

UNIVERSIDADE DE PASSO FUNDO

Rodrigo Donzelli

BANCADA PARA SIMULAÇÃO DE COORDENAÇÃO E
SELETIVIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Passo Fundo

2017

Rodrigo Donzelli

BANCADA PARA SIMULAÇÃO DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho apresentado ao curso de Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia e Arquitetura, da Universidade de Passo Fundo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista, sob orientação do professor Me. Sérgio Bordignon.

Passo Fundo

2017

Rodrigo Donzelli

Bancada para simulação de coordenação e seletividade em redes de distribuição

Trabalho apresentado ao curso de Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia e Arquitetura, da Universidade de Passo Fundo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista, sob orientação do professor Me. Sérgio Bordignon.

Aprovado em ____ de _____ de ____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Sérgio Bordignon – UPF – Orientador

Prof. Me. Rodrigo Siqueira Penz – UPF – Examinador

Prof. Dr. Jocarly Patrocínio de Souza – UPF – Examinador

Este trabalho é dedicado aos meus pais Darci Donzelli e Gildéres Inês Bavaresco Donzelli e namorada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a meus pais Darci Donzelli e Gildéres Inês Bavaresco Donzelli por me propiciar, apesar de toda dificuldade, a oportunidade de seguir no caminho do estudo e poder concluir minha graduação.

Aos meus avôs Avelino Donzelli (*in memoriam*) e João Pedro Bavaresco (*in memoriam*), ao qual não pude ter o prazer de conhecer e conversar, pelas famílias que construíram em suas passagens.

As minhas avós Maria Zanin Donzelli (*in memoriam*) e Graciema Sebben Bavaresco (*in memoriam*), que puderam me passar muitos de seus conselhos e ensinamentos de vida, ao qual sempre lembrarei.

Aos tios e primos por sempre fazerem votos de confiança e ajuda nos momentos de dificuldade.

Aos antigos professores que tive durante meu período escolar por sempre me instigarem ao estudo e as boas práticas como cidadão.

Aos amigos pelos bons diálogos e conselhos nos bons e maus momentos.

As empresas ao qual trabalhei e continuo trabalhando pela oportunidade de aprendizado que me propuseram nesta caminhada.

Ao colega e amigo Luís Guilherme Cataneo pela amizade sincera que construímos e pelas longas jornadas de estudo.

A namorada Daniela Rossetto por entender minhas ausências e me apoiar nos momentos difíceis desta caminhada.

Aos professores da faculdade que não mediram esforços para poder transmitir o máximo de seus conhecimentos, em especial ao professor orientador Sérgio Bordignon e coordenador professor Rodrigo Siqueira Penz por toda a contribuição e dedicação para que juntos pudéssemos concluir o trabalho. Também agradeço aos professores Jocarly, Joan, Amauri e Adriano pelas dicas em vários momentos que me deparei com problemas na execução do projeto e escrita do relatório.

Ao colega Lucas Daniel Zandonai, pelo auxílio na construção física da bancada, trabalho este executado com excelente qualidade de sua parte.

Enfim, agradeço a todas as pessoas que cruzaram meu caminho e de alguma forma, por mais simples que tenha sido, contribuíram para meu crescimento pessoal e profissional.

“A persistência é o caminho do êxito, contudo, apenas homens honestos e de caráter terão vida longa”.

Adaptado de Charlie Chaplin

RESUMO

A energia elétrica é um dos bens mais utilizados na sociedade, quer seja na residência, no comércio, na indústria ou no meio rural. Os equipamentos de proteções instalados ao longo da rede de energia precisam ser confiáveis e versáteis, para garantir que a distribuidora responsável pelo abastecimento de energia aos consumidores consiga atender na íntegra as normativas estabelecidas pelos órgãos competentes, gerando assim o mínimo de interrupções indesejáveis. Para tanto, além de equipamentos de ponta são necessários também, profissionais capacitados para interpretar estes sistemas e suas peculiaridades. Assim sendo, o intuito deste trabalho consiste no desenvolvimento de um simulador para estudo de coordenação e seletividade através de relés digitais. Estes equipamentos são instalados, na prática, em subestações de energia que possuam capacidade de transformação acima de 300kVA. Neste simulador foi instalado um autotransformador variável para ajuste da tensão de operação da linha de distribuição. Também, foi elaborado um simulador de redes de distribuição, dotado de indutâncias e resistências variáveis, com finalidade de reproduzir a variação do comprimento destas redes. O chaveamento das impedâncias de curto-circuito está sendo realizada em extra baixa tensão, para isso, foi instalado um transformador rebaixador após a impedância de rede e antes do simulador de falha. Os dois tipos de falhas que podem ser simuladas são: sobrecarga e curto-circuito. O monitoramento de sobrecorrente está sendo realizado por meio de relé digital com funções de proteção por sobrecorrente instantânea e temporizada de fase e neutro. A medição do nível de corrente é realizada por sensores de correntes instalados na rede de distribuição. O acionamento do circuito de força é realizado por meio de botões de pulso que enviam sinais para contadores tripolares. Para parada de emergência foi instalado um dispositivo específico para esta finalidade na entrada geral de energia que alimenta a bancada de simulação.

Palavras-Chave: Coordenação, Seletividade, Relé Digital de Proteção.

ABSTRACT

Electricity is one of the most widely used assets in society, whether in residence, in commerce, in industry or in rural areas. The protective equipment installed along the power grid must be reliable and versatile to ensure that the distributor responsible for the energy supply to consumers is able to fully comply with the regulations established by the competent authorities, thus generating the minimum of undesirable interruptions. For this, in addition to state-of-the-art equipment, trained professionals are also required to interpret these systems and their peculiarities. Therefore, the purpose of this work is the development of a simulator to study coordination and selectivity through digital relays. These equipments are installed, in practice, in energy substations that have transformation capacity above 300kVA. In this simulator a Variac was installed to adjust the operating voltage of the distribution line. Also, a distribution network simulator was developed, with inductances and variable resistances, in order to reproduce the variation of the length of these networks. The switching of the short-circuit impedances is being carried out at extra-low voltage, for this, a down-converter transformer was installed after the network impedance and before the fault simulator. The two types of failures that can be simulated are: overload and short-circuit. Overcurrent monitoring is being carried out by means of a digital relay with instantaneous and phase and neutral time overcurrent protection functions. Current level measurement is performed by current sensors installed in the distribution network. The power circuit is actuated by means of pulse buttons that send signals to tripolar contactors. For emergency shutdown a specific device was installed for this purpose in the general power input that feeds the simulation stand.

Keywords: Coordination, Selectivity, Digital Relay Protection.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Composição geral do SEP	26
Figura 2 – Causas das interrupções	28
Figura 3 – Origem das interrupções	29
Figura 4 – Duração das interrupções (T em minutos)	29
Figura 5 – Interrupções em função do tipo de curto-circuito	30
Figura 6 – Circuito equivalente do curto-circuito trifásico	31
Figura 7 – Circuito equivalente do curto-circuito bifásico isolado	32
Figura 8 – Circuito equivalente do curto-circuito fase-terra	32
Figura 9 – Circuito equivalente do curto-circuito fase-terra mínimo	33
Figura 10 – Diagrama unifilar	35
Figura 11 – Modelo por fase de um gerador e motor síncrono	36
Figura 12 – Período subtransitório, transitório e permanente em máquinas síncronas	37
Figura 13 – Circuito equivalente por fase do transformador	37
Figura 14 – Modelo por fase do transformador	38
Figura 15 – Classificação das linhas de transmissão e distribuição	39
Figura 16 – Modelo por fase de linha curta	39
Figura 17 – Modelo π por fase de linha média	40
Figura 18 – Modelo T por fase de linha média	40
Figura 19 – Modelo por fase de linha longa	41
Figura 20 – Diagrama do curto-circuito	48
Figura 21 – Seletividade amperimétrica	50
Figura 22 – Curva de tempo inverso genérico	51
Figura 23 – Curva de tempo definido genérica	51
Figura 24 – Coordenograma genérico	52
Figura 25 – Curva de operação geral do relé digital	53
Figura 26 – Característica curvas NI - MI - EI	54
Figura 27 – Esquemático de projeto	58
Figura 28 – Esquema de ligação autotransformador variável	59
Figura 29 – Projeto reostato com escala de 0 a 50 ohm	63
Figura 30 – Dados do dimensionamento do indutor	65
Figura 31 – Projeto indutor variável	66
Figura 32 – Diagrama de ligação do transformador projetado	69

Figura 33 – Ensaio de curto-circuito	70
Figura 34 – Cargas projetadas em ligação estrela	74
Figura 35 – Curva de saturação TC de Proteção e Medição	78
Figura 36 – Sensor de corrente projetado tipo janela	78
Figura 37 – Relé de Sobrecorrente Pextron – Modelo URPE 7104T	79
Figura 38 – Identificação dos botões de operação da bancada de simulação	81
Figura 39 – Identificação dos conectores de força instalados na linha de distribuição	81
Figura 40 – Diagrama unifilar simplificado para equipamentos do sistema elétrico real	83
Figura 41 – Diagrama unifilar simplificado para estudo de seletividade na bancada	84
Figura 42 – Coordenograma de fase	89
Figura 43 – Coordenograma de neutro	92
Figura 44 – Coordenograma com curvas de fase e neutro sobrepostas	93
Figura 45 – Bancada para simulação de coordenação e seletividade construída	96
Figura 46 – Medição de corrente e tensão na simulação do sistema em carga	101
Figura 47 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa NI	102
Figura 48 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa MI	103
Figura 49 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa EI	104
Figura 50 – Atuação do Relé 02 no Instantâneo através de curto-circuito trifásico	105
Figura 51 – Atuação do Relé 02 no Instantâneo através de curto-circuito bifásico	106
Figura 52 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa NI através de curto-circuito monofásico	107
Figura 53 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa MI através de curto-circuito monofásico	108
Figura 54 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa EI através de curto-circuito monofásico	108
Figura 55 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa NI através de curto-circuito fase terra mínimo	109
Figura 56 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa MI através de curto-circuito fase terra mínimo	110
Figura 57 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa EI através de curto-circuito fase terra mínimo	111
Figura 58 – Medição da corrente de desequilíbrio de neutro em curto-circuito monofásico ligação delta	112
Figura 59 – Medição da corrente de desequilíbrio de neutro em curto-circuito fase terra mínimo ligação delta	112
Figura 60 – Corrente de acionamento do módulo de neutro em ligação estrela – estrela no transformador	113

Figura 61 – Atuação do Relé 01 e Relé 02 em rede curta	115
Figura 62 – Atuação do Relé 02 em rede média	116
Figura 63 – Atuação do Relé 02 em rede longa	117
Figura 1 – Identificação componentes da bancada	131
Figura 2 – Representação botão de emergência, ajuste de tensão e fusível de proteção	132
Figura 3 – Conexões de resistência e indutância	132
Figura 4 – Curva Genérica Relé Religador URPE 2000	133
Figura 5 – Botões de Liga e Desliga e Sinaizador	137
Figura 6 – Medição na bancada	138
Figura 7 – Valores esperados de tempo x corrente	140

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Constante das curvas de temporização	54
Tabela 2 – Potência máxima de saída do autotransformador em função da tensão de ajuste	60
Tabela 3 – Banco de dados impedâncias em PU reais do SEP	61
Tabela 4 – Impedância da rede elétrica calculada em ohm	62
Tabela 5 – Resultado do cálculo da indutância de rede	64
Tabela 6 – Tabela de dimensionamento do indutor	66
Tabela 7 – Dados de impedância transformadores industriais WEG	67
Tabela 8 – Valores da relação de transformação do transformador de bancada	69
Tabela 9 – Carga projetada para bancada de simulação	72
Tabela 10 – Cálculo de resistência e correntes na carga e sobrecarga	74
Tabela 11 – Banco de dados das correntes de curtos-circuitos reais do sistema elétrico	75
Tabela 12 – Nível de curto-circuito no lado primário de transformadores reais do SEP	76
Tabela 13 – Nível de curto-circuito franco calculado no borne primário do transformador de bancada	77
Tabela 14 – Dados de impedância de rede a ser ajustado no simulador para limitação de curto-circuito	84
Tabela 15 – Nível de curto-circuito aproximado conforme rede parametrizada no simulador	85
Tabela 16 – Parâmetros de ajuste Relé 01	85
Tabela 17 – Dados do transformador e carga para cálculo de seletividade no simulador	86
Tabela 18 – Cálculo do ajuste de fase temporizado	87
Tabela 19 – Temporização aproximada calculada para a unidade de fase	87
Tabela 20 – Valor de corrente de curto-circuito de fase ou ajuste instantâneo de fase	88
Tabela 21 – Cálculo do ajuste de neutro temporizado	90
Tabela 22 – Temporização aproximada calculada para a unidade de neutro	90
Tabela 23 – Valor de corrente de curto-circuito de neutro ou ajuste instantâneo de neutro	91
Tabela 24 – Tabela resumida de parâmetros para o Relé 02	94
Tabela 25 – Valores práticos medidos no reostato projetado	97
Tabela 26 – Valores práticos de indutância medidos no indutor projetado	97
Tabela 27 – Valores práticos de resistência medidos no indutor projetado	98
Tabela 28 – Valores práticos de resistência medidas nas cargas, sobrecargas e curtos circuitos construídos	98
Tabela 29 – Medição de tensão a vazio do transformador fabricado	99

Tabela 30 – Indutância mensurada no transformador rebaixador	99
Tabela 31 – Resistência medida no transformador rebaixador	100
Tabela 32 – Medição de corrente e tensão em carga	101
Tabela 33 – Custo do projeto	118
Tabela 1 – Parâmetros das curvas dos relés digitais	134
Tabela 2 – Parametrização Relé Religador URPE 2000	134
Tabela 3 – Nível de curto-circuito calculado	135
Tabela 4 – Carga de 200VA	135
Tabela 5 – Resumo de parâmetros para Relé 02	136
Tabela 6 – Parametrização Relé Transformador URPE 7104T	136

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica
AT – Alta Tensão
BT – Baixa Tensão
CA – Condutor de Alumínio
CAA – Condutor de Alumínio com Alma de Aço
CC – Condutor de Cobre
CEEE – Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELESC – Concessionária de Energia Elétrica de Santa Catarina
CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz
DEC – Duração Equivalente por Consumidor
EI – Extremamente Inversa
FEC – Frequência Equivalente por Consumidor
DIC – Duração Individual por Consumidor
FIC – Frequência Individual por Consumidor
Ia – Corrente de Acionamento
Ic – Corrente Nominal do Circuito a ser Protegido
Ima – Sobrecorrente Máxima Admitida
Tms – Multiplicador de Tempo
Iutf – Corrente do Tape de Fase
Iutn – Corrente de Tape do Neutro
Kf – Valor de Sobrecarga Admissível
Kn – Valor da Corrente de Desequilíbrio do Sistema
MI – Muito Inversa
MT – Média Tensão
MUSD – Montante de Uso do Sistema de Distribuição
NI – Normalmente Inversa
ONS – Operador Nacional do Sistema
PU – Por Unidade
RGE – Rio Grande Energia
RTC – Relação de Transformação do Transformador de Corrente
SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIN – Sistema Interligado Nacional

TC – Transformador de Corrente

TP – Transformador de Potencial

Z+ – Impedância de Sequência Positiva

Z0 – Impedância de Sequência Zero

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	22
1.1 OBJETIVOS	22
1.1.1 Objetivos Específicos	23
1.2 JUSTIFICATIVA	23
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	24
2 REVISÃO DA LITERATURA	25
2.1 CONSTITUIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	25
2.1.1 Sistema Elétrico	25
2.1.2 Sistema de Geração	26
2.1.3 Sistema de Transmissão	26
2.1.4 Sistema de Distribuição.....	27
2.1.4.1 Sistema de Subtransmissão.....	27
2.1.4.2 Sistema de Distribuição Primária	27
2.1.4.3 Sistema de Distribuição Secundária	27
2.1.5 Equipamentos Obrigatórios em Subestações do Consumidor Final	27
2.2 TIPOS DE FALHA EM UNIDADES CONSUMIDORAS	28
2.2.1 Dados Estatísticos	28
2.2.2 Sobrecarga.....	29
2.2.3 Curto-circuito	30
2.2.3.1 Curto-circuito Trifásico no Sistema Radial.....	31
2.2.3.2 Curto-circuito Bifásico no Sistema Radial.....	31
2.2.3.3 Curto-circuito Monofásico (Fase para Terra) no Sistema Radial	32
2.2.3.4 Curto-circuito Monofásico entre Fase e Terra Mínimo no Sistema Radial.....	33
2.2.4 Avaliação da Continuidade de Fornecimento	34
2.2.4.1 DEC	34

2.2.4.2 <i>FEC</i>	34
2.2.4.3 <i>DIC</i>	34
2.2.4.4 <i>FIC</i>	34
2.3 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO	35
2.3.1 Equipamentos de Estudo	35
2.3.2 Diagrama Unifilar	35
2.3.3 Representação por Fase de um Sistema de Potência	36
2.3.3.1 <i>Gerador Síncrono e Motor Síncrono</i>	36
2.3.3.2 <i>Transformador</i>	37
2.3.3.3 <i>Linhas de Transmissão e Redes de Distribuição</i>	38
2.3.3.4 <i>Impedância em Linhas de Transmissão e Distribuição</i>	41
2.4 PROTEÇÃO DOS SISTEMA ELÉTRICO	42
2.4.1 Generalidades	42
2.4.2 Chaves Fusíveis e Elos Fusíveis	42
2.4.3 Disjuntores	42
2.4.4 Religador	43
2.4.5 Para Raio	43
2.4.6 Relé de Proteção em Sistema de Distribuição	43
2.4.6.1 <i>Relés Fluidodinâmicos</i>	44
2.4.6.2 <i>Relés Eletromagnéticos</i>	44
2.4.6.3 <i>Relés Eletrodinâmicos</i>	44
2.4.6.4 <i>Relés de Indução</i>	44
2.4.6.5 <i>Relés Térmicos</i>	45
2.4.6.6 <i>Relés Eletrônicos</i>	45
2.4.6.7 <i>Relés Digitais</i>	45
2.4.7 Transformador de Corrente para Proteção (TC)	45
2.4.8 Transformador de Potencial (TP)	46

2.4.9 Tipos de Proteções do Sistema Elétrico	47
2.4.9.1 <i>Proteção de Sobrecorrente</i>	47
2.4.9.2 <i>Proteção de Sobre-tensão</i>	48
2.4.9.3 <i>Proteção de Subtensão</i>	48
2.4.9.4 <i>Proteção de Frequência</i>	48
2.4.9.5 <i>Proteção de Sobre-excitação</i>	49
2.4.10 Seletividade	49
2.4.10.1 <i>Seletividade Amperimétrica</i>	49
2.4.10.2 <i>Seletividade Cronicométrica</i>	50
2.4.11 Coordenação	51
2.4.12 Características dos Relés de Proteção para Cabine Primária.....	52
2.4.12.1 <i>Unidade Temporizada de Fase e Neutro</i>	54
2.4.12.2 <i>Unidade de Tempo Definido de Fase e Neutro</i>	57
2.4.12.3 <i>Unidade Instantânea de Fase</i>	57
3 PROJETO E ESPECIFICAÇÕES DOS ELEMENTOS DO SIMULADOR	58
3.1 GERAÇÃO E SUBESTAÇÃO	58
3.1.1 Projeto Autotransformador Variável	59
3.2 LINHAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO	60
3.2.1 Projeto Reostato.....	62
3.2.2 Projeto Indutor Variável.....	63
3.3 TRANSFORMAÇÃO	67
3.3.1 Projeto Transformador Rebaixador	68
3.3.1.1 <i>Especificação dos Dados de Placa do Transformador</i>	69
3.4 CARGAS E SOBRECARGAS	72
3.4.1 Projeto Cargas	72
3.5 CURTO-CIRCUITO	75
3.5.1 Projeto da Impedância de Curto-circuito	76

3.6 SENSOR DE CORRENTE	77
3.6.1 Projeto Sensor de Corrente	77
3.7 RELÉS DE SOBRECORRENTE.....	79
3.8 DISPOSITIVO DE MANOBRA.....	80
3.9 FORÇA E COMANDO.....	80
4 CÁLCULO PARA PARAMETRIZAÇÃO DOS RELÉS DE SOBRECORRENTE....	83
4.1 DADOS DE IMPEDÂNCIA E CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO	84
4.2 PARAMETROS RELÉ 01	85
4.3 INFORMAÇÃO DA CARGA	86
4.4 CÁLCULO CORRENTE DE PARTIDA TEMPORIZADA DE FASE.....	86
4.5 TEMPO DE OPERAÇÃO DE FASE.....	87
4.6 CÁLCULO INSTÂNTANEO DE FASE.....	88
4.7 COORDENOGRAMA DE FASE.....	88
4.8 CÁLCULO CORRENTE DE PARTIDA TEMPORIZADA DE NEUTRO	89
4.9 TEMPO DE OPERAÇÃO DE NEUTRO	90
4.10 CÁLCULO INSTÂNTANEO DE NEUTRO	91
4.11 COORDENOGRAMA DE NEUTRO	91
4.12 COORDENOGRAMA GERAL.....	93
4.12.1 Tabela de Ajustes Resumida do Relé 02.....	94
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES	95
5.1 MEDIÇÃO DOS ELEMENTOS E EQUIPAMENTOS PROJETADOS	97
5.1.1 Reostato	97
5.1.2 Indutor Variável	97
5.1.3 Carga, Sobrecarga e Curto-circuito.....	98
5.1.4 Transformador	99
5.2 CARGA E SOBRECARGA.....	100
5.2.1 Carga	100

5.2.2 Sobrecarga.....	102
5.3 CURTO-CIRCUITO	104
5.3.1 Curto-circuito Trifásico	104
5.3.2 Curto-circuito Bifásico	105
5.3.3 Curto-circuito Monofásico.....	106
5.3.4 Curto-circuito Fase e Terra Mínimo	109
5.3.5 Atuação pela Curva de Neutro	111
5.4 REDE CURTA, MÉDIA E LONGA.....	114
5.4.1 Rede Curta	114
5.4.2 Rede Média.....	115
5.4.3 Rede Longa.....	116
5.5 CUSTO DO PROJETO	118
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	119
6.1 DIFICULDADES NA ELABORAÇÃO DO PROJETO	120
6.2 SUGESTÕES PARA MELHORIAS NO PROJETO.....	121
REFERÊNCIAS	122
APENDICES	123
APÊNDICE A – Pontos de Corrente x Tempo para Coordenograma de Fase.....	123
APÊNDICE B – Pontos de Corrente x Tempo para Coordenograma de Neutro.....	124
APÊNDICE C – Pontos de Corrente x Tempo de Neutro para TAPEn 50mA	125
APÊNDICE D	126
MULTIFILAR DE FORÇA E COMANDO	126
APÊNDICE E.....	128
PROJETO MECÂNICO E DIAGRAMA UNIFILAR BANCADA DE SIMULAÇÃO	128
APÊNDICE F – Manual da Bancada de Simulação para Ensaios	130
ANEXOS	141
ANEXO A – Impedâncias dos Condutores de Alumínio CA	141

ANEXO B – Impedâncias dos Condutores de Alumínio CAA.....	142
ANEXO C – Impedâncias dos Condutores de Cobre CC.....	143
ANEXO D – Curva Corrente x Tempo de Fusão Mínimo e Máximo Elo Fusível Tipo H	144
ANEXO E – Curva Corrente x Tempo de Fusão Mínimo e Máximo Elo Fusível Tipo K	145
ANEXO F – Curva Corrente x Tempo de Fusão Mínimo e Máximo Elo Fusível Tipo T	146
ANEXO G – Curva Corrente x Tempo Fusível Tipo HH.....	147
ANEXO H – Nomenclatura das Funções de Proteção e Manobra (ANSI)	148
ANEXO I – Nomenclatura Complementar das Funções de Proteção e Manobra (ANSI)	151
ANEXO J – Dias de Tempo para Curva NI.....	152
ANEXO K – Dias de Tempo para Curva MI.....	153
ANEXO L – Dias de Tempo para Curva EI	154

1 INTRODUÇÃO

Segundo estatísticas o consumo de energia elétrica é um forte indicador do quão saudável está a cadeia produtiva e econômica de um país, região ou indústria. Devido a sua grande importância, é de extrema responsabilidade das companhias de energia garantir a continuidade do serviço de forma a transportar da melhor forma possível, através de um sistema interligado, a maior quantidade de energia possível. No entanto, ao longo das extensas redes de distribuição estão ligados consumidores que possuem grande potência instalada, podendo ser estes os causadores das maiores falhas no sistema que impactam diretamente nos indicadores de qualidade das concessionárias de energia.

