confiabilidade de proteção. Segundo Mamede Filho e Mamede (2011), este tipo de proteção necessita basicamente de dois conjuntos de TCs para realizar a limitação da zona de proteção desejada.

O relé de proteção diferencial monitora e compara as correntes de entrada e saída, enquanto o transformador de potência está em funcionamento. Esse processo

se dá através da utilização de TCs, que são colocados em série com o lado de alta e o lado de baixa do transformador.

O principal objetivo do sistema de proteção diferencial em transformadores é “proteger o transformador de potência contra faltas internas, como curto-circuito entre espiras e descargas parciais entre enrolamentos ou entre enrolamento e carcaça” (NOGUEIRA; ALVES, 2009).

2.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Nesse capítulo foram apresentadas as características principais do sistema elétrico de potência e dos seus elementos principais ‘constituintes, bem como, foi feita uma introdução sobre qual é a proteção mais adequada para cada um desses elementos. As informações abordadas neste capítulo são de grande importância para a continuidade deste trabalho, já que no próximo capítulo serão abordados mais a fundo alguns assuntos que foram introduzidos por esse capítulo.

3. PROTEÇÃO E RELÉS

Este capítulo destina-se a uma introdução a teoria da proteção de sistemas elétricos utilizando relés e quais os seus tipos mais usados. Serão abordadas as principais funções de proteção dos relés e como fazer seus ajustes.

3.1. INTRODUÇÃO A PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O objetivo principal da engenharia de proteção é limitar os efeitos causados por distúrbios no sistema elétrico de potência, isolando-os o mais rápido possível, pois, se um distúrbio permanecer, pode danificar equipamentos ou interromper o fornecimento de energia elétrica.

Os relés funcionam monitorando os valores de corrente e tensão. Esse monitoramento é feito em zonas, caso ocorra uma falta dentro de uma zona protegida, o relé atua isolando essa zona do restante do sistema. Portanto, para a utilização dos relés de proteção é necessário conhecer os valores de corrente ou tensão para diversos tipos de faltas em vários pontos do sistema.

3.2. PROTEÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O sistema elétrico pode possuir diferentes condições de operação e características construtivas, então, já que o sistema possui configurações variadas, também são necessários relés de vários tipos que respondam às situações a que o sistema está sujeito. Para alguns casos, como na proteção de sobrecorrente, a observação do módulo da corrente em uma falta é o suficiente para a atuação correta do relé, porém, em outros casos, como na proteção de distancia ou na proteção direcional, pode ser necessária a avaliação da distância da falta ou do sentido em que a corrente está circulando.

Portanto, para fazer a proteção do sistema são necessários diversos relés, cada um com propósito independente, mas que se complementam entre si. Os relés são os principais e mais importantes dispositivos de um sistema de proteção, visto que são eles que atuam identificando o local e o tipo de falta, alertando o operador e promovendo a abertura de disjuntores para retirada do trecho defeituoso do sistema de operação (KINDERMANN, 2005), mantendo o restante do sistema operando normalmente.

O sistema de proteção deve atuar de acordo com as seguintes definições (BLACKBURN; DOMIN, 2007):

- Zonas de proteção: são delimitações que formam áreas de proteção, essas áreas limitam o trecho do sistema elétrico que será desconectado em caso de falta. As zonas de proteção devem se sobrepor para que nenhuma parte do sistema seja deixada desprotegida;
- Confiabilidade: é a probabilidade de funcionamento correto da proteção quando houver necessidade de sua atuação. A confiabilidade precisa atender a dois aspectos: primeiramente o sistema de proteção deve operar na presença de uma falta dentro de sua zona de proteção, e em segundo lugar, esse mesmo sistema não deve operar desnecessariamente para uma falta fora de sua zona de operação ou na ausência de faltas;
- Seletividade: é a capacidade do sistema de proteção de restringir o desligamento apenas dos componentes do sistema envolvidos na falta, ou seja, de todo o esquema de proteção, apenas os dispositivos estritamente necessários para isolar a falta devem atuar;
- Sensibilidade: se refere ao nível mínimo em que, numa condição anormal de funcionamento, alguma das variáveis do sistema elétrico (corrente, tensão, potência, etc.) se encontre para qual o relé deve operar, ou seja, a capacidade do sistema de proteção de detectar o limiar para realizar sua atuação. Quanto mais baixos os parâmetros do ajuste, mais sensível é o relé;
- Proteção primária e de *back-up*: a proteção primária é a proteção “principal”, que deve operar isolando a falta rapidamente. A proteção de *back-up*, ou proteção de retaguarda, é uma proteção que opera em paralelo com a proteção principal, providenciando um meio da falta ser isolada em caso da proteção

principal falhar ou não estar disponível. A proteção principal e de retaguarda detectam a falta simultaneamente, mas a operação do sistema de retaguarda é retardada para assegurar que a proteção principal isole a falta se possível. A proteção de *back-up* deve ser completamente separada da proteção primária e, num sistema ideal, os secundários dos TC's e TP's, as bobinas de abertura, os cantatos auxiliares e os bancos de baterias são duplicados, garantindo redundância de proteção.

3.3. RELÉS DE PROTEÇÃO

Os relés de proteção podem ter uma ou mais características para executar suas funções – sobrecorrente, diferencial, distância, sobrecarga etc., dentro dos limites dos esquemas de proteção e coordenação.

Ao longo dos anos os relés passaram por muitas mudanças a fim de melhorar a execução dessas funções. O primeiro relé de proteção, segundo Mamede Filho e Mamede (2011) foi um dispositivo eletromecânico de proteção de sobrecorrente que surgiu em 1901. Sete anos depois foi desenvolvido o primeiro relé de proteção diferencial de corrente e dois anos após a proteção diferencial foi desenvolvida a proteção direcional. A proteção de distância foi desenvolvida em 1930.

Na década de 1930 surgiram os primeiros relés de proteção com tecnologia à base de componentes eletrônicos, utilizando semicondutores. Na década de 1980, com o desenvolvimento acelerado da microeletrônica, surgiram as primeiras unidades de proteção utilizando a tecnologia digital (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Com o surgimento e evolução dos relés digitais, o grau de sofisticação e confiabilidade do sistema de proteção aumentou. Os relés eletromecânicos passaram a ser considerados inferiores aos relés digitais, visto que esses possuem melhorias na sua funcionalidade, devido à tecnologia microprocessada incorporada e ao seu funcionamento baseado em *softwares* (ALSTOM GRID, 2011). Os *softwares* e lógicas de programação têm evoluído constantemente, tornando os relés digitais cada vez mais desenvolvidos, fazendo com que os relés mais antigos sejam substituídos aos poucos.

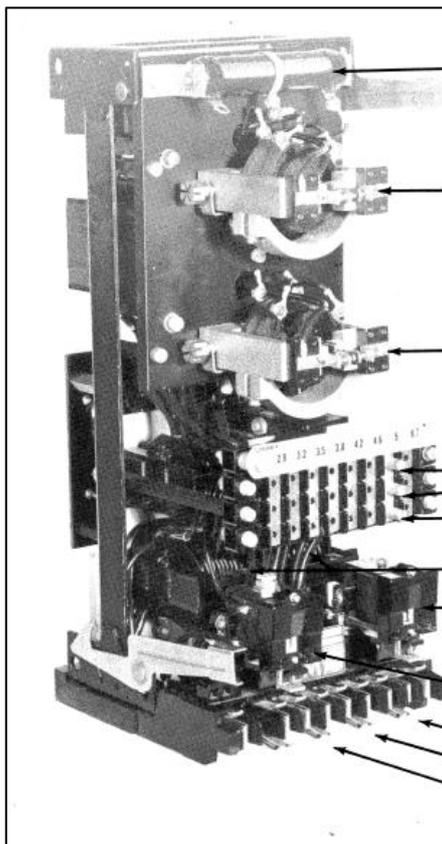
3.3.1. Relé eletromecânico

Os relés eletromecânicos foram os primeiros relés usados para a proteção do sistema elétrico, há mais de 100 anos atrás. Eles funcionam através de uma força mecânica movendo um disco, embolo ou articulação, em resposta a um estímulo, essa força mecânica é produzida através do fluxo de corrente que passa em suas espiras (HOROWITZ; PHADKE, 2008), por isso o termo “eletromecânico.”

Apesar de não serem mais fabricados, ainda são encontrados como tecnologia *legacy* nos esquemas de proteção para consumidores industriais e residenciais das companhias de eletricidade no Brasil (RUFATO JUNIOR, 2006). Os relés eletromecânicos são baratos e robustos, o que lhes garante uma vida útil prolongada, sendo assim, só são substituídos quando houver o *retrofit* da proteção de uma subestação, ou seja, quando houver a modernização da proteção dessas SE, ou ainda em virtude de um defeito no relé.

Seus ajustes são feitos através de *switches* e *tapes* no próprio relé, como pode ser visto na figura 1.

Figura 1: Relé eletromecânico diferencial Westinghouse HU-1.



Fonte: Westinghouse Electrical Corporation (1973).

Em geral esses dispositivos apresentam apenas uma única função de proteção por relé, fazendo-se necessários muitos relés para criar um esquema de proteção confiável.

Relés eletromecânicos podem ser classificados em diversos tipos, por exemplo:

- Mecânico (padrão);
- Térmico;
- Atração eletromagnética;
- Indução eletromagnética.

Entre as desvantagens da utilização de relés eletromecânicos pode ser citado o fato desse tipo de relé ser muito pesado e volumoso. Outras características desvantajosas são que esses relés necessitam de muita potência para o seu

acionamento, possuem um acionamento ruidoso e produzem arcos, principalmente na comutação de cargas indutivas.

Apesar das desvantagens, os relés eletromecânicos possuem algumas vantagens, entre elas, o fato de possuírem uma tensão de ruptura elevada e poderem ser operados tanto com correntes contínuas, como com correntes alternadas. Além disso, com a utilização desses relés a carga é totalmente isolada e não existem correntes de fuga.

3.3.2. Relé estático

O termo estático origina-se da característica de construção desse relé que não tem nenhuma parte móvel, ao contrário dos relés eletromecânicos (KINDERMANN, 2005). O relé estático começou a ser introduzido no sistema de potência no começo dos anos 1960, ele é construído com componentes eletrônicos – por isso também é conhecido como relé eletrônico –, como por exemplo, transistores e capacitores. Com o avanço da eletrônica também foram construídos com circuitos digitais integrados, o que possibilitou a implementação de processamento de sinais e funções lógicas.

Os relés estáticos foram considerados substitutos do relé eletromecânico, pois tinham maior flexibilidade nos ajustes e ocupavam menos espaço, porém, alguns problemas foram encontrados durante sua operação. Devido à alta sensibilidade dos componentes eletrônicos o relé sofria com diversos problemas de interferência em seus componentes relacionada à construção e aos equipamentos da SE, além disso, por funcionar com uma fonte de corrente contínua havia um aumento no consumo do transformador de serviços auxiliares da SE.

Apesar dessas desvantagens, o relé eletrônico apresentava várias vantagens, citadas por Rufato Junior (2006):

- Operam rapidamente;
- Possuem múltiplas entradas;
- Ausência de inércia mecânica e alta resistência ao choque e vibração;
- Pouca necessidade de manutenção devido à ausência de partes móveis;

- Baixo nível de energia requerido nos circuitos de medição, o que permite a diminuição do tamanho do equipamento;
- Representam uma baixa carga para os TCs.

A figura 2 mostra um relé estático da INEPAR que ainda é utilizado na proteção em algumas subestações da COPEL.

Figura 2: Relé de sobrecorrente INEPAR.



Fonte: INEPAR (1983).

3.3.3. Relés digitais

Microprocessadores e microcontroladores substituíram os circuitos eletrônicos usados nos relés estáticos e implementaram as funções dos relés de proteção. A introdução dos relés digitais foi um grande avanço tecnológico na proteção de

sistemas e devido a sua capacidade de processamento se tornou o tipo de relé mais usado.

O relé digital usa um microprocessador que pode utilizar transformadas discretas de Fourier, ou outros métodos matemáticos, para implementar o algoritmo de proteção. Ele processa informações recebidas dos transformadores de medição e efetua comandos decididos pelo processo de avaliação microprocessada do relé (ALSTOM GRID, 2011).

A figura 3 mostra um relé digital de proteção SEL-311C.

Figura 3: Relé de proteção SEL-311C.



Fonte: SEL, Comercial LTDA (2011).

Comparado aos outros tipos de relé, o relé digital inovou os esquemas de proteção e apresenta vantagens que não podiam ser obtidas em seus antecessores. Não somente tem funções de proteção mais confiáveis e precisas, como também tem um campo de ajustes muito mais abrangente e realiza funções de comunicação, medição, controle, sinalização e acesso remoto (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

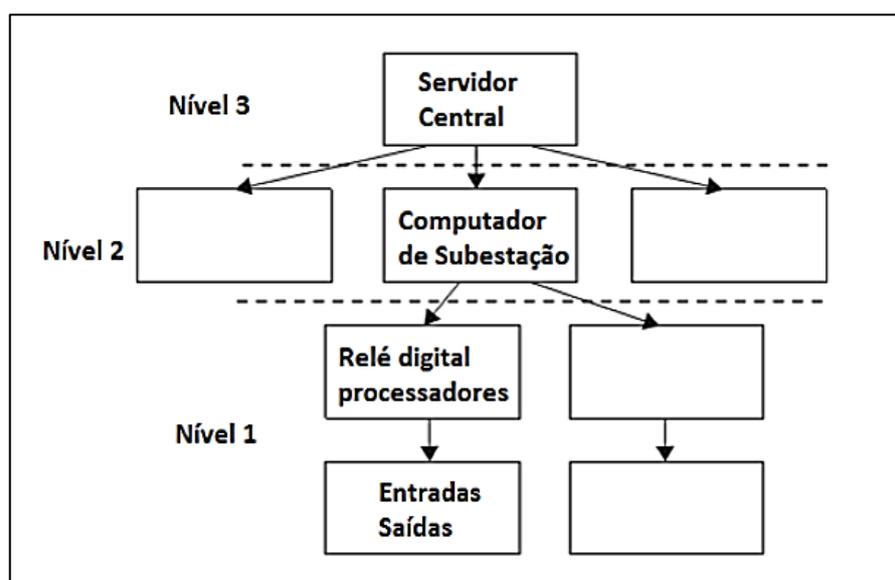
Os relés digitais possuem os seguintes benefícios (PHADKE; THORP, 2009):

- Confiabilidade elevada e autodiagnostico: detecta defeitos internos através de monitoramento constante programado. Ele envia um alarme ao sistema central quando ocorre algum defeito elétrico;

- Flexibilidade funcional: pode ser usado para desempenhar diversas funções de proteção além de executar outras tarefas na SE, como por exemplo, medição, monitoramento, localização de faltas etc.;
- Integração digital: os meios de análise do SEP passaram a ser computacionais ao longo dos anos, com isso, a melhor tecnologia a ser empregada na proteção também é a digital, que possibilita uma integração natural entre os elementos da SE e do sistema.

Phadke e Thorp (2009) descrevem uma estrutura hierárquica que envolve a integração de controle, medição e proteção do sistema elétrico. Na figura 4 é apresentado o esquema de estrutura hierárquica dos níveis de proteção digital.

Figura 4: Estrutura hierárquica dos níveis de proteção digital.



Fonte: Phadke e Thorp (2009).

Nível 1 (Relé digital e processadores): têm funções de medição, controle, automação, proteção e diagnóstico através de informações vindas do sistema elétrico, possui interface homem-máquina e se comunica com o nível 2.

Nível 2 (Computador de subestação): possui IHM (interface homem-máquina), coleta e armazena dados, analisa a sequência de eventos que ocorrem no sistema elétrico e garante *back-up* em caso de falhas. Comunica-se com os níveis 1 e 3.

Nível 3 (Servidor central): inicia as ações de controle do sistema, coleta e processa dados além de elaborar relatórios.

Apesar das inúmeras vantagens citadas anteriormente, os relés digitais possuem algumas desvantagens se comparado a outros tipos de relé. Entre elas pode ser citado o fato do relé digital possuir uma vida útil reduzida e no fato desses relés se tornarem obsoletos rapidamente, devido às evoluções no hardware. Além disso, esse tipo de relé está mais suscetível a interferências eletromagnéticas, fato que pode ser melhorado com a utilização de fibra ótica.

3.4. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Existem diversas funções de proteção, como função de sobrecarga, subfrequência, subtensão, sobretensão etc. Este trabalho tem seu foco nas funções de sobrecorrente, tanto temporizada quanto instantânea, proteção diferencial e proteção de distância.

O estudo e a prática da aplicação da proteção por relés não constituem uma ciência exata, muito de arte e bom senso sempre estarão associados à técnica empregada.

3.4.1. Proteção de sobrecorrente

A proteção contra sobrecorrente (funções 50 e 51) foi o primeiro tipo de proteção a ser desenvolvido (KOCK; STRAUSS, 2004) e está diretamente associada à eliminação de curtos-circuitos.

A aplicação correta dos relés de proteção de sobrecorrente exige o conhecimento da corrente de falta que circula por cada parte do sistema. Como aplicar todos os possíveis curtos-circuitos no sistema de potência para testar o sistema de proteção é inviável, a análise de circuitos simulada é necessária.

Para o ajuste do relé são necessários (ALSTOM, 2011):

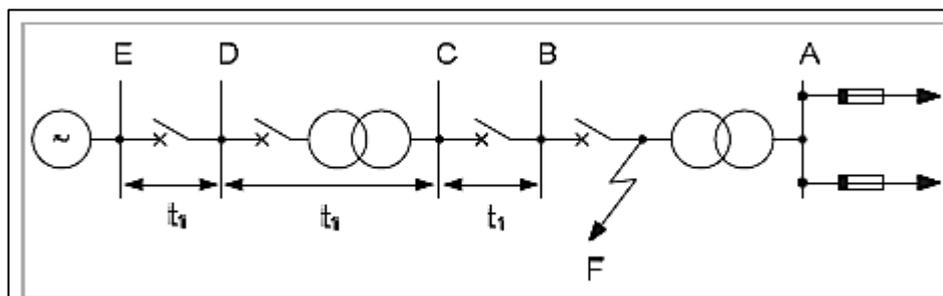
- Um diagrama do sistema elétrico envolvido, seus dispositivos de proteção e seus transformadores associados;
- A impedância em p.u. ou em ohms dos transformadores, máquinas, linhas de transmissão e circuitos alimentadores;
- O valor máximo e mínimo de curto-circuito esperado que circula por cada dispositivo de proteção;
- O valor da corrente *in-rush*, o fator térmico e a curva de dano característica dos transformadores.

Os ajustes dos relés são definidos para operar o mais rápido possível para o maior valor de falta e também é verificado se essa operação é satisfatória também para o menor valor de falta esperado. Além de operar corretamente para proteger cada equipamento, para um sistema que possui vários relés de proteção de sobrecorrente, deve haver a coordenação entre esses relés, para que eles atuem em ordem correta, fazendo assim com que a menor parte possível do sistema seja desligada.

Segundo El-Hawary (2000), os critérios para fazer a coordenação dos relés são: o critério de temporização e o de graduação de corrente. Para uma coordenação mais precisa geralmente é usada uma combinação dos dois critérios, porém, cada um dos métodos deve isolar apenas a parte faltosa do sistema, permitindo que o restante opere normalmente.

No método de coordenação definido pela temporização, cada relé que controla o disjuntor de cada ponto do sistema é ajustado para um determinado tempo de operação garantindo que o disjuntor mais próximo da falta abra primeiro. A figura 5 mostra um sistema radial que será usado para ilustrar a coordenação por tempo de operação (ALSTOM, 2011).

Figura 5: Sistema radial.



Fonte: Network Protection & Automation Guide (2011).

Os relés de proteção nos pontos B, C, D e E recebem o valor de corrente em seus respectivos pontos, caso uma falta ocorra no ponto F, o relé localizado no ponto B irá ler uma corrente maior do que a corrente de falta definida e irá operar, fazendo com que o disjuntor abra antes que os relés nos pontos C, D e E possam operar. A diferença no tempo de operação entre os relés deve ser suficiente para que os relés mais distantes da falta não operem antes que o disjuntor mais próximo da falta seja comandado para abrir e eliminar a falta. A maior desvantagem desse método é que, ao utilizar uma curva do tipo tempo definido, a eliminação mais demorada da falta ocorre para o ponto mais próximo da fonte, onde a potência de falta é a maior.

Já o método de coordenação pela graduação de corrente se baseia no fato de que a corrente de falta varia dependendo da posição da falta no sistema devido à diferença dos valores de impedância entre a fonte e a falta. Os relés são ajustados para operar para determinados valores de corrente correspondentes aos valores de falta em seus respectivos pontos, fazendo com que apenas o relé mais próximo da falta envie comando para abrir seu disjuntor (ALSTOM, 2011).

Apesar de esse método parecer suficiente, uma rápida análise mostra que existe um problema: às vezes não é possível distinguir duas faltas em dois pontos diferentes, visto que a distância entre esses pontos é muito pequena, fazendo assim com que dois relés atuem simultaneamente. Portanto, entre pontos muito próximos a avaliação pelo nível de corrente não é um método prático, já, quando há uma impedância significativa entre os pontos protegidos, a corrente de falta muda seu valor significativamente também, tornando viável esse método.

Avaliando os dois métodos citados, fica evidente que ambos têm suas desvantagens. O ajuste temporizado por si só faz com que as faltas mais severas sejam eliminadas nos tempos mais longos, já o ajuste exclusivo de sobrecorrente só pode ser utilizado quando existe uma diferença de impedância significativa entre os disjuntores associados.

Devido a essas desvantagens é utilizado um método que combina esses dois: a coordenação por tempo-inverso de sobrecorrente, que tem como característica a atuação do relé em um tempo inversamente proporcional ao nível de curto-circuito visto por ele (EL-HAWARY, 2000).

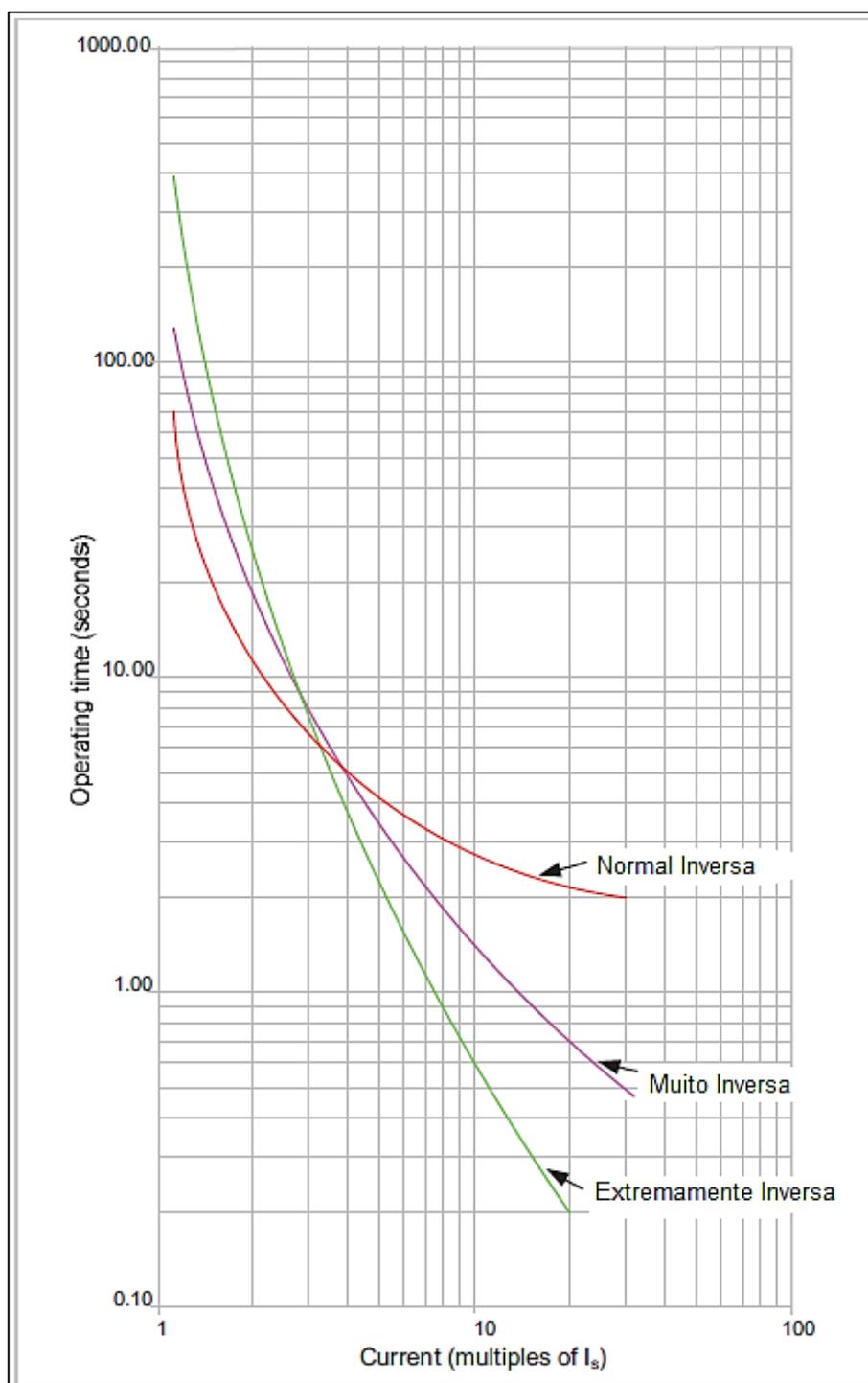
Existem diversas curvas de tempo-inverso para proteção de sobrecorrente, são curvas apresentadas em um gráfico com escalas logarítmicas que relacionam o tempo

de operação, na vertical, com a corrente de curto-circuito, na horizontal. O tempo de atuação do relé diminui exponencialmente conforme os valores de falta aumentam. A IEC 60255 (*International Electrotechnical Commission*) tem como padrão as seguintes curvas:

- Normal inversa;
- Muito inversa;
- Extremamente inversa.

A figura 6 mostra as curvas IEC.

Figura 6: Curvas de tempo-inverso IEC.



Fonte: adaptado de Network Protection & Automation Guide (2001).

Pela análise das curvas é possível perceber que para valores de corrente menores, a curva normal inversa possui um tempo de operação menor se comparado as outras duas curvas. Já em casos de valores de correntes superiores, a curva

extremamente inversa possui um tempo de operação muito menor que o das outras duas curvas.

3.4.2. Proteção direcional de sobrecorrente

Segundo Maezono (2014) diferença entre uma função de sobrecorrente e uma função direcional de sobrecorrente (função 67) é a característica extra, associada à direção da corrente. Para que isto seja possível é necessário, para cada relé, um referencial de tensão, ou seja, os relés devem ser polarizados. Essa informação é obtida mais comumente através de TPs.

A função direcional de sobrecorrente deve atuar apenas se duas condições forem satisfeitas: a intensidade da corrente passante deve estar acima do limite mínimo estabelecido e essa corrente faltosa deve estar circulando em um determinado sentido.

Por exemplo, os relés são ajustados para atuar caso haja uma corrente saindo de uma barra para a linha. Caso haja corrente no sentido inverso, da linha para a barra, mesmo que superior ao limiar estipulado, essa função direcional não atuará.

Esta é uma característica fundamental para um esquema de proteção funcionar corretamente, pois, impondo a condição do fator direção, a facilidade para desligar o menor número dos componentes do sistema elétrico é maior, ou seja, isolar a falha, no menor tempo possível, garantindo uma boa sensibilidade e seletividade (MAEZONO, 2014).

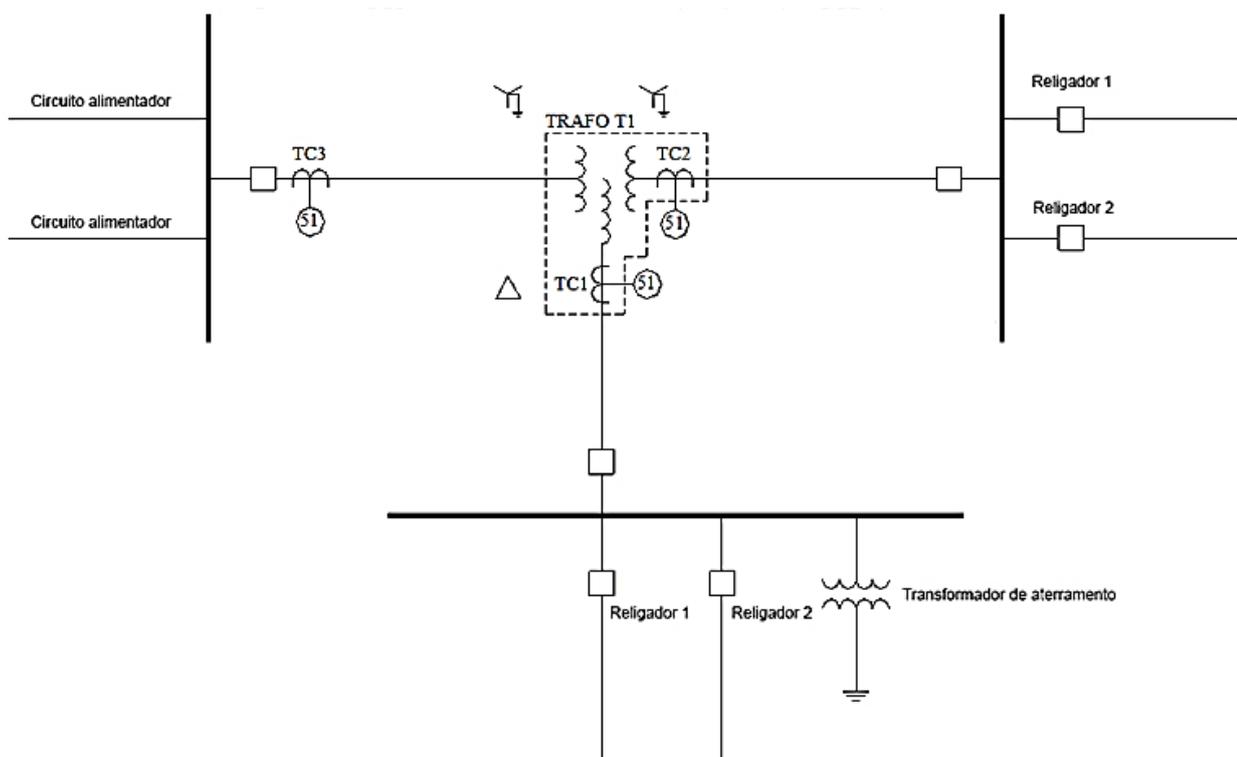
As funções direcionais de sobrecorrente são utilizadas para realizar a proteção de linhas de transmissão. Em casos raros se utiliza essa proteção para a proteção de transformadores, quando a direcionalidade da corrente se faz necessária para uma boa coordenação.

3.4.3. Definição dos ajustes de proteção de sobrecorrente

Os critérios fundamentais de proteção de sobrecorrente a serem definidos são a RTC (Relação de transformação de corrente) do transformador de corrente utilizado para fornecer informações para o relé, a corrente de ajuste do relé, sua curva e *time dial*, tanto para o elemento temporizado (51) quanto para o elemento instantâneo (50) de fase e de neutro.

Para ilustrar como é feito o ajuste de proteção de sobrecorrente temporizado, que funciona como retaguarda para os religadores, será utilizado um transformador de três enrolamentos (138/34,5/13,8 kV) energizado pelo enrolamento primário e que possui ramais alimentadores conectados às barras alimentadas pelo seu enrolamento secundário e terciário, como pode ser visto na figura 7.

Figura 7: Exemplo de modelo de sistema elétrico de potência.



Fonte: adaptado de COPEL Distribuição S.A. (2009a).

A determinação, tanto destes ajustes, como os que serão vistos na sequência (diferencial e de distância) serão feitos seguindo a filosofia de “Critérios Homogêneos de Ajustes para Proteções de Linhas de Transmissão & Transformadores” do departamento de proteção de alta tensão da COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A (2009a).

O TC deve ser dimensionado respeitando três critérios, o primeiro diz que ele deve possuir capacidade para suportar a máxima corrente de carga do transformador em regime permanente.

$$I1_{TC} > I_{C_{m\acute{a}x}} * 1,4 \quad (1)$$

Onde 1,4 é o fator de segurança aplicado e $I1_{TC}$ é o valor primário de relação do TC e $I_{C_{m\acute{a}x}}$ é a máxima corrente de carga, dada por:

$$I_{C_{m\acute{a}x}} = \frac{S}{V * \sqrt{3}} \quad (2)$$

S: potência do transformador;

V: tensão do transformador.

O segundo critério diz que o valor primário de RTC multiplicado por seu fator térmico (FT) deve ser maior que a corrente máxima de carga, conforme a equação:

$$I1_{TC} * FT > I_{C_{m\acute{a}x}} \quad (3)$$

O último critério diz que o valor de corrente de curto-circuito trifásico máximo ($I_{CC_{3F-m\acute{a}x}}$) que pode circular nos terminais do TC não pode ser maior do que 20 vezes o valor primário de sua RTC, de acordo com a equação:

$$20 * I1_{TC} > I_{CC_{3F-m\acute{a}x}} \quad (4)$$

A determinação da corrente de ajuste do elemento de sobrecorrente temporizado de fase deve seguir dois critérios. Primeiramente, ele deve ser dimensionado de forma que permita a circulação da máxima corrente de carga do transformador em regime permanente, a mesma corrente utilizada para a definição do TC. Segue equação:

$$I_{m\acute{a}x} = I_{C_{m\acute{a}x}} * 1,4 \quad (5)$$

Em segundo lugar, deve ser sensível a menor corrente de curto-circuito que possa circular no ramal protegido. Adotando a corrente de curto-circuito fase-fase ou trifásica que apresenta o menor valor de corrente entre os curtos-circuitos, aplicar o fator de segurança definido em 0,85 e dividir por 1,5, valor que garante que a menor corrente de curto seja no mínimo 1,5 vezes o limiar de operação do relé. Segue a equação:

$$I_{CC_{min}} \leq \frac{I_{CC_{2F-min}} * 0,85}{1,5 * RTC} = \frac{0,866 * I_{CC_{3F-min}} * 0,85}{1,5 * RTC} \quad (6)$$

Onde 0,866 é o fator que relaciona as duas correntes de curto-circuito, $I_{CC_{min}}$ é a corrente de curto-circuito mínima utilizada para o ajuste de proteção, $I_{CC_{2F-min}}$ é a menor corrente de curto-circuito fase-fase e $I_{CC_{3F-min}}$ é o menor valor de corrente de curto trifásico.

Portanto, para determinar a corrente de ajuste (TAP):

$$I_{máx} \leq TAP \leq I_{CC_{min}} \quad (7)$$

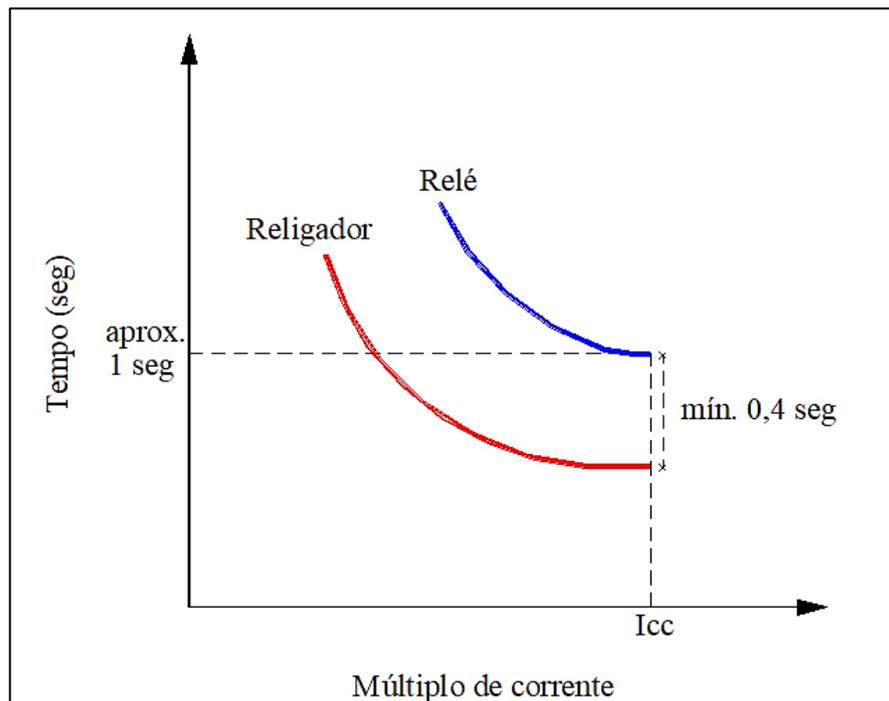
A determinação das curvas de tempo dos enrolamentos secundário (34,5kV) e terciário (13,8kV) devem ser coordenadas com os religadores conectados à barra correspondente, proporcionando uma proteção de retaguarda adequada, sem que haja o desligamento da barra sem necessidade para uma falta em um religador.

O tempo de atuação do relé de sobrecorrente deve ser entre 0,3 e 0,4 segundos maior do que o tempo de atuação dos circuitos conectados a barra, esta diferença é o tempo de coordenação.

A curva de tempo do relé também deve apresentar, para o valor máximo de corrente de curto-circuito, um tempo de atuação de aproximadamente 1 segundo, o que facilita a coordenação com os demais circuitos e, geralmente, está abaixo da curva de dano do transformador.

A figura 8 exemplifica a coordenação entre o relé e o religador.

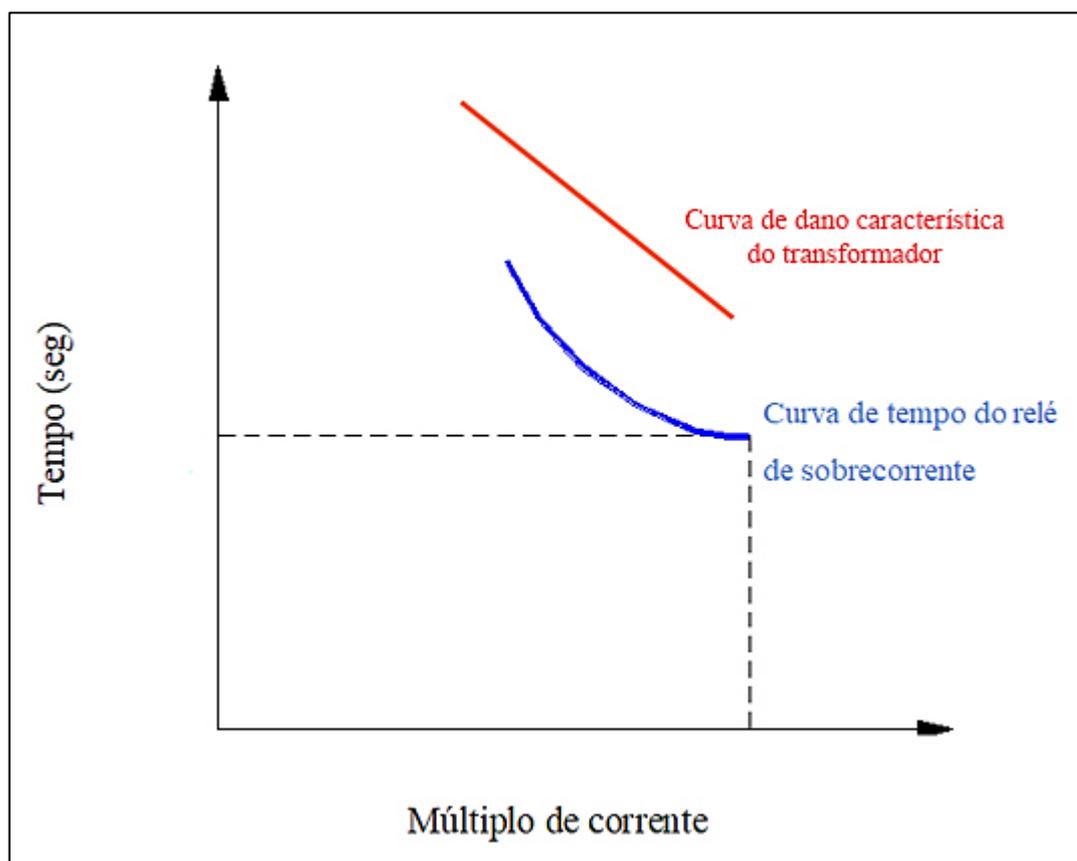
Figura 8: Curvas de atuação de sobrecorrente de fase relé x religador.



Fonte: COPEL Distribuição S.A. (2009a).

A curva de tempo do primário (138 kV) deve ser coordenada com os relés do secundário e do terciário, para que não haja a atuação inadequada da proteção do enrolamento primário, como os níveis de curto normalmente são menores no enrolamento do primário, como critério se estabelece que seu relé deva atuar de 0,2 a 0,4 segundos após o relé do secundário, garantindo assim a coordenação. Além disso, a curva de dano do transformador deve estar acima da curva de tempo do relé primário, como mostra a figura 9.

Figura 9: Curva de atuação de sobrecorrente do relé x dano do transformador.



Fonte: adaptado de COPEL Distribuição S.A. (2009a).

A corrente de ajuste do elemento de sobrecorrente temporizado de neutro deve ser sensível a menor corrente de curto-circuito que pode circular pelo ramal protegido. Para isso, adota-se a corrente de sequência zero para o sistema com neutro acessível ($3I_0$) de um curto monofásico e aplica-se o mesmo fator de segurança (0,85) e divisor (1,5), utilizados para a determinação da corrente de ajuste de fase, segundo a equação:

$$I_{cc_{min}} = \frac{3I_0 * 0,85}{1,5 * RTC} \quad (8)$$

A corrente de ajuste também deve proporcionar um múltiplo (M) menor do que 30 para a maior corrente de curto-circuito. Este critério se justifica pois, nos relés da SEL, a partir do múltiplo 30 a atuação começa a ser instantânea. Segue equação:

$$M = \frac{3I_0}{TAP} \quad (9)$$

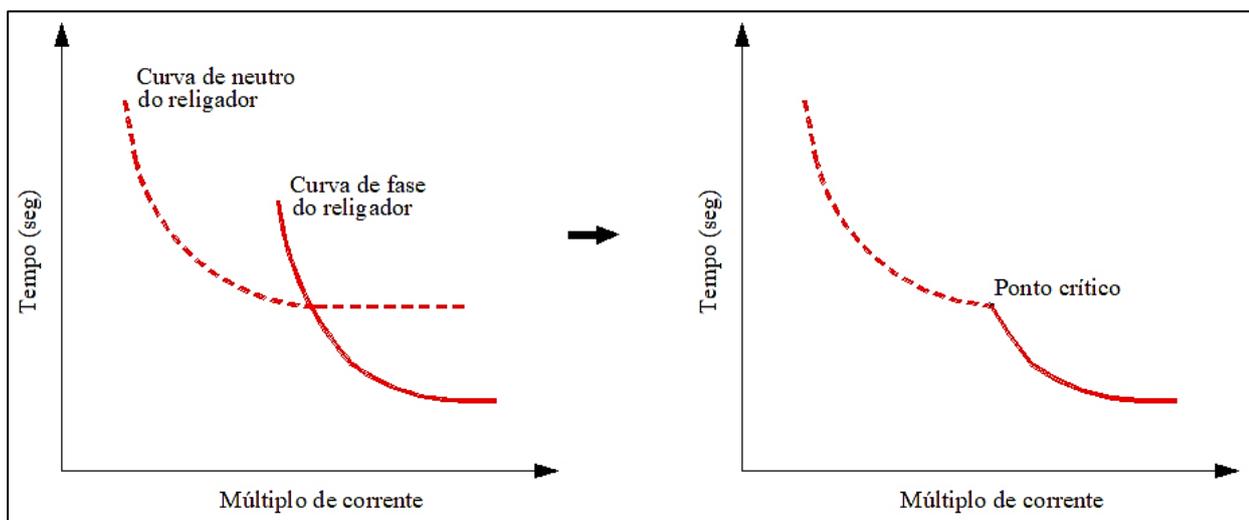
Para determinar a corrente de ajuste de neutro então:

$$TAP \leq Icc_{min} \quad (10)$$

$$M < 30 \quad (11)$$

Geralmente os religadores apresentam curvas características de neutro e fase que se cruzam em determinado ponto, isto significa que até certo nível de curto o elemento de neutro é acionado primeiro, após este ponto, o elemento de fase é acionado primeiro, como mostra a figura 10.

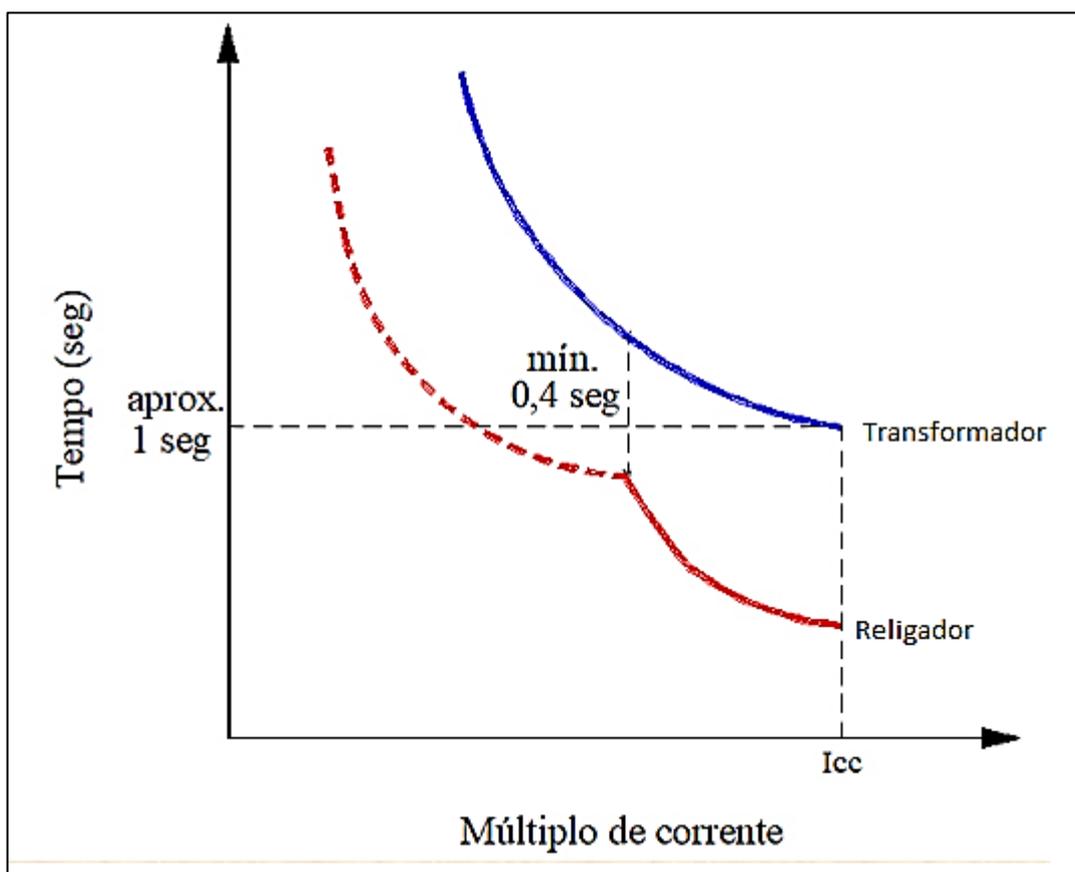
Figura 10: Curvas de atuação de sobrecorrente de fase e de neutro do religador.



Fonte: COPEL Distribuição S.A. (2009a).

A curva de tempo do relé deve apresentar, para a máxima corrente de curto-circuito, tempo de atuação entre 1 e 1,5 segundos para facilitar a coordenação com os religadores e os elementos de sobrecorrente de neutro dos enrolamentos secundário e terciário devem ser coordenados com os demais circuitos conectados à barra correspondente (Figura 11).

Figura 11: Curvas de atuação de sobrecorrente de neutro relé x religador.

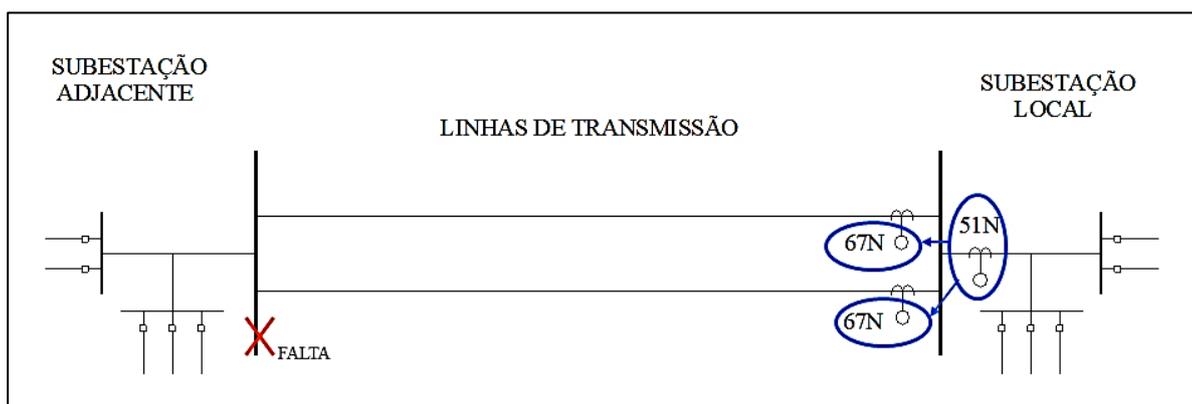


Fonte: COPEL Distribuição S.A. (2009a).

O elemento de sobrecorrente de neutro do primário do transformador deve ser coordenado com os relés do secundário e terciário, seguindo os mesmos critérios utilizados para a coordenação do elemento de fase.

O relé de sobrecorrente de neutro do primário do transformador também deve estar coordenado com os relés direcionais de sobrecorrente das LT adjacentes. O relé temporizado de neutro deve atuar no mínimo 0,4 segundos após o relé direcional de sobrecorrente na ocorrência de um curto-circuito na barra primária da subestação adjacente, como mostra a figura 12.

Figura 12: Diagrama simplificado de duas subestações adjacentes.



Fonte: adaptado de COPEL Distribuição S.A. (2009a).

O elemento de sobrecorrente instantâneo de fase deve ser ajustado de tal forma que sua corrente seja maior que a corrente de energização do transformador. Considera-se que a corrente de energização tem, geralmente, magnitude oito vezes maior que a corrente nominal do transformador, segundo a equação a seguir. Este critério garante que o relé não atue indevidamente no momento de energização do transformador.

$$INST \geq I_{c_{m\acute{a}x}} * 8 \quad (12)$$

Onde $INST$ é a corrente de ajuste do elemento instantâneo.

A corrente de ajuste também deve ser no mínimo 1,5 vezes (fator de segurança) maior que a máxima contribuição de corrente que pode circular pelo relé do lado primário caso haja curto-circuito trifásico nas barras secundário e terciária, isto garante que o relé não atue para curtos nos lados secundário e terciário do transformador.

$$INST \geq I_{CC_{3F-m\acute{a}x}} * 1,5 \quad (13)$$

Por fim, a corrente de ajuste deve ser sensível a menor corrente de curto-circuito fase-fase no lado primário do transformador, de acordo com a equação:

$$INST \geq I_{CC_{2F-min}} \quad (14)$$

O ajuste da corrente do elemento de sobrecorrente instantâneo de neutro deve ser imediatamente superior a 1,5 (fator de segurança) vezes a máxima contribuição de corrente de neutro ($3I_0$) que pode circular pelo relé nas situações de curto-circuito monofásico nas barras primária e secundária (equação 15). Este critério evita, como no ajuste de fase, que a unidade de neutro instantânea atue para curtos no lado secundário e terciário do transformador.

$$INST \geq 3I_0 * 1,5 \quad (15)$$

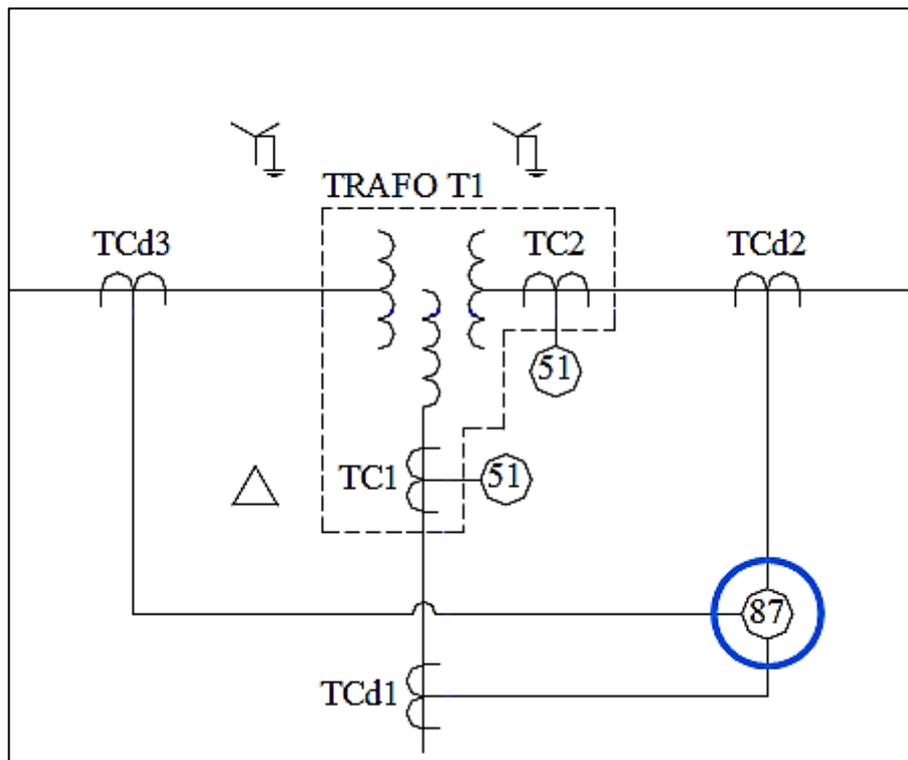
3.4.4. Proteção diferencial

A proteção diferencial (função 87) tem como princípio de funcionamento, segundo Horowitz e Phadke (1992), a comparação pelo dispositivo de proteção das correntes que entram e que saem do equipamento ou sistema submetido a sua proteção.