Consumidores que necessitam de subestação acima de 300 kVA são obrigados por normativas vigentes a instalar disjuntor de média tensão comandado por relé de monitoramento para proteção de eventual falha ou também denominado de falta, que pode ter origem em um curto-circuito ou uma sobrecorrente. Os parâmetros dos relés precisam estar ajustados conforme tipo de monitoramento desejado, ou seja, devem estar com seus ajustes coordenados e seletivos aos demais equipamentos de proteção instalados no decorrer da rede, como por exemplo, relés, fusíveis e religadores da concessionária de energia.

Os equipamentos que serão instalados nas cabines primárias precisam ser selecionados de forma correta, quer seja, fusível ou disjuntor de média tensão dotado de relé secundário.

Além da escolha do equipamento, também é necessário fazer a parametrização do relé de sobrecorrente, conforme tipo de curva de atuação, tempo e corrente. Esses dados devem ser corretamente calculados, conforme informação do ponto de entrega fornecida pela distribuidora de energia, quanto aos valores da corrente de curto-circuito, tensão e curva do dispositivo à montante da instalação do equipamento de monitoração novo a ser instalado. Isso é essencial para através dos cálculos realizados, fazer a programação do sistema, para que atue de forma seletiva e coordenada e assim isolar a falha sem prejudicar terceiros.

1.1 OBJETIVOS

Desenvolver uma bancada de testes equipada com fontes, simuladores de linhas transmissão e distribuição (indutâncias variáveis e resistências variáveis), relés de monitoramento e simuladores de sobrecargas e de curtos-circuitos, para demonstrar o funcionamento das parametrizações dos relés digitais de proteção de sobrecorrente, em

estudos de coordenação e seletividade da rede de distribuição, ou seja, entre subestação da concessionária de energia e cliente consumidor.

Esta bancada pode ser utilizada na disciplina de Sistema Elétrico de Potência (SEP) ou em disciplina com ementa equivalente, a fim de auxiliar as aulas ministradas pelo professor, fazendo com que o acadêmico de engenharia desenvolva de forma prática os conceitos teóricos adquiridos.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Estudar falhas por sobrecarga e curto-circuito, em específico como fazer o modelamento teórico para se calcular os ajustes das curvas inversas de tempo x corrente e instantâneo em relés de sobrecorrentes digitais, focado no sistema de proteção entre consumidor final e concessionária de energia;
- Projetar uma bancada para simulação de coordenação e seletividade composta por fonte, simulador de rede (curta, média e longa), transformador, cargas, sensores de corrente e relés digitais, análoga ao sistema elétrico real;
- Montar e ensaiar a bancada, fazendo os ajustes necessários para obtenção dos resultados esperados e certificação os equipamentos e elementos projetados;
- Simular a coordenação e seletividade através do funcionamento das curvas de proteção Normalmente Inversa (NI), Muito Inversa (MI), Extremamente Inversa (EI) e instantâneo dos relés de sobrecorrente na relação de tempo x corrente para o sistema de proteção em unidades consumidoras a partir da bancada construída;
- Realizar variação da impedância da rede de distribuição alterando o valor de suas resistências e reatâncias com finalidade de se obter resultados quanto à sua variação em curta, média e longa;
- Realizar ensaios comprobatórios para atuações das curvas de tempo inverso e instantâneo e confrontar com os resultados previamente calculados;
- Confeccionar manual de uso da bancada.

1.2 JUSTIFICATIVA

Oferecer ao aluno de graduação em engenharia elétrica o contato prático, através de uma bancada para simulação de coordenação e seletividade, o entendimento das proteções e

faltas do sistema elétrico. Através disso, evidenciar a importância do conhecimento em se entender o sistema elétrico de potência na sua totalidade para que sua ação sobre os ajustes de proteção seja assertiva.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

As seções subsequentes deste trabalho apresentam todas as considerações necessárias ao embasamento e especificação da bancada de coordenação e seletividade para redes de distribuição proposto.

No capítulo 01 são descritas as informações introdutórias do trabalho.

No capítulo 02 são abordados os principais tópicos do sistema elétrico nacional, bem como os principais tópicos dos elementos de proteção e tipos de falhas presentes no sistema de distribuição, além dos demais elementos relacionados diretamente a aplicação do projeto.

No capítulo 03 são realizadas as analogias e o projeto de desenvolvimento dos elementos e equipamentos da bancada de simulação.

O capítulo 04 descreve o cálculo para parametrização dos relés de sobrecorrente partindo de um estudo de caso a ser implementado na bancada de simulação e apresenta o coordenograma da instalação.

No capítulo 05 são apresentados os resultados e discussões do projeto através dos ensaios realizados para coleta de dados referente ao estudo elaborado no Capítulo 04, também é apresentado o custo final de execução do projeto.

O capítulo 06 descreve as considerações finais do projeto, relatando as dificuldades e soluções encontradas ao longo do projeto, as recomendações para melhoria da bancada e as indicações para trabalhos futuros.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo contém as informações teóricas necessárias para o entendimento e embasamento do Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro segundo seus conceitos e normativas vigentes.

Para isso, o mesmo está dividido em seis temas gerais, descritos de forma a subsidiar o conhecimento necessário para melhor compreensão do assunto a ser tratado neste projeto, são eles:

- Constituição do SEP;
- Tipos de Falhas em Unidades Consumidoras;
- Modelagem do Sistema Elétrico;
- Proteção do Sistema Elétrico.

2.1 CONSTITUIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

2.1.1 Sistema Elétrico

O Sistema Elétrico de Potência é basicamente composto pelas fases de geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica.

Devido ao grande potencial hídrico existente no Brasil, esta é a principal fonte de energia explorada. No entanto, as usinas hidrelétricas instaladas no país, geralmente estão distantes dos grandes centros de consumo, por isso é imprescindível à existência de um sistema capaz de transportar esta grande quantidade de energia de forma confiável, qualificada e inteligente (KAGAN, 2010).

Um fator importante no setor energético, como já mencionado, é fazer o transporte eficiente de grandes quantidades de energia. Por isso, existem classificações para cada faixa de operação das redes de energia, ou seja, de forma geral se enquadram a geração, transmissão e distribuição (STEVENSON, 1986). O sistema de distribuição é dividido em três subsistemas genéricos, chamados de subtransmissão, rede primária e rede secundária. Para fazer a elevação e rebaixamento dos níveis de tensão destes diferentes potenciais envolvidos nos sistemas utilizam-se transformadores elevadores e rebaixadores (KAGAN, 2010).

O propósito de tudo isso está baseado no bom atendimento ao consumidor final, tanto residencial, comercial ou industrial. O setor industrial é o responsável pelo maior consumo de

energia, por isso para atender um cliente nesta categoria é necessária, na grande maioria das vezes à utilização de subestações particulares de energia (MAMEDE FILHO, 2010).

A Figura 1 mostra de forma simplificada o sistema elétrico desde sua geração até o consumidor final.

Figura 1 – Composição geral do SEP



Fonte: Adaptado de Bordignon (2016)

2.1.2 Sistema de Geração

O sistema de geração é geralmente constituído de unidades geradoras em 18 kV. Após a etapa de geração é necessário elevar a tensão de 18 kV para 500 kV, por exemplo, para isso a mesma possui uma subestação composta por transformadores elevadores. Outras faixas de tensão de primário e secundário são possíveis, isto é particular de cada unidade geradora (MAMEDE FILHO, 2013).

2.1.3 Sistema de Transmissão

As linhas de transmissão operam em corrente alternada nas tensões entre 138 kV até 765 kV, sendo que, além dessas as tensões mais conhecidas dentro deste intervalo são: 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV (STEVENSON, 1986). Em corrente contínua, existe uma linha do sistema de Itaipu até Ibiúna, SP, que opera na tensão de + 600 kV e – 600 kV em relação à terra que corresponde à tensão entre linhas de 1.200 kV. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ONS, 2016).

2.1.4 Sistema de Distribuição

A função do sistema de distribuição é entregar a energia elétrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores (KAGAN, 2010). A classificação do sistema de distribuição é subdividida em sistema de subtransmissão, distribuição primária e distribuição secundária.

2.1.4.1 Sistema de Subtransmissão

As redes de subtransmissão operam dentro da faixa de 34,5 kV a 138 kV, sendo que no intermédio destas estão às redes de 44 kV, 69 kV, 88 kV. Os usuários de maior potencial são abastecidos por estas linhas (KAGAN, 2010).

2.1.4.2 Sistema de Distribuição Primária

São circuitos em rede primária ou Média Tensão (MT) como são conhecidas, que fazem a ligação da subestação de distribuição aos transformadores de distribuição de propriedade da distribuidora de energia ou consumidor final de áreas urbanas e/ou rurais (KAGAN, 2010). O sistema de distribuição opera na faixa de tensão entre 2,3 kV a 34,5 kV, sendo as tensões de 13,8 kV e 23,1 kV as mais usuais. Consumidores que possuem carga instalada acima de 75 kW ou quando o Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) contratado for inferior a 2.500 kW contratado devem ser atendidos pelo sistema primário de distribuição (ANEEL, 2016a).

2.1.4.3 Sistema de Distribuição Secundária

A distribuição em rede secundária ou Baixa Tensão (BT) como são conhecidas operam em tensões padrão de 220/127 V e 380/220 V. Estas abastecem consumidores residências, comerciais, industriais e produtores rurais (KAGAN, 2010). O limite de fornecimento para o consumidor final está limitado a 75 kW de carga instalada por unidade consumidora (ANEEL, 2016a).

2.1.5 Equipamentos Obrigatórios em Subestações do Consumidor Final

A (ANEEL) foi criada de forma geral para regular o setor elétrico brasileiro a partir de dezembro de 1997. Suas atividades principais estão atreladas à regulação da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, além de estabelecer tarifas, e fiscalizar as concessões, permissões e os serviços de energia elétrica (ANEEL, 2016b).

Os modelos de configuração disponíveis em normativas de concessionárias de energia para atender um cliente final são muito vastos, para tanto é importante salientar que a NBR 14039 e as resoluções da ANEEL trazem como obrigatoriedade a instalação de um disjuntor de média tensão para subestações com capacidade de carga acima de 300 KVA ou com mais de um posto de transformação, quando sua soma de potência ultrapassar 300 KVA. Neste caso é exigido pela distribuidora de energia local o estudo de coordenação e seletividade entre os dispositivos de proteção de média tensão e o sistema elétrico da concessionária de energia (NBR 14039, 2005).

Caso a subestação particular, seja inferior a 300 KVA, a proteção poder ser realizada por disjuntor ou chave seccionadora e fusível na média tensão (NBR 14039, 2005).

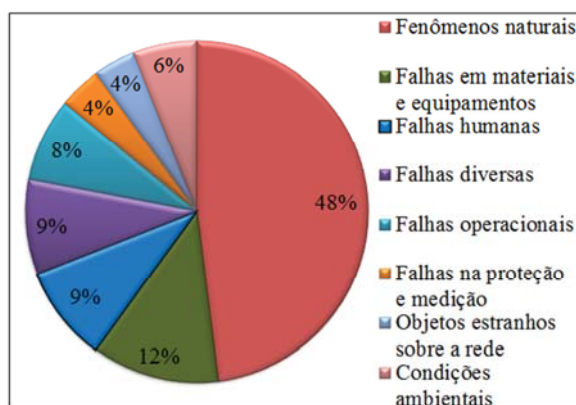
2.2 TIPOS DE FALHA EM UNIDADES CONSUMIDORAS

2.2.1 Dados Estatísticos

Os objetivos são conhecer as estatísticas referentes às causas, origens, duração e os tipos de falhas mais comuns que originam as interrupções, e também os critérios mais básicos para avaliação da continuidade do fornecimento de energia elétrica. Cada tipo de falha tem origem em uma causa e produz um efeito no sistema elétrico e em seus equipamentos, por isso a importância de estudá-los.

A partir das informações contidas na Figura 2 é possível estimar que cerca de 4% das falhas ocorridas no SEP são referentes à proteção e medição.

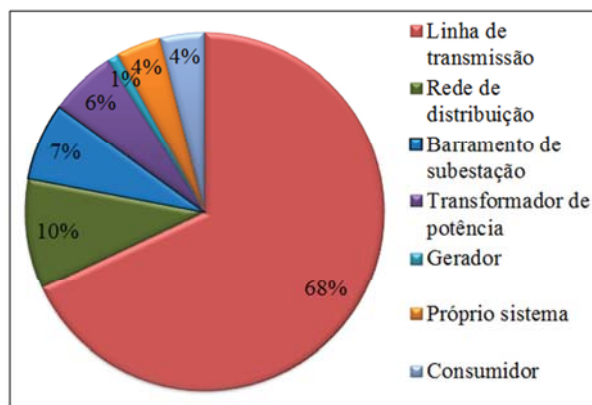
Figura 2 – Causas das interrupções



Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2013, p. 4)

O consumidor final é responsável por 4% das interrupções no SEP, conforme dados da Figura 3.

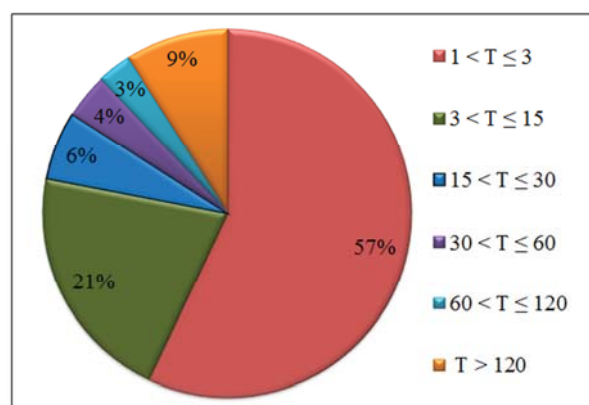
Figura 3 – Origem das interrupções



Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2013, p. 4)

Os dados estatísticos, mostrados na Figura 4, evidenciam que o maior percentual de duração das interrupções está estimado no intervalo de tempo entre 1 e 15 minutos.

Figura 4 – Duração das interrupções (T em minutos)



Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2013, p. 4)

2.2.2 Sobrecarga

As sobrecargas podem ser causadas pelo aumento de cargas ligadas a uma rede ou pelo aumento de potência absorvida por determinado elemento da instalação. Este tipo de falha gera elevação da temperatura, o que pode ser um efeito destruidor para isolação e longevidade dos equipamentos (SCHNEIDER, 2008). A sobrecarga faz com que se tenha uma intensidade

de corrente acima da permitida em longa duração para um sistema, equipamento ou componente elétrico (CPFL, 2016a).

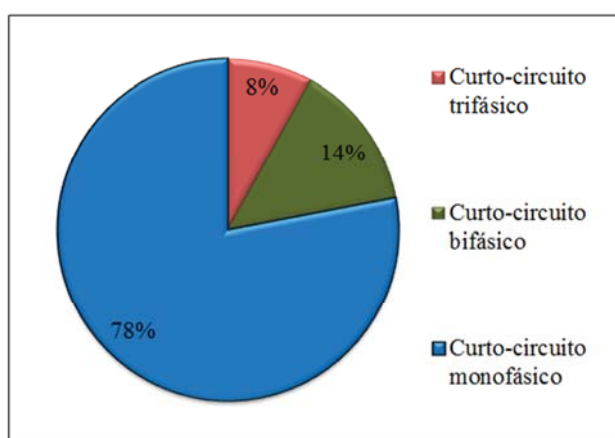
2.2.3 Curto-circuito

Os curtos-circuitos são eventos resultantes de um defeito na isolação de algum ponto do sistema com tensão aplicada, o que pode gerar valores de corrente extremamente elevados, capazes de provocar danos irreversíveis ao sistema se não houver uma correta atuação do sistema de proteção (MAMEDE FILHO, 2013).

O curto-circuito causa perturbação na rede próxima ao ponto de falha ocasionando uma queda de tensão brusca. Os conhecimentos dos valores das correntes de curto-circuito são indispensáveis, para o correto dimensionamento de cabos, barramentos, dispositivos de interrupção e proteção, e consequentemente suas parametrizações (SCHNEIDER, 2008).

A Figura 5 mostra os dados estatísticos das “interrupções quanto ao tipo de curto-circuito” (MAMEDE FILHO, 2013).

Figura 5 – Interrupções em função do tipo de curto-circuito



Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2013, p. 5)

O curto-circuito pode se caracterizar de diversas formas conforme especificações a seguir, sendo que, o método para obtenção das correntes de curto-circuito no sistema radial é simples, pois consiste em obter o circuito equivalente de Thévenin com a impedância acumulada desde a geração até o ponto requerido (KINDERMANN, 1997).

O sistema de energia radial é o tipo de sistema em que a energia elétrica trafega num só sentido (KINDERMANN, 1999).

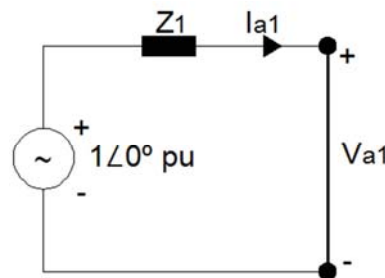
2.2.3.1 Curto-circuito Trifásico no Sistema Radial

A fim de se buscar o módulo da corrente de curto-circuito trifásico efetua-se o equivalente de Thévenin de todo o sistema elétrico. A impedância acumulada é conhecida como impedância de Thévenin (KINDERMANN, 1997).

Como as correntes de curto-circuito 3Ø são balanceadas, será considerada apenas a sequência positiva. Onde Z_1 será a impedância de sequência positiva acumulada desde o gerador até o ponto desejado (KINDERMANN, 1997).

A Figura 6 mostra o circuito equivalente do curto-circuito trifásico.

Figura 6 – Circuito equivalente do curto-circuito trifásico



Fonte: Adaptador de Kindermann (1997, p. 191)

A corrente de curto-circuito simétrico em módulo de qualquer fase é calculada conforme a Equação (1).

$$I_{cc3\varnothing} = \frac{1}{|Z_1|} \cdot I_{base} \quad (1)$$

A corrente de curto-circuito assimétrico em módulo de qualquer fase é calculada conforme a Equação (2). Sendo que o fator de assimetria (F_a) da rede é variável conforme o ponto da ocorrência do curto-circuito, devido à relação R e L da linha.

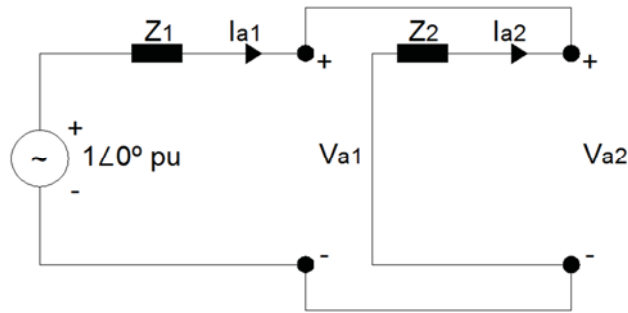
$$I_{cc3\varnothing_{assim}} = I_{cc3\varnothing} \cdot F_a \quad (2)$$

2.2.3.2 Curto-circuito Bifásico no Sistema Radial

É possível considerar que a impedância de sequência positiva Z_1 é igual à sequência negativa Z_2 , uma vez que o sistema de distribuição e a carga estão distantes do gerador (KINDERMANN, 1997).

A Figura 7 mostra o circuito equivalente do curto-circuito bifásico.

Figura 7 – Circuito equivalente do curto-circuito bifásico isolado



Fonte: Adaptador de Kindermann (1997, p. 192)

A corrente de curto-circuito entre as duas fases é calculado a partir da Equação (3).

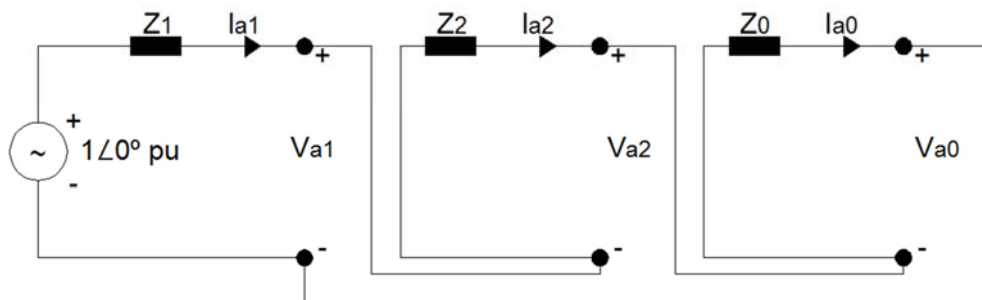
$$I_{cc2\phi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{cc3\phi} \quad (3)$$

2.2.3.3 Curto-circuito Monofásico (Fase para Terra) no Sistema Radial

O curto-circuito entre uma fase do sistema e o solo é conhecido como curto-circuito fase-terra, sendo que neste caso, toda a corrente de curto terá seu retorno por terra. Tendo isso em vista, então os modelos são conectados em série (KINDERMANN, 1997).

A Figura 8 mostra o circuito equivalente do curto-circuito fase-terra.

Figura 8 – Circuito equivalente do curto-circuito fase-terra



Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, p. 193)

Onde:

$Z1$ = Impedância da sequência positiva, acumulada até o ponto de defeito;

$Z2$ = Impedância da sequência negativa, acumulada até o ponto de defeito;

$Z0$ = Impedância da sequência zero, acumulada até o ponto de defeito.

O módulo da corrente de curto-circuito fase-terra é calculado a partir da Equação (4).