Esta proteção é, por característica, exclusivamente seletiva, ou seja, essa seletividade não é obtida através de temporizações ou graduações de corrente, como na proteção de sobrecorrente. Sendo assim, seu tempo de atuação deve ser o menor possível, sem temporizações intencionais (MAEZONO, 2014).

No caso da proteção de transformadores de força, o método que mais evoluiu ao longo do tempo foi o da proteção diferencial. As formas de onda nos enrolamentos de um transformador de potência conectado ao SEP são constantemente monitoradas através de TCs conectados em série com os ramos do transformador (Figura 13), deste modo, aplicando a RTC, as correntes registradas são proporcionais às correntes do transformador protegido. O relé lê esses sinais, os analisa e, em caso de falta, ou seja, se a corrente diferencial que passa pelo transformador for maior do que um limiar estipulado, desliga o transformador do sistema, preservando tanto a rede quanto o equipamento (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008).

Figura 13: Transformadores de corrente para proteção diferencial.



Fonte: COPEL Distribuição S.A. (2009a).

Em condições normais de funcionamento, aplicada à relação de transformação, as correntes de ambos os enrolamentos do transformador são praticamente iguais. Neste caso, em função da proteção diferencial, o relé considera que não há nenhum problema na região de proteção limitada. No caso de uma falta interna ao transformador, haverá o desbalanceamento destas correntes e a diferença entre as correntes do primário, secundário ou terciário se tornam significativas, sensibilizando o relé, de modo que este envie um comando ao seu disjuntor associado e isole (desligue) o transformador do sistema (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008). Portanto, espera-se que o relé de proteção diferencial atue somente para os casos em que a falta seja interna à área delimitada pelos TCs. Em caso de faltas externas ao transformador, o relé deverá permanecer bloqueado, permitindo a operação normal do sistema.

Porém, existem condições que podem criar uma corrente diferencial, não proveniente de um defeito, mas capaz de sensibilizar o relé e fazer com que haja a atuação da proteção diferencial. Nestes casos, como não é uma situação que está ocorrendo uma falta interna no transformador, não se deseja que o sistema de

proteção abra o disjuntor e desligue o equipamento. Uma das situações mais comuns em que há uma corrente diferencial, mas não se deseja a atuação da proteção é durante a energização do transformador, quando surge a corrente de magnetização (*inrush*).

Sendo assim, é necessário que a proteção diferencial diferencie a condição de energização do transformador da condição de falta. A capacidade de diferenciar essas situações é atingida através da técnica de restrição por harmônicos. A corrente de magnetização é rica em harmônicos de 2ª ordem, já a corrente numa situação real de falta, normalmente, estará limitada à frequência do sistema. Deste modo as formas de onda da corrente diferencial podem ser analisadas pelo segundo harmônico, utilizando sua magnitude para restringir a atuação do relé (DE MEDEIROS, 2014).

Outro caso que exige métodos paliativos para o funcionamento correto da proteção diferencial é em caso de existir um transformador de aterramento dentro da área protegida, criando uma fonte de corrente de sequência zero, havendo a necessidade de filtrar essa corrente, pois, neste caso, a proteção diferencial irá “enxergar” uma corrente diferencial de sequência zero para uma falta externa ao transformador e irá atuar de forma indevida (ALSTOM, 2011).

Nos relés digitais, o próprio *software* é usado para filtrar a componente de sequência zero.

3.4.5. Definição dos ajustes de proteção diferencial

A determinação das correntes de ajuste do elemento diferencial é dada pela equação:

$$TAP = \frac{S}{\sqrt{3} * V * RTC} \quad (16)$$

Onde:

S é a potência máxima do transformador em MVA;

V é a tensão nominal do transformador;

TAP é a corrente de ajuste;

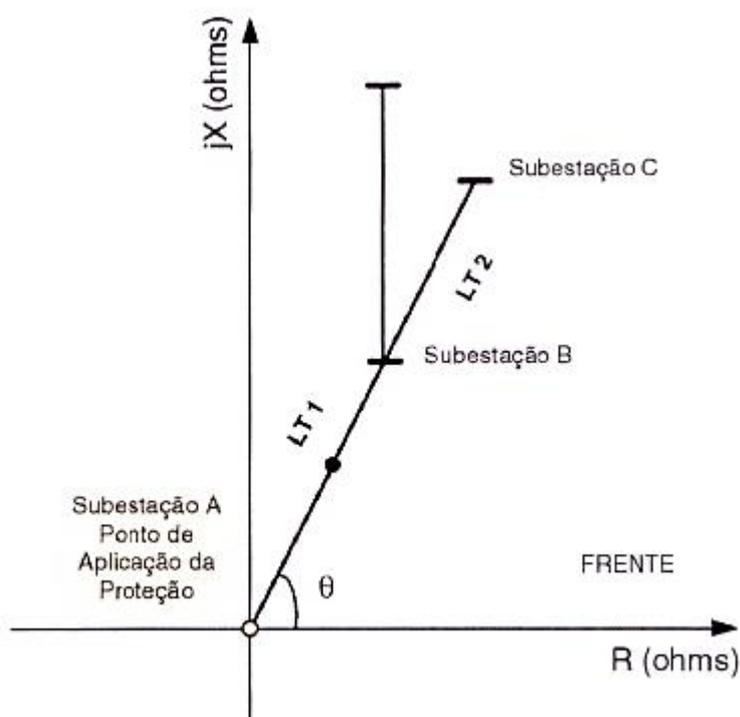
3.4.6. Proteção de distância

Segundo Maezono (2014), a proteção de distância (função 21) funciona através da medição de valores de tensões e correntes dentro do circuito protegido, de modo a calcular a impedância no ponto onde ocorreu a falta.

Como a impedância de uma linha de transmissão é proporcional ao seu comprimento, pode-se associar a distância da falta com uma impedância, logo, é necessário um relé capaz de medir a impedância da sua posição até um ponto determinado da linha.

A impedância na LT pode ser graficamente representada por um diagrama R-X, em ohms, como mostra a figura 14.

Figura 14: Diagrama R-X da impedância de uma LT.



Fonte: Maezono (2014).

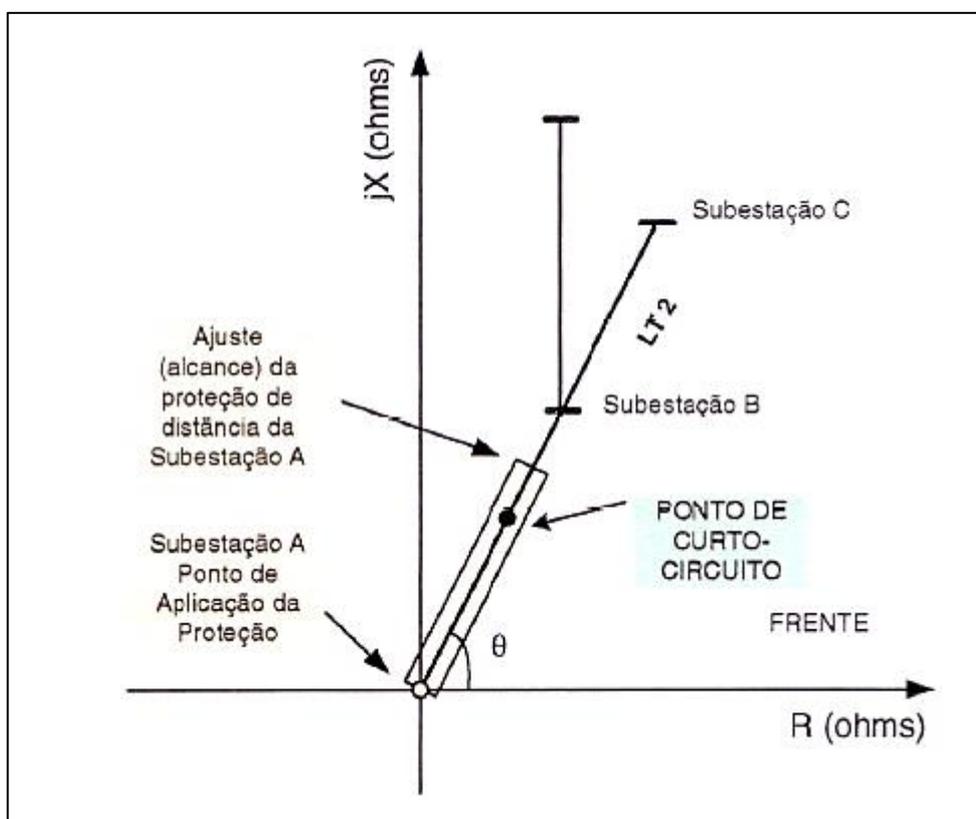
A figura 14 mostra que o ângulo θ do vetor impedância da linha está relacionado com os parâmetros R (resistência) e X (reatância). Quanto maior o nível de tensão da

LT, maior o ângulo em relação ao eixo real, logo, uma linha de transmissão tem característica predominantemente indutiva (MAEZONO, 2014).

Quando ocorre um curto-circuito na linha, a queda de tensão provocada pela corrente é limitada pela sua impedância. As tensões e correntes no ponto de aplicação da proteção dependem, portanto, da impedância formada através do curto-circuito.

Se o relé de distância estiver ajustado com um valor de impedância maior do que o valor de impedância de falta medido, o relé atuará, como é ilustrado na figura 15.

Figura 15: Ponto de curto-circuito em um diagrama R-X de impedância de uma LT.



Fonte: Maezono (2014).

No momento da falta existe uma corrente de falta circulando pela linha. Quando essa corrente é zero, não ocorrem variações na impedância medida pelo relé de distância, ou seja, a impedância aparente é igual à impedância real. À medida que a corrente de falta cresce, surgem efeitos chamados *infeed* e *outfeed*. Quando a corrente possui o mesmo sentido que a corrente de falta, ocorre uma contribuição de corrente para ponto de falta, isto é definido como *infeed*. Quando a corrente possui sentido contrário a corrente de falta, ocorre uma diminuição da corrente no ponto de falta, isto é definido como *outfeed* (ELMORE, 2003).

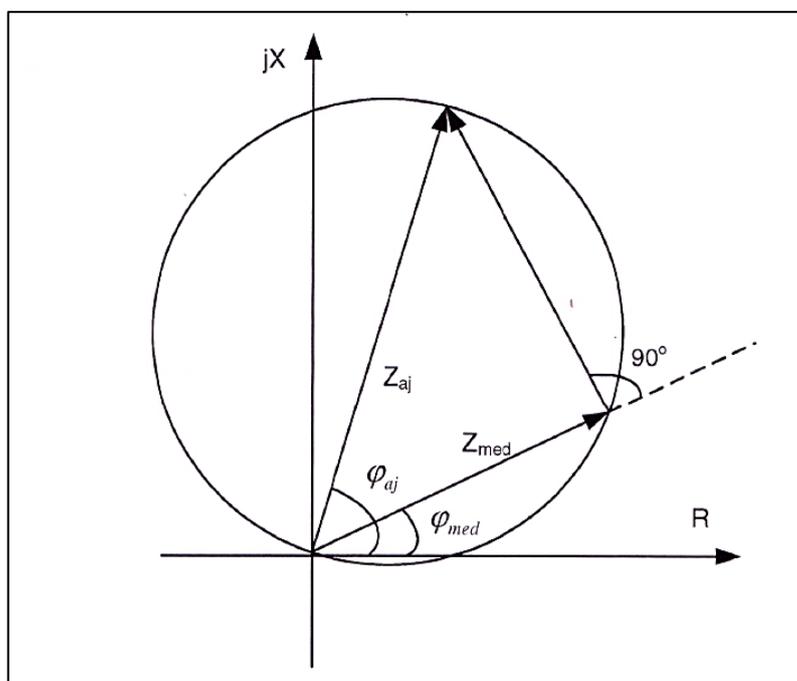
Elmore (2003) explica que no *infeed*, a impedância vista pelo relé de distância, ou seja, a impedância aparente, é maior que a impedância real, e, neste caso, com a impedância alta, o relé pode considerar que a falta está fora de sua zona de proteção, o que resultaria em um problema de subalcance.

Elmore (2003) ainda explica que no *outfeed*, ocorre a situação inversa, a impedância vista pelo relé de distância, é menor que a impedância real, e as zonas de operação tendem a se alongar e comprometem a seletividade do sistema – problema de sobrealcance.

O fenômeno *infeed* é mais comum de ocorrer na prática, portanto, no momento de ajuste do relé, deve-se considerar esta contribuição de corrente para a determinação dos ajustes de proteção. Ou seja, o ajuste deve ser feito para uma distância maior que a utilizada sem a consideração do *infeed*, assim, na ocorrência deste fenômeno, o correspondente decréscimo da zona de proteção não compromete a atuação do relé.

Uma característica da função de proteção de distância é o elemento M_{ho} , que tem sua lógica mostrada na figura 16.

Figura 16: Característica M_{ho} de proteção de distância.

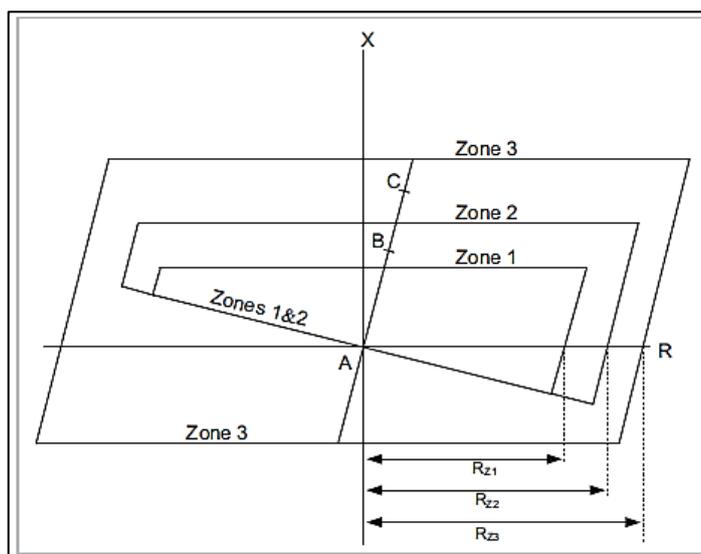


Fonte: Maezono (2014).

Trata-se de uma circunferência que passa pela origem do diagrama R-X de impedância da LT. A região de operação do relé está dentro desse círculo, enquanto fora do círculo o relé não opera. Esta característica é feita no primeiro quadrante, de tal modo que a função seja direcional, detectando apenas faltas em um sentido, geralmente da barra para linha (BLACKBURN; DOMIN, 2007). Um Mho construído no terceiro quadrante seria de um elemento de direção reversa. Observa-se que o elemento é por natureza direcional, qualquer falta dentro do círculo está no sentido direcional, uma vez que o círculo passa pela origem e abrange o primeiro quadrante.

Existem outras características não circulares, sempre com a preocupação de ter sensibilidade para detectar curtos com altas resistências de falta, como por exemplo, a característica lenticular e em paralelogramo, ilustrado na figura 17.

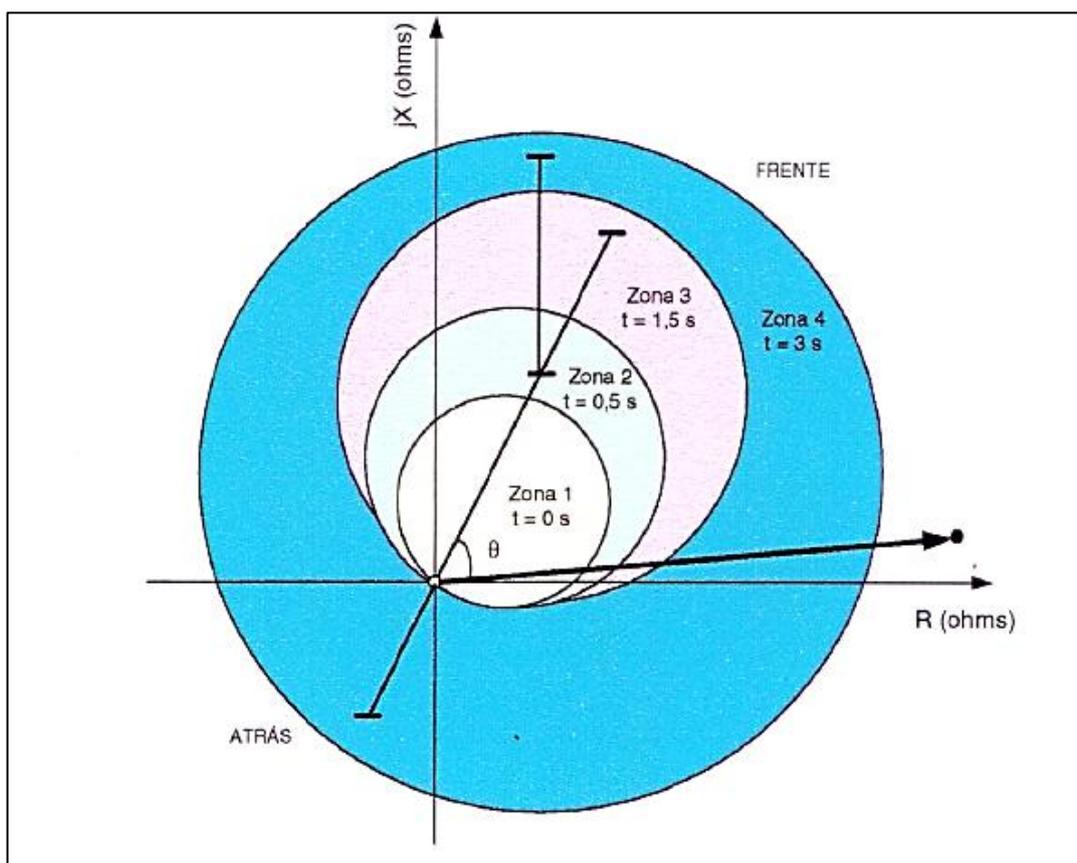
Figura 17: Característica em paralelogramo de uma proteção de distância.



Fonte: Network Protection & Automation Guide (2001).

Uma proteção de distância não possui apenas uma zona de alcance, como foi mostrado na figura 16, e sim várias zonas, cada uma delas ajustadas com valores diferentes de alcance e tempo, para garantir que haja a coordenação entre LTs adjacentes, como mostra a figura a seguir.

Figura 18: Zonas de proteção de uma característica Mho.



Fonte: Maezono (2014).

A figura 18 ilustra o caso de uma proteção com três zonas de alcance direcionais e uma não direcional. Temporizando adequadamente cada zona é possível obter seletividade e garantir proteção de retaguarda para faltas em linhas adjacentes à linha protegida pela proteção primária.

Foi ajustado um relé de distância para cobrir determinada distância de uma LT não apresenta dificuldade pelo fato da impedância da linha ser pré-calculada, assim, é comum que os elementos de distância sejam ajustados em valores padrões, dados em porcentagem da impedância total da linha protegida, sendo essas porcentagens dependentes da finalidade de cada um desses elementos (ALSTOM, 2011).

A zona 1 normalmente tem um ajuste em torno de 80% da sua impedância para a atuação da proteção instantânea, o que dá 20% de garantia que a zona 1 não ultrapasse o limite da linha devido a erros na leitura de tensão ou corrente (ALSTOM, 2011).

A zona 2 normalmente tem um ajuste de aproximadamente 130% da linha ou é igual ao ajuste de proteção da linha mais 50% da extensão da menor linha adjacente,

o que garante uma boa coordenação. No caso de esquemas de proteção feitos com relés eletromecânicos, a zona 2 é feita com a aplicação de outros dispositivos de proteção (ALSTOM, 2011), já nos relés digitais os elementos de proteção da zona 2 são implementados através de *software*.

Proteção de retaguarda para as faltas em linhas adjacentes à linha protegida ou em caso de haver a necessidade de fazer uma proteção reversa, são utilizadas as zonas 3 e 4 (ALSTOM, 2011).

3.4.7. Definição dos ajustes de proteção de distância

O ajuste dos relés de distância é feito basicamente determinando-se a faixa de linha a ser coberta pelo relé em termos de impedância, ou seja, a distância máxima (ou impedância máxima) para a qual o relé deve atuar caso ocorra uma falta. O relé irá atuar para qualquer combinação de tensão e corrente que resulte em um valor de impedância menor que o valor de ajuste (MASON, 1958).

A proteção de distância na prática utiliza no mínimo duas zonas de proteção para abranger toda a linha protegida.

O elemento de distância de fase da 1ª zona de proteção, a zona de ação instantânea, deve cobrir 85% da impedância da linha, isto é, a impedância de sequência positiva da linha protegida, enquanto o elemento de distância de fase da 2ª zona deve cobrir 130% da impedância da LT, atingir no máximo 80% da zona 1 da linha adjacente, adotando-se a menor impedância aparente, se houver ramal com transformador deve atingir no máximo 70% da menor impedância aparente (COPEL, 2009a).

Para determinar esse ajuste são feitas simulações com contingências nas linhas, como por exemplo, retirada de linhas adjacentes e realização de paralelismo entre os transformadores para verificar qual o menor valor de impedância (o maior valor de falta) que pode ser visto pelo relé.

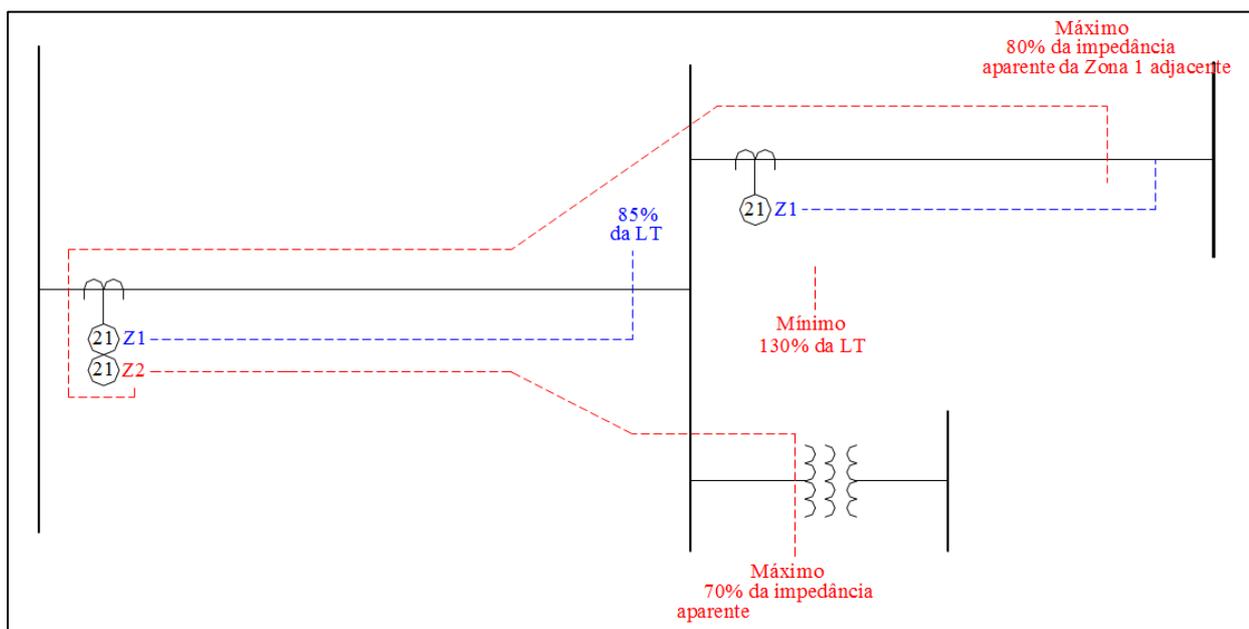
Para o elemento de distância de neutro, a zona 1 deve cobrir 85% da impedância aparente da LT protegida, enquanto a zona 2 deve cobrir 130% e deve atingir no máximo 80% da zona 1 da linha adjacente, adotando-se a menor impedância

aparente, se houver ramal com transformador, deve atingir no máximo 70% da menor impedância aparente.

Para o elemento de neutro a impedância aparente deve ser calculada considerando um fator de compensação residual K_0 , proveniente do elemento de sequência 0.

A figura 19 exemplifica esse ajuste.

Figura 19: Alcances de proteção de distância.



Fonte: adaptado de COPEL Distribuição S.A. (2009a).

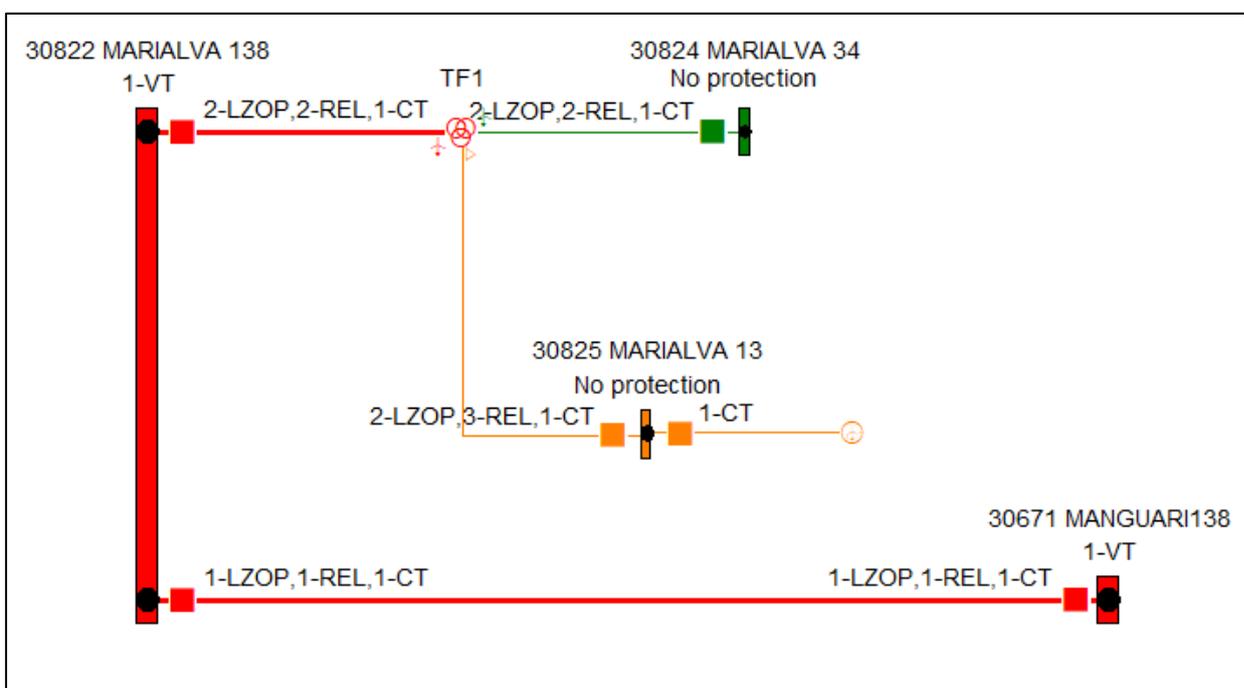
É necessário ressaltar, como foi dito no começo do capítulo, que a proteção de sistemas elétricos de potência não é uma ciência exata e cada caso necessita análise específica, minuciosa, levando em consideração os equipamentos conectados ao sistema, nível de curto e diversos outros fatores. Os critérios mostrados nos itens 3.4.3, 3.4.5 e 3.4.7 são genéricos e servem como base para o aprendizado dos ajustes de proteção.

Nos próximos capítulos serão apresentados ajustes de relés de proteção para uma situação prática, mostrando simulações com os valores de curto-circuito de diversos tipos em vários pontos de um sistema, tempo de abertura de disjuntores, curvas de tempo-inverso etc.

4. AJUSTES DO TRANSFORMADOR

Para os ajustes do transformador será utilizado o transformador de três enrolamentos (138/34,5/13,8 kV), como visto na figura 20. de 20,83 MVA da subestação Marialva da COPEL Distribuição. Os dados foram retirados do caso base do mês de Outubro (BR1706A) do sistema nacional do ONS (Operador Nacional do Sistema), disponibilizado pela COPEL em arquivo digital para ser usado no CAPE 14. Da SE Marialva ainda saem duas LTs, Mandaguari e Sarandi.

Figura 20: Diagrama do sistema estudado.



Fonte: o Autor.

4.1. PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR

Seguem, na tabela 2, os dados do transformador de três enrolamentos utilizados no trabalho, retirados do ONS.

Tabela 2: Parâmetros do transformador.

Enrolamento de 138kV	R (p.u.)	X (p.u.)
Sequência positiva	0,0192	0,5309
Sequência zero	0,0192	0,456
Conexão	Estrela	
Enrolamento de 34,5kV	R (p.u.)	X (p.u.)
Sequência positiva	0,0125	-0,0311
Sequência zero	0,0125	-0,0008
Conexão	Estrela	
Enrolamento de 13,8kV	R (p.u.)	X (p.u.)
Sequência positiva	0,0139	0,3058
Sequência zero	999999	999999
Conexão	Delta	
Transformador de aterramento (13,8kV)	R (p.u.)	X (p.u.)
Impedância	0,3231	3,56
Conexão	Zig-zag aterrado	

Fonte: ONS.

4.2. CURTO-CIRCUITO

Os valores de curto-circuito foram simulados no CAPE 14, no módulo SC (Short Circuit), para serem feitos os ajustes de proteção dos relés, para depois serem feitas suas simulações e discutidos os resultados.

Situação 1: sistema completo.

Na tabela 3, seguem os resultados obtidos no programa CAPE 14 para diversos curtos-circuitos realizados com o sistema completo.

Tabela 3: Curto-circuito no transformador situação 1.

Barra de 13,8 kV em curto			
Equipamento Analisado		Transformador	
Curto-circuito	Barra	Disjuntor 13,8kV	Disjuntor 138kV
3F	4666,7	4666,7	466,7
Curto F+T (fase A)	2338,6	1559,1	135,0
Curto F+T (3I0)	2338,6	2338,6	0
Curto 2F+T (fase B)	4140,1	4058,0	466,7
Curto 2F+T (3I0)	1560,1	1560,1	0
Barra de 34,5 kV em curto			
Equipamento Analisado		Transformador	
Curto-circuito	Barra	Disjuntor 34,5kV	Disjuntor 138kV
3F	2986,8	2986,8	746,7
Curto F+T (fase A)	3870,6	3870,6	748,6
Curto F+T (3I0)	3870,6	3870,6	310,7
Curto 2F+T (fase B)	3807,2	3807,2	755,6
Curto 2F+T (3I0)	5496,6	5496,6	441,2
Barra de 138 kV em curto			
Equipamento Analisado		Transformador	
Curto-circuito	Barra		Disjuntor 138kV
3F	6897,2		0
Curto F+T (fase A)	6138,7		237,9
Curto F+T (3I0)	6138,7		713,6
Curto 2F+T (fase A)	6689,5		214,2
Curto 2F+T (3I0)	5528,2		642,6

Fonte: o autor.

Situação 2: sem a LT Marialva-Mandaguari.

Na tabela 4, seguem os resultados obtidos no programa CAPE 14 para diversos curtos-circuitos realizados sem a LT Marialva-Mandaguari.

Tabela 4: Curto-circuito no transformador situação 2.

Barra de 13,8 kV em curto			
Equipamento Analisado		Transformador	
Curto-circuito	Barra	Disjuntor 13,8kV	Disjuntor 138kV
3F	4590,6	4590,6	459,1
Curto F+T (fase A)	2325,7	1550,5	134,3
Curto F+T (3I0)	2325,7	2325,7	0
Curto 2F+T (fase A)	4073,6	3991,7	459,1
Curto 2F+T (3I0)	1557,2	1557,2	0
Barra de 34,5 kV em curto			
Equipamento Analisado		Transformador	
Curto-circuito	Barra	Disjuntor 34,5kV	Disjuntor 138kV
3F	2909,3	2909,3	727,3
Curto F+T (fase A)	3777,7	3777,7	728,2
Curto F+T (3I0)	3777,7	3777,7	295,8
Curto 2F+T (fase A)	3718,5	3718,5	735,7
Curto 2F+T (3I0)	5384,3	5384,3	421,6
Barra de 138 kV em curto			
Equipamento Analisado		Transformador	
Curto-circuito	Barra		Disjuntor 138kV
3F	5533,4		0
Curto F+T (fase A)	5015,8		231,3
Curto F+T (3I0)	5015,8		694,0
Curto 2F+T (fase A)	5368,1		211,5
Curto 2F+T (3I0)	4586,0		634,5

Fonte: o autor.

Situação 3: sem a LT Marialva-Sarandi.

Na tabela 5, seguem os resultados obtidos no programa CAPE 14 para diversos curtos-circuitos realizados sem a LT Marialva-Sarandi.

Tabela 5: Curto-circuito no transformador situação 3.

Barra de 13,8 kV em curto			
Equipamento Analisado		Transformador	
Curto-circuito	Barra	Disjuntor 13,8kV	Disjuntor 138kV
3F	3925,2	3925,2	392,5
Curto F+T (fase A)	2199,6	1466,4	127,0
Curto F+T (3I0)	2199,6	2199,6	0
Curto 2F+T (fase A)	3495,3	3412,7	201,8
Curto 2F+T (3I0)	1527,8	1527,8	0
Barra de 34,5 kV em curto			
Equipamento Analisado		Transformador	
Curto-circuito	Barra	Disjuntor 34,5kV	Disjuntor 138kV
3F	2287,5	2287,5	571,9
Curto F+T (fase A)	3026,6	3026,6	567,0
Curto F+T (3I0)	3026,6	3026,6	187,9
Curto 2F+T (fase A)	2999,2	2999,2	566,8
Curto 2F+T (3I0)	4471,4	4471,4	277,6
Barra de 138 kV em curto			
Equipamento Analisado		Transformador	
Curto-circuito	Barra		Disjuntor 138kV
3F	1762,2		0
Curto F+T (fase A)	1794,5		190,1
Curto F+T (3I0)	1794,5		570,2
Curto 2F+T (fase A)	1874,0		192,8
Curto 2F+T (3I0)	1820,3		578,5

Fonte: o autor.

Todas essas simulações de curtos-circuitos são muito importantes para se obterem os valores máximos de corrente sobre cada elemento, para que, dessa forma, os parâmetros dos relés sejam ajustados da forma mais adequada.

4.3. DETERMINAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE

4.3.1. Transformador de 138 kV

Da equação 1, corrente de carga máxima:

$$I_{carga} = \frac{1,4 * 20830}{138 * \sqrt{3}} = 122,01A$$

A partir das simulações realizadas no CAPE 14 foram registrados diversos valores de corrente de curto-circuito. Dessa maneira pode-se verificar a corrente de curto máximo para faltas pelos TCs de 138 kV:

$$I_{curto} = 6897,2A$$

Para não haver saturação dos TCs, o valor de RTC do primário deverá ser (equação 4):

$$20 * \text{Valor primário do transformador} > 6897,2A$$

$$\text{Valor primário do transformador} > 344,86$$

Logo, será adotada uma RTC que libere a potência do transformador e não esteja sujeita a saturação para curtos-circuitos que circularem pelo TC.

$$\mathbf{RTC = 500/5}$$

4.3.2. Transformador de 34,5kV

Da equação 1, corrente de carga máxima:

$$I_{carga} = \frac{1,4 * 20830}{34,5 * \sqrt{3}} = 488,02A$$

Calculado pelo CAPE, corrente de curto máximo para faltas pelos TCs de 34,5 kV:

$$I_{curto} = 5496,6A$$

Para não haver saturação dos TCs, o valor de RTC do primário deverá ser (equação 4):

$$20 * \text{Valor primário do transformador} > 5496,6$$

$$\text{Valor primário do transformador} > 274,83A$$

Logo, será adotada uma RTC que libere a potência do transformador e não esteja sujeita a saturação para curtos-circuitos que circularem pelo TC.

$$\mathbf{RTC = 600/5}$$

4.3.3. Transformador de 13,8 kV

Da equação 1, corrente de carga máxima:

$$I_{carga} = \frac{1,4 * 20830}{13,8 * \sqrt{3}} = 1220A$$

Pelas simulações realizadas no CAPE, corrente de curto máximo para faltas pelos TCs de 13,8 kV:

$$I_{curto} = 4667,7A$$

Para não haver saturação dos TCs, o valor de RTC do primário deverá ser (equação 4):

$$20 * \text{Valor primário do transformador} > 4667,7$$

$$\text{Valor primário do transformador} > 233,39A$$

Logo, será adotada uma RTC que libere a potência do transformador e não esteja sujeita a saturação para curtos-circuitos que circularem pelo TC.

$$\mathbf{RTC = 1500/5}$$

Portanto, foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* as relações de transformação para:

Enrolamento primário:

CTR 1 Wdg 1 CT Ratio = 100

Enrolamento secundário:

CTR 2 Wdg 2 CT Ratio = 120

Enrolamento primário:

CTR 3 Wdg 3 CT Ratio = 300

4.4. AJUSTE DE SOBRECORRENTE

4.4.1. Determinação dos parâmetros de ajustes de fase de 13,8 kV

Dados: Relé SEL387E

RTC: 1500/5

Unidade instantânea: será bloqueada a fim de evitar descoordenação com os religadores dos circuitos alimentadores de 13,8 kV.

50P31P = OFF.

Unidade temporizada: será ajustada de modo a ser sensível a curtos-circuitos trifásicos e fase-fase na barra de 13,8 kV da SE Marialva.

Da equação 5:

$$I_{carga} = \frac{1,4 * 20830}{RTC * 13,8 * \sqrt{3}} = 4,07A$$

Da equação 6:

$$I_{curto} = \frac{0,85 * 0,866 * 4666,7}{RTC * 1,5} = 7,63A$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset TAP* para:

$$51P3P = 6,0$$

A proteção de sobrecorrente no circuito geral de 13,8kV é uma proteção de retaguarda para os religadores da rede, portanto, para concluir seu ajuste é necessário verificar a coordenação com os mesmos (COPEL, 2009a). Para o trabalho foi utilizado como exemplo o religador Concórdia – 13,8 kV da SE Marialva, retirado das Ordens de Proteção Web (OPW) da COPEL Distribuição.

Na tabela 6 estão registradas as correntes de curto-circuito que passam pelo relé e pelo religador no circuito de 13,8 kV calculadas pelo CAPE 14. Todos os curtos foram aplicados na barra e são todos considerados curtos francos. Além disso, essa função de proteção está protegendo 100% do alimentador.

Tabela 6: Curto-circuito relé/religador 13,8 kV.

Tipo de curto	Fase/Neutro	Relé (A)	Religador (A)
3F	F	4666,7	4666,7
FF	F	4041,5	4041,5
FFT	F	4058,0	4140,1
	N	1560,1	1560,1
FT	F	1559,1	2338,6
	N	2338,6	2338,6

Fonte: o autor.

Na tabela 7 estão apontados os ajustes que foram realizados no religador.

Tabela 7: Ajuste do religador de 13,8 kV.

Marca	ARTECHE
Modelo	smART; P500RC
Operações de religamento (lentas)	3
Tempo de religamento	2 e 5 segundos
<i>Pick-up</i> de fase	400 A
Curva lenta de fase	Temporizada normal inversa: 119
Pick-up de neutro	20 A
Curva lenta de neutro	Temporizada normal inversa: 140

Fonte: OPW.

Na tabela 8 estão apontados os tempos de operação para a corrente de curto-circuito máxima, encontrada através das simulações.

Tabela 8: Tempos de operação religador 13,8 kV.

Curto	Fase/Neutro	Tempo de atuação (s)
3F	Fase	0,479
FF	Fase	0,490
FFT	Fase	0,488
	Neutro	1,019
FT	Fase	0,593
	Neutro	1,019

Fonte: o autor.

Para haver coordenação respeita-se o tempo de diferença de atuação entre o religador e o relé que está sendo ajustado de 0,3 a 0,4 segundos. A escolha da curva é feita de tal modo que a atuação seja a mais rápida possível, contanto que haja coordenação, baseando-se então nas curvas da vizinhança, de modo a facilitar esta coordenação, é escolhida a curva característica a ser usada, portanto:

Foi ajustado no SEL 5030 acSELerator Quickset curva característica para padrão normal inversa (C1):

$$51P3C = C1$$

Da equação 9:

$$M = \frac{I_{falta}}{TAP} = \frac{4666,7/300}{6} = 2,59$$

Onde a equação da curva característica C1 é (ALSTOM, 2011):

$$T_{operação} (curva C1) = TD * \frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \quad (17)$$

$$TD = \frac{T_{operação}}{\frac{0,14}{M^{0,02} - 1}} = \frac{0,879}{\frac{0,14}{2,59^{0,02} - 1}} = 0,1206$$

O *time dial* é ajustado de forma a coordenar com o religador estudado, de modo que o tempo de operação seja 0,4 segundos retardado em relação ao tempo de atuação do religador, no caso, 0,479 segundos, então, é ajustado o tempo de operação para um valor acima de 0,879s.

Foi ajustado o time dial no SEL 5030 acSELerator Quickset para:

$$51P3TD = 0,14$$

4.4.2. Determinação dos parâmetros de ajustes de neutro de 13,8 kV

Como o enrolamento de 13,8 kV está conectado em delta, se faz necessário o uso de um transformador de aterramento para que o relé possa identificar faltas que envolvem o neutro, para isto também é utilizado um segundo relé para realizar esta função (TUMA, 2011).

Dados: Relé SEL351-6

RTC: 1500/5

Unidade instantânea: será bloqueada a fim de evitar descoordenação com os religadores dos circuitos alimentadores de 13,8 kV.

$$E50N = \text{OFF.}$$

Unidade temporizada: será ajustada de modo a ser sensível a curtos-circuitos fase-fase-terra na barra de 13,8 kV da SE Marialva.

Da equação 8:

$$I_{\text{curto}} = \frac{0,85 * 1560,1}{RTC * 1,5} = 2,94 > TAP$$

Devido à característica das curvas de tempo-inverso do relé estudado, que a partir de um múltiplo de corrente 30 se tornam instantâneas (SEL, 2011d), se faz necessário atender a outro critério.

$$TAP > \frac{2338,6/300}{30} = 0,25$$

É comum adotar o menor valor de TAP disponível no relé desde que atenda a equação acima, de modo que seja o mais sensível possível (COPEL, 2009a).

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELeRator Quickset* TAP para:

$$51NP = 0,5$$

Considerando ainda o religador utilizado como exemplo para o estudo da definição dos parâmetros dos ajustes de fase e as mesmas considerações para a coordenação.

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELeRator Quickset* curva característica para:

$$51NC = C1$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELeRator Quickset time dial* para:

$$51NTD = 0,4$$

4.4.3. Determinação dos parâmetros de ajustes de fase de 34,5 kV

Dados: Relé SEL387E

RTC: 600/5

Unidade instantânea: será bloqueada a fim de evitar descoordenação com os religadores dos circuitos alimentadores de 34,5 kV.

50P21P = OFF.

Unidade temporizada: será ajustada de modo a ser sensível a curtos-circuitos fase-fase na barra de 34,5 kV da SE Marialva.

Da equação 5:

$$I_{carga} = \frac{1,4 * 20830}{120 * 34,5 * \sqrt{3}} = 4,07$$

Da equação 6:

$$I_{curto} = \frac{0,85 * 0,866 * 2986,8}{120 * 1,5} = 12,21$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELeRator Quickset* TAP para:

51P2P = 4,2

Análoga à proteção de sobrecorrente no circuito de 13,8 kV, a proteção de sobrecorrente no circuito geral de 34,5 kV é uma proteção de retaguarda para os religadores da rede, portanto, para concluir seu ajuste é necessário verificar a coordenação com os mesmos. Para o trabalho será utilizado como exemplo o religador Benitaka – 34,5 kV da SE Marialva, retirado das Ordens de Proteção Web da COPEL Distribuição.

Na tabela 9 estão representadas as correntes de curto-circuito que passam pelo relé e pelo religador no circuito de 34,5 kV calculadas pelo CAPE 14. Todos os curtos foram aplicados na barra e são todos considerados curtos francos. Além disso, essa função de proteção está protegendo 100% do alimentador.

Tabela 9: Curto-circuito relé/religador 34,5 kV.

Tipo de curto	Fase/Neutro	Relé (A)	Religador (A)
3F	F	2986,8	2986,8
	N	-	-
FF	F	2586,6	2586,6
	N	-	-
FFT	F	3807,2	3807,2
	N	5496,6	5496,6
FT	F	3870,6	3870,6
	N	3870,6	3870,6

Fonte: o autor.

Na tabela 10 estão apontados os ajustes que foram realizados no religador.

Tabela 10: Ajuste do religador de 34,5 kV.

Marca	COOPER
Modelo	NOVA; Form 6
Operações de religamento (lentas)	3
Tempo de religamento	2 e 5 segundos
<i>Pick-up</i> de fase	200 A
Curva lenta de fase	Temporizada normal inversa: 135
<i>Pick-up</i> de neutro	25 A
Curva lenta de neutro	Temporizada normal inversa: 140

Fonte: OPW.

Na tabela 11 estão apontados os tempos de operação para a corrente de curto-circuito máxima, obtidos através das simulações.

Tabela 11: Tempos de operação religador 34,5 kV.

Curto	Fase/Neutro	Tempo de atuação (s)
3F	Fase	0,596
FF	Fase	0,626
FFT	Fase	0,579
	Neutro	1,019
FT	Fase	0,578
	Neutro	1,019

Fonte: OPW.

Para haver coordenação respeita-se o tempo de diferença de atuação entre o religador e o relé que está sendo ajustado de 0,3 a 0,4 segundos. A escolha da curva é feita de tal modo que a atuação seja a mais rápida possível, contanto que haja coordenação (COPEL, 2009a), baseando-se então nas curvas da vizinhança, de modo a facilitar esta coordenação, é escolhida a curva característica a ser usada, portanto:

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* curva característica para:

$$51P2C = C1$$

Da equação 9 e 17:

$$M = \frac{I_{falta}}{TAP} = \frac{2986,8/120}{4,2} = 5,926$$

$$TD = T_{operação} / \frac{0,14}{M^{0,02} - 1} = 0,978 / \frac{0,14}{5,926^{0,02} - 1} = 0,2531$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset time dial* para:

$$51P2TD = 0,28$$

4.4.4. Determinação dos parâmetros de ajustes de neutro de 34,5 kV

Dados: Relé SEL387E

RTC: 600/5

Unidade instantânea: será bloqueada a fim de evitar descoordenação com os religadores dos circuitos alimentadores de 34,5 kV.

50N21P = OFF.

Unidade temporizada: será ajustada de modo a ser sensível a curtos-circuitos fase-terra na barra de 34,5 kV da SE Marialva.

Da equação 8 e 11:

$$I_{curto} = \frac{0,85 * 3870,6}{120 * 1,5} = 18,27 > TAP$$

$$TAP > \frac{3870,6/120}{30} = 1,075$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* TAP para:

51N2P = 1,2

Considerando ainda o religador utilizado como exemplo para o estudo da definição dos parâmetros dos ajustes de fase e as mesmas considerações para coordenação.

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* curva característica para:

51N2C = C1

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset time dial* para:

51N2TD = 0,48

4.4.5. Determinação dos parâmetros de ajustes de fase de 138 kV

Dados: Relé SEL387E

RTC: 500/5

Unidade instantânea: será ajustada de modo que não atue para curtos-circuitos na barra 34,5 kV bem como para a corrente de energização do transformador (equação 12).

$$I_{inrush} = \frac{8 * 20830}{100 * 138 * \sqrt{3}} = 11,62A$$

A corrente de curto considerada será a maior corrente que passa pelo TC de 138 kV durante um curto na barra de 34,5 kV (equação 13).

$$I_{curto} = \frac{1,5 * 748,6}{100} = 11,23A$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELErator Quickset* TAP para:

$$50P11P = 12$$

Unidade temporizada: será ajustada de modo a ser sensível a curtos-circuitos fase-fase nas barras de 13,8 e 34,5 kV da SE Marialva. Das equações 5 e 6:

$$I_{carga} = \frac{1,4 * 20830}{100 * 138 * \sqrt{3}} = 1,22A$$

$$I_{curto} = \frac{0,85 * 0,866 * 746,7}{100 * 1,5} = 3,66A$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELErator Quickset* TAP para:

$$51P1P = 1,3$$

Foi ajustado a curva característica de modo a coordenar com a proteção dos enrolamentos de 34,5 e 13,8 kV, respeitando o tempo de 0,3 a 0,4 segundos.

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELErator Quickset* curva característica para:

$$51P1C = C1$$

Das equações 9 e 17:

$$M = \frac{I_{falta}}{TAP} = \frac{746,7/100}{1,3} = 5,7438$$

$$TD = \frac{T_{operação}}{M^{0,02} - 1} = \frac{1,378}{5,7438^{0,02} - 1} = 0,3502$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELeator Quickset time dial* para:

$$51P1TD = 0,36$$

4.4.6. Determinação dos parâmetros de ajustes de neutro de 138 kV

Dados: Relé SEL387E

RTC: 500/5

Unidade instantânea: será ajustada de modo que não atue para curtos-circuitos fase-terra nas barras de 34,5 e 138 kV da SE Marialva (equação 15).

$$I_{curto} = \frac{1,5 * 713,6}{100} = 10,70A$$

$$50N11P = 11$$

Unidade temporizada: será ajustada de modo a ser sensível a curtos-circuitos fase-terra nas barras de 34,5 e 138 kV da SE Marialva.

Das equações 8 e 11:

$$I_{curto} = \frac{0,85 * 713,6}{100 * 1,5} = 4,04A$$

$$TAP > \frac{713,6/100}{30} = 0,24$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset TAP* para:

$$51N1P = 0,5$$

Será adotada a curva que mais favoreça a coordenação com os relés dos enrolamentos de 34,5 e 13,8 kV e com os relés de sobrecorrente de neutro das LTs adjacentes.

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* curva característica para:

$$51N1C = C1$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset time dial* para:

$$51N1TD = 0,53$$

4.5. RESUMO DOS AJUSTES DE SOBRECORRENTE

São apresentados os resumos dos ajustes de sobrecorrente e seus respectivos gráficos de tempo de atuação dos relés. No capítulo 6 serão apresentados testes e a discussão dos resultados dos ajustes feitos. A tabela 12 apresenta um resumo dos ajustes de sobrecorrente.

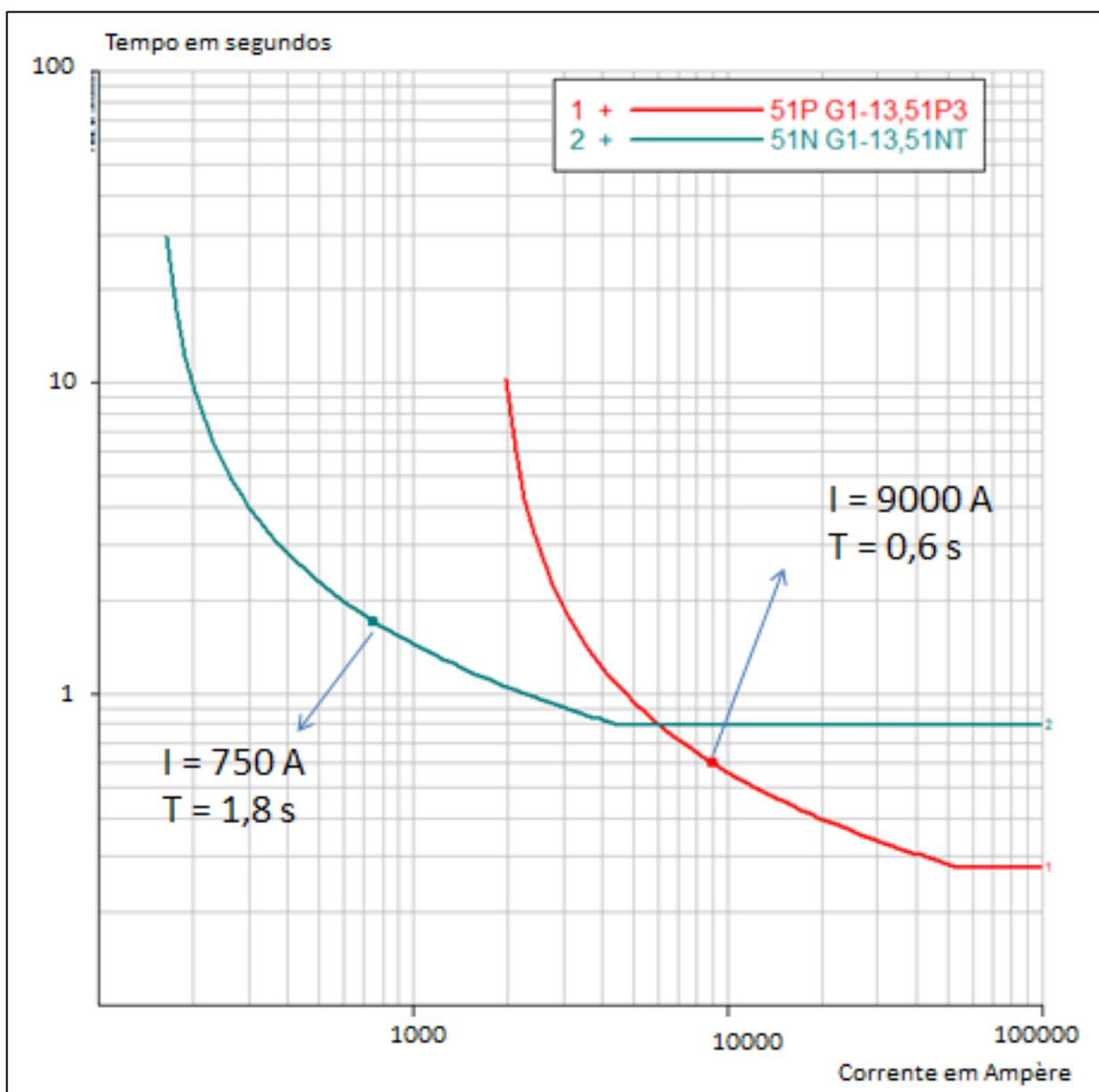
Tabela 12: Resumo dos ajustes de sobrecorrente.

CIRCUITO		RELÉ	RTC	PICK-UP INST.	PICK-UP TEMP.	TD	Curva
138 kV	Fase	SEL 387E	500/5	12	1,3	0,36	C1
	Neutro	SEL 387E	500/5	11	0,5	0,53	C1
34,5 kV	Fase	SEL 387E	600/5	BLOQ.	4,2	0,28	C1
	Neutro	SEL 387E	600/5	BLOQ.	1,2	0,48	C1
13,8 kV	Fase	SEL 387E	1500/5	BLOQ.	6	0,14	C1
TAT	Neutro	SEL 351-6	1500/5	BLOQ.	0,5	0,4	C1

Fonte: o autor.