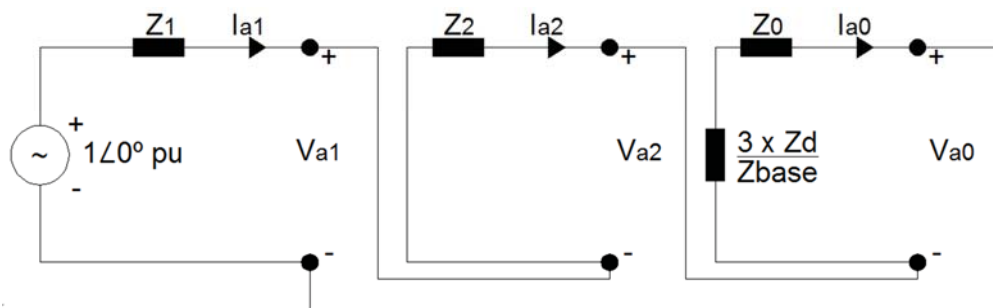
$$I_{cc1\varnothing - terra} = \frac{3}{|2 \cdot Z_1 + Z_0|} \cdot I_{base} \quad (4)$$

2.2.3.4 Curto-circuito Monofásico entre Fase e Terra Mínimo no Sistema Radial

Quando ocorre uma falha entre a fase e a terra, há o acréscimo da impedância no local do defeito, a corrente de curto-circuito então é pequena, produzindo pouca sensibilidade na operação da proteção, e esta corrente é conhecida como 1 $\varnothing$ – terra mínimo (KINDERMANN, 1997).

A Figura 9 mostra o modelo em série no curto-circuito 1 $\varnothing$ – terra mínimo.

Figura 9 – Circuito equivalente do curto-circuito fase-terra mínimo



Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, p. 194)

O valor da corrente em módulo para o curto-circuito fase-terra mínimo é calculado a partir da Equação (5).

$$I_{cc1\varnothing - terra\ mínimo} = \frac{3}{\left| 2 \cdot Z_1 + Z_0 + \frac{3 \cdot Z_d}{Z_{base}} \right|} \cdot I_{base} \quad (5)$$

Onde:

Z_d = impedância do local de contato do cabo com o solo;

Z_{base} = impedância de base do sistema;

I_{base} = corrente de base do sistema;

Z_0 = impedância de sequência zero;

Z_1 = impedância de sequência positiva.

Por ser tarefa difícil à obtenção de Z_d , uma das primeiras recomendações oriundas dos EUA era de utilizar uma resistência elétrica de $\frac{40}{3} \Omega$. Porém, isso varia muito em virtude das

características do solo. Partindo disso a Concessionária de Energia de Santa Catarina (CELESC) utiliza o valor de $\frac{100}{3}\Omega$. Mesmo assim é importante verificar os dados de cada região para que se obtenha um valor mais preciso (KINDERMANN, 1997). A Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), Rio Grande Energia (RGE) e Cooperativas de Energia usam também o Z_d como requisito mínimo.

2.2.4 Avaliação da Continuidade de Fornecimento

Os indicadores de operação descritos dos subíndices 2.2.4.1 a 2.2.4.4 visam obter dados importantes com finalidade de regulamentar a continuidade de fornecimento individual e coletiva de energia elétrica (KAGAN, 2010).

2.2.4.1 DEC

Duração equivalente por consumidor (DEC) fornece os dados de quantos minutos o consumidor ficou sem fornecimento de energia elétrica dentro do período de um ano, isto se minuto for o espaço de tempo e ano for o período considerado (KAGAN, 2010).

2.2.4.2 FEC

Frequência equivalente de interrupções por consumidor (FEC) fornece os dados do número de interrupções médio que cada consumidor sofreu no período determinado (KAGAN, 2010).

2.2.4.3 DIC

Duração de interrupção individual (DIC) fornece o intervalo de tempo dentro de um período que cada unidade consumidora ficou sem distribuição de energia elétrica (KAGAN, 2010).

2.2.4.4 FIC

Frequência de interrupções individual por unidade consumidora (FIC) fornece o número de interrupções que ocorreram dentro do período de observação em cada unidade consumidora (KAGAN, 2010).

2.3 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

2.3.1 Equipamentos de Estudo

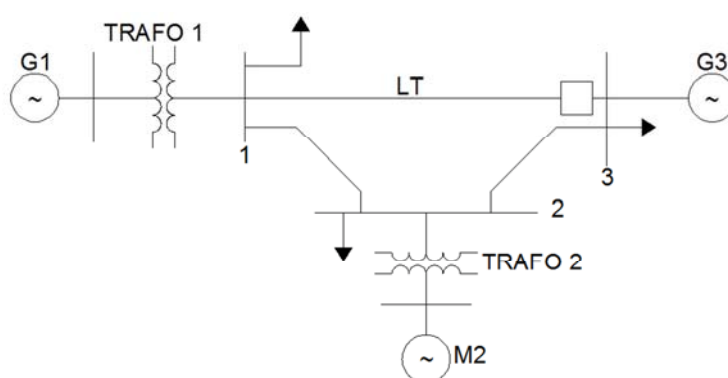
A modelagem do sistema elétrico é item fundamental para representações de fácil entendimento do objeto de estudo. Por isso, neste item será apresentado o diagrama unifilar e a representação por fase de um sistema de potência para gerador, transformador e linhas de transmissão e distribuição com o intuito de caracterizar suas equivalências para estudo de curto-circuito.

2.3.2 Diagrama Unifilar

Representar o sistema elétrico de forma fiel a todas as suas ligações de todos os seus componentes cada vez que for necessário estudá-lo se torna impraticável o trabalho, por isso é utilizado os unifilares para suas representações, nos quais representam os principais componentes e equipamentos por símbolos e suas interconexões com a máxima simplificação e omissão do condutor neutro (BORDIGNON, 2016).

A Figura 10 mostra um exemplo de diagrama unifilar didático.

Figura 10 – Diagrama unifilar



Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, p. 2)

Sendo:

G1 = Gerador 1;

G3 = Gerador 3;

LT = Linha de Transmissão;

Trafo1 = Transformador 1, elevador de tensão;

Trafo2 = Transformador 2, rebaixador de tensão;

M2 = Motor 2.

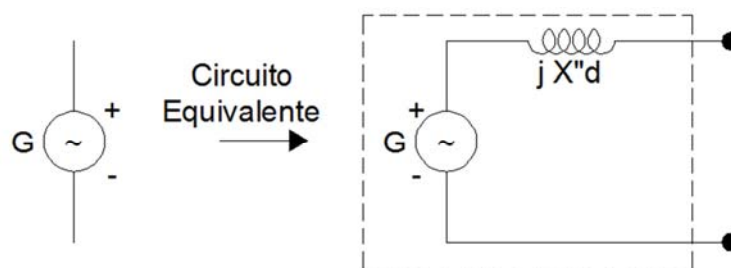
Desta forma o sistema elétrico está representado em uma única fase e de forma equilibrada através da ligação Y equivalente, onde cada elemento (gerador, transformador, linha de transmissão, etc.) será representado pelo seu circuito equivalente de fase, conectado aos outros elementos de acordo com a topologia do diagrama unifilar.

2.3.3 Representação por Fase de um Sistema de Potência

2.3.3.1 Gerador Síncrono e Motor Síncrono

O modelo por fase do gerador síncrono, do ponto de vista da proteção para estudo de curto-circuito pode ser visto na Figura 11, este modelo é também utilizado para motor síncrono (KINDERMANN, 1997).

Figura 11 – Modelo por fase de um gerador e motor síncrono



Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, p. 3)

Onde:

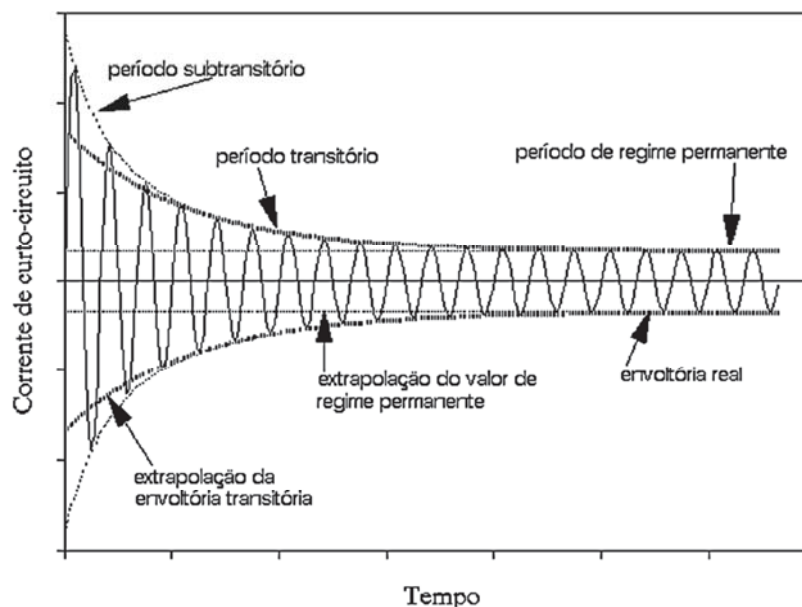
jX''_d = reatância subtransitória da máquina;

G = Fonte de tensão.

A reatância subtransitória da máquina está relacionada à corrente que circula na armadura durante os primeiros ciclos senoidais. Seu valor pode ser obtido dividindo-se o valor da tensão da armadura antes da falta pela corrente no início da falta, para carga aplicada repentinamente e à frequência nominal. Esta corrente de início de falta é a maior corrente do curto-circuito (WEG, 2012).

A Figura 12 mostra a fase de corrente de curto-circuito subtransitória, que ocorre logo após o defeito, a fase transitória que ocorre de 3 a 4 ciclos de senóide após o defeito e a fase em regime permanente.

Figura 12 – Período subtransitório, transitório e permanente em máquinas síncronas

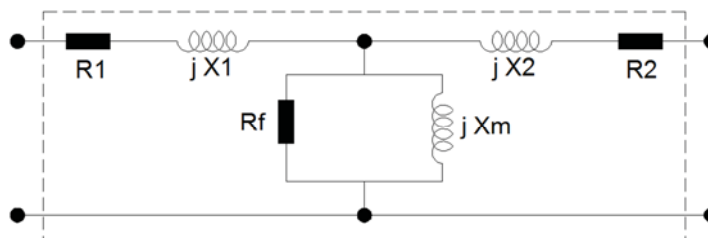


Fonte: Adaptado de Weg (2012)

2.3.3.2 Transformador

O circuito equivalente por fase do transformador em Y e suas respectivas impedâncias é representado pela Figura 13.

Figura 13 – Circuito equivalente por fase do transformador



Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, p. 4)

Onde:

R_1 e R_2 : Resistência elétrica dos enrolamentos primários e secundários, respectivamente;

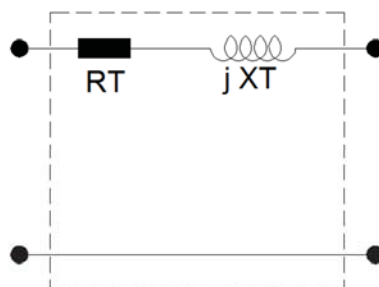
jX_1 e jX_2 : Reatâncias equivalentes representando os fluxos dispersos nas bobinas do transformador;

jX_m : Reatância equivalente de magnetização, representando o fluxo resultante no núcleo necessário a operação normal do transformador;

R_f : Resistência elétrica equivalente que produz a mesma perda no núcleo (perdas por histerese mais perdas por correntes parasitas).

Em cálculo de curto-circuito usado em proteção, este modelo é complexo e a corrente que flui para o circuito é muito mais intensa que a corrente que circula na derivação, por isso, a corrente de magnetização do núcleo é desprezada (KINDERMANN, 1997). A Figura 14 representa o modelo por fase do transformador.

Figura 14 – Modelo por fase do transformador



Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, p. 4)

Onde:

jXT = Soma equivalente da reatância do lado do primário (X_1) mais a reatância do lado do secundário (X_2);

RT = Soma equivalente da resistência do lado do primário (R_1) mais a resistência do lado do secundário (R_2).

A elevação da tensão do sistema provoca um aumento na relação X_t/R_t , por isso pode-se desprezar a parcela da resistência (R_t) na modelagem do circuito equivalente, sendo assim, a corrente de curto-circuito é praticamente limitada pela reatância (X_t). Já, em distribuição precisamos considerá-la, pois a relação X_t/R_t , diminui com a tensão e R_t contribui acentuadamente na oposição a corrente de curto-circuito (KINDERMANN, 1997).

2.3.3.3 Linhas de Transmissão e Redes de Distribuição

As linhas de transmissão e distribuição são responsáveis pelo transporte de energia até o consumidor. As mesmas podem apresentar comprimentos variáveis, que relacionado com sua tensão de linha, as classificam em linha curta, média e longa (KINDERMANN, 1997).

A Figura 15, mostra a classificação das linhas conforme seu nível de tensão e seu comprimento.

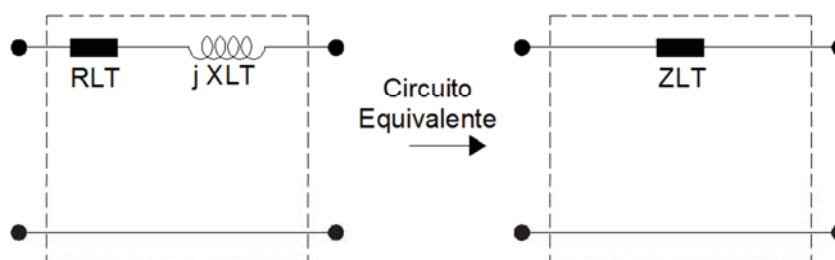
Figura 15 – Classificação das linhas de transmissão e distribuição

Tipo	Tensão da Linha	Comprimento
CURTA	$V < 150 \text{ kV}$	80 km
	$150 \text{ kV} \leq V < 400 \text{ kV}$	40 km
	$V \geq 400 \text{ kV}$	20 km
MÉDIA	$V < 150 \text{ kV}$	$80 \text{ km} \leq L < 200 \text{ km}$
	$150 \text{ kV} \leq V < 400 \text{ kV}$	$40 \text{ km} \leq L < 200 \text{ km}$
	$V \geq 400 \text{ kV}$	$20 \text{ km} \leq L < 100 \text{ km}$
LONGA	Restantes dos casos	

Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, p. 5 e 6)

- **Linha Curta:** Modelo de impedância em série (KINDERMANN, 1997), cujo circuito equivalente por fase está representado pela Figura 16. As redes de distribuição com média tensão 13,8 kV e 23,1 kV, comumente possuem extensões menores que 80 km, então são consideradas linhas curtas.

Figura 16 – Modelo por fase de linha curta



Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, p. 5)

Onde:

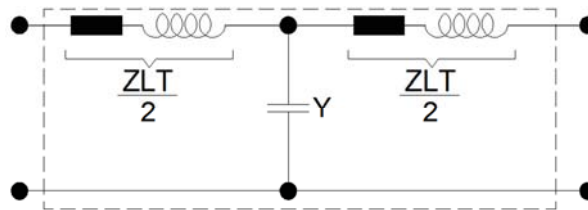
ZLT = Impedância equivalente que resulta da soma da resistência equivalente (RLT) mais a reatância equivalente ($jXLT$).

- **Linha Média:** Modelo π ou T. Sendo que no modelo π os capacitores Shunt estão nas extremidades da impedância série (KINDERMANN, 1997), cujo circuito equivalente por fase está representado pela Figura 17. Já, no modelo T, Y é a Admitância total da linha de transmissão média e as impedâncias são divididas em duas parcelas (KINDERMANN, 1997), conforme mostra a Figura 18.

Figura 17 – Modelo π por fase de linha média

Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, p. 6)

Figura 18 – Modelo T por fase de linha média



Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, p. 6)

- **Linha Longa:** A representação é mais complexa, porém é comum se fazer um modelo π idêntico ao utilizado em Linha Média, porém com o valor da impedância Z e da admitância Y corrigidos pelas expressões 6, 7 e 8 (KINDERMANN, 1997). A Figura 19 mostra o modelo adaptado para linha longa. As equações (6), (7) e (8) mostram como deve ser calculado os parâmetros até então desconhecidos.

$$Z'_{\text{corrigido}} = Z \cdot \frac{\sinh(\gamma \cdot l)}{\gamma \cdot l} \quad (6)$$

$$Y'_{\text{corrigido}} = Y \cdot \frac{\tanh(\frac{\gamma \cdot l}{2})}{\frac{\gamma \cdot l}{2}} \quad (7)$$

Onde:

l : Comprimento da linha de transmissão;

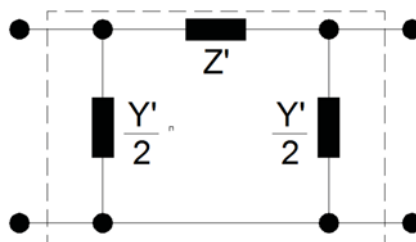
γ : Constante de propagação, dado pela expressão:

$$\gamma = \sqrt{y \cdot z} \quad (8)$$

y : Admitância Shunt por unidade de comprimento;

z : Impedância série por unidade de comprimento.

Figura 19 – Modelo por fase de linha longa



Fonte: Adaptado de Stevenson (1986, p. 112)

2.3.3.4 Impedância em Linhas de Transmissão e Distribuição

Podem ser considerados quatro parâmetros em uma linha de transmissão de energia elétrica, são eles resistência, indutância, capacitância e condutância. Estes parâmetros influenciam no comportamento das linhas de transmissão e distribuição como componentes do sistema de potência. A condutância entre condutores ou entre condutores e terra, leva em conta a fuga nos isoladores das linhas aéreas de transmissão e distribuição, o que pode ser considerada nula, pois os valores de fuga nos isoladores são desprezíveis (STEVENSON, 1986).

A capacitância de uma linha resulta da diferença de potencial entre os condutores, ela faz que estes se tornem carregada semelhante às placas de capacitores, porém este efeito somente é considerado em linhas de transmissão com tensões elevadas e comprimentos maiores que 80 km (STEVENSON, 1986).

A impedância em série é formada pela resistência e a indutância uniformemente distribuída ao longo da linha. Onde, a resistência é inerente ao material condutor utilizado para a transmissão da energia elétrica e a indutância depende da existência de campo magnético CA, originado pelo fluxo de corrente na linha (STEVENSON, 1986).

O Anexo A, Anexo B e Anexo C, contem as informações de impedâncias de sequência positiva, negativa e zero, onde através do tipo de condutor e número de fases, podem ser definidos os valores de Z_1 , Z_2 e Z_0 .

2.4 PROTEÇÃO DOS SISTEMA ELÉTRICO

2.4.1 Generalidades

No SEP é comum surgirem falhas em seus componentes, isso resulta em interrupções no fornecimento de energia aos consumidores que consequentemente reduz a qualidade do serviço prestado pela concessionária de energia (MAMEDE FILHO, 2013).

A principal função de um sistema de proteção é garantir a desconexão do sistema elétrico a qualquer anormalidade que o faça operar fora de seus limites. Existem disponíveis no mercado dispositivos capazes de interromper o circuito com falha, sendo o fusível o componente mais empregado em sistemas de distribuição de média tensão e muito raramente nos sistemas de Alta Tensão (AT), devido a sua baixa confiabilidade e também pela dificuldade de se obter seletividade, uma vez que para atuar necessita haver fusão do seu elemento metálico de proteção. Outro equipamento muito utilizado, dentre suas mais diferentes formas de construções e funções incorporadas estão os relés, onde a escolha de seu modelo deve estar associada ao tipo de aplicação, grau de importância, porte e segurança da instalação ao qual será submetido (MAMEDE FILHO, 2013).

Os relés devem sempre atuar sobre o equipamento responsável pela desconexão do circuito elétrico, normalmente o disjuntor ou religador (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.2 Chaves Fusíveis e Elos Fusíveis

Os elementos mais utilizados na proteção de redes de distribuição urbanas e rurais são as chaves fusíveis, uma vez que apresentam preços reduzidos e desempenho satisfatório para o nível de proteção desejado (MAMEDE FILHO, 2013).

Os modelos de fusíveis disponíveis no mercado para este tipo de aplicação são os tipos H, K, T e HH (MAMEDE FILHO, 2013), sendo que, as respectivas curvas tempo x corrente são encontradas nos anexos D, E, F e G.

2.4.3 Disjuntores

A proteção por meio de disjuntores se faz necessário quando a subestação da unidade consumidora for acima de 300 KVA, ou seja, nesse caso as chaves fusíveis não podem ser utilizadas como elemento de proteção geral, conforme estabelecido na NBR 14039. As chaves fusíveis devem ser instaladas para fazer a proteção individual dos transformadores.

O equipamento Disjuntor é responsável pelo seccionamento de força das falhas da rede elétrica, desta forma, para atuar o mesmo precisa receber o comando de relés secundários de

sobrecorrente dotados das funções 50/51 e 50/51N, que tratam de sobrecorrentes temporizadas e instantâneas. Também, é necessário fazer com que a bobina do disjuntor seja acionada por uma fonte de energia independente (MAMEDE FILHO, 2013). A função de proteção e o seu código numérico correspondente estão contempladas na tabela da *American National Standards Institute* (ANSI). A função 50 significa proteção contra sobrecorrente instantânea de fase e a função 51 a proteção contra sobrecorrente temporizada de fase, enquanto que, a função 50N significa função de sobrecorrente instantânea de neutro e 51N significa função de sobrecorrente temporizada de neutro, valores estes ajustados pelo operador do sistema (MAMEDE FILHO, 2013). As demais funções podem ser consultadas no Anexo H e Anexo I.

2.4.4 Religador

Utilizado em subestação de distribuição principalmente no início do alimentador que deriva do barramento de média tensão os religadores são equipamentos automáticos de interrupção da corrente elétrica e possuem um sistema com capacidade de comandos suficiente para fazer as devidas repetições em operações de abertura e fechamento de um circuito durante uma falha (MAMEDE FILHO, 2013).

Para especificar um religador devem-se ter algumas informações mínimas, são elas: tensão nominal, corrente nominal, capacidade de interrupção, nível básico de isolamento, correntes e curvas de atuações ajustáveis, sendo usada uma curva lenta para sobrecarga e uma curva rápida para curto-circuito (CPFL, 2016b).

2.4.5 Para Raio

O Para Raio é um equipamento utilizado para proteção de sobretensão em linhas de transmissão e redes de distribuição aéreas urbanas e rurais. A origem da sobretensão pode ser tanto externa por meio de descarga atmosférica ou interna durante manobra de equipamentos como chaves fusíveis ou disjuntores. A proteção contra esta anomalia citada é extremamente importante para não ocasionar queima de equipamentos tanto da companhia distribuidora de energia como a do consumidor (MAMEDE FILHO, 2005).

2.4.6 Relé de Proteção em Sistema de Distribuição

Com o passar do tempo os equipamentos tendem a ter melhores tecnologias embarcadas, uma vez que, os sistemas requerem maior velocidade, confiabilidade e precisão.

A classificação destes relés e um breve descritivo de seu funcionamento e operação estão relacionados nos subíndices 2.5.6.1 até 2.5.6.7.