A figura 21 mostra o gráfico tempo de operação (em segundos) por nível de intensidade de corrente (em amperes secundários) de operação dos relés de proteção de sobrecorrente do circuito de 13,8 kV.

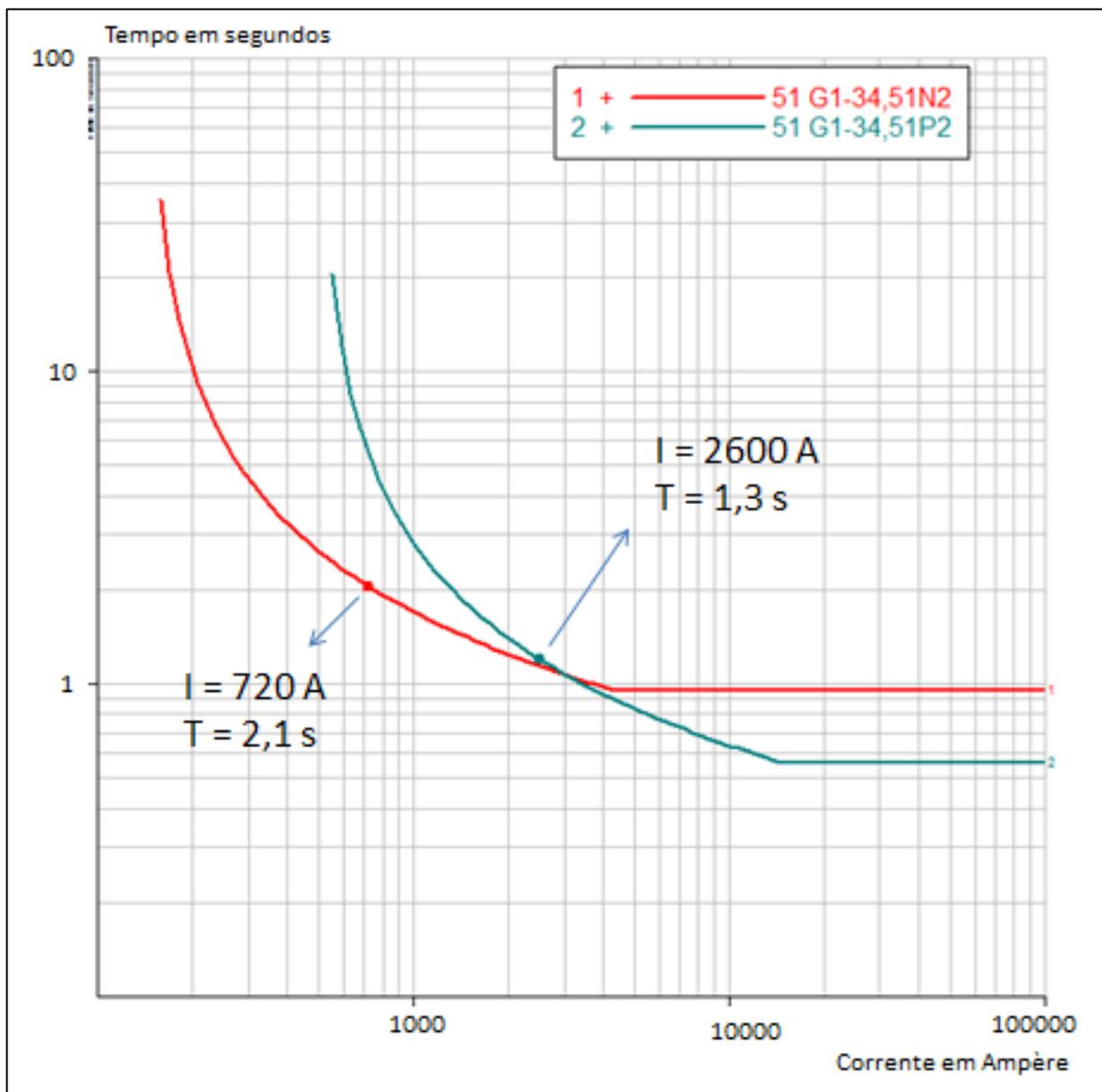
Figura 21: Sobrecorrente temporizado de 13,8 kV.



Fonte: o autor.

A figura 22 mostra o gráfico tempo de operação (em segundos) por nível de intensidade de corrente (em amperes secundários) de operação do relé de proteção de sobrecorrente do circuito de 34,5 kV.

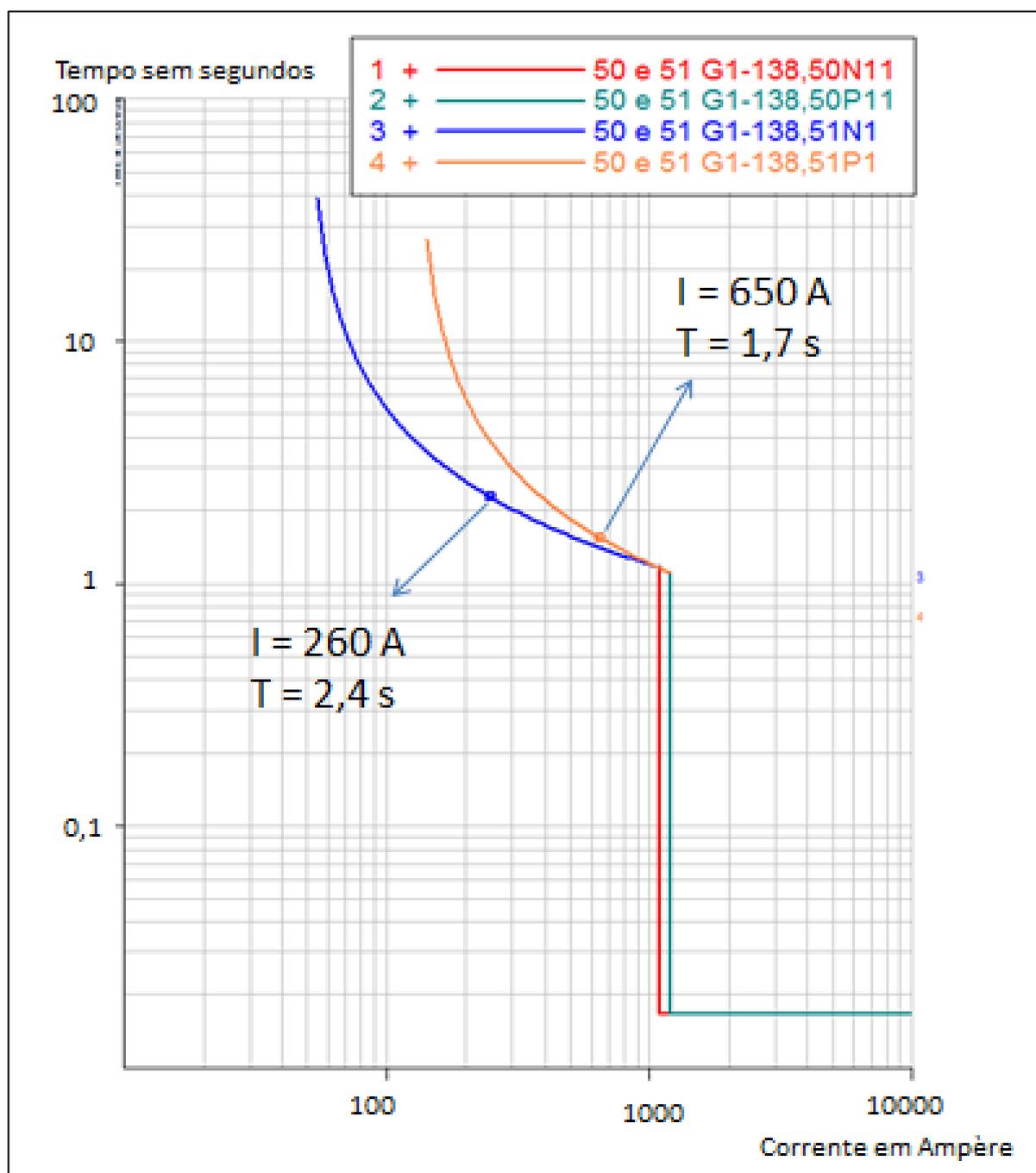
Figura 22: Sobrecorrente temporizado de 34,5 kV.



Fonte: o autor.

A figura 23 mostra o gráfico tempo de operação (em segundos) por nível de intensidade de corrente (em amperes secundários) de operação do relé de proteção de sobrecorrente do circuito de 138 kV.

Figura 23: Sobrecorrente temporizado e instantâneo de 138 kV.



Fonte: o autor.

4.6. AJUSTE DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL

Devido ao fato do barramento 13,8 kV estar ligado em delta, é necessária a utilização de um transformador de aterramento, com isso, é preciso um meio de filtrar a corrente 3I0 que circula no transformador quando ocorrem faltas fora da zona protegida, deste modo à proteção diferencial não irá atuar para faltas externas ao transformador (SEL, 2011b). Esta filtragem se faz através de um ajuste no próprio *acSELerator*, sendo assim, Foi ajustado:

Wdg 1 CTN Connection Compensation = 11

Wdg 2 CTN Connection Compensation = 11

Wdg 3 CTN Connection Compensation = 0

Deste modo, o enrolamento terciário (de 13,8 kV, onde está o transformador de aterramento), terá um meio matemático para filtrar as correntes de sequência zero que retornam quando existem faltas externas.

O *acSELerator* é capaz de calcular os TAPs do diferencial baseado na tensão e potência de cada enrolamento do transformador, porém, fazendo os cálculos manualmente, pela equação 16.

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* TAP do enrolamento primário:

$$TAP1 = \frac{20830}{\sqrt{3} * 138 * RTC} = 0,871$$

TAP1 Wdg 1 Current TAP = 0,87

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* TAP do enrolamento secundário:

$$TAP2 = \frac{20830}{\sqrt{3} * 34,5 * RTC} = 2,904$$

$$TAP2 \text{ Wdg 2 Current TAP} = 2,9$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* TAP do enrolamento terciário:

$$TAP3 = \frac{20830}{\sqrt{3} * 13,8 * RTC} = 2,904$$

$$TAP3 \text{ Wdg 3 Current TAP} = 2,9$$

5. AJUSTES DA LINHA DE TRANSMISSÃO

Para os ajustes da linha de transmissão será utilizada a linha Marialva-Mandaguari de 17,8km da COPEL Distribuição. Da SE Marialva ainda sai a LT Marialva-Sarandi e da SE Mandaguari ainda sai a LT Mandaguari-Cristo Rei, que também serão avaliadas em algumas situações para a realização dos ajustes. Os dados foram retirados do caso base do mês de Outubro (BR1706A) do sistema nacional da ONS, disponibilizado pela COPEL em arquivo digital para ser usado no CAPE 14.

5.1. PARÂMETROS DA LINHA DE TRANSMISSÃO

Linha de transmissão Marialva-Mandaguari

$$Z_{\text{secundário}} = \frac{RTC}{RTP} * Z_{\text{primário}} \quad (17)$$

Dimensionamento da RTC:

$$\text{Curto circuito máximo} < 20 * \text{Valor primário do transformador}$$

O curto-circuito máximo simulado que passa pelo transformador da LT é 5346,6A, portanto:

$$\text{Valor primário do transformador} > \frac{5346,6}{20} = 267,33$$

$$RTC = 600/5 = 120$$

$$RTP = 138k/115 = 1200/1$$

A tensão do transformador de potencial é usada como referência para verificar a direcionalidade da falta e determinar a impedância aparente vista pelo relé quando ocorre a falta

. A tabela 13 apresenta os parâmetros da linha de transmissão.

Tabela 13: Parâmetros da LT.

Ω	Z_1	Z_0
$Z_{\text{primário}}$	3,96115 + j9,46487 10,26∠67,29°	7,92230 + j25,7094 26,90∠72,87°
$Z_{\text{secundário}}$	0,39612 + j0,94649 1,026∠67,29°	0,79223 + j2,5709 2,69∠72,87°

Fonte: ONS.

5.2. AJUSTE DO ELEMENTO DE DISTÂNCIA

5.2.1. Ajuste dos elementos de fase

Serão habilitadas:

Uma zona de proteção de distância instantânea para fase – ZONA 1;

Uma zona de proteção de distância temporizada para fase – ZONA 2;

Neste caso não será realizado o estudo e ajustes de zonas para proteção reversa e teleproteção.

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* a quantidade de zonas para:

$$E21P = 2$$

ZONA1: ajuste de 85% da impedância de sequência positiva da LT e utilização da característica Mho.

ZONA2: ajustada para proteger toda a extensão da LT sem, no entanto, causar descoordenação com as unidades de ZONA2 dos circuitos das LTs e transformadores adjacentes. Também foi utilizada a característica Mho de proteção.

A impedância de ajuste mínimo considerada corresponde a 130% da impedância de sequência positiva da LT e não deve ter alcance superior ao das ZONA1 das proteções das LTs adjacentes, em especial da linha mais curta.

$$Z1 = 0,85 * Z_{secundário} = 0,85 * 1,026 = 0,8721 \angle 67,29^\circ \Omega$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* para:

$$Z1P = 0,87$$

$$Z2 = 1,3 * Z_{secundário} = 1,3 * 1,026 = 1,334 \angle 67,29^\circ \Omega$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* para:

$$Z2P = 1,33$$

5.2.2. Ajuste dos elementos de neutro

Uma zona de proteção de distância instantânea para terra – ZONA 1;

Uma zona de proteção de distância temporizada para terra – ZONA 2;

Neste caso não será realizado o estudo e ajustes de zonas para proteção reversa e teleproteção.

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* a quantidade de zonas para:

$$E21MG = 2$$

ZONA1: ajuste para 85% de impedância vista para curtos-circuitos fase-terra na barra de 138 kV da SE Mandaguari.

ZONA2: de forma análoga a proteção temporizada de fase, deve ter o alcance mínimo de 130% da LT e máximo não ter alcance superior a ZONA 1 das proteções das LTs adjacentes, em especial da LT mais curta.

$$Z1 = 0,85 * Z_{secundário} = 0,8721 \angle 67,29^\circ$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELeRator Quickset* para:

$$Z1MG = 0,87$$

$$Z2 = 1,3 * Z_{secundário} = 1,334 \angle 67,29^\circ$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELeRator Quickset* para:

$$Z2MG = 1,33$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELeRator Quickset* a ZONA 1 para ser instantânea e a ZONA 2 temporizada em 0,4 segundos (24 ciclos):

$$Z1 \text{ Time delay} = \text{OFF.}$$

$$Z2 \text{ Time delay} = 24.$$

A impedância vista por um curto-circuito que envolve a terra não é simplesmente a divisão da tensão pela corrente, ela também é influenciada pelo elemento de sequência zero da LT, a compensação deste elemento é feita por um ajuste no próprio software da SEL, a partir desta função (SEL, 2011d):

$$k_{0M} \angle k_{0A} = \frac{Z_{0MAG} \angle Z_{0ANG} - Z_{1MAG} \angle Z_{1ANG}}{3 * Z_{1MAG} \angle Z_{1ANG}} \quad (188)$$

$$k_{0M} \angle k_{0A} = \frac{2,69 \angle 72,87^\circ - 1,026 \angle 67,29^\circ}{3 * 1,026 \angle 67,29^\circ} = 0,543 \angle 9,0^\circ$$

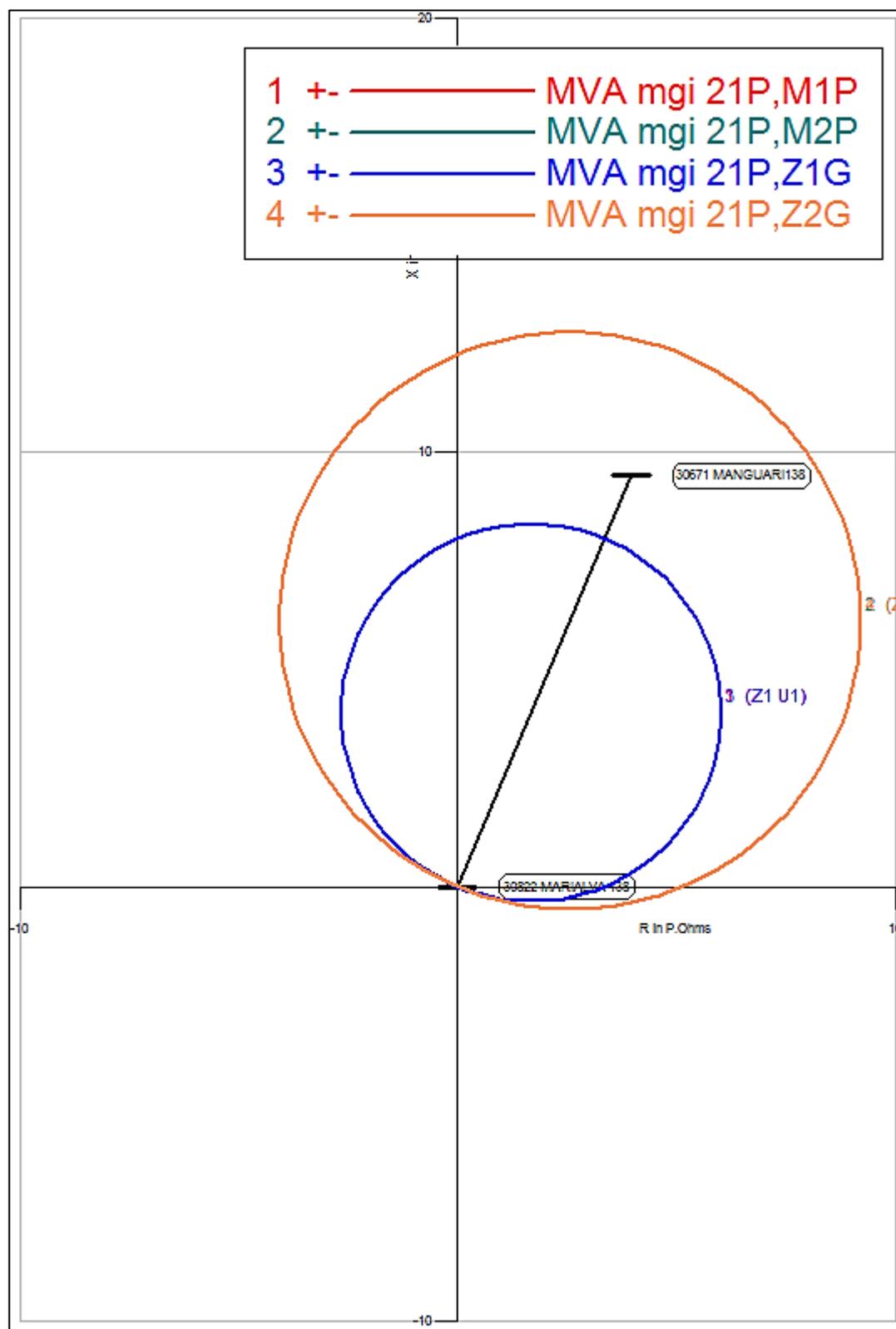
Foi ajustado no *SEL 5030 acSELeRator Quickset* para:

$$K_{0M1} = 0,543$$

$$K_{0A1} = 9,0$$

A figura 24 mostra o elemento "mho" de zona 1 e zona 2.

Figura 24: Elemento "mho" parametrizado.



Fonte: o autor.

5.3. AJUSTE DO ELEMENTO DE SOBRECORRENTE DE NEUTRO

5.3.1. Ajuste do elemento de sobre corrente instantâneo

Será habilitada uma unidade de sobre corrente de neutro instantânea.

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* para $E50G = 1$.

São realizados curtos-circuitos na barra de 138 kV da SE Mandaguari com o sistema completo e retirando circuitos adjacentes um a um, de modo a trabalhar com critério de contingência n-1, para encontrar o maior e o menor valor de curto possível. A tabela 14 apresenta os valores de curto-circuito na barra de 138kV.

Tabela 14: Curto-circuito na barra 138kV da SE Mandaguari.

Contingência	3I0 F+T	3I0 2F+T
Sistema completo	2387,7	2225,3
Sem Sarandi	441,8	466,0
Sem Cristo Rei	2132,5	2144,2
Sem TF1 Mandaguari	2816,7	2396,6

Fonte: o autor.

Será utilizado o maior valor de contribuição de curto encontrado, de tal modo que:

$$TAP = 1,25 * \frac{2816,7}{120} = 29,34A$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELerator Quickset* para:

$$50G1P = 30$$

5.3.2. Ajuste do elemento de sobrecorrente de neutro temporizado

Será habilitado o elemento de sobrecorrente de neutro temporizado. Foi ajustado para $E51G = Y$.

A corrente de partida será definida considerando que o relé deve ser sensível a menor contribuição de corrente $3I_0$ e 30 vezes menor que a corrente de curto-circuito máximo (COPEL, 2009^a).

$$TAP < 0,85 * \frac{441,8}{1,5 * 120} = 2,08A$$

$$TAP > \frac{2816,7/120}{30} = 0,7824$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELErator Quickset* para:

$$51GP = 1,2$$

Será adotada a curva levando em consideração o tamanho da linha e de modo que favoreça a coordenação com as proteções das linhas adjacentes.

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELErator Quickset* para:

$$51GC = C2$$

Sendo a equação da curva C2 definida pela equação (ALSTOM, 2011):

$$T_{\text{operação}} = \frac{13,5}{M - 1} * TD \quad (199)$$

Será adotado um tempo de operação entre 0,3 e 0,4s para garantir coordenação com as proteções dos circuitos adjacentes, de tal modo que:

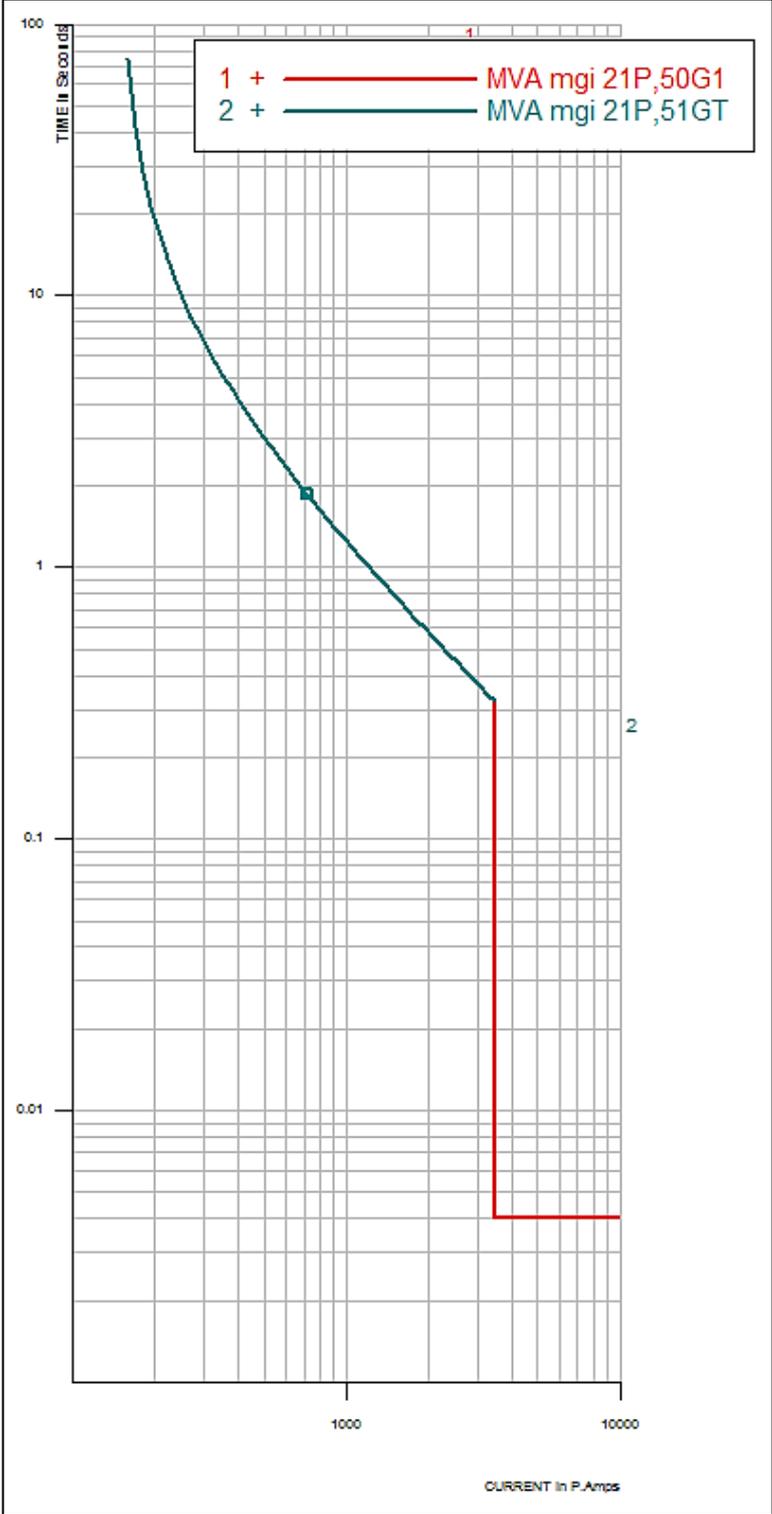
$$TD = \frac{T_{\text{operação}}}{\frac{13,5}{M - 1}} = \frac{0,4}{\frac{13,5}{19,56 - 1}} = 0,5499$$

Foi ajustado no *SEL 5030 acSELErator Quickset* para:

$$51GTD = 0,55$$

A figura 25 mostra o gráfico tempo de operação (em segundos) por nível de intensidade de corrente (em amperes secundários) de operação do relé de proteção de sobrecorrente de neutro do circuito Marialva-Mandaguari.

Figura 25: Sobrecorrente direcional de neutro.



Fonte: o autor.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados das simulações dos curtos-circuitos internos a zona de proteção do transformador, nas barras e nos alimentadores e na linha de transmissão, a fim de mostrar a atuação da proteção parametrizada no capítulo anterior. Também serão discutidos brevemente os resultados das simulações uma a uma.

6.1. SOFTWARES UTILIZADOS

Nesta seção será falado brevemente sobre os principais softwares utilizados na realização dos ajustes e na obtenção dos resultados, sendo eles os já mencionados CAPE 14 e o *acSELerator Quickset 5030*.

6.1.1. CAPE 14

O CAPE, desenvolvido pela empresa *Electrocton*, é um *software* com inúmeros recursos que auxilia na proteção do sistema elétrico de potência. Ele é utilizado por grandes concessionárias no mundo todo por possuir ferramentas para modelos detalhados que ajudam engenheiros a gerenciar grandes redes, descobrir potenciais problemas e ainda examinar soluções alternativas para a proteção.

Este *software* tem vários módulos que permitem: modelar o sistema de potência, simular curtos-circuitos, simular a atuação dos relés ajustados, checar coordenação entre os relés, desenhar as curvas de atuação dos relés, entre outras funcionalidades.

6.1.2. *AcSELerator Quickset SEL-5030*

O SEL-5030 é uma ferramenta utilizada por engenheiros e técnicos para configurar, comissionar e gerenciar dispositivos de proteção rápida e fácil, nele é possível ajustar os parâmetros dos relés e importa-los, tanto para os próprios relés em campo quanto para o CAPE para realizar simulações.

6.2. PROTEÇÃO TEMPORIZADA DE 13,8 E 138 kV

A proteção temporizada de sobrecorrente de 13,8 kV serve como proteção de retaguarda para os alimentadores e para faltas externas ao enrolamento de 13,8 kV, enquanto a proteção temporizada de sobrecorrente de 138 kV como retaguarda para a de 13,8 kV.

Os ajustes são feitos levando em consideração o nível de curto-circuito na barra de 13,8 kV, pois, como os alimentadores ficam próximos à barra, os valores das faltas tanto neles quanto na barra são os mesmos.

Temos então:

Curva 1 – temporizada de fase 13,8 kV;

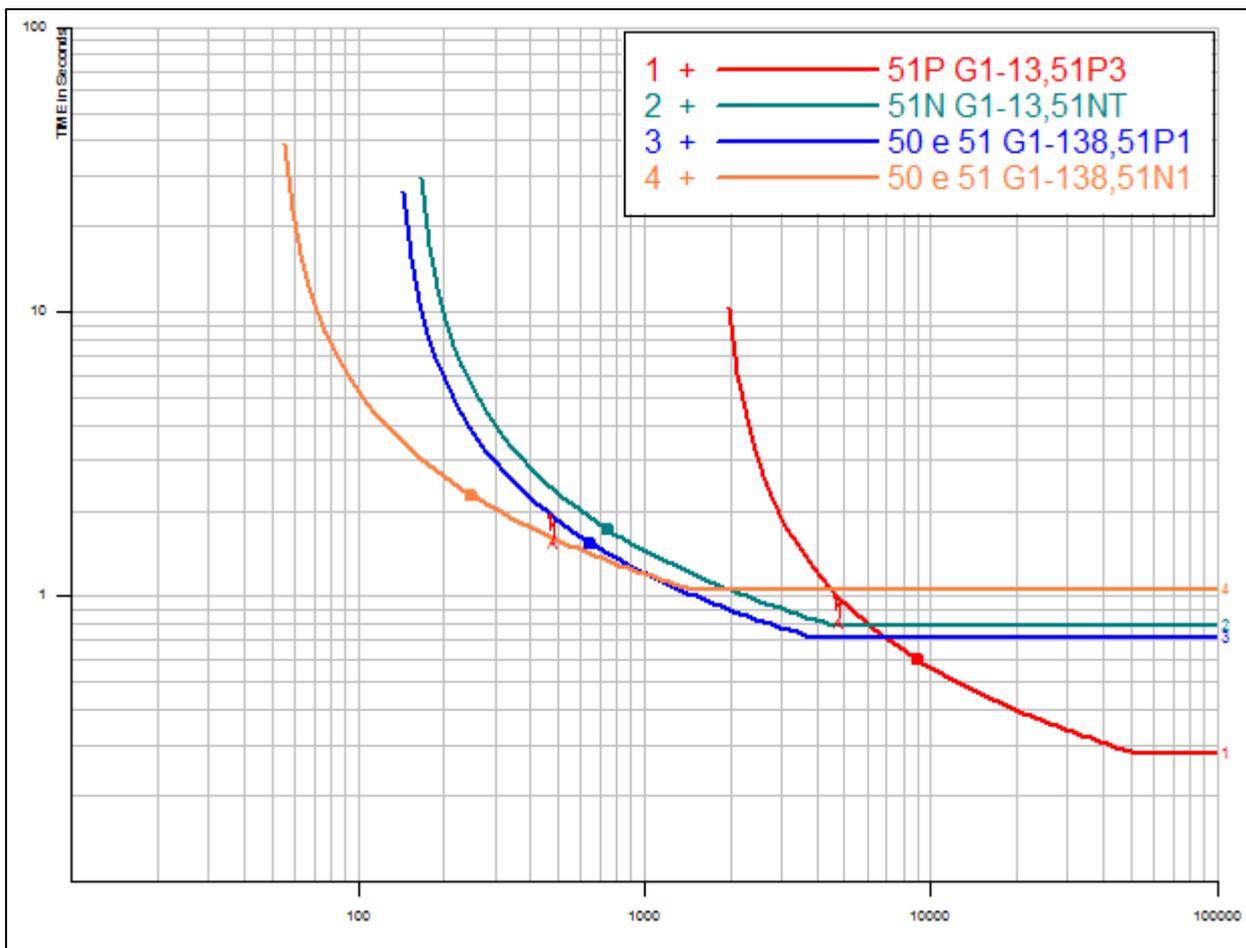
Curva 2 – temporizada de neutro 13,8 kV;

Curva 3 – temporizada de fase 138 kV;

Curva 4 – temporizada de neutro 138 kV.

Para um curto-circuito trifásico na barra de 13,8 kV, conforme a figura 26 e a tabela 15, temos:

Figura 26: Falta trifásica na barra de 13,8 kV.



Fonte: o autor.

Tabela 15: Falta trifásica na barra de 13,8 kV.

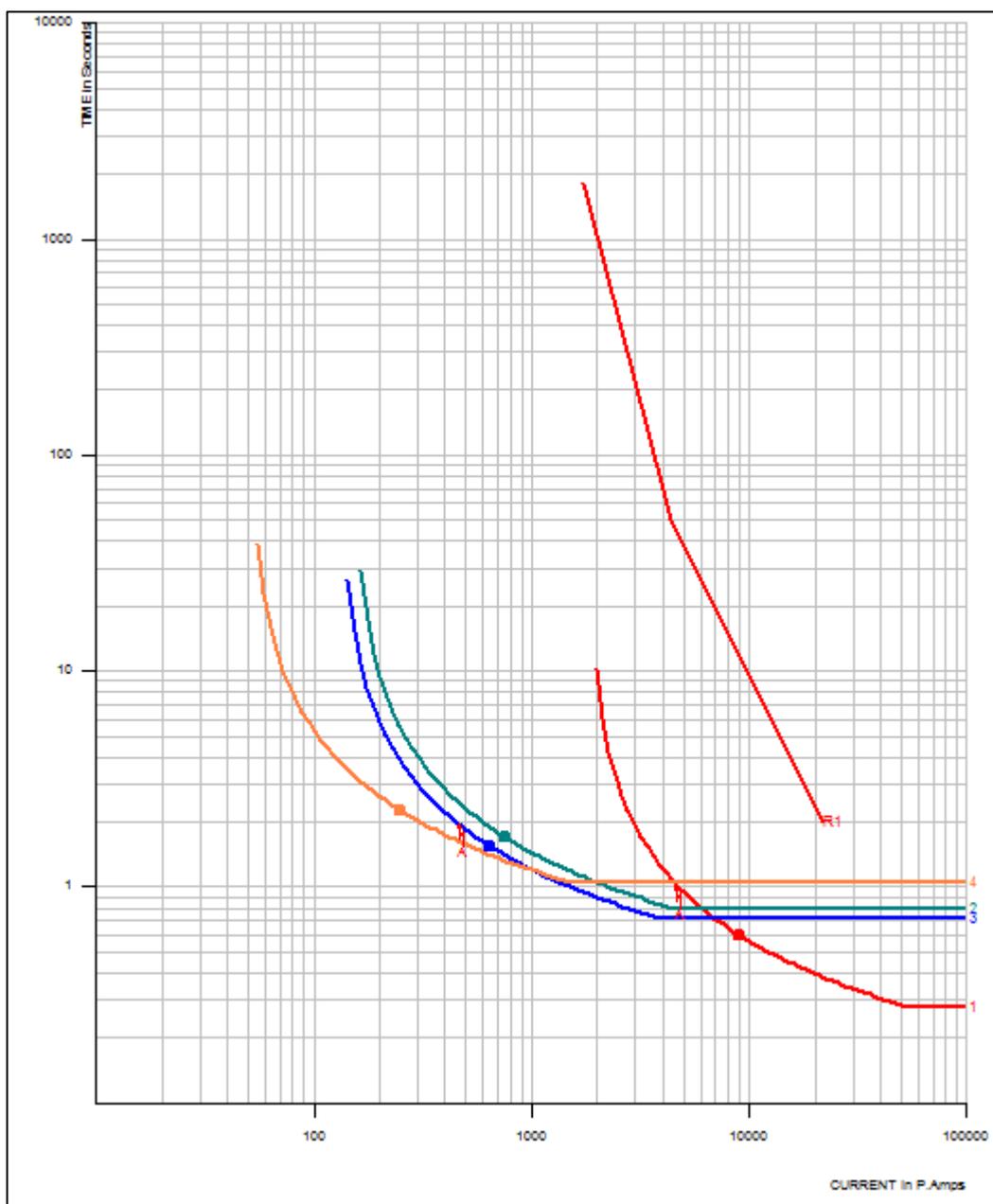
Falta: A – trifásica na barra de 13,8kV				
Curva	Corrente		Operação	Source/Total line
	Primário	Primário/Pickup	Segundos	Módulo/ângulo
1	466,7	2,59	1,018	Indisponível
2	0	0	Infinito	1,00 ∠ 0,0
3	466,67	3,59	1,947	Indisponível
4	0	0	Infinito	Indisponível

Fonte: o autor.

Há a abertura do disjuntor de 13,8 kV em 1,018 segundos, o que garante coordenação com o religador estudado, que atua em 0,479 segundos. E, em caso de falha da proteção do religador e do circuito de 13,8 kV, a abertura do disjuntor de 138

kV em 1,947 segundos. A abertura do disjuntor de 138 kV está bastante lenta em relação ao de 13,8 kV, porém, o ajuste temporizado é um ajuste único e se faz necessário coordenar tanto com o circuito de 13,8 kV quanto o de 34,5 kV – sendo a corrente de falta que passa pelo 138 kV durante uma falta no 34,5 kV muito maior do que durante uma falta no 13,8 kV –, deixamos o ajuste assim, desde que permaneça abaixo da curva de dano do transformador, como podemos ver na figura 27.

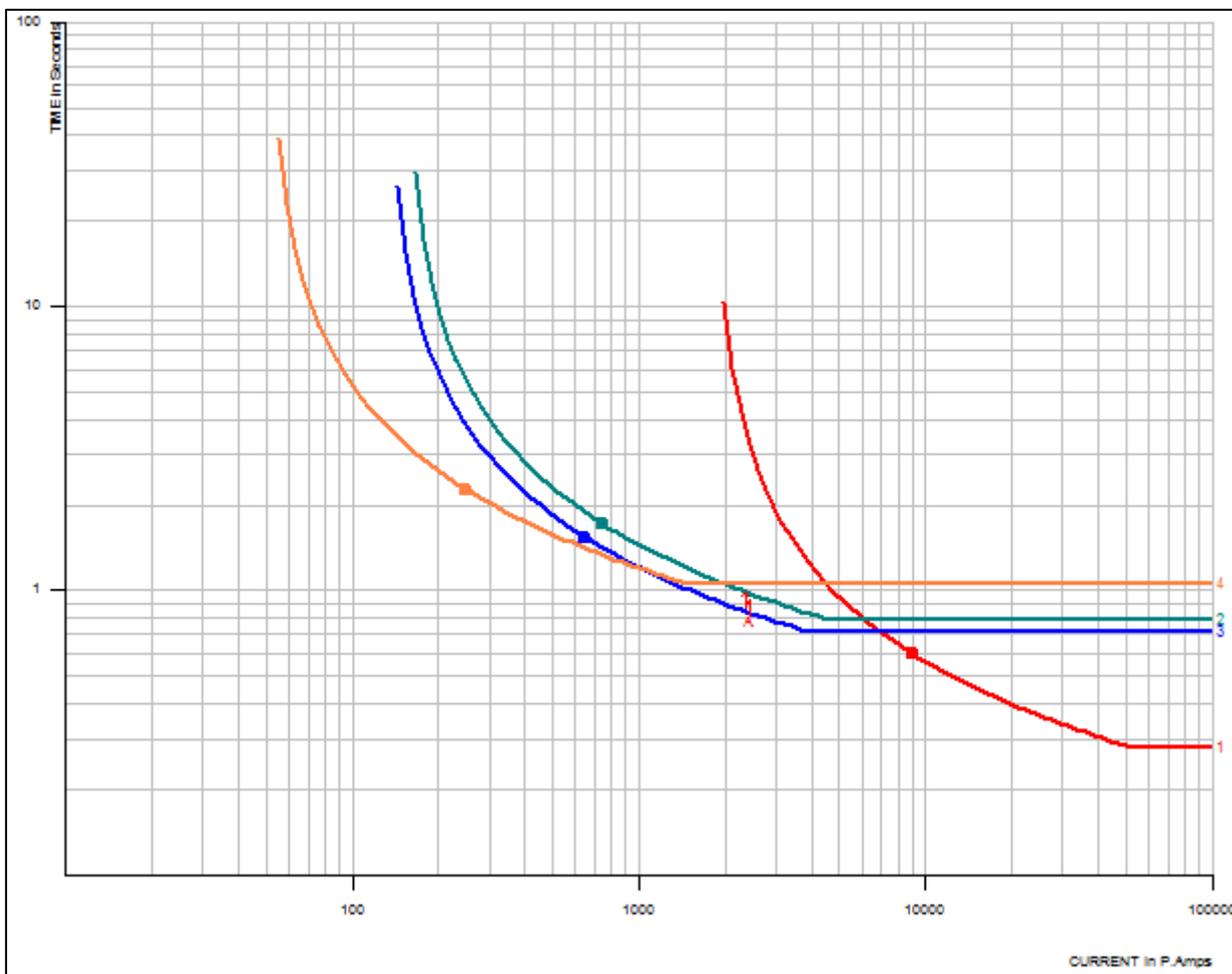
Figura 27: Curva térmica de dano do transformador.



Fonte: o autor.

Para um curto-circuito fase-terra na barra de 13,8 kV, conforme a figura 28 e a tabela 16, temos:

Figura 28: Falta fase-terra na barra de 13,8 kV.



Fonte: o autor.

Tabela 16: Falta fase-terra na barra de 13,8 kV.

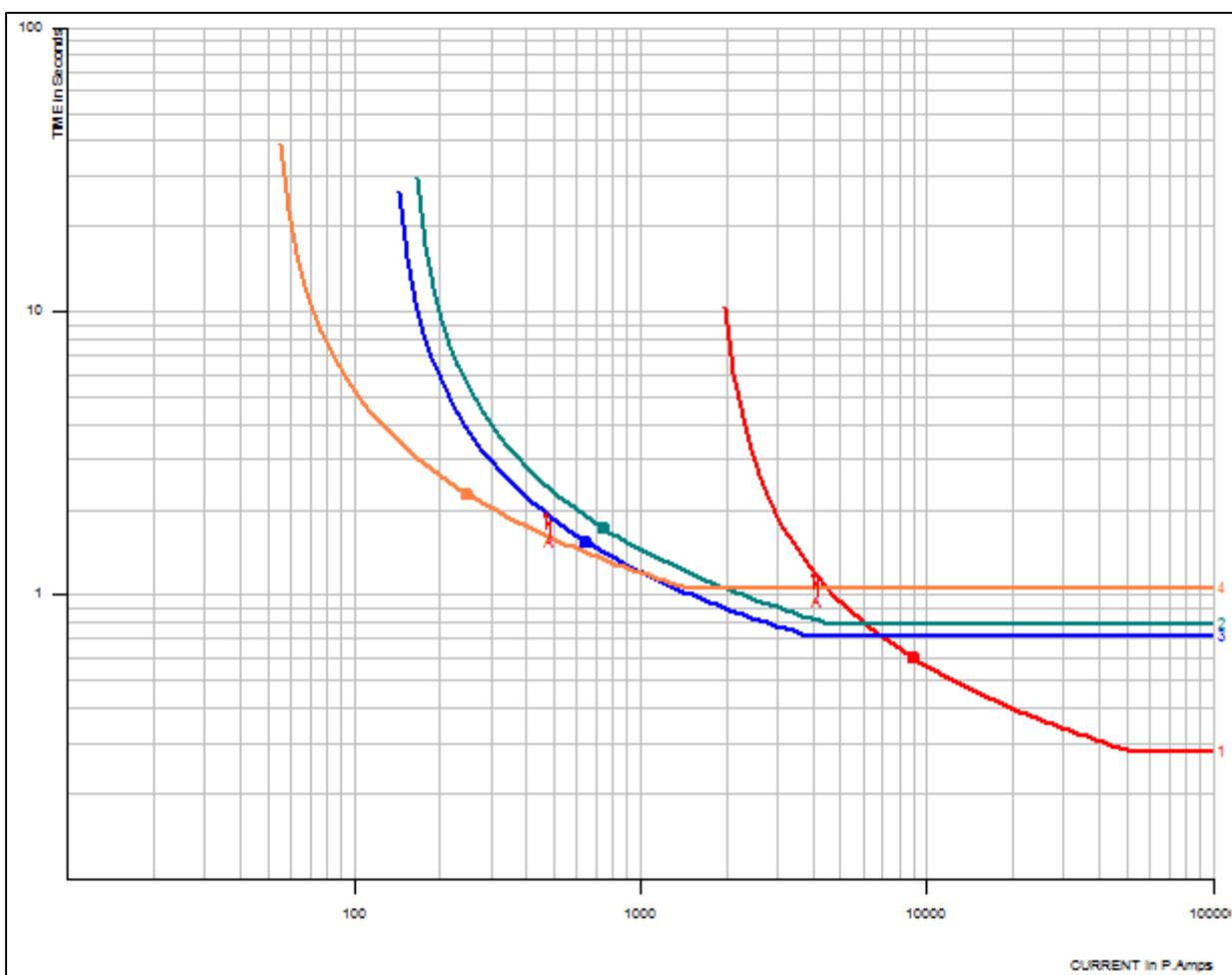
Falta: A – fase-terra na barra de 13,8kV				
Curva	Corrente		Operação	Source/Total line (+ seq SIR)
	Primário	Primário/Pickup	Segundos	Módulo/ângulo
1	1559,08	0,87	Infinito	Indisponível
2	2338,62	15,59	0,992	1,00 ∠ 0,0
3	135,02	1,04	Infinito	Indisponível
4	0	0	Infinito	Indisponível

Fonte: o autor.

Há a atuação da proteção temporizada de neutro em 0,992 segundos – o que garante coordenação com o alimentador – no circuito de 13,8 kV, porém, percebe-se que não há a atuação do 138 kV, isso se dá por conta da conexão em delta no enrolamento terciário do transformador, que faz com que o 138 kV não tenha referencial para o terra.

Para um curto circuito fase-fase na barra de 13,8 kV, conforme a figura 29 e a tabela 17, temos:

Figura 29: Falta fase-fase na barra de 13,8 kV.



Fonte: o autor.

Tabela 17: Falta fase-fase na barra de 13,8 kV.

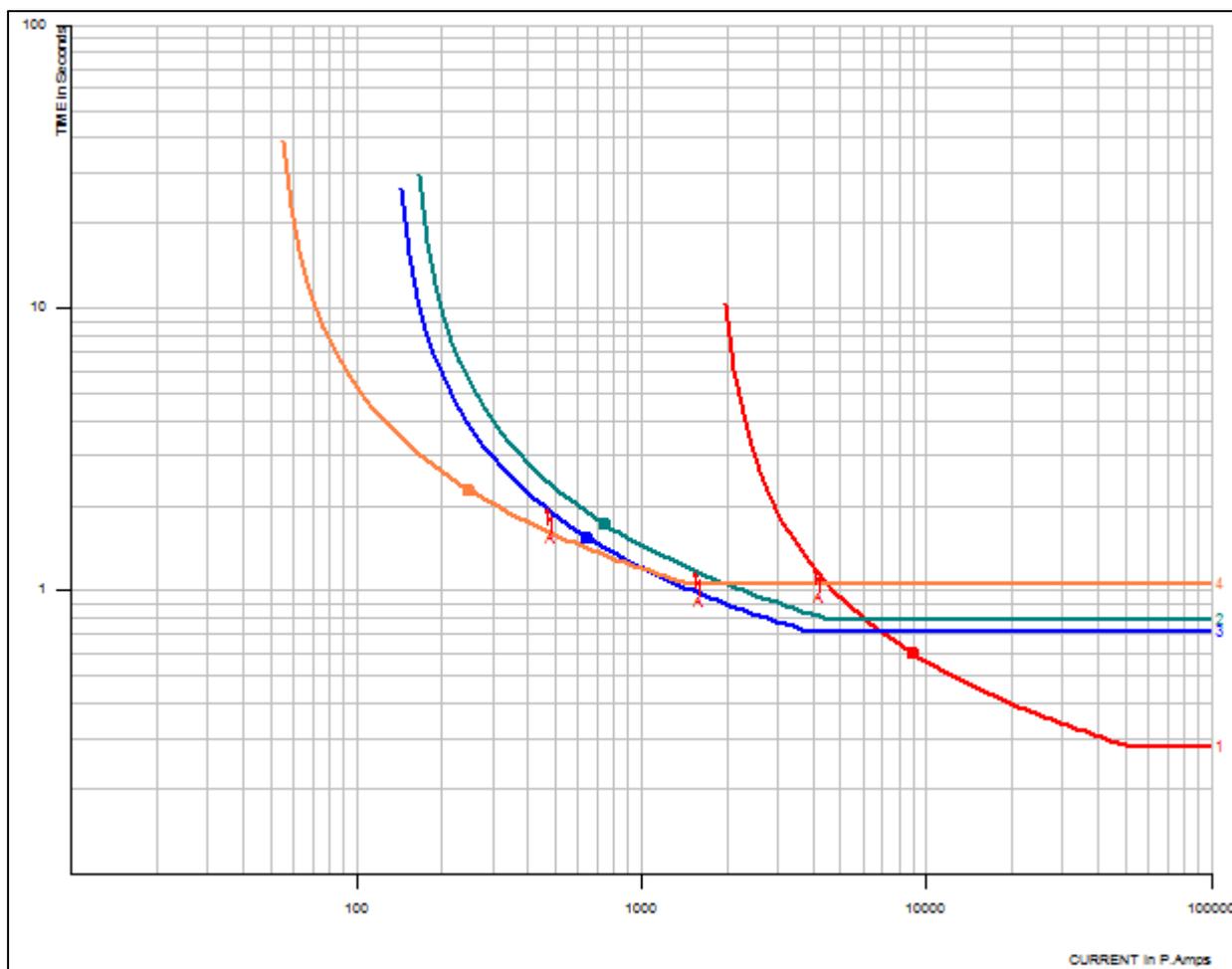
Falta: A – fase-fase na barra de 13,8kV				
Curva	Corrente		Operação	Source/Total line
	Primário A	Primário/Pickup	Segundos	Módulo/ângulo
1	4041,48	2,25	1,202	Indisponível
2	0	0	Infinito	1,00 ∠ 0,0
3	466,67	3,59	1,947	Indisponível
4	0	0	Infinito	Indisponível

Fonte: o autor.

Há a abertura do disjuntor do 13,8 kV e do 138 kV, conforme previsto, com um tempo de operação um pouco elevado em relação a uma falta trifásica, isto se dá por conta do nível de curto trifásico ser maior do que o nível de curto bifásico. Isto também acontece para o circuito de 34,5 kV que será visto em seguida.

Para um curto-circuito fase-fase-terra na barra de 13,8 kV, conforme figura 30 e tabela 18, temos:

Figura 30: Falta fase-fase-terra na barra de 13,8 kV.



Fonte: o autor.

Tabela 18: Falta fase-fase-terra na barra de 13,8 kV.

Falta: A – fase-fase-terra na barra de 13,8kV				
Curva	Corrente		Operação	Source/Total line
	Primário	Primário/Pickup	Segundos	Módulo/ângulo
1	4058	2,25	1,195	Indisponível
2	1560,06	10,4	1,168	1,00 \angle 0,0
3	466,67	3,59	1,947	Indisponível
4	0	0	Infinito	Indisponível

Fonte: o autor.

Há a atuação da proteção temporizada de fase e de neutro no circuito de 13,8 kV, dentro dos tempos esperados, e a atuação apenas da proteção de fase do circuito de 138 kV, pois não existe referencial para a terra devido à conexão em delta do enrolamento terciário do transformador.

6.3. PROTEÇÃO TEMPORIZADA DE 34,5 E 138 kV

De maneira análoga a proteção temporizada de sobrecorrente de 13,8 kV, a proteção temporizada de 34,5 kV serve como proteção de retaguarda para os alimentadores e para faltas externas ao enrolamento de 34,5 kV, enquanto a proteção temporizada de sobrecorrente de 138 kV como retaguarda para a de 34,5 kV.

Temos então:

Curva 1 – temporizada de fase 34,5 kV;

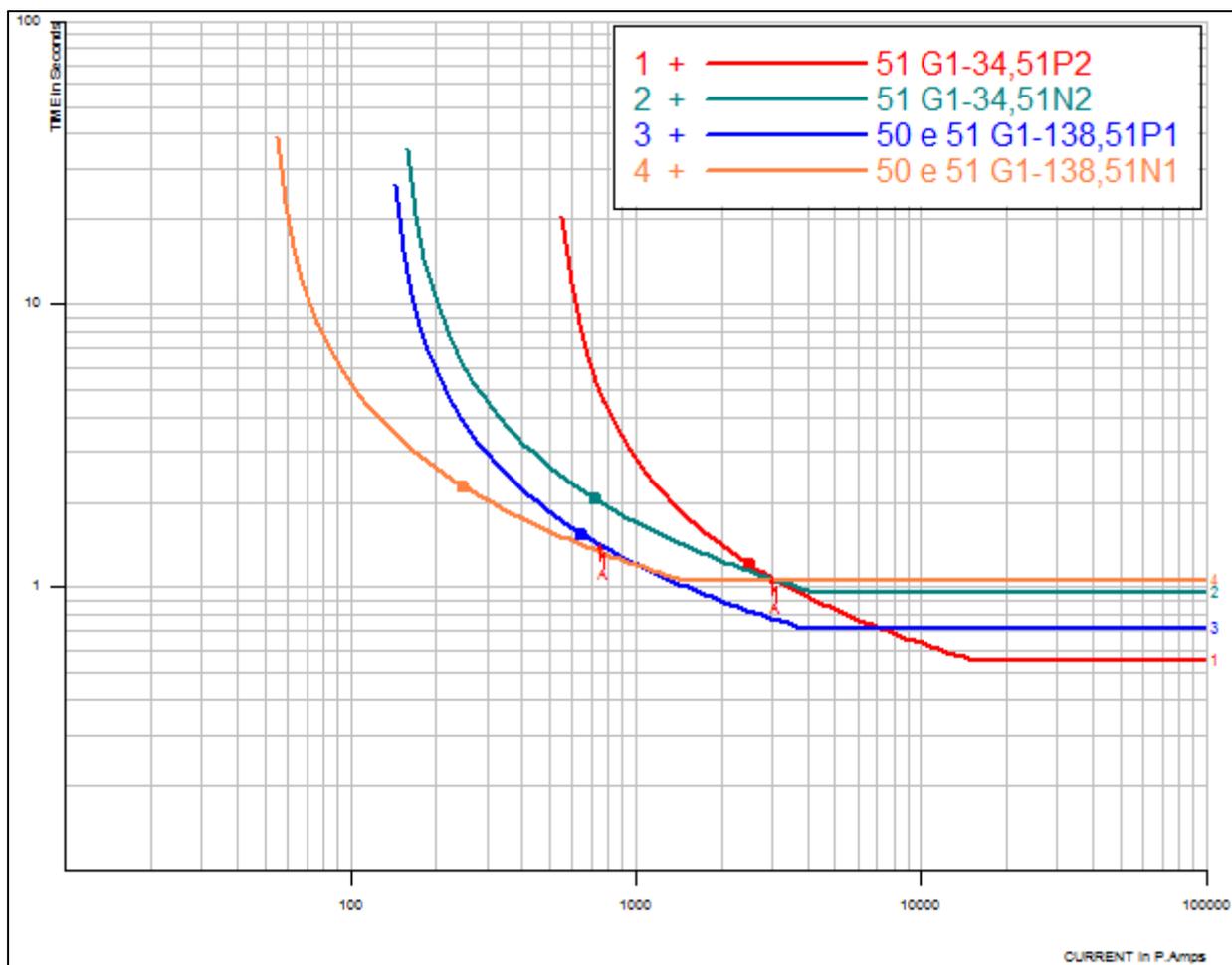
Curva 2 – temporizada de neutro 34,5 kV;

Curva 3 – temporizada de fase 138 kV;

Curva 4 – temporizada de neutro 138 kV.