2.4.6.1 Relés Fluidodinâmicos

Foram empregados em subestações de unidades consumidoras de até 1000 kVA e devido a sua estreita capacidade de coordenação com elos fusíveis não foram instalados em subestações de potência das concessionárias de energia. Não são mais fabricados, uma vez que seu uso como proteção principal da subestação do consumidor foi eliminada pela NBR 14039 (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.6.2 Relés Eletromagnéticos

Este tipo de relé parte do princípio de uma bobina envolvendo um núcleo magnético, onde que o “entreferro é formado por uma peça móvel na qual é fixado um contato elétrico que atua sobre um contato fixo”, sendo que esta a peça móvel se desloca no sentido de permitir o menor valor de relutância. Eram muito utilizados antes da inserção dos relés fluidodinâmicos no mercado para proteção de pequenas subestações (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.6.3 Relés Eletrodinâmicos

Este tipo de relé não possui tanta aplicação como elemento de proteção de circuitos primários, apesar de sua grande sensibilidade, sendo que seu princípio de funcionamento está baseado na passagem de uma corrente contínua ou retificada pela bobina móvel, sendo que a mesma está imersa a um campo magnético criado pela fixa e como consequência se tem o movimento da bobina móvel devido à interação entre os dois campos magnéticos, que devem ter polaridades iguais, a fim de permitir a rotação desejada (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.6.4 Relés de Indução

São equipamentos robustos que possuem bobinas, disco de indução, molas e contatos móveis e fixos. O disco de indução possui um contato móvel, sendo que este atua sobre o contato fixo através do movimento de rotação. O dispositivo também possui uma mola para fazer com que o disco volte à posição original sendo que seu ajuste é feito através de um parafuso de ajuste. Além disso, possui diais instalados para parametrização e a sinalização indicando que a unidade operou é realizada através de bandeirolas. Atualmente estes dispositivos não são mais fabricados, porém ainda há vários desses instalados nas mais

diversas subestações antigas de consumidores e concessionárias de energia (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.6.5 Relés Térmicos

Ao invés de se utilizar sondas nos enrolamentos de transformador, geradores, motores etc., para fazer a leitura da temperatura de seus enrolamentos, criou-se o relé térmico, onde o mesmo possui capacidade de ser atravessado pela corrente do sistema, diretamente ou por meio de TC e seus elementos térmicos com características semelhantes as dos equipamentos que se quer proteger, atuam sobre o circuito de alimentação do disjuntor, desenergizando o sistema antes que a temperatura atinja valores acima do máximo permitido. Ele deve ser instalado em máquinas individuais, pois cada qual possui suas características (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.6.6 Relés Eletrônicos

Possuem na prática as mesmas funções e proteção desenvolvidas para os relés eletromecânicos, porém utilizando-se circuito impresso e eletrônico ao invés de peças mecânicas e tecnologia de indução magnética com isso a tecnologia estática apresenta vantagens comparadas aos eletromecânicos quanto à capacidade de precisão nos valores ajustados e a facilidade de modificações das curvas de operação já que cada dial ajusta uma determinada função de proteção tal como corrente, tempo e tensão (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.6.7 Relés Digitais

A partir de 1990 sua aplicação tomou um forte e definitivo impulso, pois além de manter os mesmos princípios e requisitos aplicados a relés eletromecânicos ou de indução e aos relés estáticos ou eletrônicos, os relés digitais oferecem novas funções aos usuários, além é claro de adicionar maior velocidade, maior confiabilidade, melhor sensibilidade, ter acesso remoto e armazenar informações. Eles são dotados dos seguintes elementos de operação e sinalização: display, teclas, funções de proteção, funções de medição, funções preditivas (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.7 Transformador de Corrente para Proteção (TC)

A breve definição de um TC pode ser entendida como um equipamento capaz de “por meio do fenômeno de conversão eletromagnética, correntes elevadas, que circulam no seu

primário geram pequenas correntes em seu secundário, segundo uma relação de transformação” (MAMEDE FILHO, 2013).

Quanto as características construtivas existem de várias formas e para usos diferentes, como por exemplo: TC tipo barra, tipo enrolado, tipo janela, tipo bucha, etc. (MAMEDE FILHO, 2005).

Para determinação de um transformador de corrente é preciso conhecer suas características elétricas, dentre elas: corrente e carga nominal, fator de sobrecorrente, corrente de magnetização, tensão secundária, reatância, fator térmico nominal, corrente térmica nominal, fator térmico de curto-circuito, corrente dinâmica nominal, tensão suportável à frequência industrial, polaridade, erros, classe de exatidão etc., estas informações são cruciais para um projeto de transformador de corrente (NBR 6856, 2015).

A classificação dos TC's segue o estabelecido pela NBR 6856 e dividem-se em: TC de medição e TC de proteção. O foco deste trabalho deve estar nos transformadores de proteção onde esta mesma NBR dimensiona a reatância e a tensão secundária para 20 vezes a corrente nominal primária para os classificados como proteção, ou seja, para TC que possui relação de 300-5 o dispositivo não irá saturar para correntes menores que 6.000 A. Também, outra característica é a corrente secundária, sendo a mais utilizada igual a 5 A. A classe de exatidão está estabelecida em 5 ou 10 (NBR 6856, 2015).

O TC para serviço de proteção pode ser definido como Classe A, quando possui alta impedância interna, e classe B, quando sua impedância interna é baixa (NBR 6856, 2015).

São utilizados TCs para proteção com fator térmico igual a 1,2, ou seja, podem conduzir continuamente correntes primárias até 20% acima da nominal (CPFL, 2016a).

Para especificação de um transformador de corrente o fabricante deve no mínimo informar: corrente primária nominal e relação nominal, tensão máxima do equipamento e nível de isolamento, frequência nominal, carga nominal, exatidão, numero de núcleos para medição e proteção, fator térmico nominal, corrente suportável nominal de curta duração, valor de crista nominal da corrente suportável, tipo de aterramento do sistema e uso: interno ou externo (NBR 6856, 2015).

2.4.8 Transformador de Potencial (TP)

São equipamentos que possuem o secundário galvanicamente separado e isolado do primário a fim de proporcionar segurança aos operadores dos instrumentos ligados a ele, sua capacidade de isolamento deve estar de acordo com a classe da rede ao qual for ligado. Os TP

são construídos a partir de dois tipos básicos: os indutivos e os capacitivos (MAMEDE FILHO, 2013).

Os transformadores de potencial do tipo indutivo são mais comumente utilizados em classe de tensões entre 0,6 KV a 69 KV, já os capacitivos são recomendados para tensões superiores a 138 KV (MUZY, 2012). Segundo a NBR 6855, os transformadores de potencial podem apresentar classes exatidão de 0,3 – 0,6 – 1,2.

Por exemplo, para transformador de potencial utilizado em subestação atendida em média tensão 13,8 KV, sua relação de transformação é cerca de 120:1, ou seja, a tensão nominal disponível no secundário é de aproximadamente 115 V (NBR 6855, 2009).

2.4.9 Tipos de Proteções do Sistema Elétrico

Os códigos ANSI que tratam das proteções descritas nos subíndices 2.4.9.1 até 2.4.9.5 são encontrados no Anexo H e Anexo I.

2.4.9.1 Proteção de Sobrecorrente

As sobrecorrentes podem ser classificadas em dois diferentes níveis classificadas como sobrecarga e curto-circuito (MAMEDE FILHO, 2013).

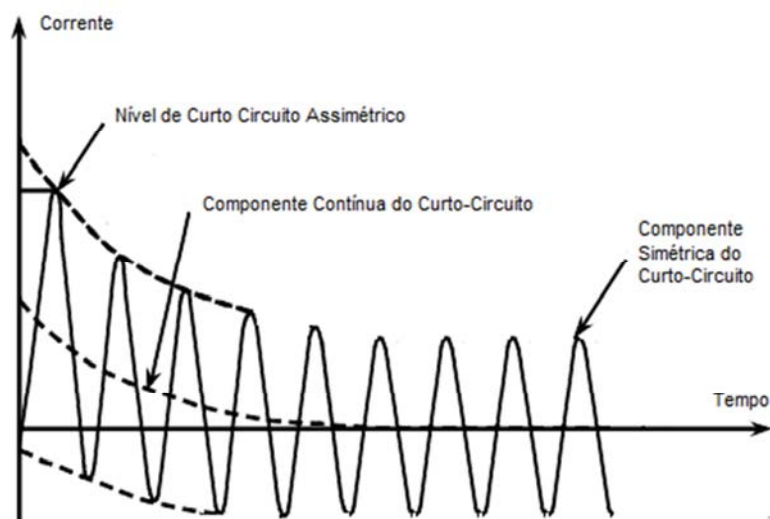
As sobrecargas geram variações moderadas na corrente que flui no sistema elétrico. Sua origem pode ser através da partida de motores ou até limites pré-estabelecidos dentro de um limite de sobrecorrente em um determinado tempo. Quando os limites permitidos de corrente e tempo ultrapassarem os ajustes setados o valor da corrente deve ser reduzido ou o equipamento deve ser retirado da operação. Geralmente os tempos admissíveis para sobrecarga ficam na ordem de 15 segundos, dependendo de suas características (MAMEDE FILHO, 2013).

Os curtos-circuitos são variações extrema de corrente que flui no sistema elétrico que precisam ser eliminados para não danificarem os componentes elétricos envolvidos na sua condução. O curto-circuito não deve superar o valor de 2 segundos, sendo que normalmente devem ser limitados entre 50 e 1000 mili segundos (ms) (MAMEDE FILHO, 2013).

A Figura 20 representa o diagrama do curto-circuito, onde nos primeiros ciclos de senoide tem-se o nível de curto-circuito assimétrico, que por sua vez é a o maior nível de curto-circuito visto pela fonte. O valor do curto-circuito assimétrico é empregado para determinação da capacidade de ruptura ou de interrupção dos dispositivos de proteção (chaves-fusíveis, disjuntores, religadores, etc.). Após os primeiro ciclos de senóide o sistema entra em regime permanente, ou seja, levam-se em consideração os valores simétricos, já que,

estes são usados no estudo de seletividade e coordenação de equipamentos de proteção (ALMEIDA, 2000).

Figura 20 – Diagrama do curto-circuito



Fonte: Adaptado de Kindermann (1999)

2.4.9.2 Proteção de Sobretenção

As sobretensões têm origem por meio de descargas atmosféricas, chaveamento e curto-circuito monopolar. Os valores de tensão máxima do sistema não devem superar o valor de 110% do valor nominal, sendo que, caso ocorra, os relés de sobretensão, atuação temporizada e instantânea devem atuar sobre os disjuntores (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.9.3 Proteção de Subtensão

O sistema tolera tensões em níveis de até 80% do valor nominal por períodos de aproximadamente 2 segundos, sendo que, para valores inferiores a proteção deve atuar a fim de proteger máquinas elétricas principalmente os motores e os geradores (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.9.4 Proteção de Frequência

O sistema opera com uma faixa de frequência estreita, ou seja, para operação em 60 Hz o limite superior não deve ultrapassar 62 Hz e o limite inferior deve ficar em torno de 58 Hz. Para valores fora dessa faixa os relés devem atuar por sob ou subfrequência (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.9.5 *Proteção de Sobre-excitação*

A proteção por sobre-excitação é determinada a partir do quociente entre a tensão máxima do sistema e a frequência a que está submetido, sendo que esse tipo de proteção detecta níveis de indução muito elevados (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.10 **Seletividade**

É a característica que um sistema de proteção deve ter para que, ao ser submetido a correntes anormais, faça atuar os dispositivos de proteção de maneira à desenergizar somente a parte do circuito afetado (MAMEDE FILHO, 2013).

Abaixo, serão destacados dois modos de seletividade a amperimétrica e a cronométrica.

2.4.10.1 *Seletividade Amperimétrica*

A seletividade amperimétrica é também conhecida como seletividade por corrente, pois se baseia no princípio de quanto mais próximo se estiver da fonte de suprimento maior será a corrente de curto-circuito e quando mais próximo ao ponto da falha menor será esta corrente (MAMEDE FILHO, 2013). A condição para atender este modelo de seletividade é satisfazer a Equação abaixo.

$$Ip2 > Ics > Ip1 \quad (9)$$

Sendo:

Ics = Corrente de defeito no ponto;

$Ip1$ = Ajuste de corrente da proteção nº 01;

$Ip2$ = Ajuste de corrente da proteção nº 02.

Os seguintes princípios devem ser atendidos para se obter um maior êxito neste modelo de seletividade:

- A primeira proteção a montante do ponto de defeito deve ter uma corrente de atuação com um valor inferior à corrente de curto-circuito ocorrida dentro da zona protegida, conforme Equação (10):

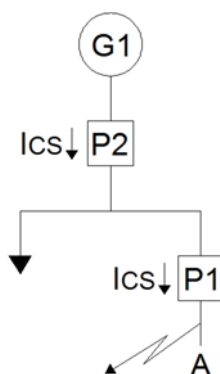
$$I_{p1} \leq 0,80 \cdot I_{cs} \quad (10)$$

- As proteções situadas fora da zona protegida devem ter uma corrente nominal com valores superiores à corrente de curto-circuito, ou seja, satisfazer a Equação (11).

$$I_{p2} > I_{cs} \quad (11)$$

A Figura 21 mostra a seletividade amperimétrica em função dos parâmetros citados acima.

Figura 21 – Seletividade amperimétrica



Fonte: Adaptado de João Mamede Filho (2013, p. 34)

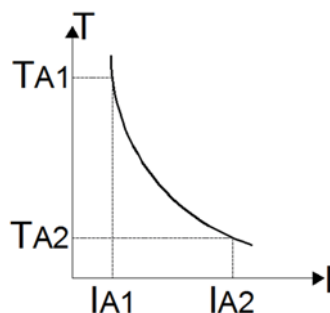
2.4.10.2 Seletividade Cronométrica

Tem o princípio de se fazer uma temporização intencional do dispositivo de proteção mais próximo ao ponto de defeito com valor inferior à temporização do dispositivo de proteção a montante (MAMEDE FILHO, 2013).

Os ajustes podem ser feitos de forma dependente ou independente da corrente, ou seja, se a proteção atuar seguindo uma curva tempo x corrente é conhecido como curva do tempo inverso. Já se não for preciso satisfazer esta condição pode atuar como curva de tempo definido (MAMEDE FILHO, 2013).

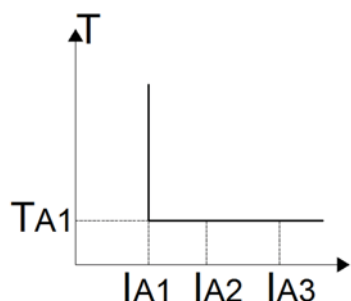
A Figura 22 mostra a característica da curva de tempo inverso e a Figura 23 mostra a curva de tempo definido.

Figura 22 – Curva de tempo inverso genérico



Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2013, p. 35)

Figura 23 – Curva de tempo definido genérica



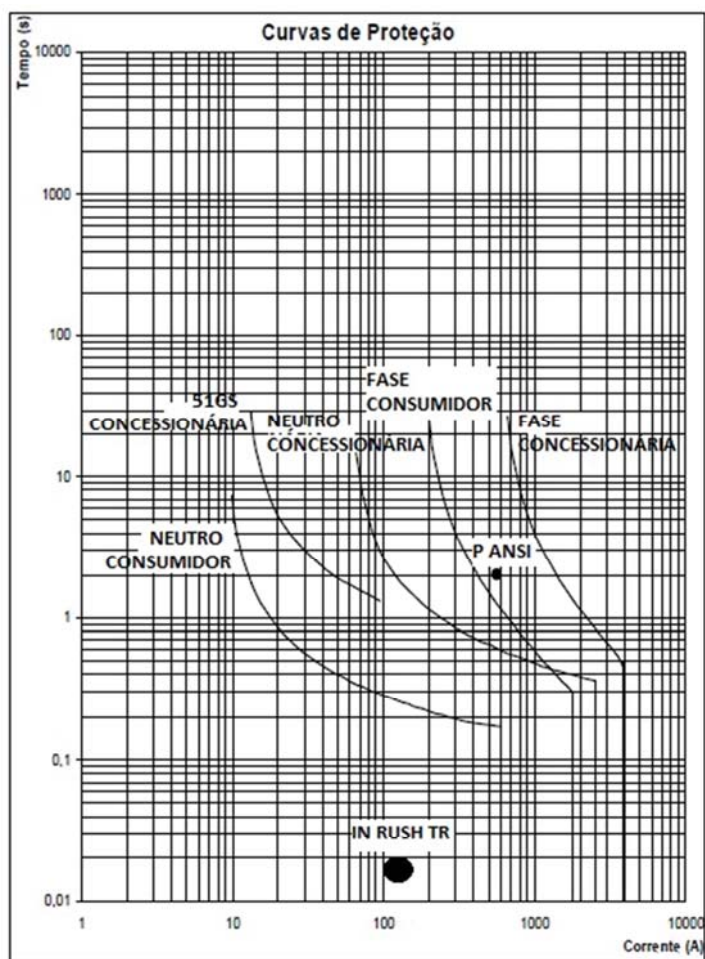
Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2013, p. 35)

2.4.11 Coordenação

A definição de coordenação para sistemas elétricos é dispor dois ou mais equipamentos de proteção em série que atendam a determinada ordem, de forma a atuarem em uma sequência de operação pré-estabelecida (CPFL, 2016a).

A Figura 24 mostra curvas de coordenação entre relé da concessionária e relé do consumidor, sendo que as curvas de proteção à jusante (consumidor) estejam sempre à esquerda das curvas a montante (concessionária). O ponto ANSI do transformador deve estar protegido pela curva de fase do relé de sobrecorrente, ou seja, deve estar à direita da curva. O relé de sobrecorrente não deve atuar para correntes de inrush do transformador, por isso deve estar à esquerda da curva selecionada. As curvas inversas usuais pela concessionária são: Normal Inversa (NI), Muito Inversa (MI) e Extremamente Inversa (EI).

Figura 24 – Coordenograma genérico



Fonte: Adaptado de CPFL GED 2858 (2015, p. 13)

2.4.12 Características dos Relés de Proteção para Cabine Primária

O relé de proteção utilizado em cabine primária deve conter as seguintes características e funções mínimas segundo tabela ANSI, conforme item 5.3 da NBR 14039.

- Função de proteção 50 – Relé de sobrecorrente instantâneo de fase;
- Função de proteção 50N - Relé de sobrecorrente instantâneo de neutro;
- Função de proteção 51 - Relé de sobrecorrente temporizado de fase;
- Função de proteção 51N - Relé de sobrecorrente temporizado de neutro.

No mercado existem vários modelos e fabricantes de relés de sobrecorrentes, os mais utilizados na atualidade pelas concessionárias de energia são o URPE 7104T da Pextron, o Sepam 40 da Schneider Eletric e 7SJ Siemens.

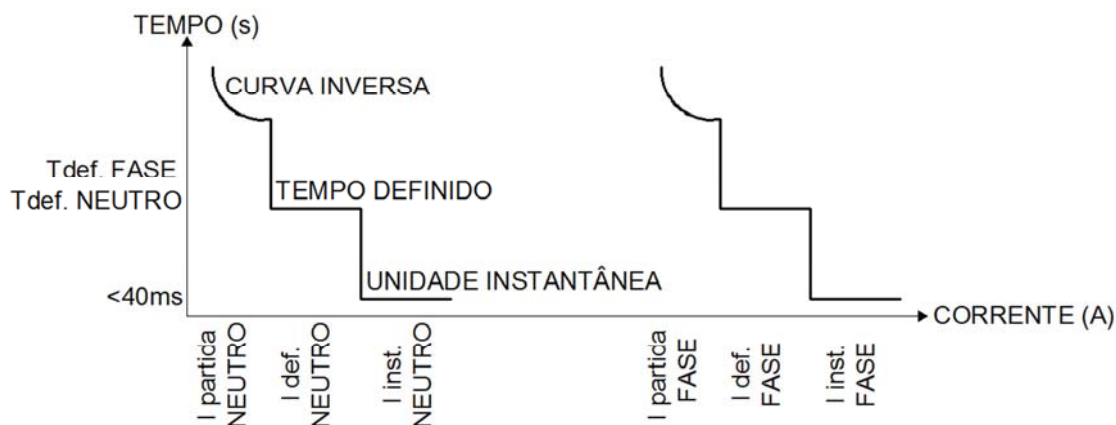
Os relés contemplam também, a função 51GS (sobrecorrente temporizado de terra e com tempo definido ou curvas inversas).

Aplicações e outras características importantes referentes ao equipamento são descritas a seguir (PEXTRON, 2016):

- Aplicação: Proteção principal ou de retaguarda. Proteção monofásica, bifásica, trifásica, trifásica + neutro, podendo ser utilizado na proteção de sobrecorrente em linhas de transmissão, distribuição, cabines primárias, distribuição industrial, alimentadores, transformadores, motores, barramentos e geradores. Sua instalação pode ser em cubículos (painéis) ao tempo ou abrigados e com alimentação auxiliar CA/CC.
- Hardware: Relé de proteção microprocessado, programação simples, relé extraível a quente (curto circuita os TCs), 4 entradas de medição trifásica independentes, 4 contatos de trip independentes, conforme funções citadas acima, fonte capacitiva incorporada, dispositivo de lacre, amperímetro com fator de multiplicação (indica a corrente primária), auto-check;
- Funções: Curvas de proteção padronizadas – NI – MI – EI – LONG – IT – I²T, lógicas de bloqueio, registro de corrente máxima, sinalização de partida de fase e partida de neutro;
- Interface de comunicação: Serial RS485 em bloco de terminais para conexão em rede/monitoramento remoto (SCADA), protocolo de comunicação MODBUS RTU, software para parametrização e monitoramento.

A Figura 25 ilustra a curva de operação geral do relé digital, sendo que os parâmetros desta curva de operação são explicados nos subitens a seguir.

Figura 25 – Curva de operação geral do relé digital



Fonte: Adaptado de Pextron (2016)

2.4.12.1 Unidade Temporizada de Fase e Neutro

A temporização da unidade de sobrecorrente pode ser obtida através das curvas características tempo x corrente.

A partir da Equação (12) é possível se obter a temporização.

$$T = \frac{\alpha}{\left(\frac{I_{ma}}{I_a}\right)^\beta - 1} \cdot T_{ms} \quad (12)$$

Sendo:

I_{ma} = Sobrecorrente máxima admitida;

I_a = Corrente de acionamento;

T_{ms} = Multiplicador de tempo;

α e β = Constantes definidos pela Tabela 1, conforme tipo de curva adotada.

Tabela 1 – Constante das curvas de temporização

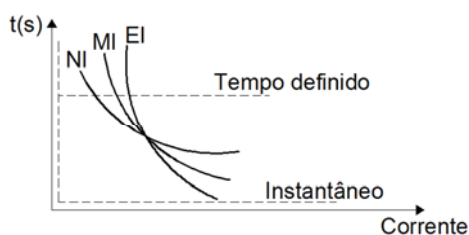
Tipo de Curva	Constante α	Constante β
NI – Normalmente Inversa	0,14	0,02
MI – Muito Inversa	13,5	1
EI – Extremamente Inversa	80	2
LONG – Inversa Longa	120	1

Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2013, p. 128 e 129)

As curvas tempo x corrente $I \times T$ e $I^2 \times T$ são destinadas a proteção de máquinas térmicas tais como motores, geradores e transformadores. Sabe-se também que existe também a curva inversa curta (MAMEDE FILHO, 2013), porém não faz parte das funções do equipamento especificado.