Para um curto-circuito trifásico na barra de 34,5 kV, conforme a figura 31 e tabela 19, temos:

Figura 31: Falta trifásica na barra de 34,5 kV.



Fonte: o autor.

Tabela 19: Falta trifásica na barra de 34,5 kV.

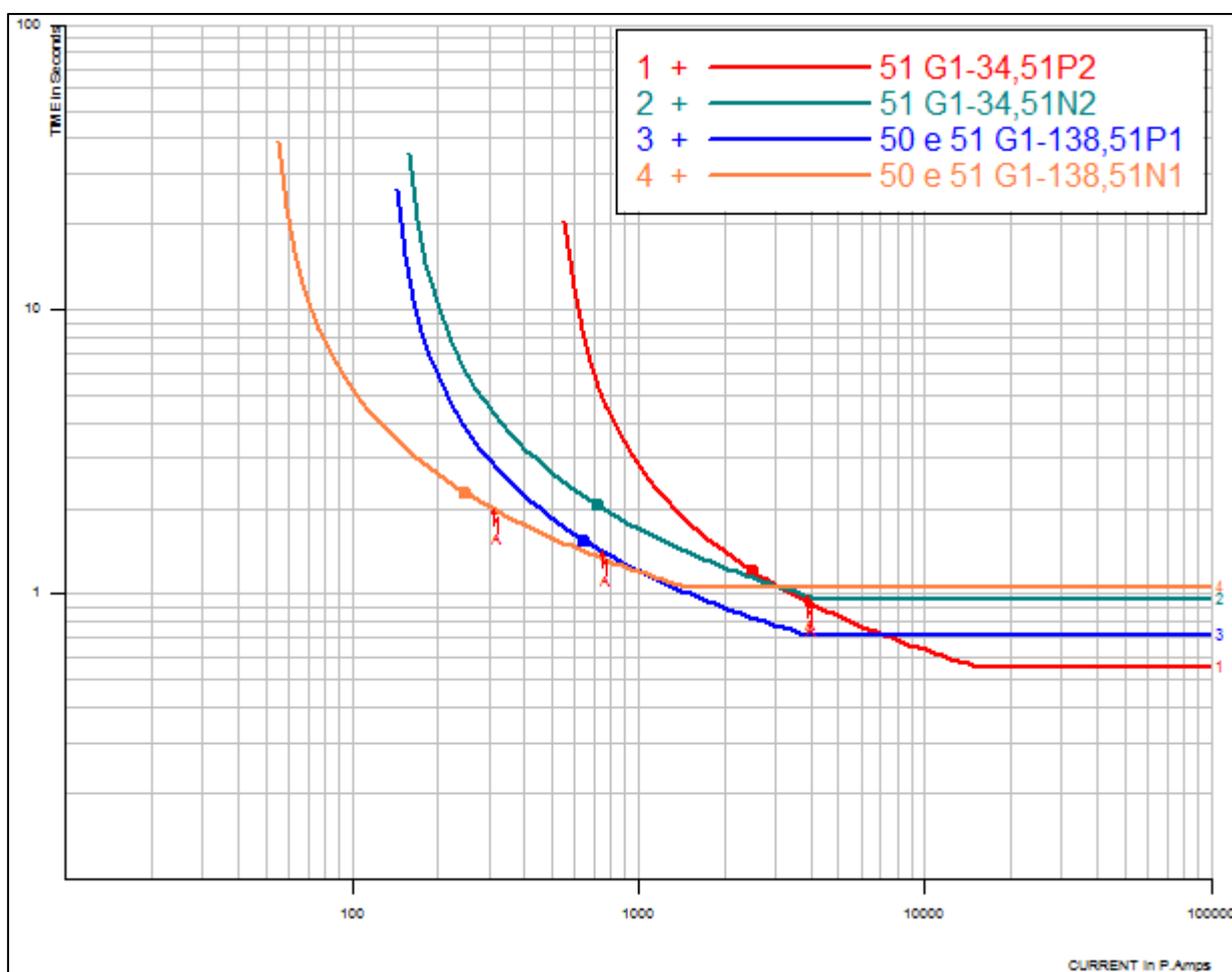
Falta: A – trifásica na barra de 34,5kV				
Curva	Corrente		Operação	Source/Total line
	Primário	Primário/Pickup	Segundos	Módulo/ângulo
1	2986,77	5,93	1,082	Indisponível
2	0	0	Infinito	Indisponível
3	746,69	5,74	1,417	Indisponível
4	0	0	Infinito	Indisponível

Fonte: o autor.

A proteção de sobrecorrente temporizada de fase do 34,5 kV atua em 1,082 segundos, o que garante a coordenação com o religador, que tem sua proteção operando em 0,579 segundos. A proteção de sobrecorrente temporizada de 138 kV atua em 1,417 segundos, coordenando com o 34,5 kV e também, bem mais rápido do que durante uma falta no 13,8 kV, cujo qual tem um nível de corrente de curto-circuito menor.

Para um curto-circuito fase-terra na barra de 34,5 kV, conforme a figura 32 e a tabela 20, temos:

Figura 32: Falta fase-terra na barra de 34,5 kV.



Fonte: o autor.

Tabela 20: Falta fase-terra na barra de 34,5 kV.

Falta: A – fase-terra na barra de 34,5kV				
Curva	Corrente		Operação	Source/Total line)
	Primário	Primário/Pickup	Segundos	Módulo/ângulo
1	3870,56	7,68	0,942	Indisponível
2	3870,56	26,88	0,998	Indisponível
3	748,64	5,76	1,415	Indisponível
4	310,67	6,21	1,993	Indisponível

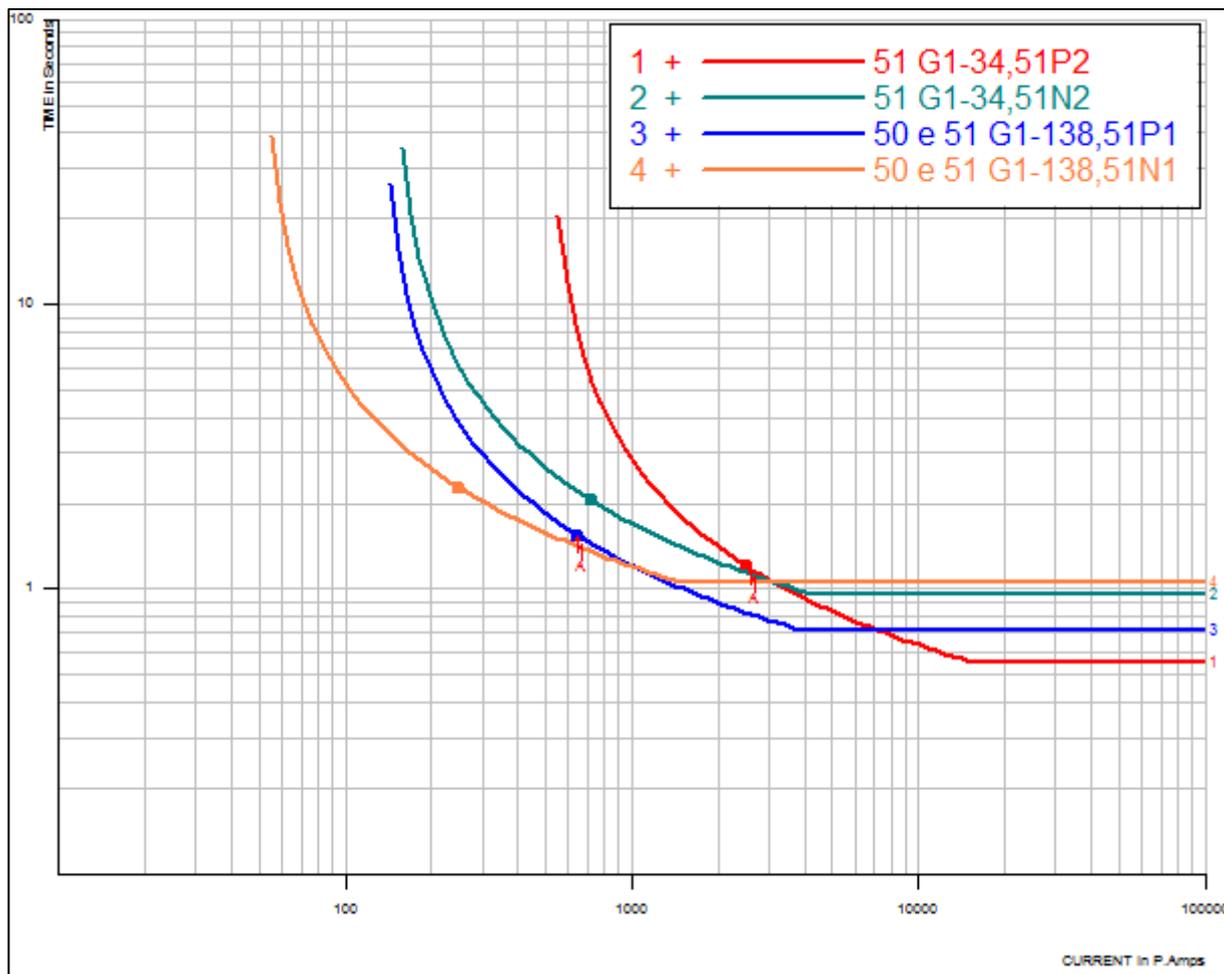
Fonte: o autor.

Para uma falta envolvendo a terra os disjuntores de 34,5 e 138 kV são abertos, em 0,988 e 1,993 segundos respectivamente, sendo assim coordenados com os religadores e entre eles. Diferente do enrolamento terciário (13,8 kV), o enrolamento secundário (34,5 kV) é conectado em estrela, logo existe circulação da corrente de neutro, o que garante que o 138 kV tenha um referencial para o terra e “veja” a corrente de falta também.

Como foi visto na simulação das faltas no circuito de 13,8 kV, as faltas fase-fase e fase-fase-terra são casos em que os níveis de corrente de falta são menores, logo, os ajustes de proteção estão coordenados e funcionando.

Para um curto-circuito fase-fase na barra de 34,5 kV, conforme a figura 33 e a tabela 21, temos:

Figura 33: Falta fase-fase na barra de 34,5 kV.



Fonte: o autor.

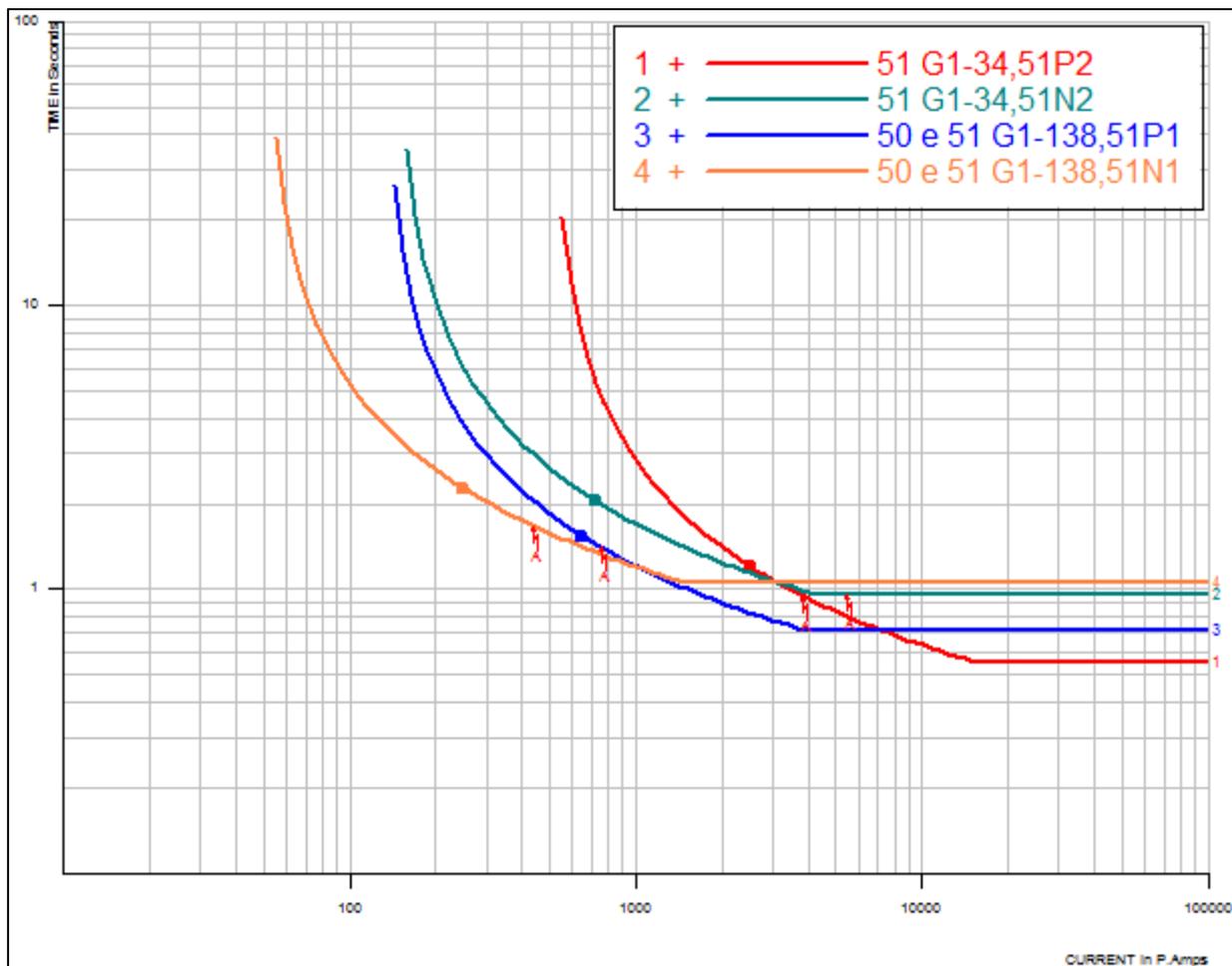
Tabela 21: Falta fase-fase na barra de 34,5 kV.

Falta: A – fase-fase na barra de 34,5kV				
Curva	Corrente		Operação	Source/Total line
	Primário	Primário/Pickup	Segundos	Módulo/ângulo
1	2586,62	5,13	1,178	Indisponível
2	0	0	Infinito	Indisponível
3	646,66	4,97	1,545	Indisponível
4	0	0	Infinito	Indisponível

Fonte: o autor.

Para um curto-circuito fase-fase-terra na barra de 34,5 kV, conforme a figura 34 e a tabela 22, temos:

Figura 34: Falta fase-fase-terra na barra de 34,5 kV.



Fonte: o autor.

Tabela 22: Falta fase-fase-terra na barra de 34,5 kV.

Falta: A – fase-fase-terra na barra de 34,5kV				
Curva	Corrente		Operação	Source/Total line
	Primário	Primário/Pickup	Segundos	Módulo/ângulo
1	3807,2	7,55	0,95	Indisponível
2	54,96,63	38,17	0,955	Indisponível
3	755,58	5,81	1,407	Indisponível
4	441,18	8,82	1,667	Indisponível

Fonte: o autor.

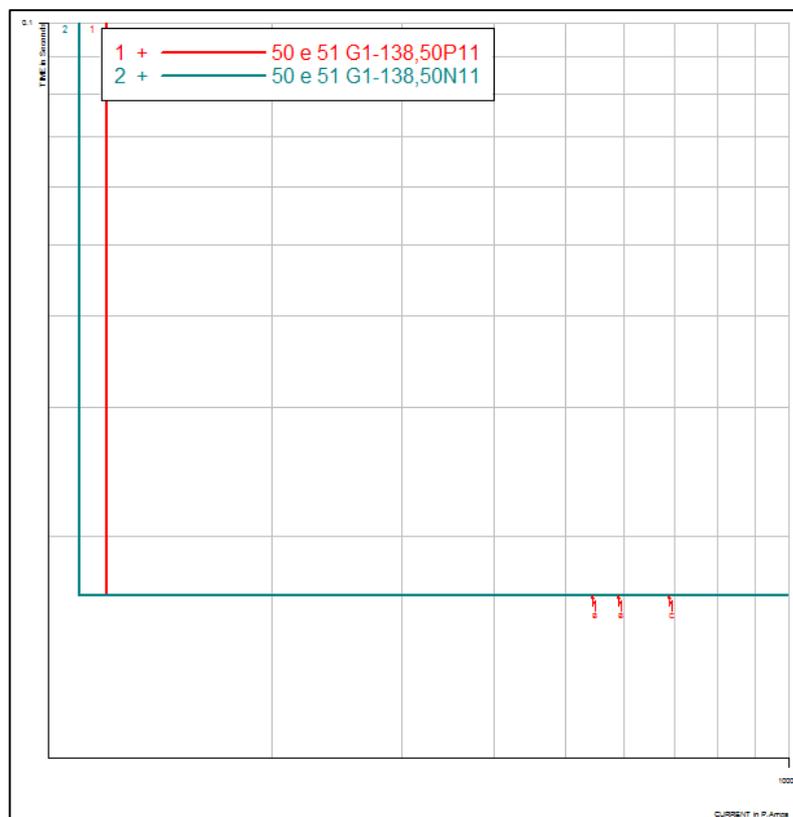
O IEC 61850, uma norma para dispositivos inteligentes de subestações elétricas e sistemas de automação se comunicar entre si, faz com que seja possível, através de redes TCP/IP, a comunicação entre os religadores e os circuitos gerais de 13,8; 34,5 e

138 kV, fazendo com que não seja necessário um ajuste geral para cada enrolamento e sim, um “disparo” da proteção após a verificação de falha individual de cada religador, para isso é necessário à comunicação de cada religador com o relé de proteção geral que ajustamos (SEL, 2011e). Desta forma é possível que a atuação da proteção seja muito mais rápida e eficaz, mas também mais cara, por isto ainda não é amplamente utilizada no modelo paranaense estudado.

6.4. PROTEÇÃO INSTANTÂNEA DE 138 kV e DIFERENCIAL

As proteções instantâneas de fase e de neutro do 138 kV são proteções para faltas internas ao transformador no enrolamento de 138 kV. De modo que para uma falta fase-terra ou trifásica no enrolamento primário, representado pela figura 35 temos:

Figura 35: Curva instantânea de fase e neutro do 138 kV.



Fonte: o autor.

E a figura 36 representa a operação instantânea.

Figura 36: Tempo de operação da função de proteção instantânea de fase e neutro.

Fault: B				
Close-in SINGLE_LINE_GROUND at bus 30822 MARIALVA 138				
Midline node on "30822 MARIALVA 138" to "30671 MANGUARI138" Ckt 1 at 0.99990				
New bus "999001 MARIALVA 138" (NEWBUS1)				
Close-in fault point on transformer "30822 MARIALVA 138" to "30823 T#MRV 138" Ckt 1 at MARIALVA				
Curve	Current Primary A	Current A/Pickup	Operating Seconds	Source/Total line (+ seq SIR)
1	5904.20	4.92	0.017	Unavailable
2	5436.13	4.94	0.017	Unavailable
Fault: C				
Close-in THREE_PHASE at bus 30822 MARIALVA 138				
Midline node on "30822 MARIALVA 138" to "30671 MANGUARI138" Ckt 1 at 0.99990				
New bus "999001 MARIALVA 138" (NEWBUS1)				
Close-in fault point on transformer "30822 MARIALVA 138" to "30823 T#MRV 138" Ckt 1 at MARIALVA				
Curve	Current Primary A	Current A/Pickup	Operating Seconds	Source/Total line (+ seq SIR)
1	6897.17	5.75	0.017	Unavailable
2	0.00	0.00	Infinite	Unavailable

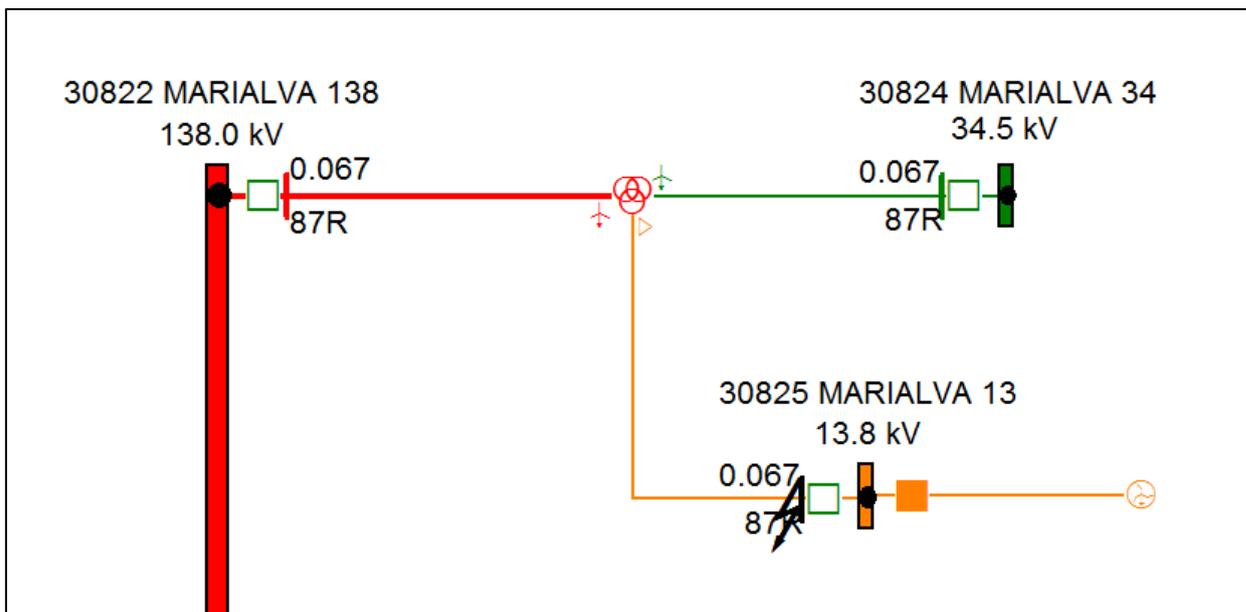
Fonte: o autor.

Abertura instantânea – 0,017 segundos – do disjuntor de 138 kV. Para os enrolamentos secundários e terciários não podemos ter o ajuste instantâneo, para que possamos ter coordenação com os alimentadores, desta forma, utilizamos a proteção diferencial para proteger esses enrolamentos para faltas internas ao transformador.

O CAPE 14 não mostra as curvas instantâneas de operação da proteção diferencial, porém, na figura 36 vemos o modelo do transformador no *software*, e a atuação da proteção diferencial (87) com a abertura dos disjuntores dos três enrolamentos para qualquer falta interna ao transformador em 0,067 segundos (instantâneo).

A figura 37 mostra a atuação da proteção diferencial.

Figura 37: Atuação da proteção diferencial.



Fonte: o autor.

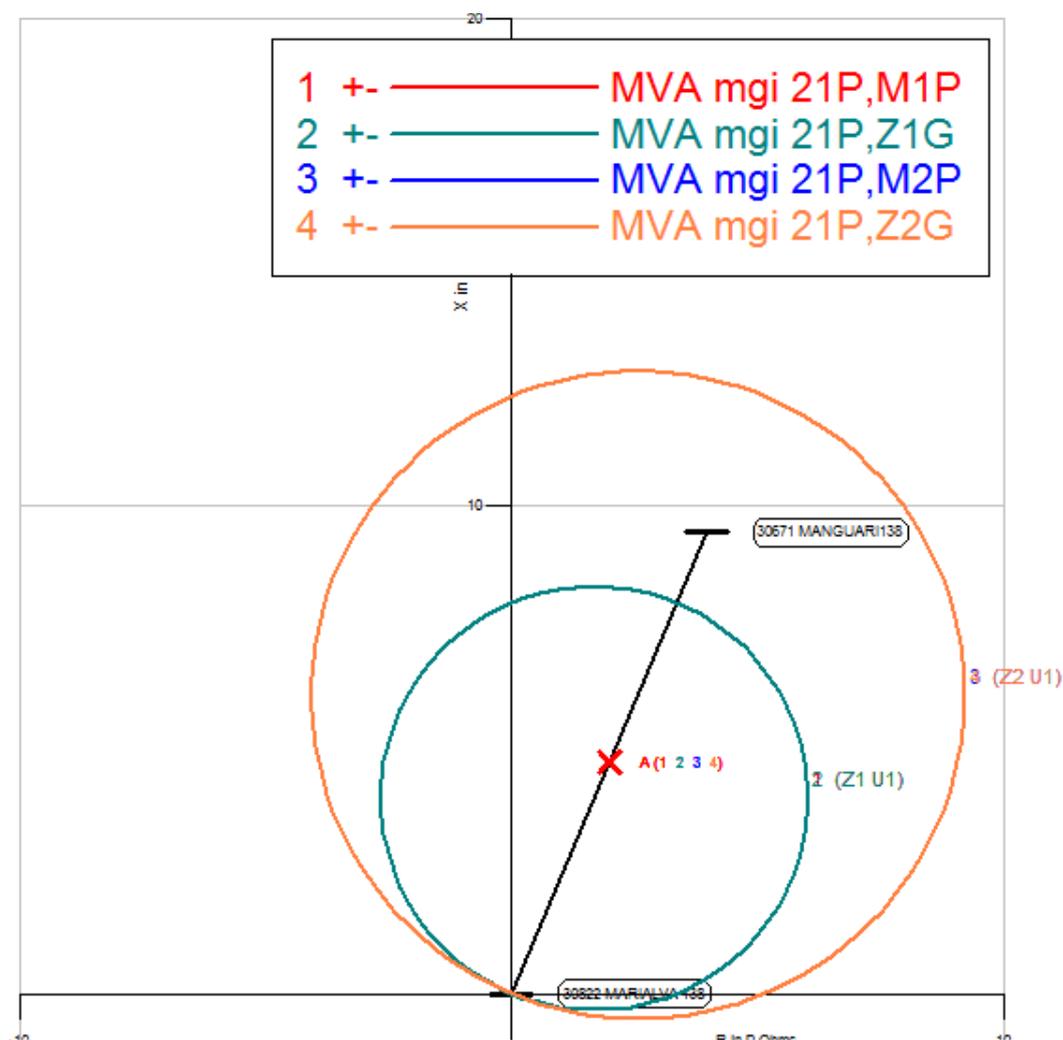
6.5. PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

A proteção de distância protege a LT em duas zonas, instantânea e temporizada. Sendo a zona 1 instantânea e a zona 2 temporizada. Faz-se necessária a criação de uma segunda zona, temporizada, de proteção, para que não haja abertura desnecessária de disjuntores em faltas nos extremos das linhas.