A Figura 26 mostra a característica das curvas NI, MI e EI sobrepostas a um mesmo ponto de tempo x corrente.

Figura 26 – Característica curvas NI - MI - EI



Fonte: Adaptado de Geraldo Kindermann (1999, p. 98)

Cada tipo de curva inversa possui Diais para parametrização da sua velocidade, sendo que, dependendo de seu valor ela pode ser lenta ou rápida. No Anexo J é mostrado à curva completa NI, no Anexo K é mostrado à curva completa MI e Anexo L é mostrado à curva completa EI.

- **Unidade Temporizada de Fase**

É preciso também definir a corrente de ajuste da unidade temporizada de fase (MAMEDE FILHO, 2013), conforme Equação (13).

$$I_{utf} = \frac{K_f \cdot I_c}{RTC} \quad (13)$$

Sendo:

I_{utf} = Corrente de tape da unidade temporizada de fase, em A;

K_f = Valor da sobrecarga admissível, cujo valor deve variar entre 1,2 e 1,5;

I_c = Corrente nominal do equipamento ou corrente do circuito a ser protegido, em A;

RTC = relação de transformação do transformador de corrente.

Alguns critérios devem ser levados em consideração para proteção adequada quanto aos ajustes da unidade temporizada de fase (CPFL, 2016a), são eles:

- O relé temporizado de fase deve ser ajustado para operar na menor corrente de curto-circuito de fase (bifásico ou trifásico) no ponto de instalação do dispositivo de proteção instalado a sua jusante;
- A corrente de curto-circuito máxima deve ser menor ou igual a 20 vezes a corrente nominal primária do transformador de corrente, conforme NBR 6856, o fator de sobrecorrente é de 20 vezes a corrente primária do TC;
- É necessário ajustar ao relé uma corrente de sobrecarga entre 1,2 a 1,5 vezes a corrente nominal do circuito;
- O relé deve ser ajustado para operar de acordo com a curva de temporização para o múltiplo da corrente ajustada.

A diferença entre os tempos de atuação de dois relés instalados em série, deve ser de 0,40 s (MAMEDE FILHO, 2013). Isso se deve aos tempos necessários para as operações determinadas abaixo:

- Tempo próprio de atuação do disjuntor: 0,13 s
- Tolerância do fabricante do disjuntor: 0,10 s
- Tempo de segurança do projeto: 0,17 s

A escolha da curva de atuação do relé é feita com base do múltiplo da corrente de acionamento e no tempo requerido para o disparo do disjuntor, conforme Equação (14).

$$M = \frac{I_m}{RTC \cdot I_{utf}} \quad (14)$$

Sendo:

M = Múltiplo da corrente de acionamento;

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

• **Unidade Temporizada de Neutro**

É preciso também definir a corrente de ajuste da unidade temporizada de neutro (MAMEDE FILHO, 2013), conforme Equação (15).

$$I_{utn} = \frac{K_n \cdot I_c}{RTC} \quad (15)$$

Sendo:

I_{utn} = Corrente de tape da unidade temporizada de neutro, em A

K_n = Valor da corrente de desequilíbrio do sistema

I_c = Corrente nominal do equipamento ou corrente do circuito a ser protegido, em A

RTC = relação de transformação do transformador de corrente

O valor de K_n adotado pelas concessionárias de energia ficam dentro da faixa de 0,1 a 0,3A vezes a corrente de fase, que representa a taxa de desequilíbrio máximo admitida nos condutores fase.

O principal critério que deve ser levado em consideração para proteção adequada quanto aos ajustes da unidade temporizada de neutro (MAMEDE FILHO, 2013), é:

- O relé temporizado de neutro deve ser ajustado para operar na menor corrente de curto-circuito fase-terra ou fase-terra mínimo, conforme padrão no local do ponto de instalação do dispositivo de proteção instalado a sua jusante;

2.4.12.2 Unidade de Tempo Definido de Fase e Neutro

Quando a corrente atinge a corrente ajustada na unidade de tempo definido, o relé conta o tempo programado e gera um pulso de disparo nos seus bornes (MAMEDE FILHO, 2013).

2.4.12.3 Unidade Instantânea de Fase

Esta função faz o relé operar quando o valor eficaz da corrente for superior a 5% do valor da corrente ajustada, ou quando a diferença entre os valores medidos for superior a 2,1 vezes o valor de pico correspondente ao valor eficaz ajustado (MAMEDE FILHO, 2013).

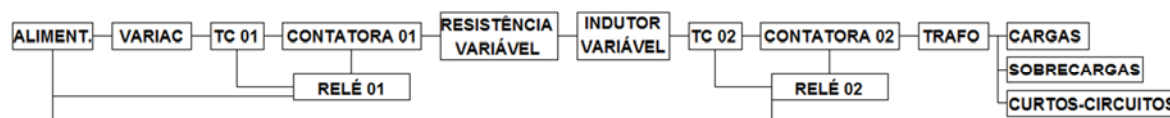
3 PROJETO E ESPECIFICAÇÕES DOS ELEMENTOS DO SIMULADOR

O SEP opera com níveis altos de tensão, corrente e potência. Este capítulo contempla as analogias entre o sistema elétrico real e o sistema projetado nesta bancada para estudo de coordenação e seletividade. A partir destas analogias e adotando fatores de escala entre o sistema real e o projetado é realizado o dimensionamento e especificação técnica dos elementos e equipamentos utilizados no simulador.

Abaixo segue lista dos elementos e dispositivos projetados:

- Autotransformador Variável;
- Reostato e Indutor Variável;
- Transformador Rebaixador;
- Impedâncias de Carga e Sobrecarga;
- Impedâncias de Curto-Circuito;
- Sensores de Corrente;
- Relés de Sobrecorrente;
- Dispositivos de Manobra;
- Conexões e Dispositivos para Circuito de Força e Comando.

Figura 27 – Esquemático de projeto



Fonte: Próprio Autor

3.1 GERAÇÃO E SUBESTAÇÃO

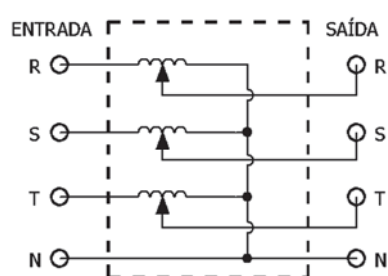
No sistema elétrico real as grandezas elétricas na geração e subestação de transmissão chegam a Quilovolt, Quiloampére e Megawatt. No sistema de distribuição as subestações das concessionárias de energia estão preparadas para transformar parcela desta potência a níveis menores de tensão, geralmente 23,1kV e 13,8kV para as redes de média tensão.

3.1.1 Projeto Autotransformador Variável

Para o sistema de simulação da bancada estes níveis precisam ser reduzidos para uma escala que possa ser interligado a rede elétrica de baixa tensão. Está sendo aplicado um fator de escala comum para a tensão do autotransformador variável trifásico, pois o mesmo deverá simular as diversas fontes fornecedoras e conversoras de energia, tendo a capacidade de fornecer nível de tensão estável para a simulação.

Está apresentado na Figura 28 o esquema de ligação do autotransformador projetado.

Figura 28 – Esquema de ligação autotransformador variável



Fonte: Próprio Autor

A tensão de linha de entrada do autotransformador é fixa: 380V.

A tensão de linha da saída do autotransformador deve ser ajustada dentro do intervalo de 138V a 380V, desta forma efetivando um fator de redução de 100 vezes, para que na entrada do borne primário do transformador rebaixador se tenha 138V de linha. Este ajuste da tensão é necessário devido à impedância da rede de distribuição ser variável e gerar uma queda de tensão nos elementos de linha.

A potência e corrente máxima de saída do autotransformador é de 5.000VA e 6,5A, respectivamente, em regime permanente.

A partir da Equação (16) é possível determinar a máxima potência fornecida pelo autotransformador para escala de tensão de saída a ser ajustada.

$$Patmax = Vatajuste \cdot Iatmax \cdot \sqrt{3} \quad (16)$$

Sendo:

Patmax = Potência máxima a ser fornecida pelo autotransformador;

Vatajuste = Tensão de linha ajustada na saída do autotransformador;

Iatmax = Corrente máxima em regime permanente fornecida pelo autotransformador.

A Tabela 2 mostra os valores de potência em volt ampère admissíveis em regime permanente na saída do autotransformador.

Tabela 2 – Potência máxima de saída do autotransformador em função da tensão de ajuste

Situação de Ajuste	Tensão de Saída (V)	Corrente Máxima de Saída (A)	Potência Máxima de Saída (VA)
Tensão Mínima	138	6,5	1551,81
Tensão Máxima	380	6,5	4273,10

Fonte: Próprio Autor

A função deste autotransformador, além de fornecer o nível de tensão ajustável para o ensaio, é de também se comportar como uma fonte estável de energia para o ensaio de curto-circuito, ou seja, a tensão no ponto do curto-circuito deve ser apenas atenuada pela impedância de rede projetada para a bancada e pela impedância do transformador dependendo do nível da tensão e corrente na falha.

3.2 LINHAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

No sistema elétrico real as linhas de transmissão e distribuição podem ser classificadas como curta, média ou longa dependendo do nível de tensão que são submetidas e de seu comprimento. O trecho de rede desde sua origem, ou seja, a geração, até o ponto de entrega junto ao consumidor final é constituído por diferentes seções de cabos, além disso, também é preciso avaliar o tipo de material que o constitui, sendo que os mais utilizados são alumínio (CA), alumínio com alma de aço (CAA) e cobre (CC).

A Tabela 3 mostra os valores de impedância acumulada de Thévenin para sequência positiva (Z_+) e zero (Z_0), no ponto de entrega de 17 clientes das concessionárias de energia RGE, Coprel e Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) distribuídos no estado do Rio Grande do Sul. Também, é fornecida a tensão e potência de base para cálculo da resistência e reatâncias, uma vez que a rede de média tensão pode operar em 13,8kV ou 23,1kV. Sendo que, a identificação de resistência (R) e reatância (X) acompanham o Z_+ e Z_0 e estão em valor Por Unidade (PU).

Tabela 3 – Banco de dados impedâncias em PU reais do SEP

Local	Tensão de Base (kV)	Potência de Base [MVA]	Tensão da Rede (kV)	Z+R (PU)	Z+X (PU)	Z0R (PU)	Z0X (PU)
1	23,1	100	23,1	4,8972	2,9107	5,5775	8,5447
2	13,8	100	13,8	5,3249	5,5723	6,522	16,9698
3	23,1	100	23,1	3,5486	2,1152	4,0712	6,4751
4	23,1	100	23,1	3,0460	1,9286	3,5024	5,7425
5	13,8	100	13,8	4,1971	3,536	5,2216	11,8944
6	23,1	100	23,1	1,6310	2,0991	2,0145	5,3705
7	13,8	100	13,8	2,1083	2,8775	3,0535	10,4555
8	23,1	100	23,1	0,7642	1,3097	1,0051	1,5720
9	23,1	100	23,1	0,5976	1,1935	0,6947	2,029
10	23,1	100	23,1	0,5616	1,2001	0,4162	1,2748
11	13,8	100	13,8	1,1115	1,8073	1,6875	6,4804
12	13,8	100	13,8	1,0807	1,7500	1,5771	5,8442
13	13,8	100	13,8	0,6093	1,8259	0,4702	1,7644
14	13,8	100	13,8	0,8850	1,4977	1,2782	4,6624
15	13,8	100	13,8	0,4939	1,1466	0,7269	3,1144
16	23,1	100	23,1	0,1522	0,6519	0,1911	0,9331
17	13,8	100	13,8	0,3536	0,9816	0,4988	2,3417

Fonte: Concessionárias de Energia, 2017

A partir destes dados é possível calcular o valor da resistência e reatância em ohm, pois também é conhecida a potência e a tensão de base do sistema.

O resultado da Equação (17) é o valor da impedância de base da rede elétrica.

$$Z_{baseREDE} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (17)$$

Sendo:

$Z_{baseREDE}$ = Impedância de Base;

V_{base} = Tensão de Base;

S_{base} = Potência de Base.

Portanto, o valor em ohm para a sequência positiva e zero é determinada pela Equação (18).

$$Z_{realREDE} = Z_{puREDE} \cdot Z_{baseREDE} \quad (18)$$

Sendo:

Z_{puREDE} = Impedância em pu;

$Z_{realREDE}$ = Impedância real da rede em ohm.

A partir da Equação (18) as impedâncias para sequência positiva e zero em ohm passam a ter como resultado os valores apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Impedância da rede elétrica calculada em ohm

Local	ZbaseREDE	Z+R [Ω]	Z+X [Ω]	Z0R [Ω]	Z0X [Ω]
1	5,3361	26,13	15,53179	29,76	45,5954
2	1,9044	10,14	10,61189	12,42	32,3173
3	5,3361	18,94	11,28692	21,72	34,5518
4	5,3361	16,25	10,2912	18,69	30,6426
5	1,9044	7,99	6,733958	9,94	22,6517
6	5,3361	8,70	11,20101	10,75	28,6575
7	1,9044	4,02	5,479911	5,82	19,9115
8	5,3361	4,08	6,98869	5,36	8,38835
9	5,3361	3,19	6,368635	3,71	10,8269
10	5,3361	3,00	6,403854	2,22	6,80246
11	1,9044	2,12	3,441822	3,21	12,3413
12	1,9044	2,06	3,3327	3,00	11,1297
13	1,9044	1,16	3,477244	0,90	3,36012
14	1,9044	1,69	2,85222	2,43	8,87907
15	1,9044	0,94	2,183585	1,38	5,93106
16	5,3361	0,81	3,478604	1,02	4,97911
17	1,9044	0,67	1,869359	0,95	4,45953

Fonte: Próprio Autor.

A resistência e reatância indutiva projetada para o sistema de simulação devem ser do tipo variável devido à larga escala de variações necessárias conforme pode ser observado na Tabela 4.

3.2.1 Projeto Reostato

O modelo do reostato (resistor variável) projetado é através de fio deslizante e desempenha a função de complementar a resistência da rede não alcançada pela parcela resistiva do indutor. A escala de variação deste elemento pode ser consultada na segunda e quarta coluna da Tabela 4, sendo que a escala comercial de fabricação deste resistor é de 0 (zero) a 50 (cinquenta) ohm. A Equação (19) calcula o valor de potência a ser suportada pelo resistor na condição de carga nominal em regime permanente.

$$Pot. Res. = Resist. Rede \cdot In Rede Prim.^2 \quad (19)$$

Sendo:

Pot. Res. = Potência a ser dissipada pelo resistor em regime permanente;

Resist. Rede = Resistência ajustada no reostato;

In Rede Prim. = Corrente nominal que circula pelo reostato em regime permanente.

Para se obter a máxima potência dissipada pelo reostato em regime permanente, ele deve ser ajustado na máxima resistência e percorrer a maior corrente projetada pelo mesmo, ou seja, estar com range de 50 ohm e percorrer a corrente de 1,30A, corrente estimada para uma carga em torno de 300VA. A Equação (20) calcula o valor de potência mínima a ser suportado pelo reostato.

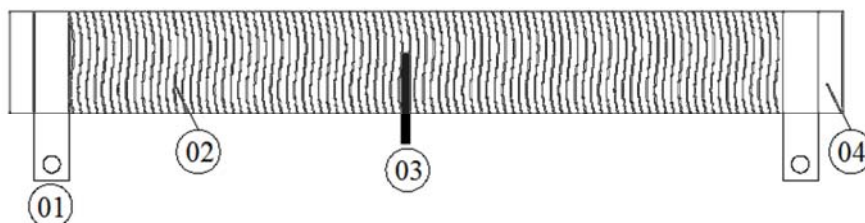
$$Pot. RES. = (50\Omega) \cdot (1,30A)^2$$

$$Pot. RES. = 84,5W$$
(20)

Com base na potência encontrada através da Equação (20) define-se um reostato que tenha capacidade de dissipar 100W.

A Figura 29 mostra com detalhes a forma construtiva do reostato projetado.

Figura 29 – Projeto reostato com escala de 0 a 50 ohm



Fonte: Próprio Autor.

Sendo:

01 – Início do filamento do resistor;

02 – Filamento do resistor;

03 – Fio deslizante para ajuste da resistência desejada;

04 – Tubo de madeira para sustentação do filamento e melhor dissipação da potência.

3.2.2 Projeto Indutor Variável

A partir dos dados de reatância da terceira e quarta coluna da Tabela 4 e através da Equação (21) é possível determinar os valores de indutância necessários para ajuste na rede

elétrica da bancada de simulação. Os respectivos dados de cálculo são apresentados na Tabela 5, nas colunas descritas como L + e L 0.

$$L = \frac{XL}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad (21)$$

Onde:

L = Indutância em Henry;

XL = Reatância indutiva em Ohm;

f = Frequência da rede em Hz.

Tabela 5 – Resultado do cálculo da indutância de rede

Local	f (Hz)	XL + (Ω)	L + (mH)	XL 0 (Ω)	L 0 (mH)
1	60	15,53179	41,22	45,5954	121,01
2	60	10,61189	28,16	32,3173	85,77
3	60	11,28692	29,95	34,5518	91,70
4	60	10,2912	27,31	30,6426	81,32
5	60	6,733958	17,87	22,6517	60,12
6	60	11,20101	29,73	28,6575	76,06
7	60	5,479911	14,54	19,9115	52,84
8	60	6,98869	18,55	8,38835	22,26
9	60	6,368635	16,90	10,8269	28,73
10	60	6,403854	17,00	6,80246	18,05
11	60	3,441822	9,13	12,3413	32,75
12	60	3,33270	8,84	11,1297	29,54
13	60	3,477244	9,23	3,36012	8,92
14	60	2,85222	7,57	8,87907	23,56
15	60	2,183585	5,80	5,93106	15,74
16	60	3,478604	9,23	4,97911	13,21
17	60	1,869359	4,96	4,45953	11,84

Fonte: Próprio Autor

A partir dos valores de indutâncias calculados na Tabela 5, é possível projetar um indutor variável, onde o mesmo deve possuir 7 derivações disponíveis em sua bobina, sendo uma conexão de início, uma de final e cinco derivações intermediárias. O projeto da indutância necessária em cada derivação é feita sempre a partir da conexão de início da bobina.

O projeto consiste em fazer primeiramente os tap's com valores fixos de indutância em indutor com núcleo de ar, sendo que posteriormente deve ser inserido um núcleo de bastão de

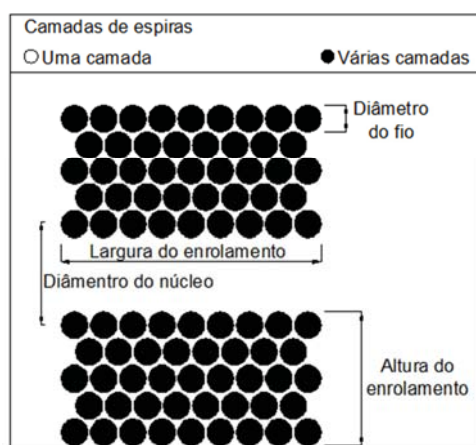
ferrite para fazer a variação, ou seja, o ajuste fino da indutância dentro da escala de cada derivação do indutor.

Para suportar a corrente de 6A a 20°C e utilizando uma densidade de corrente de 0,05 A/mm² define-se que o fio construtivo será 22AWG (0,30mm²), com diâmetro nominal de 0,65mm e resistência aproximada de 0,053ohm/m.

O dimensionamento do indutor em núcleo de ar foi realizado através do software CalcBob. Os dados de entrada para cálculo do indutor são: a indutância desejada, o diâmetro do núcleo, o diâmetro do fio e a largura do enrolamento.

O resultado fornecido pelo software é a quantidade de camadas, o numero total de espiras, a altura do enrolamento, o comprimento do fio e a resistência do fio. A Figura 30 mostra com detalhes a designação dos dados construtivos de entrada e dos resultados do dimensionamento do indutor.

Figura 30 – Dados do dimensionamento do indutor



Fonte: Próprio Autor

A Tabela 6 fornece os dados construtivos do projeto do indutor.

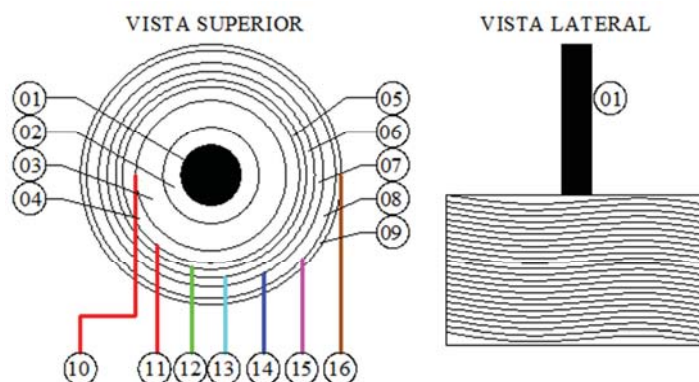
Tabela 6 – Tabela de dimensionamento do indutor

BOBINA		DADOS DE ENTRADA PARA PROJETO				RESULTADO DO PROJETO					
PONTO INICIO DA BOBINA	PONTO FINAL DA BOBINA	INDUTÂNCIA [mH]	DIÂMETRO DO NÚCLEO [mm]	DIÂMETRO DO FIO [mm]	LARGURA DO ENROLAMENTO [mm]	Nº CAMADAS	Nº ESPIRA POR CAMADA	Nº TOTAL DE ESPIRAS	ALTURA DO ENROLAMENTO [mm]	COMPRIMENTO DO FIO [M]	RESISTÊNCIA DO FIO [Ω]
0	1	2,5	25	0,65	50	6	76	456	4,05	41,75	2,15
0	2	8,0	25	0,65	50	10	76	760	6,30	76,45	3,90
0	3	20,0	25	0,65	50	15	76	1140	9,10	124,55	6,40
0	4	45,0	25	0,65	50	22	76	1672	12,50	193,00	10,00
0	5	90,0	25	0,65	50	29	76	2204	16,50	283,10	14,50
0	6	130,0	25	0,65	50	33	76	2508	19,00	350,15	18,00

Fonte: Próprio Autor

A Figura 31 mostra com detalhes a posição das bobinas, saída das derivações e núcleo do indutor variável.

Figura 31 – Projeto indutor variável



Fonte: Próprio Autor

Sendo:

01 – Núcleo de ferrite tipo bastão NBC-10/50-IP6 (diâmetro 10mm, comprimento 50mm, IP6 características do material ferrite);

02 – Óculo para passagem do núcleo;

03 – Carretel de nylon para sustentação da bobina com diâmetro de 25mm e comprimento de 50mm;

04 – Primeira bobina 456 espiras;

- 05 – Segunda bobina 304 espiras;
- 06 – Terceira bobina 380 espiras;
- 07 – Quarta bobina 532 espiras;
- 08 – Quinta bobina 532 espiras;
- 09 – Sexta bobina 304 espiras;
- 10 – Ponto de conexão do início da bobina do indutor;
- 11 – Ponto de conexão da derivação de 2,5mH em núcleo de ar (ponto bobina 1);
- 12 – Ponto de conexão da derivação de 8,0mH em núcleo de ar (ponto bobina 2);
- 13 – Ponto de conexão da derivação de 20,0mH em núcleo de ar (ponto bobina 3);
- 14 – Ponto de conexão da derivação de 45,0mH em núcleo de ar (ponto bobina 4);
- 15 – Ponto de conexão da derivação de 90,0mH em núcleo de ar (ponto bobina 5);
- 16 – Ponto de conexão da derivação de 130,0mH em núcleo de ar (ponto bobina 6).

3.3 TRANSFORMAÇÃO

No sistema real clientes atendidos em média tensão possuem transformadores rebaixadores instalados em subestações, que, em alguns casos é necessário apenas se ter um equipamento instalado ou em outras situações é vantajoso se ter vários equipamentos de menor potência distribuída ao longo da propriedade, tendo a preferência da instalação destes o mais próximo dos maiores centros de carga.

Estes transformadores possuem ligação Δ/Y , em sua maioria, e são atendidos em seu primário pelas redes de distribuição em tensão de 13,8 kV e 23,1 kV, sendo que a tensão de saída no secundário, dependendo da região pode ser 380/220 V ou 220/127 V. A partir disso, se define que a relação de transformação para estes equipamentos estão na ordem de 63 a 105 vezes para tensões de 380/220 V e 108 a 182 para tensões de 220/127 V. A Tabela 7 define a impedância em função da potência para transformadores a óleo mais utilizados em indústrias.

Tabela 7 – Dados de impedância transformadores industriais WEG

Potência do Transformador (kVA)	Impedância 13,8 kV - 380/220 V (Z%)	Impedância 23,1 kV - 380/220 V (Z%)	Impedância 13,8 kV - 220/127 V (Z%)	Impedância 23,1 kV - 220/127 V (Z%)
500	4,5	5	3,5	-
750	5	5	5	5
1000	5	5	5	5
1500	6	6	-	-

Fonte: WEG (2016)

3.3.1 Projeto Transformador Rebaixador

O transformador projetado para ser utilizado na bancada de simulação possui ligação Δ/Y . As tensões de linha que alimentarão este transformador são obtidas através da Equação (22), onde é utilizado um fator de escala de 100 vezes para a tensão, tendo como base a tensão de linha do sistema de média tensão existente.

$$VLtrbancada = \frac{VLtrreal}{Escala} \quad (22)$$

Sendo:

$VLtrbancada$ = Tensão de linha do primário do transformador da bancada;

$VLtrreal$ = Tensão de linha do primário do transformador de média tensão;

Escala = Fator de escala de redução comum utilizado para dimensionamento da bancada.

Com base na Equação (22) e sabendo que a tensão nominal primária da rede de média tensão é 23.100V e 13.800V, o transformador projetado deve possuir tap de 231V e 138V disponíveis na conexão delta. Para efeito de otimização do equipamento é projetado também um tap de 69V, uma vez que não se conhece a corrente a vazio deste transformador, e caso seja necessário a utilização de cargas nominais com capacidade inferior a corrente a vazio o tap de 69V pode ser utilizado para correntes muito pequenas e imperceptíveis pelo relé de sobrecorrente.

A conexão do secundário deste transformador deve ser estrela com nível de tensão de 24V para linha e 13,8V entre fase e neutro. A relação de transformação entre primário e secundário é estabelecida pela Equação (23) e os valores deste cálculo são apresentados na Tabela 8.

$$REL.PStrbancada = \frac{VPrim.}{VSecun.} \quad (23)$$

Sendo:

$REL.PStrbancada$ = Relação de transformação entre tensão do primário e secundário do transformador;

$VPrim.$ = Tensão de linha do primário do transformador;

$VSecun.$ = Tensão de linha do secundário do transformador.

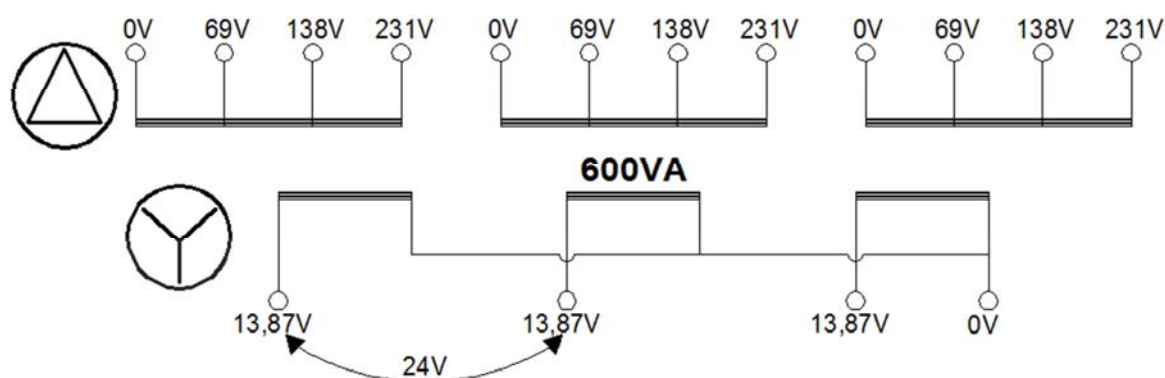
Tabela 8 – Valores da relação de transformação do transformador de bancada

Tensão Linha Primário (V)	Tensão de Linha Secundário (V)	Relação Transformação
231	24	9,63
138	24	5,75
69	24	2,88

Fonte: Próprio Autor

A potência do transformador foi projetada para abranger as capacidades de carga projetadas para a bancada de simulação, tendo em vista a analogia entre as potências reais do SEP. Também, sabe-se que serão realizados “n” ensaios em um curto intervalo de tempo, por isso, aplica-se um fator de sobre dimensionamento de 100%, ou seja, o transformador confeccionado possui potencia nominal de 600VA.

Figura 32 – Diagrama de ligação do transformador projetado



Fonte: Próprio Autor

Com base nos dados da Tabela 8 e a partir do diagrama de ligação mostrado na Figura 32, é possível perceber que a tensão do lado de baixa tensão está atenuada em 15,83 vezes, uma vez que a proporção de tensão do lado secundário do transformador é a dado pela divisão da tensão real do sistema de 380V e a tensão do transformador projetado de 24V.

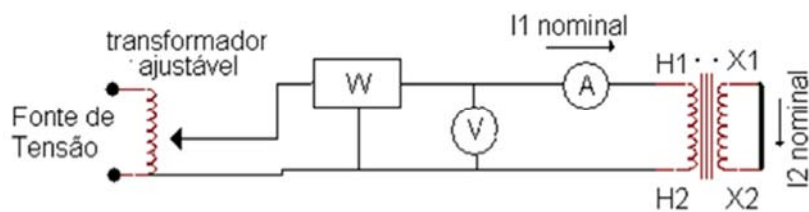
O ensaio em curto-circuito deste transformador é necessário para se levantar os dados da impedância que o mesmo representa para o sistema elétrico.

3.3.1.1 Especificação dos Dados de Placa do Transformador

A partir do ensaio de curto-circuito do transformador é possível calcular a impedância vista pela fonte e com a definição da impedância de base calculada a partir dos dados do próprio equipamento é possível obter a impedância em PU do transformador.

A Figura 33 mostra como fazer as ligações para ensaio de curto-circuito.

Figura 33 – Ensaio de curto-circuito



Fonte: (PENZ, 2014)

Sendo:

H1-H2 – Terminais de maior tensão do transformador;

X1-X2 – Terminais de menor tensão do transformador;

A – Amperímetro (I1);

V – Voltímetro (V1);

W – Wattímetro;

I1 nominal – corrente no primário do transformador;

I2 nominal – corrente no secundário do transformador;

Com base na Figura 33 é necessário curto circuitar o lado de menor tensão do transformador e certificar-se que o transformador ajustável está em zero. Com o circuito em operação deve-se aumentar gradativamente a tensão até medir a corrente nominal do lado primário no amperímetro. Anota-se a potência medida pelo wattímetro e a tensão do voltmímetro. A impedância total vista pela fonte é calculada através da Equação (24).

$$Z_{e1} = \frac{V1}{I1} \quad (24)$$

Sendo:

Z_{e1} – Impedância vista pela fonte;

V1 – Tensão no lado de maior tensão do transformador;

I1 – Corrente no lado de maior tensão do transformador.

Através do ensaio obteve-se que a tensão V1 é 10,60V e a corrente I1 é 1,69A. Substituindo estes valores na Equação (24) tem-se que a impedância total Z_{e1} é 6,27Ω.

Para calcular o valor da impedância em PU é necessário primeiramente calcular a impedância de base deste transformador, conforme Equação (25).

$$Z_b = \frac{V_b}{I_b} \quad (25)$$

Sendo:

- Z_b – Impedância de base;
- V_b – Tensão de base do transformador;
- I_b – Corrente de base do transformador.

O cálculo de I_b é realizado através da Equação (26).

$$I_b = \frac{P_b}{V_b} \quad (26)$$

Sendo:

- P_b – Potência de base de uma bobina do transformador.

Sabe-se que a potencia total do transformador é 600VA, então a P_b é 200VA, pois o ensaio é realizado sobre uma das 3 bobinas do transformador. A tensão aplicada sobre esta bobina é 138V. Substituindo estas grandezas na Equação (26), calcula-se 1,45A para I_b .

Com o valor de I_b , substituindo na Equação (25) e sabendo que V_b é 138V, a impedância de base calculada Z_b é 96,17Ω.

O valor PU e $Z\%$ do transformador então são calculados através da Equação (27).

$$Z_{pu} = \frac{Z_{e1}}{Z_b} \quad (27)$$

$$Z\% = Z_{pu} \cdot 100$$

Sendo:

- Z_{pu} – Impedância do transformador em PU;
- $Z\%$ – Impedância percentual do transformador (dado de placa do transformador).

Sabendo-se que o valor de Z_{e1} é 6,27Ω e o valor de Z_b é 96,17 Ω, calcula-se através da Equação (27) que $Z_{pu} = 0,0652$ e $Z\% = 6,52$.

3.4 CARGAS E SOBRECARGAS

No sistema real existem os mais diversos tipos de carga ligados ao sistema, como cargas com característica resistiva, indutivas e capacitivas. Além disso, as cargas possuem as mais diversificadas capacidades de potência. Para o sistema de proteção o que realmente tem significado é a carga total que está fluindo para a unidade consumidora. A especificação do sistema real para potências a serem estudadas são: 750kVA, 1000kVA, 1500kVA, 3000kVA. Se a potência absorvida ultrapassar a carga nominal estabelecida o sistema entra em sobrecarga.

3.4.1 Projeto Cargas

Para determinar as cargas e sobrecargas para a bancada de simulação é necessário aplicar a escala comum de redução quadrática. Sendo assim, a partir da Equação (28) calcula-se os valores de cargas e sobrecargas apresentado na Tabela 9. Fica estabelecido que para o sistema de simulação a carga levemente superior a pré-estabelecida é sobrecarga, ou seja, a sobrecarga para a carga de 2000kVA é 3000kVA, por exemplo, para as demais situações segue a mesma regra. Faz-se necessário trabalhar desta forma devido às cargas serem fixas.

$$Pot. Carga Bancada = \frac{Pot. Real}{Fator de Escala Cargas} \quad (28)$$

Sendo:

Pot. Carga Bancada = Potência calculada a ser projetada bancada;

Pot. Real = Potência real estimada no sistema elétrico real;

Fator de Escala Cargas = Escala do sistema elétrico aplicado à bancada de simulação ao quadrado (utilizada no dimensionamento do transformador e cargas).

Tabela 9 – Carga projetadas para bancada de simulação

Carga Sistema Real (kVA)	Fator de Escala Cargas=(100)^2	Carga Bancada (VA)
750	10000	75
1000	10000	100
1500	10000	150
2000	10000	200
3000	10000	300

Fonte: Próprio Autor

Por se tratar de uma conexão estrela no secundário do transformador, deve-se calcular a carga monofásica para dimensionamento das resistências equivalentes, isto é realizado através da Equação (29).

$$Carga\ Monofásica = \frac{Carga\ Trifásica}{3} \quad (29)$$

Sendo:

Carga Monofásica = Potência de carga ligada entre fase e neutro do transformador expressa em VA;

Carga Trifásica = Potência de carga trifásica expressa em VA.

A resistência é calculada a partir da Equação (30).

$$Resistência = \frac{Tensão\ Fase^2}{Carga\ Monofásica} \quad (30)$$

Sendo:

Tensão Fase = Na conexão estrela é $\sqrt{3}$ vezes menor que a tensão de linha;

Resistência = Resistência a ser projetada através de fio de Níquel Cromo.

A corrente no secundário do transformador é calculada a partir da Equação (31).

$$IN\ Secundário\ do\ Transf. = \frac{Tensão\ Fase}{Resistência} \quad (31)$$

Sendo:

IN Secundário do Transf. = Corrente no secundário do transformador.

A corrente no primário do transformador para os três taps são calculados dividindo-se a corrente secundária do transformador pela relação de transformação contida na Tabela 8.

Tabela 10 – Cálculo de resistência e correntes na carga e sobrecarga

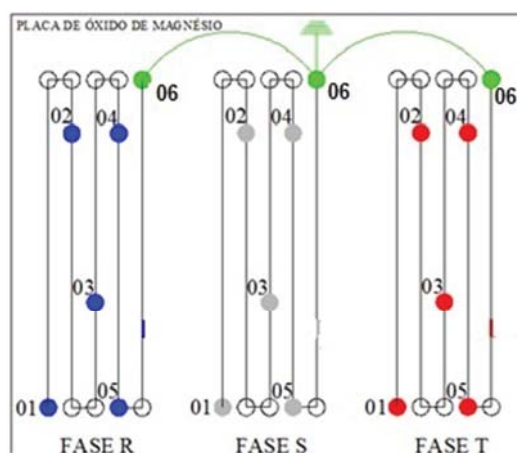
Carga Trifásica Bancada (VA)	Carga Mono Bancada (VA)	Tensão Fase (V)	Resistência [Ω]	IN Secundário do Transf. (A)	IN Primário do Transf. TAP 69V (A)	IN Primário do Transf. TAP 138V (A)	IN Primário do Transf. TAP 231V (A)
75	25,00	13,9	7,70	1,80	0,63	0,31	0,19
100	33,33	13,9	5,77	2,40	1,45	0,42	0,25
150	50,00	13,9	3,85	3,60	2,17	0,63	0,37
200	66,67	13,9	2,89	4,81	2,89	0,84	0,50
300	100,00	13,9	1,92	7,21	4,34	1,25	0,75

Fonte: Próprio Autor.

As cargas de 75, 100, 150, 200 e 300 VA foram projetadas através de fio de Níquel Cromo 10,88 Ω /m, com resistências ligadas em estrela. A base para fixação das resistências foi realizado com placa de MGO (Óxido de Magnésio), sendo a mesma a prova de fogo para combustão a 1.472 °C e permanece sem chama a 2.192 °C.

A Figura 34 retrata o projeto e ligação das resistências projetadas.

Figura 34 – Cargas projetadas em ligação estrela



Fonte: Próprio Autor.

Sendo:

01 – Ponto de conexão resistência de 7,70ohm;

02 – Ponto de conexão resistência de 5,77ohm;

03 – Ponto de conexão resistência de 3,85ohm;

04 – Ponto de conexão resistência de 2,89ohm;

05 – Ponto de conexão resistência de 1,92ohm;

06 – Ponto de conexão comum da estrela, aterrado juntamente com o neutro do transformador.

3.5 CURTO-CIRCUITO

Os diferentes tipos de curto-circuito devem ser levados em consideração, pois para cada tipo de falha é gerado um efeito na relação tensão e corrente do sistema. Para o estudo de coordenação e seletividade em cabines de clientes consumidores é necessário conhecer os valores de curto no ponto de tomada de energia da rede pública, sendo que este valor é fornecido pela concessionária de energia local. Além dos dados de curto-circuito, também é fornecido os parâmetros dos equipamentos de proteção instalados a montante do ponto de entrega da concessionária.

A Tabela 11 complementa a Tabela 3 mostrada no item 3.2, sendo que, neste momento, as informações apresentadas são de curto-circuito nos 17 clientes das concessionárias de energia RGE, Coprel e CEEE distribuídos no estado do Rio Grande do Sul, calculadas pela própria concessionária através da impedância equivalente no ponto de entrega.

Tabela 11 – Banco de dados das correntes de curtos-circuitos reais do sistema elétrico

Local	ICC TRIFÁSICO SIMETRICO [A]	ICC TRIFÁSICO ASSIMETRICO [A]	ICC FASE TERRA [A]	ICC DUPLA FASE [A]
1	439	442	356	380
2	543	555	381	470
3	605	610	485	524
4	693	699	552	600
5	762	772	538	660
6	940	968	686	814
7	1173	-	706	-
8	1648	1739	1531	1427
9	1870	2010	1560	1619
10	1886	-	1882	1634
11	1972	2064	1159	1708
12	2034	-	1247	1761
13	2174	2478	2212	1882
14	2405	2525	1523	2083
15	3351	3653	2212	2902
16	3733	4573	3272	3233
17	4009	-	2807	3472

Fonte: Próprio Autor

Os níveis de curto-circuito no ponto de proteção em unidades consumidoras podem chegar aos valores definidos na Tabela 12, considerando a potência e a impedância do transformador equivalente de placa dos equipamentos. A partir da Equação (32) é possível

calcular os níveis de curto-circuito de forma simplificada no borne dos equipamentos de transformação.

$$I_{cc} = \frac{\frac{S}{(V_{ff} \cdot \sqrt{3})}}{Z\%} \cdot 100 \quad (32)$$

Onde:

I_{cc} = Corrente de curto-circuito;

S = Potência nominal trifásica do transformador;

V_{ff} = Tensão de linha da rede de média tensão;

$Z\%$ = Impedância do transformador.

Tabela 12 – Nível de curto-circuito no lado primário de transformadores reais do SEP

ICC [A]	S [kVA]	VFF [V]	Z%
465	500	13800	4,5
628	750	13800	5
838	1000	13800	5
1047	1500	13800	6
1396	2000	13800	6
2094	3000	13800	6
250	500	23100	5
375	750	23100	5
500	1000	23100	5
626	1500	23100	6
834	2000	23100	6
1251	3000	23100	6

Fonte: Próprio Autor

3.5.1 Projeto da Impedância de Curto-circuito

Os modelos de curto-circuito projetados para a bancada de simulação são: trifásico, bifásico e monofásico. Ambos são realizados por um fio de cobre (barramento) que fecha o circuito no secundário do transformador.

Através de ensaio determinou-se a resistência de curto-circuito presente na bancada. O ensaio levou em consideração a tensão e corrente de curto-circuito em regime permanente para obtenção da resistência equivalente de curto-circuito.

A tensão medida sobre a impedância de curto-circuito foi de 0,31V e a corrente de curto-circuito foi de 7,99A, portanto pode-se calcular a resistência do curto-circuito através da mesma Equação (30), onde foi calculada a resistência de carga. O resultado foi 38,79 mΩ.

Com base na Equação (32) e nos dados de placa do transformador da bancada de simulação é possível calcular os níveis de curto-circuito franco mostrado na Tabela 13, se diretamente conectado uma fonte geradora nos borne de maior tensão do transformador.

Tabela 13 – Nível de curto-circuito franco calculado no borne primário do transformador de bancada

ICC [A]	S [VA]	VFF [V]	Z%
77	600	69	6,52
39	600	138	6,52
23	600	231	6,52

Fonte: Próprio Autor

3.6 SENSOR DE CORRENTE

Os sensores de corrente utilizados no sistema real possuem função de proteção, ou seja, o transformador de corrente suporta até 20 vezes a corrente nominal de transformação sem saturar o núcleo e geralmente são instalados no primário do transformador, sendo que podem ser 13,8 kV ou 23,1 kV. Para a escolha adequada do TC também se deve verificar qual a corrente nominal do sistema e escolher o modelo logo acima da pior condição, atendendo sempre a disponibilidade comercial. A relação de transformação é variável, uma vez que a corrente primária também é variável, mas a corrente no secundário é geralmente de 5 A, exceto para casos especiais de projeto.

3.6.1 Projeto Sensor de Corrente

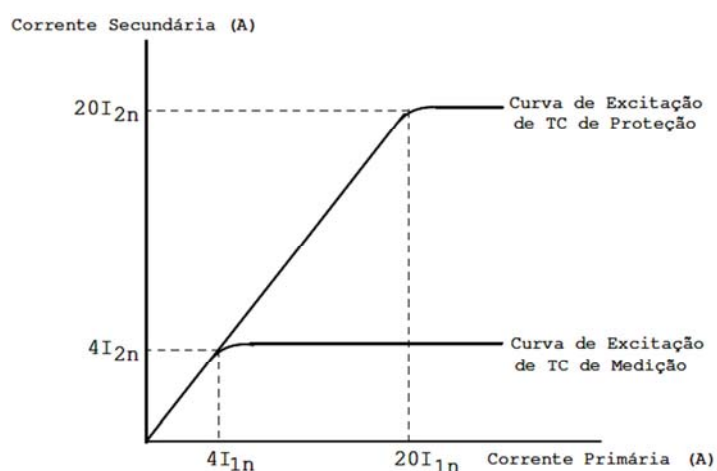
Para a bancada deve ser utilizado um transformador de corrente de medição, tipo janela, classe de exatidão 3,0 e carga C2,5, corrente secundária de 5A e corrente primária nominal de 50A. A classe de exatidão 3,0, segundo NBR 6856, não tem limitação de ângulo de fase. A carga de 2,5VA atende o projeto, pois a carga necessária para o relé de sobre corrente é de 0,2VA, conforme manual Pextron.

A relação deste TC é obtida através da divisão da corrente original primária pela corrente secundária, isto resulta em um RTC=10. Para tornar o sensor de corrente com RTC =

1, é necessário utilizar o método de passagem múltiplo do cabo pelo primário, para este caso é necessário fazer a passagem de 10 vezes.

A corrente de saturação deste TC é em torno de quatro vezes a corrente nominal primária, ou seja, de 20A. A Figura 35 mostra a diferença da corrente de excitação de um TC de proteção e um de medição, porém por questões de orçamento foi necessária a utilização de um TC de medição neste projeto.

Figura 35 – Curva de saturação TC de Proteção e Medição



Fonte: Adaptado de Mamede Filho (2013)

A Figura 36 mostra o TC escolhido para este projeto. Foi instalado um TC por fase neste projeto, sendo o secundário do mesmo interligado as entradas de corrente do relé de sobrecorrente. Este sensor de corrente possui núcleo toroidal com janela de diâmetro aproximado de 23mm.

Figura 36 – Sensor de corrente projetado tipo janela



Fonte: Catálogo de Sensores de Corrente Instrumenti – Modelo TCI 51

3.7 RELÉS DE SOBRECORRENTE

Em cabines de medição geralmente é utilizado um relé de proteção com características de proteção de sobrecorrente, dotados das funções 50/51 e 50N/51N, no mínimo. Existem vários fabricantes de relés como, por exemplo, Pextron, Schneider, Siemens e etc. Em subestações ou religadores instalados em campo de propriedade da concessionária de energia são utilizados diversos modelos de relés de sobrecorrente de diversas marcas, por exemplo, Siemens, Cooper, GE, Pextron e etc.