Temos então a proteção do tipo “mho”, sendo o círculo 1 e 2 (sobrepostos) a zona 1 de fase e neutro respectivamente, e o círculo 3 e 4 (sobrepostos) a zona 2 de fase e neutro respectivamente.

Para um curto-circuito trifásico em 50% da linha, conforme a figura 38 e a tabela 23:

Figura 38: Falta trifásica a 50% da linha de transmissão.



Fonte: o autor.

Tabela 23: Falta trifásica a 50% da linha de transmissão.

Curva	Impedância aparente		Operação Segundos	Source/total line	
	Magnitude	Ângulo (°)		Módulo	Ângulo (°)
1	5,13	67,29	0,017	1,48	8,4
2	5,13	67,29	Infinito	1,48	8,4
3	5,13	67,29	0,417	1,48	8,4
4	5,13	67,29	Infinito	1,48	8,4

Fonte: o autor.

A falta em 50% da linha e a atuação da zona 1 de fase em 0,017 segundos – instantânea. Também existe a partida da proteção de zona 2, pois está dentro da

Tabela 24: Falta fase-terra a 50% da linha de transmissão.

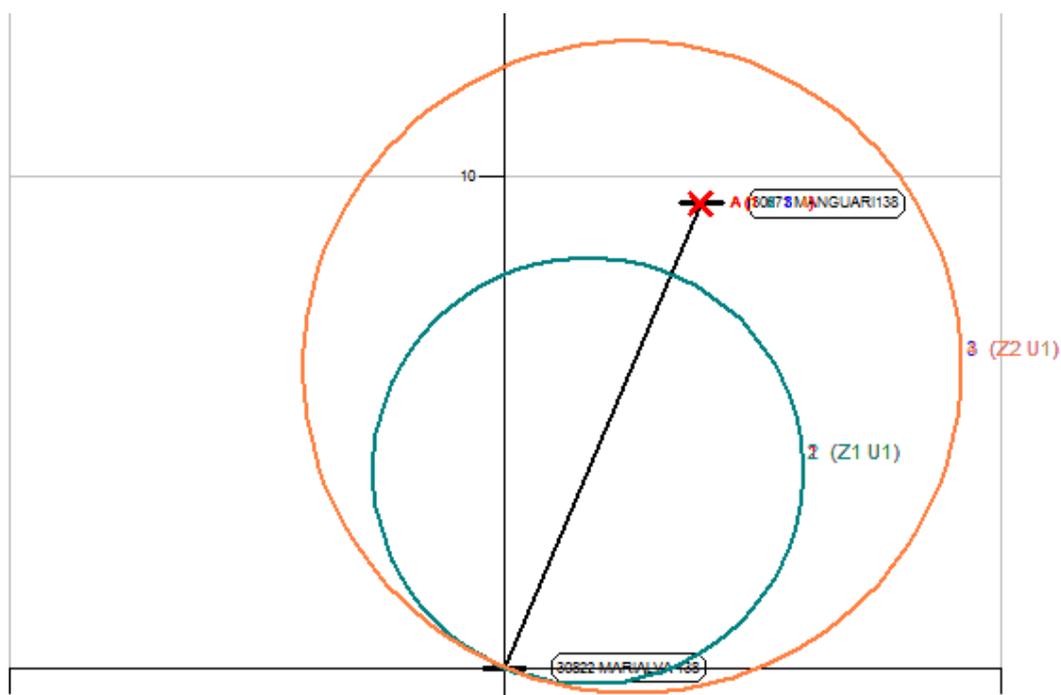
Curva	Impedância aparente		Operação	Source/total line	
	Magnitude	Ângulo (°)		Módulo	Ângulo (°)
1	25,24	121,99	Infinito	1,48	8,4
2	4,31	6537	0,017	1,48	8,4
3	25,24	121,99	Infinito	1,48	8,4
4	4,31	6537	0,017	1,48	8,4

Fonte: o autor.

Neste caso também temos a atuação instantânea, desta vez da zona 1 de neutro, porém, percebe-se um leve deslocamento da falta no gráfico, isto é explicado pelo fato de haverem impedâncias mutuas causadas por outras LTs que saem da mesma subestação. Estas impedâncias mutuas fazem com que a impedância vista pelo relé não seja a mesma impedância real da linha, o que implica em certa imprecisão no método de detecção da falta (SEVERIANO JR., 2013). No caso estudado aqui, estas impedâncias não foram levadas em consideração nos cálculos para efeito de simplificação e também por serem trechos muito pequenos que se cruzam não acabam interferindo nos ajustes.

Para uma falta trifásica em 100% da LT, conforme a figura 40 e a tabela 25:

Figura 40: Falta trifásica a 100% da linha de transmissão.



Fonte: o autor.

Tabela 25: Falta trifásica a 100% da linha de transmissão.

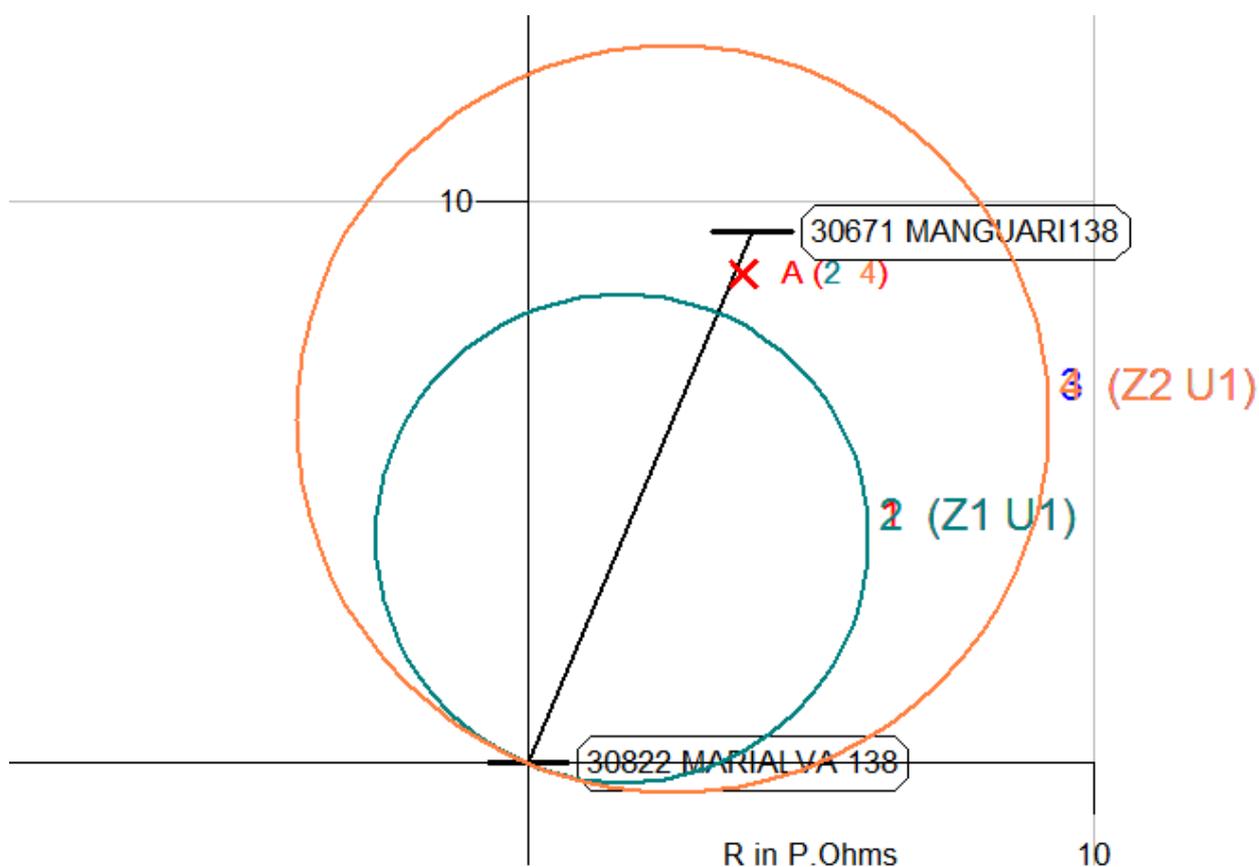
Curva	Impedância aparente		Operação	Source/total line	
	Magnitude	Ângulo (°)		Segundos	Módulo
1	10,26	67,29	Infinito	1,48	8,4
2	10,26	67,29	Infinito	1,48	8,4
3	10,26	67,29	0,417	1,48	8,4
4	10,26	67,29	Infinito	1,48	8,4

Fonte: o autor.

A falta dentro da zona 2 de proteção e a atuação da zona 2 de fase em 0,417 segundos.

Para um curto-circuito fase-terra em 100% da LT, conforme a figura 41 e a tabela 26:

Figura 41: Falta fase-terra a 100% da linha de transmissão.



Fonte: o autor.

Tabela 26: Falta fase-terra a 100% da linha de transmissão.

Curva	Impedância aparente		Operação	Source/total line	
	Magnitude	Ângulo (°)		Módulo	Ângulo (°)
1	35,18	117,17	Infinito	1,48	8,4
2	9,52	66,38	Infinito	1,48	8,4
3	35,18	117,17	Infinito	1,48	8,4
4	9,52	66,38	0,417	1,48	8,4

Fonte: o autor.

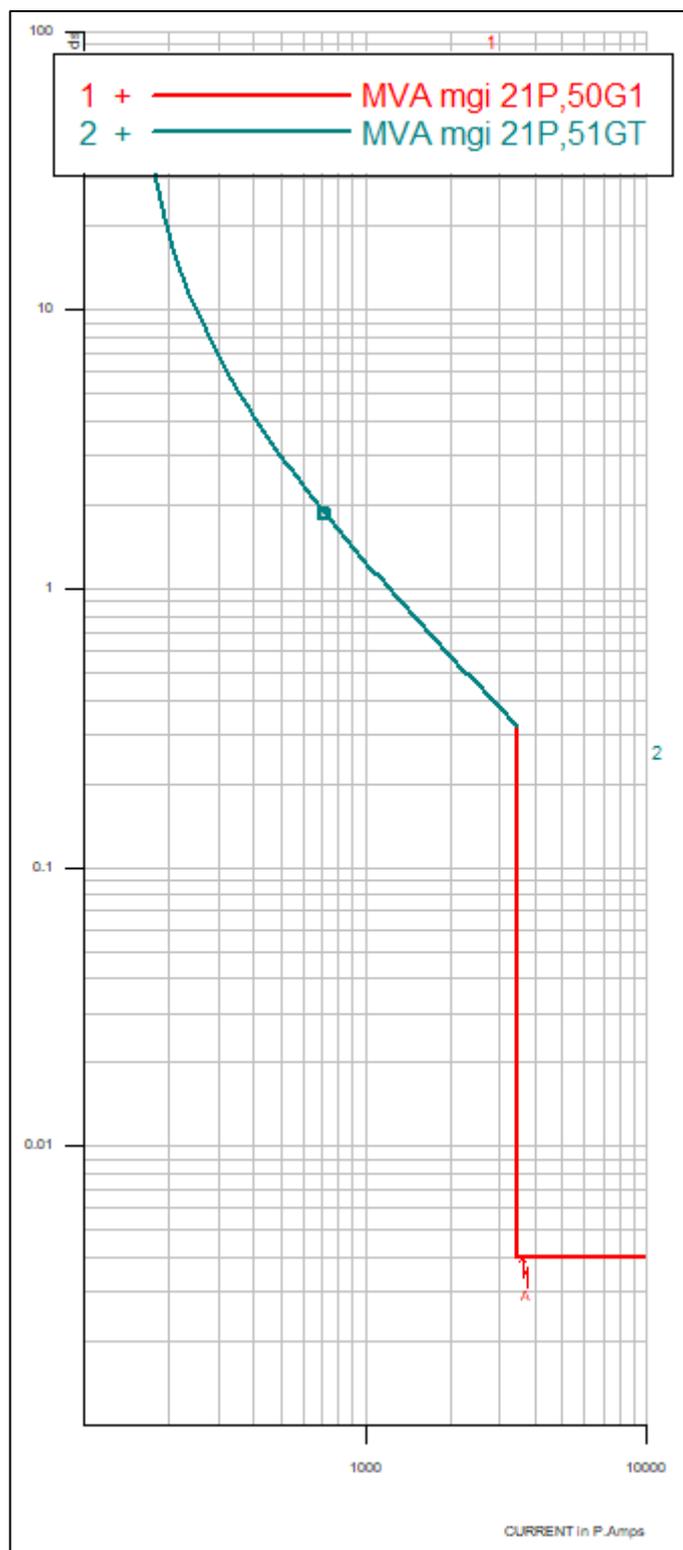
Atuação da zona 2 de neutro em 0,417 segundos – temporizada. E novamente um leve deslocamento da falta no gráfico, causado pelas impedâncias mutuas.

6.6. PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DIRECIONAL DE NEUTRO

A proteção de sobrecorrente direcional de neutro nas linhas de transmissão é feita para garantir coordenação, pois, muitas vezes, durante uma falta fase-terra, existe uma resistência atrelada à falta, como por exemplo, um galho de árvore, sendo assim, com o aumento da resistência de falta, a falta desloca-se muito para a direita nos gráficos vistos para a proteção de distância e acaba ficando fora da zona de proteção “mho” (COPEL, 2009a). Então se faz necessária uma proteção direcional de sobrecorrente também.

Para uma falta fase-terra em 50% da LT, conforme a figura 42 e a tabela 27, atuação instantânea de sobrecorrente de neutro em 0,004 segundos.

Figura 42: Operação da proteção direcional para 50% da LT.



Fonte: o autor.

Tabela 27: Operação da proteção direcional para 50% da LT.

Curva	Corrente		Operação	Source/Total line
	Primário	Primário/Pickup	Segundos	Módulo/ângulo
1	3619,61	1,01	0,004	1,48 \angle 8,4
2	3619,61	2514	0,308	1,48 \angle 8,4

Fonte: o autor.

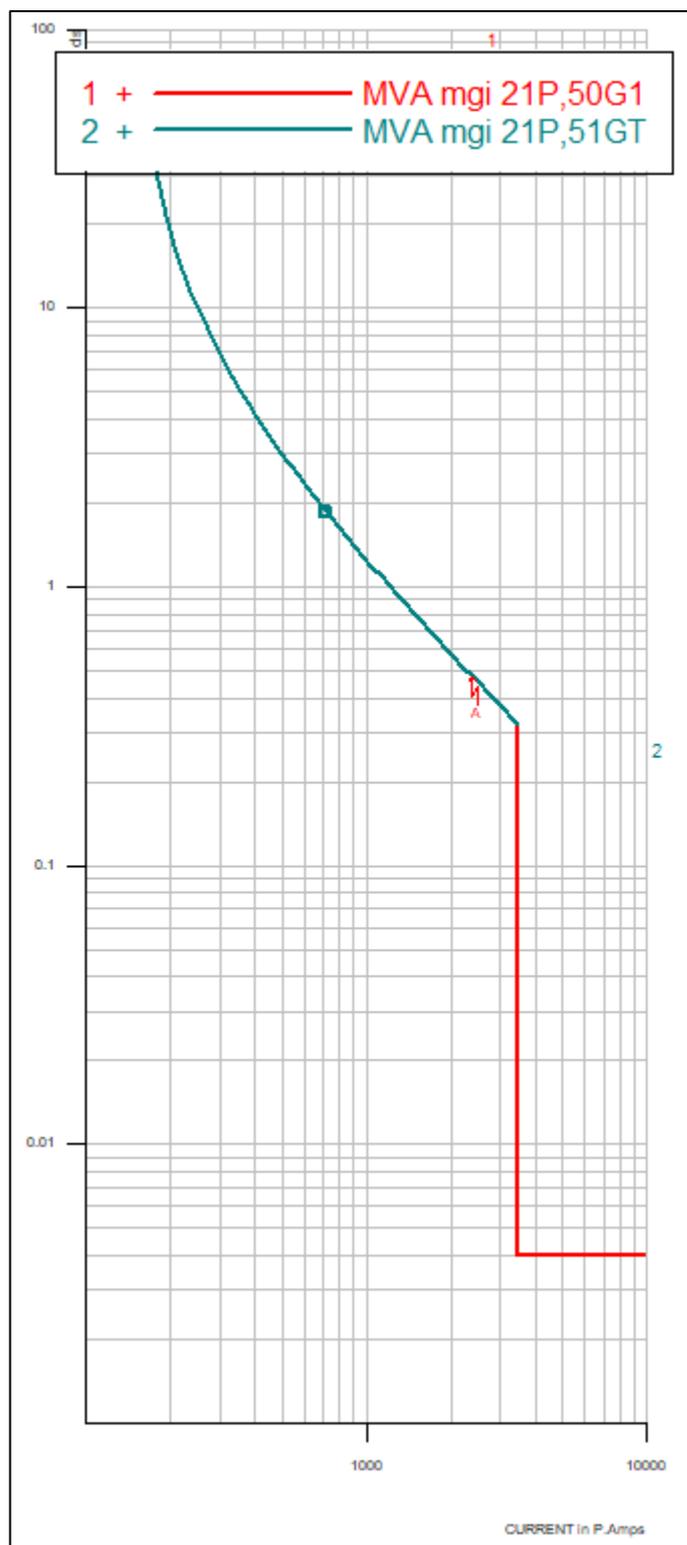
Sendo:

Curva 1 – proteção instantânea de sobrecorrente direcional de neutro e,

Curva 2 – proteção temporizada de sobrecorrente direcional de neutro.

Já para uma falta fase-terra com 100% da LT, conforme a figura 43 e a tabela 28:

Figura 43: Operação da proteção direcional para 100% da LT.



Fonte: o autor.

Tabela 28: Operação da proteção direcional para 100% da LT.

Curva	Corrente		Operação	Source/Total line
	Primário	Primário/Pickup	Segundos	Módulo/ângulo
1	2382,92	0,66	Infinito	1,52 \angle 8,4
2	2382,92	16,55	0,478	1,52 \angle 8,4

Fonte: o autor.

Operação temporizada em 0,478 do disjuntor da LT Marialva-Mandaguari.

7. CONCLUSÃO

Neste capítulo será apresentada a conclusão do trabalho e sugestões de trabalhos futuros que podem dar continuidade a este trabalho.

7.1. CONCLUSÃO DO TRABALHO

O esquema de proteção de sistemas elétricos de potência é de fato muito importante, pois, se projetado adequadamente, garante a seletividade, coordenação e a segurança do sistema protegido. A filosofia de proteção pode ser determinada segundo os relés e suas funções utilizadas, de modo que cada componente da subestação seja protegido com total seletividade e coordenação.

Os transformadores são equipamentos de elevado custo financeiro e de importância fundamental nas subestações, devido a isso, deve-se protegê-lo de forma segura tanto para faltas internas quanto para faltas externas, para que não ocorra a depreciação do sistema e a degradação do equipamento.

Já a proteção de linhas de transmissão depende das suas características e uma falha na proteção pode causar danos no fornecimento de energia elétrica aos consumidores e colocar em risco vida humana.

Deste modo, tanto para a proteção de transformadores quanto para a proteção de linhas de transmissão devem ser especificados de forma correta quais equipamentos serão integrados ao sistema de proteção e quais funções desempenharão cada um dos relés, a fim de garantir confiabilidade ao sistema.

Além da definição de quais equipamentos serão usados e quais as funções que serão desempenhadas, é de fundamental importância que a parametrização dos ajustes dos relés seja feita de forma correta, levando em consideração os níveis corretos de curto-circuito, as características dos equipamentos protegidos e qual a interação entre eles pré e durante as faltas.

O melhor equipamento não garante a proteção adequada se o engenheiro que o ajustou o fez de forma negligente ou não tem a perícia necessária para tal. É

importante, portanto, que durante os ajustes de proteção de qualquer sistema, que tudo seja realizado com cautela e revisado, se possível ainda, por mais de uma pessoa.

Neste estudo foram revisados os critérios de ajustes de proteção da concessionária Copel e foi visto que eles atendem aos requisitos de seletividade e coordenação e podem ser, como já são, utilizados para a proteção de sistemas de alta tensão. Porém, esses não são os únicos critérios funcionais e este trabalho dá abertura para essa discussão. O CAPE 14 é recurso muito sofisticado que, a partir de sua masterização e do modelo feito, permite que, inúmeros casos sejam simulados e remodelados, que os parâmetros sejam refeitos e testados, além de explorar alternativas diferentes para os ajustes de proteção, como por exemplo, verificar a necessidade de alguns fatores utilizados durante a parametrização dos ajustes pela Copel ou estudar até qual ponto é possível diminuir o tempo de coordenação de sobrecorrente do transformador de alta tensão e do alimentador, o que faria com que o transformador ficasse menos tempo exposto à faltas, otimizando o sistema de proteção. Além disso, é possível fazer estudos de emergência com contingências em tempo real, verificando a possibilidade de usar ajustes alternativos para cada situação diferente em que o sistema de potência se encontrar, ajudando assim o centro de operação de qualquer concessionária. Logo, outros critérios e outras filosofias também podem ser utilizados além das revisadas neste trabalho, com o auxílio do *software* aqui apresentado e aprendendo a aproveitar todos os seus recursos, como foi mostrado, poderiam também garantir a proteção dos sistemas elétricos, o que deixa claro que os ajustes de proteção variam de engenheiro para engenheiro, da filosofia da concessionária, do nível de risco atrelado aos equipamentos e também das ferramentas utilizadas nestes estudos, podendo ser ajustes mais conservadores ou mais arrojados.

Uma grande contribuição deste trabalho foi, portanto, a modelagem de um sistema e a exploração dos mais variados recursos oferecidos pelo CAPE, atrelados à revisão de como fazer os ajustes dos parâmetros dos relés pela concessionária Copel, cobrindo assim os mais finos detalhes que envolvem a proteção de sistemas de alta tensão, garantindo que ela esteja bem feita e dando abertura para ser refeita no futuro com novos parâmetros, conforme a necessidade da concessionária mude.

7.2. SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho dá margem para continuação de inúmeras formas, uma delas, mais simples, seria a realização do mesmo trabalho utilizando outro fabricante de relé e fazendo a comparação; outra seria um estudo mais aprofundado da norma IEC 61850 e como realizar a comunicação entre a proteção dos religadores e dos equipamentos da subestação, garantindo assim uma proteção mais veloz.

Outra sugestão é um estudo mais elaborado da influência das impedâncias mútuas na proteção de distância, neste caso a sugestão é utilizar como base uma subestação ou um caso fictício em que exista um número grande de LTs na subestação, deste modo a influência das mútuas será grande e pode ser feito um comparativo dos cálculos e resultados levando e não levando em consideração as mútuas.

Mais uma ideia de trabalho futuro seria o estudo de teleproteção, seus princípios e como fazer seu ajuste, tanto em relés da própria SEL como em relés de outros fabricantes.

REFERÊNCIAS

ALSTOM GRID. **Network Protection & Automation Guide**. Alstom Grid, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Interrupções de energia geram R\$646,4 milhões em compensação aos consumidores em 2015**. Disponível em <<https://goo.gl/ybEcLY>>. Acesso em: 16 out. 2016.

ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. IEEE Press Series on Power Engineering, 1999.

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying – Principles and Applications**. Boca Ratón: 2007.

CAMINHA, Amadeu C. **Introdução à proteção de sistemas elétricos**. São Paulo: Edgard Blücher, 1977.

COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A. **Critérios Homogêneos de Ajustes para Proteções de Linhas de Transmissão & Transformadores**. Curitiba: 2009.

_____. **Especificação Técnica COPEL Relés de Proteção**. Curitiba: 2009.

COURY, Denis Vinícius; OLESKOVICZ, Mário; GIOVANI, Renan. **Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes**. São Carlos: EESC-USP, 2007.

DE KOCK, J; STRAUSS, C. **Practical Power Distribution for Industry**. Burlington: 2004.

DE MEDEIROS, R. P. **Proteção diferencial de transformadores de potência utilizando a transformada *Wavelet***. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2014.

EL-HAWARY, M. E. **Electrical Energy Systems**. Nova Iorque: 2000.

ELMORE, Walter A. **Protective relaying theory and applications**. New York: Marcel Dekker Inc., 2003.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balço energético nacional**. Rio de Janeiro, EPE: 2016.

GLOVER, J. D.; SARMA, S. M.; OVERBYE, T. J. **Power System – Analysis and design**. Toronto: 2008.

GOMES, Paulo; LIMA, J. W. Marangon; SCHILLING, M. T. **Estratégias para aumento da segurança da malha elétrica nacional: lições extraídas dos grandes blecautes**. Trabalho apresentado em XVI SNPTEE, Grupo IV, GAT-015, Campinas, 2001.

HOROWITZ, Stanley; PHADKE, Arun G. **Power System Relaying**. 3 ed. Research Studies Press Limited, 2008.

INEPAR. **Relé de sobrecorrente linha “I”**. Curitiba: INEPAR, 1983.

KINDERMANN, Geraldo. **Curto circuito**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.

MAEZONO, Paulo Koiti. **Filosofia de proteção de linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e reatores “shunt”**. São Paulo: Virtus Consultoria & Serviços, Ltda., 2014

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. LTC, 2011.

MASON, C. Russel. **The art and science of protective relaying**. General Electric and Company, 1958.

MOONEY, Joe. **Microprocessor-based transmission line relays applications**. Pullman: Schweitzer Laboratories Engineering, Inc., 1996.

NOGUEIRA, Daniel da Silva; ALVES, Diego Prandino. Transformador de potência – Teoria e Aplicação. Disponível em: <<https://goo.gl/TTYvIO>>. Acesso em: 26 mai. 2017.

RUFATO JUNIOR, Eloi. **Viabilidade técnica e econômica da modernização do sistema de proteção da distribuição**. Dissertação (mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

SEVERIANO JUNIOR, Carlos Alberto. **Localização e classificação de faltas em linhas de transmissão utilizando o método dos mínimos quadrados e inteligência computacional**. Dissertação (pós-graduação) – Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2013.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, COMERCIAL LTDA. **Memória de cálculo para os ajustes do relé de proteção SEL-311C**. Campinas: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2011

_____, INC. **SEL-387-0, -5, -6 Relay Instruction Manual**. Pullman: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

_____. **SEL-351-5, -6, -7 Protection System Instruction Manual**. Pullman: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

_____. **SEL-311C-1 Transmission Protection System Instruction Manual**. Pullman: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

_____. **Automação das Subestações: Redes de Comunicação em Subestações de Energia Elétrica – Norma IEC 61850**. Pullman: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

STEVENSON Jr, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência.** São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

TUMA, Rogério Wagner A. **Proteção de Transformadores – Reatores & Capacitores.** Londrina: Faculdade Pitágoras de Londrina, 2011.

_____. **Proteção de Linhas de Transmissão.** Londrina: Faculdade Pitágoras de Londrina, 2011.

WARTH, Anne; RODRIGUES, Eduardo. **Apagão começou com curto-circuito.** Disponível em <<https://goo.gl/03KoAu>>. Acesso em: 16 out. 2016.

WESTINGHOUSE ELECTRICAL CORPORATION. **I.L. 41-347.1K.** Nova Jersey: Westinghouse Electrical Corporation, 1973.

_____. **APPLIED PROTECTIVE RELAYING.** Nova Jersey: Westinghouse Electrical Corporation, 1979.