Na bancada de teste foram implementados dois relés de sobrecorrente, com capacidade de leitura trifásica + neutro, sendo que o relé instalado na saída do autotransformador foi o modelo URPE 2000 do fabricante Pextron, que faz a função de proteção da subestação rebaixadora (suposta subestação da concessionária, fazendo uma breve analogia com o sistema elétrico real). O relé utilizado a jusante, antes do transformador projetado, foi o modelo URPE 7104T do fabricante Pextron que exerce a função de proteção do Trafo (suposta cabine de medição da unidade consumidora) .

A corrente de entrada dos sensores de corrente de ambos é de 5 A. Os contatos para acionamento do elemento comutador são dotados de trip capacitivo. A tensão liberada pelos mesmos é de 220 VAC e acionam diretamente relés acopladores 1NAF. Os relés acopladores por sua vez acionam as respectivas contatoras para abertura do circuito de força. A alimentação auxiliar de ambos os relés são de 220V.

A Figura 37 mostra o relé de sobrecorrente utilizado na entrada do transformador primário da linha de distribuição, modelo URPE 7104T do fabricante Pextron.

Figura 37 – Relé de Sobrecorrente Pextron – Modelo URPE 7104T



Fonte: Pextron (2016)

3.8 DISPOSITIVO DE MANOBRA

Em subestações o dispositivo interruptor de potência é o disjuntor tripolar, geralmente com características de 630A, 1250A ou 2000A, conforme necessidade, onde o mesmo é acionado através da bobina de disparo de abertura, sendo a bobina a responsável por receber os sinais de tensão provenientes do rele de sobrecorrente.

Na bancada de teste foi projetada uma contatora de 9A, na saída do autotransformador. Também, foi instalada uma contatora após a linha de distribuição projetada, ou seja, na entrada do primário do transformador. Ambas as contadoras possuem capacidade nominal em regime permanente de condução de corrente de 9A.

Com base na quinta coluna da Tabela 10 é realizado o dimensionamento das contadoras para chaveamento das cargas, sobrecargas, curto-circuito e alimentação geral da bancada foram estabelecidas conforme a corrente nominal absorvida pela carga, ou seja, todas as contadoras instaladas no secundário do transformador deverão ter capacidade de corrente mínima de 9A e as contadoras instaladas no primário do transformador e rede de distribuição deverão ter capacidade de corrente mínima de 7A. Não sendo de alta importância por se tratar de uma bancada didática que não apresenta uso contínuo.

3.9 FORÇA E COMANDO

Foram utilizados cabos de cobre flexível 750V 2,5mm² para o circuito de força e 0,50mm² para todos os circuitos de comando, exceto a ligação do secundário dos TC's ao relé de sobrecorrente.

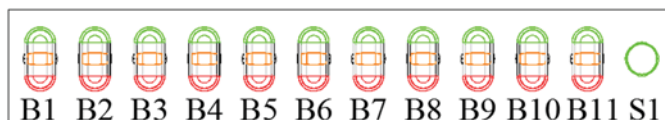
As fases do circuito de força foram identificadas por fitas coloridas nas seguintes cores: Azul Escuro (Fase R), Branco (Fase S) e Vermelho (Fase T).

Os cabos na cor vermelha e cinza são de extra baixa tensão e circuito do secundário dos sensores de correntes. Cabos com isolamento na cor preta devem ser utilizados para circuito de força e na cor branca para circuito de comando, ambos são de níveis de tensão de acima de 50V. Cabos na cor azul claro devem ser utilizados para neutro do circuito de força e comando. Cabos na cor verde representam aterramento de proteção.

Todos os circuitos de comando, inclusive botões e sinaleiros são ligados em tensão 220V, isto devido a compatibilidade das bobinas das contadoras e relés auxiliares.

Quando aceso o sinaleiro significa bancada energizada. A identificação dos botões do painel de ligação é explicada conforme Figura 38.

Figura 38 – Identificação dos botões de operação da bancada de simulação



Fonte: Próprio Autor.

Sendo:

B1 – Botão para ligar contatora instalada na saída do autotransformador;

B2 – Botão para ligar contatora instalada após a linha de distribuição;

B3 – Chaveamento carga/sobrecarga 75VA;

B4 – Chaveamento carga/sobrecarga 100VA;

B5 – Chaveamento carga/sobrecarga 150VA;

B6 – Chaveamento carga/sobrecarga 200VA;

B7 – Chaveamento carga/sobrecarga 300VA;

B8 – Chaveamento curto-circuito fase-terra mínimo;

B9 – Chaveamento curto-circuito trifásico;

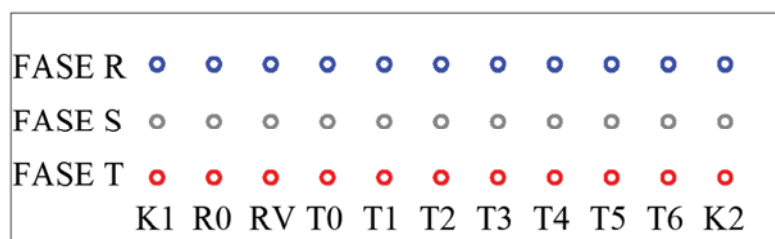
B10 – Chaveamento curto-circuito bifásico;

B11 – Chaveamento curto-circuito monofásico;

S1 – Sinaleiro bancada energizada (quando aceso).

A identificação dos conectores para conexões da linha de distribuição são descritos conforme Figura 39, mantendo-se a mesma identificação de cores dos cabos de potência para os plugues.

Figura 39 – Identificação dos conectores de força instalados na linha de distribuição



Fonte: Próprio Autor.

Sendo:

K1 – Contatora instalada na saída do autotransformador;

R0 – Ponto fixo (inicio) reostato da linha de distribuição;

RV – Ponto variável reostato da linha de distribuição;

T0 – Ponto de conexão do inicio da bobina do indutor;

T1 – Ponto de conexão da derivação de 2,5mH – TAP01;

T2 – Ponto de conexão da derivação de 8,0mH – TAP02;

T3 – Ponto de conexão da derivação de 20,0mH – TAP03;

T4 – Ponto de conexão da derivação de 45,0mH – TAP04;

T5 – Ponto de conexão da derivação de 90,0mH – TAP05;

T6 – Ponto de conexão da derivação de 130,0mH – TAP06;

K2 – Contatora instalada após a linha de distribuição (entrada do transformador rebaixador).

O diagrama multifilar completo com indicação de fiação e esquema de ligação pode ser consultado no Apêndice D.

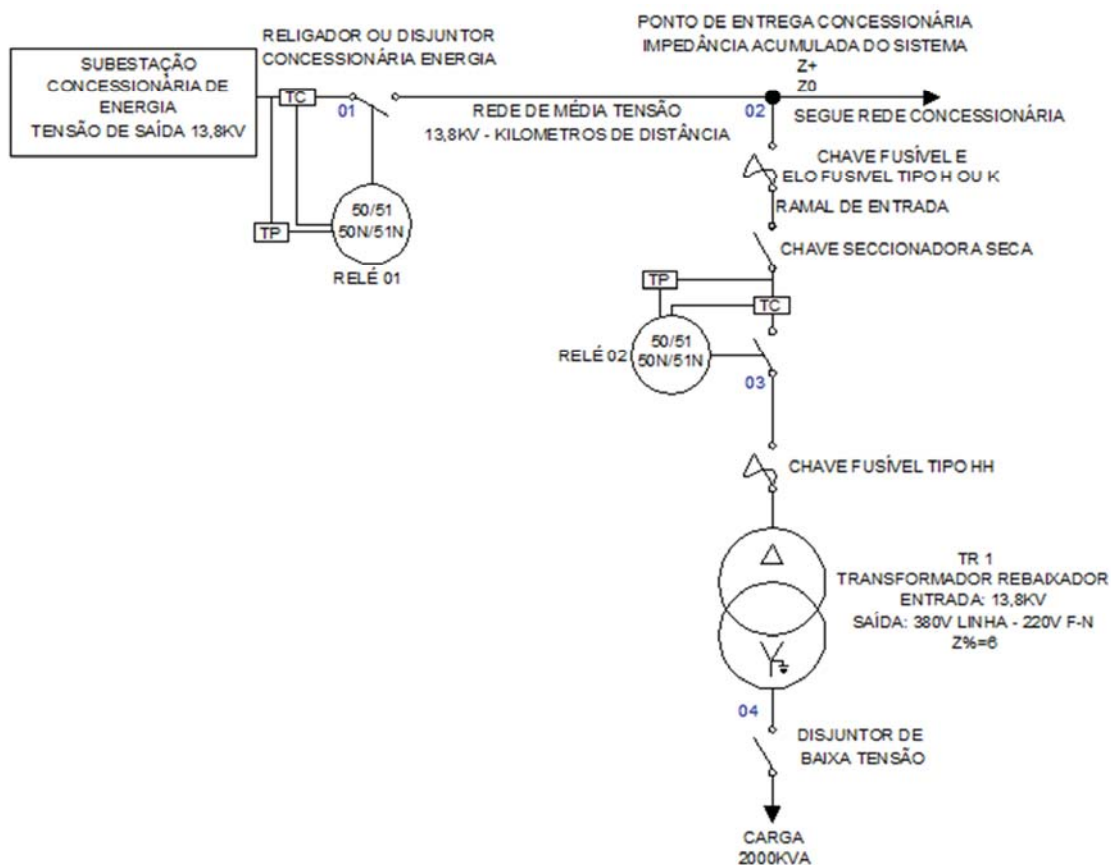
O diagrama unifilar simplificado e resumido do projeto desenvolvido para todos os elementos que compõe a bancada de simulação e o layout mecânico podem ser consultados no Apêndice E.

4 CÁLCULO PARA PARAMETRIZAÇÃO DOS RELÉS DE SOBRECORRENTE

Neste capítulo serão realizados os cálculos de coordenação e seletividade didáticos para uma carga de 200kVA. O objetivo é fazer os ajustes de parametrização do relé instalado após a rede de distribuição para que o mesmo faça a isolamento da falha a ser gerada no secundário do transformador.

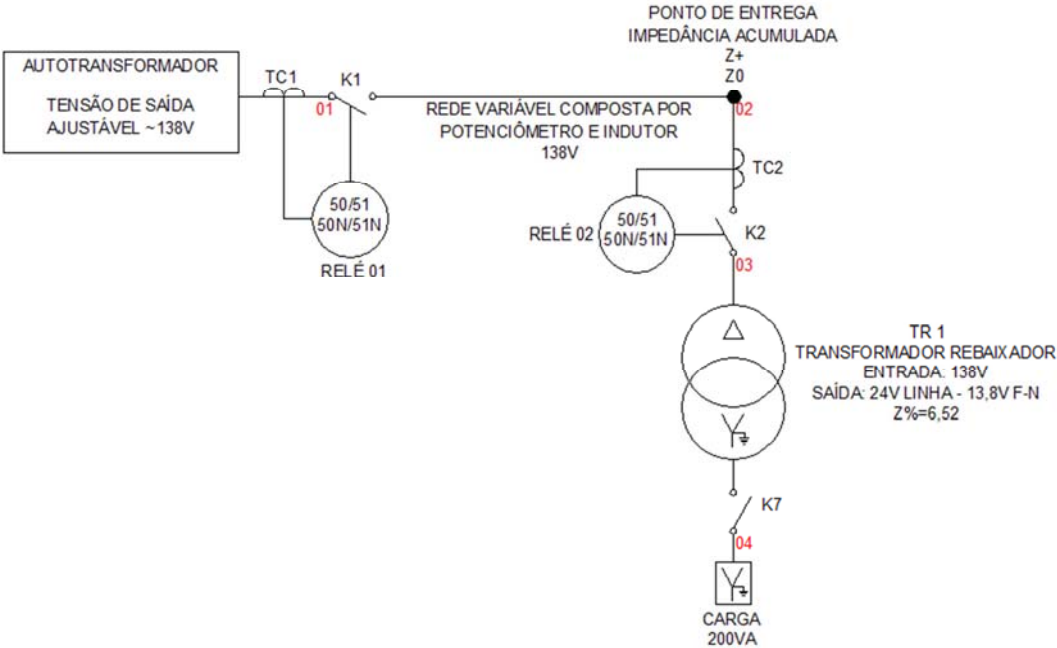
A Figura 40 mostra o diagrama unifilar simplificado e ilustrativo de uma instalação no sistema elétrico real onde é utilizado o relé de sobrecorrente e disjuntor de média tensão para proteção da unidade consumidora, logo após o ponto de entrega da concessionária de energia. Neste diagrama é mostrada também a chave fusível instalada na tomada de energia, no ponto 02, chave fusível tipo HH no ponto 03, e disjuntor de baixa tensão no ponto 04. São fornecidos pela concessionária os ajustes de proteção de sobrecorrente do ponto 01 e a impedância (nível de curto-circuito) do ponto 02. Os ajustes de proteção de sobrecorrente do ponto 03 são calculados pelo Engenheiro responsável pelo projeto de proteção, levando em consideração que alguma falha ocorra a partir do ponto 03.

Figura 40 – Diagrama unifilar simplificado para equipamentos do sistema elétrico real



Como a finalidade é realizar um estudo de seletividade a partir do simulador projetado no Capítulo 03, é necessário seguir o diagrama unifilar da Figura 41, dados de especificação da rede conforme Tabela 14 e parâmetros de programação do Relé 01 conforme Tabela 16.

Figura 41 – Diagrama unifilar simplificado para estudo de seletividade na bancada



Fonte: Próprio Autor

4.1 DADOS DE IMPEDÂNCIA E CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO

Os dados convertidos de PU para Ohm e os dados de rede descritos na Tabela 14 foram obtidos através de especificações e cálculos descritos no item 5 da Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5. A relação X/R do sistema é obtida através da divisão da reatância pela resistência de sequência positiva da rede e será útil para o cálculo do fator de assimetria.

Tabela 14 – Dados de impedância de rede a ser ajustado no simulador para limitação de curto-circuito

Dados Convertidos de PU para Ohm			Dados da Rede Projetada			
Sequencia	Resistência [Ω]	Reatância [Ω]	Sequencia	Resistência [Ω]	Indutância [H]	Relação X/R
Z+ = Z-	4,1971	+ 3,5360i	Z+ = Z-	7,99	0,01787	0,8425
Z0	5,2216	+ 11,8944i	Z0	9,94	0,06012	

Fonte: Próprio Autor

O cálculo do fator de assimetria é realizado conforme Equação (33).

$$Fa = \sqrt{1 + 2e^{\frac{-2\pi}{X/R}}} \quad (33)$$

Sendo:

Fa = Fator de assimetria;

e = Número de Euler (2,71828);

π = “pi” (3,14159).

Substituindo o valor da relação X/R descrita na Tabela 14 na Equação (33) é encontrado o fator de assimetria igual a 1,00.

Os valores de níveis de curto-circuito trifásico (ICC3F), curto-circuito trifásico assimétrico (ICC3Fa), curto-circuito bifásico (ICCF-F) e curto-circuito monofásico (ICCF-T) encontrados na Tabela 15, são calculados com base nas equações (1), (2), (3), (4) e (5).

Tabela 15 – Nível de curto-circuito aproximado conforme rede parametrizada no simulador

ICC3F [A]	ICC3Fa [A]	ICCF-T [A]	ICCF-F [A]	ICC F-T MIN
7,62	7,62	5,38	6,60	3,16

Fonte: Próprio Autor

4.2 PARAMETROS RELÉ 01

A Tabela 16 mostra os valores a serem parametrizados no Relé 01. Estes valores são definidos com base no cálculo de curto-circuito apresentado na Tabela 15, conforme fator de escala de 100 vezes extraídos a partir dos ajustes reais de proteção fornecidos pela concessionária.

Tabela 16 – Parâmetros de ajuste Relé 01

DESCRIÇÃO	PARÂMETRO	AJUSTE
CORRENTE INSTANTÂNEA FASE ABC 50 [A]	01,02,03	16,00
CORRENTE INSTANTÂNEA NEUTRO D 50N [A]	04	8,00
CORRENTE TEMPORIZADA FASE ABC 51 [A]	05,06,07	4,80
CORRENTE TEMPORIZADA NEUTRO D 51N [A]	08	2,40
K DA FASE ABC	09,10,11	0,14
K DO NEUTRO D	12	0,14
dt DA FASE ABC	13,14,15	0,10
dt DO NEUTRO D	16	0,10
α DA FASE ABC	17,18,19	0,02
α DO NEUTRO D	20	0,02
TEMPO DEFINIDO DA FASE ABC [S]	21,22,23	BLOQUEADO
TEMPO DEFINIDO DO NEUTRO OU GS [S]	24	BLOQUEADO
CORRENTE DE PARTIDA DO SENSOR DE TERRA 51GS	29	2,40
RELAÇÃO DO TC	32	1
TEMPORIZAÇÃO DO BORNE XB2	45	1

Fonte: Próprio Autor

4.3 INFORMAÇÃO DA CARGA

A Tabela 17 mostra as características do transformador utilizado. Deve ser utilizada uma carga de aproximadamente 200VA para cálculos dos parâmetros de seletividade a serem programados no relé de sobrecorrente instalado no primário deste transformador.

Tabela 17 – Dados do transformador e carga para cálculo de seletividade no simulador

Transformador – a Carga Nominal do Ensaio		
Potência Total:	200	VA
Tipo de Ligação:	Delta - Estrela Aterrado	
Tensão Primária Linha:	138,0	V
Tensão Secundária Linha:	24,0	V
Impedância (Z%):	6,52	%
Corrente Nominal (Ic) Total Primária:	0,84	A
Inrush (Fator multiplicação X Ic) durante 0,1s:	6,94	A
Corrente Nominal Total (Secundária):	4,81	A
Fator de multiplicação para cálculo de inrush:	8,3	
Ponto ANSI do TR Trifásico $((1/Z\%)*I_c)$	12,83	A
Ponto ANSI do TR Monofásico $((1/Z\%)*I_c)/\sqrt{3}$	7,42	A

Fonte: Próprio Autor

A Tabela 17 fornece os dados de corrente primária e secundária calculada para a carga de 200VA, bem como a corrente de inrush, ponto ANSI trifásico e monofásico do transformador e os níveis de tensão da aplicação proposta neste estudo de seletividade. A partir destes dados é possível fazer o cálculo dos ajustes a serem parametrizados no Relé 02 instalado no primário do TR 1, mostrado na Figura 41.

4.4 CÁLCULO CORRENTE DE PARTIDA TEMPORIZADA DE FASE

O ajuste de corrente de proteção para módulo temporizado de fase do relé de sobrecorrente é calculado conforme Equação (13). A Tabela 18 mostra os valores calculados a partir da corrente nominal (Ic) especificada na Tabela 17, RTC igual a 1 e Kf adotado de 21%.

Tabela 18 – Cálculo do ajuste de fase temporizado

Cálculo TAPE de Fase	
Kf [A]	1,21
Iutf [A]	1,01
TAPEf adotado [A]	1,02
ITripf [A]	1,02
$ITripf > Iutf \cdot RTC$	

Fonte: Próprio Autor

O TAPEf adotado dever ser maior que o Iutf calculado, pois é a corrente de partida de fase para zona de atuação por sobrecarga do elemento de proteção. O parâmetro a ser inserido no relé de sobrecorrente é o ITripf que nada mais é do que a multiplicação do TAPEf adotado pelo RTC. Esta conversão é necessária, pois é preciso informar o valor real da corrente de partida na parametrização do equipamento.

4.5 TEMPO DE OPERAÇÃO DE FASE

A partir da Equação (12) é possível calcular o tempo aproximado de operação módulo de fase do relé de sobrecorrente. Os resultados dos cálculos de temporização para Curva Inversa (NI), Muito Inversa (MI) e Extremamente Inversa (EI) são apresentados na Tabela 19. O Multiplicador de Tempo ou Dial de Tempo (Tms) adotado é 0,10 segundos, os valores das constantes α e β são encontrados na Tabela 1, a sobrecorrente máxima admitida (Ima) é a corrente de curto-circuito trifásica do sistema e a corrente de acionamento (Ia) é o valor de ITripf calculado na Tabela 18.

Tabela 19 – Temporização aproximada calculada para a unidade de fase

Tempo de Operação do Relé de Fase	
t fase NI [s]	0,34
t fase MI [s]	0,21
t fase EI [s]	0,15

Fonte: Próprio Autor

4.6 CÁLCULO INSTÂNTANEO DE FASE

A condição para parametrização do ajuste de instantâneo de fase precisa satisfazer a condição apresentada na Tabela 20, onde o valor de ajuste da corrente de instantâneo deve ser superior a corrente de inrush do transformador durante o intervalo de 0,1 e ser menor que a corrente de curto-circuito trifásico.

A corrente de inrush apresentado na Tabela 20 é obtida na Tabela 17 e a corrente de curto-circuito bifásica (Icc F-F) é encontrada na Tabela 15.

Tabela 20 – Valor de corrente de curto-circuito de fase ou ajuste instantâneo de fase

Ajuste Instantâneo de Fase		
Inrush	<Itrip_Inst.f Direto<	ICC3F
6,94	7,25	7,62
Tempo padrão para atuação da proteção após as correntes instantâneas: 0,1s		

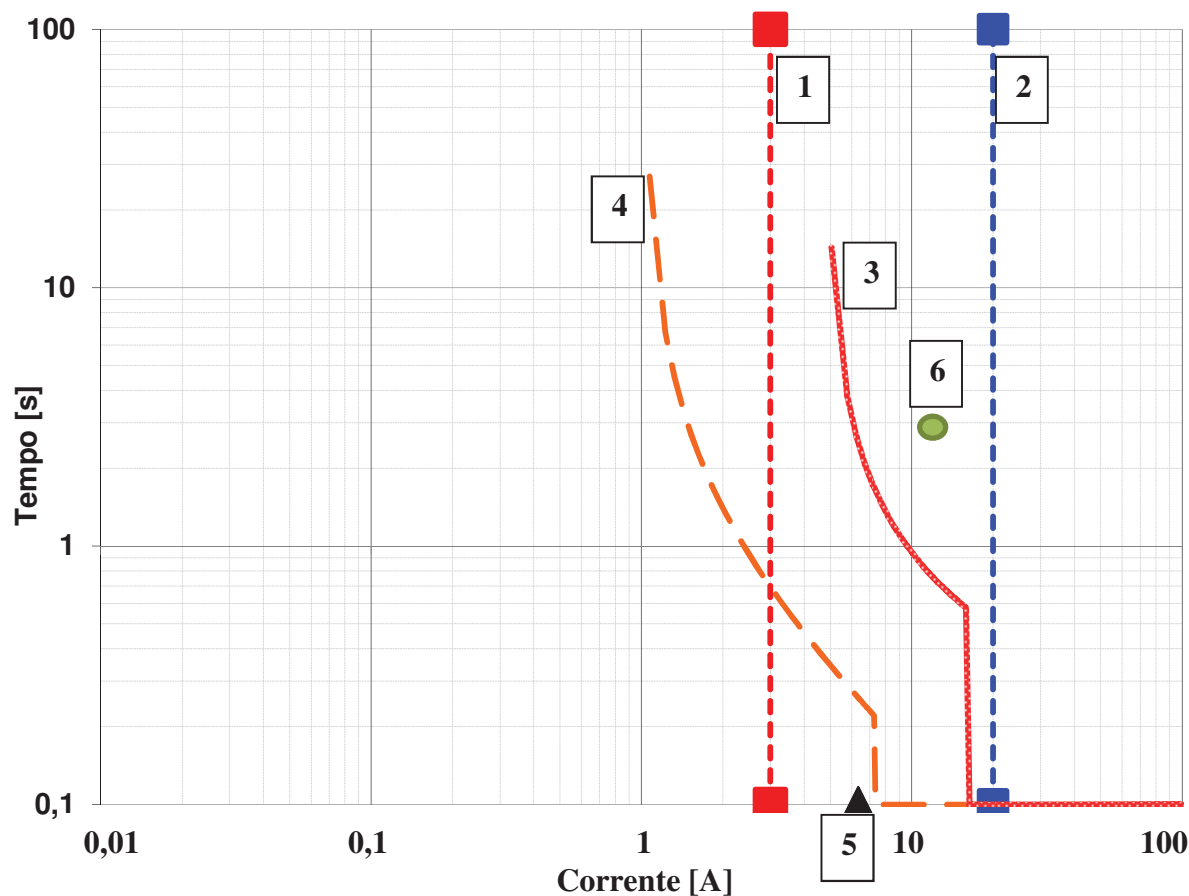
Fonte: Próprio Autor

4.7 COORDENOGRAMA DE FASE

A partir da Equação (12) fazendo a variação dos parâmetros de corrente de acionamento é possível calcular o tempo de atuação dos diversos pontos para a curva normal inversa, muito inversa e extremamente inversa do Relé 02. Estes dados são apresentados no Apêndice A.

Através dos ajustes informados na Tabela 16 foi calculada a curva de fase para o Relé 01 e a partir da dos cálculos desenvolvidos dos subíndices 4.4 a 4.6 é desenvolvida a curva de fase para o Relé 02. Ambas as curvas estão sendo apresentadas na Figura 42, bem como a mínima corrente de curto-circuito, a máxima corrente de curto-circuito, o ponto de inrush e ANSI do transformador.

Figura 42 – Coordenograma de fase



Fonte: Próprio Autor

Sendo:

- 1 – Corrente de curto-circuito mínimo para esta aplicação de simulação;
- 2 – Corrente de curto-circuito máximo para esta aplicação de simulação;
- 3 – Curva de fase a ser parametrizada no Relé 01 (antes da rede de distribuição);
- 4 – Curva de fase a ser parametrizada no Relé 02 (no primário do transformador);
- 5 – Corrente de inrush do transformador;
- 6 – Ponto ANSI trifásico do transformador.

4.8 CÁLCULO CORRENTE DE PARTIDA TEMPORIZADA DE NEUTRO

O ajuste de corrente de proteção para módulo temporizado de neutro do relé de sobrecorrente é calculado conforme Equação (15). A Tabela 21 mostra os valores calculados a

partir da corrente nominal (I_c) especificada na Tabela 17, RTC igual a 1 e K_n adotado de 10%.

Tabela 21 – Cálculo do ajuste de neutro temporizado

Cálculo TAPE de Neutro	
K_n [A]	0,10
I_{utn} [A]	0,08
TAPEn adotado [A]	0,10
I_{Tripn} [A]	0,10
$I_{Tripn} > I_{utn} \cdot RTC$	

Fonte: Próprio Autor

O TAPEn adotado deve ser maior que o I_{utn} calculado, pois é a corrente de partida de neutro para zona de atuação por sobrecarga do elemento de proteção. O parâmetro a ser inserido no relé de sobrecorrente é o I_{Tripn} que nada mais é do que a multiplicação do TAPEn adotado pelo RTC. Esta conversão é necessária, pois é preciso informar o valor real da corrente de partida na parametrização do equipamento.

4.9 TEMPO DE OPERAÇÃO DE NEUTRO

A partir da Equação (12) é possível calcular o tempo aproximado de operação módulo de neutro do relé de sobrecorrente. Os resultados dos cálculos de temporização para Curva Inversa (NI), Muito Inversa (MI) e Extremamente Inversa (EI) são apresentados na Tabela 22. O Multiplicador de Tempo ou Dial de Tempo (T_{ms}) adotado é 0,10 segundos, os valores das constantes α e β são encontrados na Tabela 1, a sobrecorrente máxima admitida (I_{ma}) é a corrente de curto-circuito monofásica do sistema e a corrente de acionamento (I_a) é o valor de I_{tripn} calculado na Tabela 21.

Tabela 22 – Temporização aproximada calculada para a unidade de neutro

Tempo de Operação do Relé de Neutro	
t fase NI [s]	0,17
t fase MI [s]	0,03
t fase EI [s]	0,01

Fonte: Próprio Autor

4.10 CÁLCULO INSTÂNTANEO DE NEUTRO

A condição para parametrização do ajuste de instantâneo de neutro precisa satisfazer a condição apresentada na Tabela 23, onde seu valor de ajuste deve ser inferior a corrente de curto-circuito fase-terra mínimo, esta corrente por sua vez, é obtida através da Tabela 15.

Tabela 23 – Valor de corrente de curto-circuito de neutro ou ajuste instantâneo de neutro

Ajuste Instantâneo de Neutro	
IccF-T mínimo	> Itrip_Inst.n Direto
3,16	1,80
Tempo padrão para atuação da proteção após as correntes instantâneas: 0,1s	

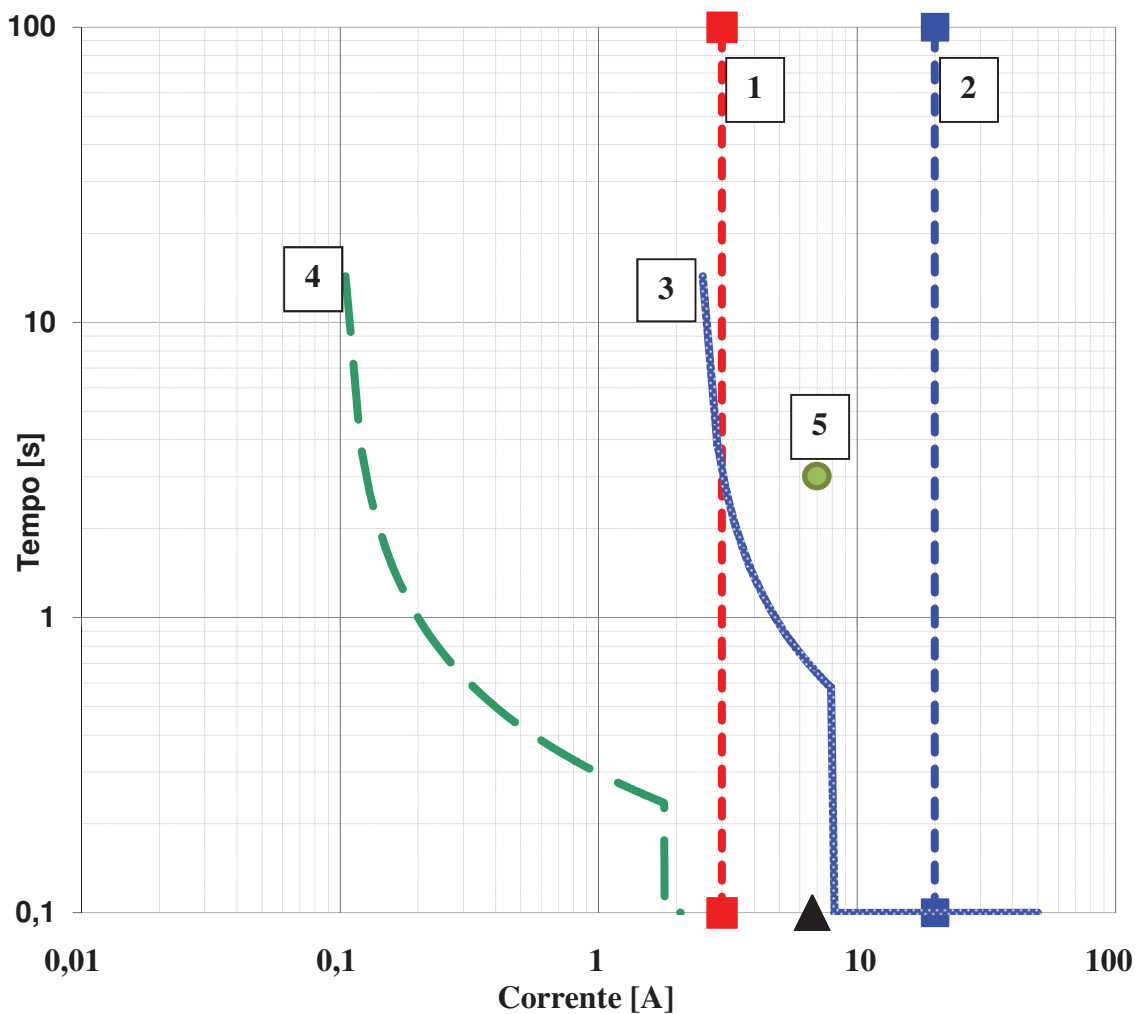
Fonte: Próprio Autor

4.11 COORDENOGRAMA DE NEUTRO

A partir da Equação (12) fazendo a variação dos parâmetros de corrente de acionamento é possível calcular o tempo de atuação dos diversos pontos para a curva normal inversa, muito inversa e extremamente inversa do Relé 02. Estes dados são apresentados no Apêndice B.

Através dos ajustes informados na Tabela 16 foi calculada a curva de fase para o Relé 01 e a partir da dos cálculos desenvolvidos dos subíndices 4.8 a 4.10 é desenvolvida a curva de neutro para o Relé 02. Ambas as curvas estão sendo apresentadas na Figura 43, bem como a mínima corrente de curto-circuito, a máxima corrente de curto-circuito, o ponto de inrush e ANSI do transformador.

Figura 43 – Coordenograma de neutro



Fonte: Próprio Autor

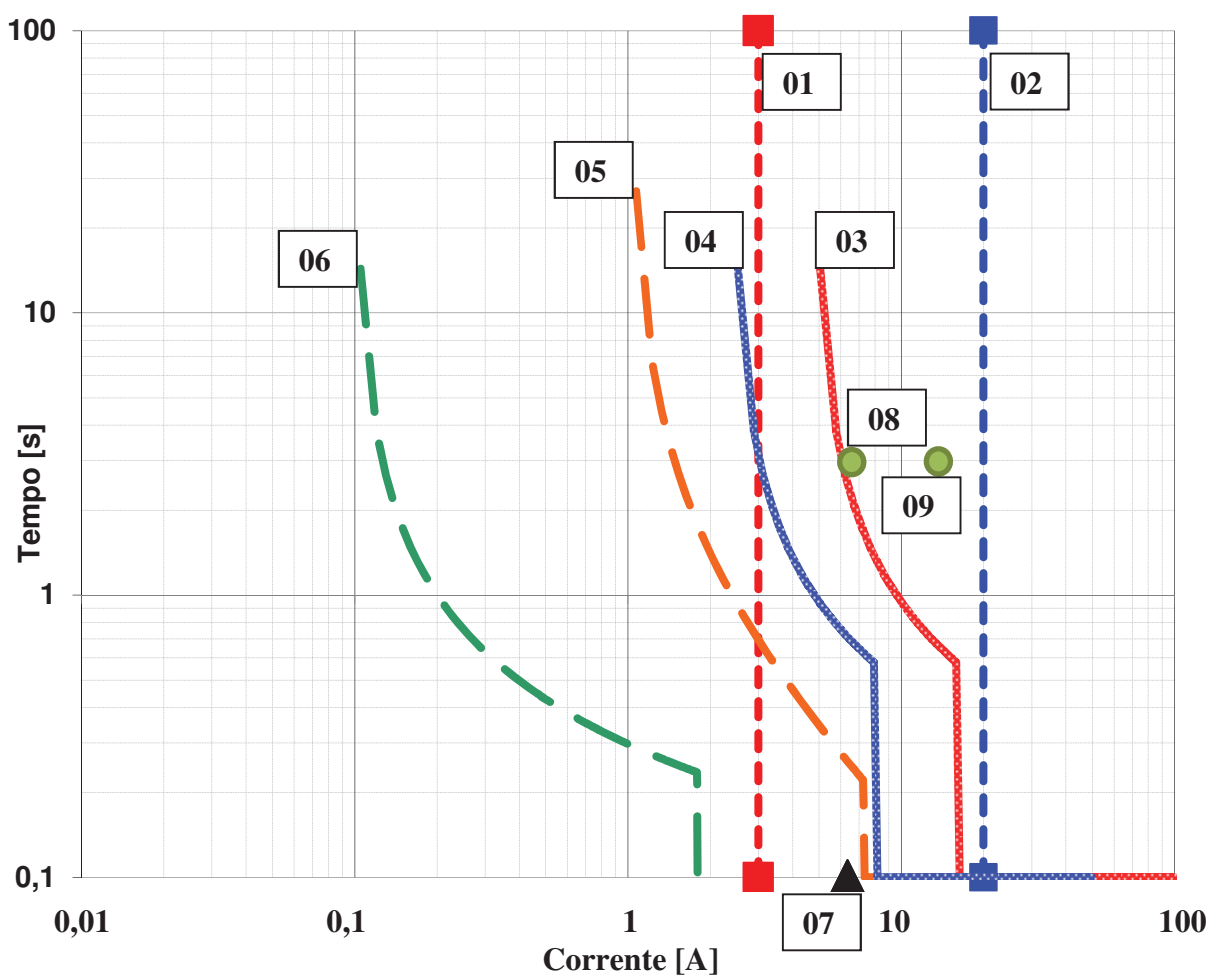
Sendo:

- 1 – Corrente de curto-circuito mínimo para esta aplicação de simulação;
- 2 – Corrente de curto-circuito máximo para esta aplicação de simulação;
- 3 – Curva de neutro a ser parametrizada no Relé 01 (antes da rede de distribuição);
- 4 – Curva de neutro a ser parametrizada no Relé 02 (no primário do transformador);
- 5 – Ponto ANSI monofásico do transformador.

4.12 COORDENOGRAMA GERAL

A Figura 44 mostra as curvas de fase e neutro, o ponto ANSI trifásico e monofásico do transformador, a corrente de inrush e a demarcação teórica do mínimo e máximo curto-circuito para o ensaio e configuração proposta neste estudo de caso para a bancada de testes.

Figura 44 – Coordenograma com curvas de fase e neutro sobrepostas



Fonte: Próprio Autor

Sendo:

- 1 – Corrente de curto-circuito mínimo para esta aplicação de simulação;
- 2 – Corrente de curto-circuito máximo para esta aplicação de simulação;
- 3 – Curva de fase a ser parametrizada no Relé 01 (antes da rede de distribuição);
- 4 – Curva de neutro a ser parametrizada no Relé 01 (antes da rede de distribuição);

- 5 – Curva de fase a ser parametrizada no Relé 02 (no primário do transformador);
- 6 – Curva de neutro a ser parametrizada no Relé 02 (no primário do transformador);
- 7 – Corrente de inrush do transformador;
- 8 – Ponto ANSI monofásico do transformador;
- 8 – Ponto ANSI trifásico do transformador.

4.12.1 Tabela de Ajustes Resumida do Relé 02

A Tabela 24 mostra os ajustes a serem parametrizados para simulação do curto-circuito e da sobrecarga para a situação proposta na Figura 41.

Tabela 24 – Tabela resumida de parâmetros para o Relé 02

Resumo de Ajustes do Relé 02			
Ajuste de Fase		Ajuste de Neutro	
Curva:	NI	Curva:	NI
Corrente Partida (51F):	1,02	Corrente Partida (51N):	0,10
Dial:	0,10	Dial:	0,10
Tempo Definido (TD):	BLOQ.	Tempo Definido (TD):	BLOQ.
Corrente Definida (ID):	BLOQ.	Corrente Definida (ID):	BLOQ.
Instantâneo (50F):	7,25	Instantâneo (50N):	1,80

Fonte: Próprio Autor

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados referentes às características dos elementos projetados, simulação de coordenação e seletividade, e variação da rede em curta, média e longa.

Quanto às medições e certificações das características dos elementos serão apresentados os valores de resistência do reostato de rede e indutor variável, indutância do indutor variável e resistência da carga construída.

Para simulação do estudo de coordenação e seletividade proposto no Capítulo 04 serão realizados três tipos de ensaios básicos: sistema em carga, sobrecarga e curto-circuito.

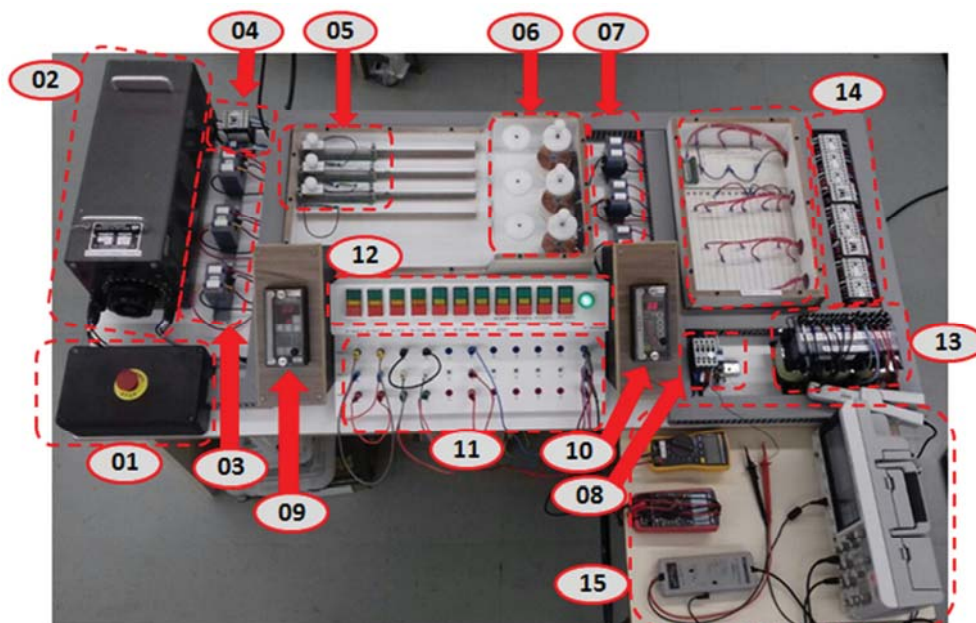
Outra linha de ensaio é comprovar a eficácia dos elementos e equipamentos dimensionados no Capítulo 03, fazendo a variação da rede para curta, média e longa através do ajuste da indutância e resistência equivalente da linha de distribuição projetada.

Os equipamentos utilizados nas mensurações são osciloscópio digital, multímetro, indutímetro e ohmímetro. O Apêndice F traz o manual simplificado para a operação da bancada, o mesmo deve ser consultado pelo usuário como guia prático e rápido. Tendo em vista que a aplicação dos ensaios é didática, fica a critério do professor responsável pela operação da bancada fornecer material didático adequado para elaboração teórica da proposta de estudo a ser simulada na bancada.

Ao final deste capítulo também são apresentados os custos relacionados aos elementos utilizados na execução do projeto.

A Figura 45 retrata a bancada construída.

Figura 45 – Bancada para simulação de coordenação e seletividade construída



Fonte: Próprio Autor

Onde:

- 01 – Entrada de energia K0 e botão de emergência;
- 02 – Autotransformador variável ajuste da tensão de rede para rede de distribuição;
- 03 – Sensores de corrente (TCR1-TCS1-TCT1) para Relé 01;
- 04 – Contatora K1 saída do autotransformador e relé acoplador 01;
- 05 – Resistor variável para rede de distribuição;
- 06 – Indutor variável para rede de distribuição;
- 07 – Sensores de corrente (TCR2-TCS2-TCT2) para Relé 02;
- 08 – Contatora K2 entrada transformador rebaixador e relé acoplador 02;
- 09 – Relé 01 (relé de sobrecorrente digital);
- 10 – Relé 02 (relé de sobrecorrente digital);
- 11 – Conexões K1, R0, RV, T0, T1, T2, T3, T4, T5, T6, K2 das fases R, S e T;
- 12 – Botões liga e desliga B1 a B11;
- 13 – Transformador rebaixador trifásico delta/estrela 600VA;
- 14 – Contatora cargas e curto-circuito K3 a K11;
- 15 – Equipamentos para medição: Osciloscópio, Multímetro e Indutímetro.

5.1 MEDIÇÃO DOS ELEMENTOS E EQUIPAMENTOS PROJETADOS

5.1.1 Reostato

A medição de resistência do reostato projetado é realizada através de um multímetro digital modelo Fluke 115, configurado para medição de resistência. A Tabela 25 mostra os valores mensurados no cursor do reostato no limite mínimo e máximo, o ajuste da resistência é realizado em passos de aproximadamente 1,00 ohm.

Tabela 25 – Valores práticos medidos no reostato projetado

PONTO INICIAL	PONTO VARIÁVEL MÍNIMO	PONTO VARIÁVEL MÁXIMO
FASE R	0,70 Ω	49,50 Ω
FASE S	0,20 Ω	49,90 Ω
FASE T	1,00 Ω	50,20 Ω

Fonte: Próprio Autor

5.1.2 Indutor Variável

A medição da indutância do indutor variável projetado é realizada através de um indutímetro digital modelo Icel Manaus RL-250 e a resistência elétrica do indutor são mensuradas através de um multímetro digital modelo Fluke 115, configurado para medição de resistência.

A Tabela 26 mostra os valores mensurados da indutância mínima (apenas núcleo de ar) e máxima (com núcleo de ferrite inserido ao máximo no carretel), em cada TAP do indutor construído em laboratório.

Tabela 26 – Valores práticos de indutância medidos no indutor projetado

PONTO INICIAL	PONTO FINAL DA BOBINA											
	TAP 1 (mH)		TAP 2 (mH)		TAP 3 (mH)		TAP 4 (mH)		TAP 5 (mH)		TAP 6 (mH)	
	AR (MÍN.)	NUC. MÁX.	AR (MÍN.)	NUC. MÁX.	AR (MÍN.)	NUC. MÁX.	AR (MÍN.)	NUC.M ÁX.	AR (MÍN.)	NUC.M ÁX.	AR (MÍN.)	NUC. MÁX.
"TAP 0" FASE R	2,45	6,30	8,03	18,70	20,60	43,00	47,10	87,10	89,20	149,70	129,30	209,00
"TAP 0" FASE S	2,64	6,60	8,38	19,00	21,70	44,00	48,60	88,00	92,00	152,10	131,50	209,00
"TAP 0" FASE T	2,66	6,80	8,44	19,70	22,30	46,10	50,00	91,40	95,60	158,70	139,40	221,00

Fonte: Próprio Autor

A Tabela 27 apresenta os valores das resistências elétricas do indutor, a medição é realizada para cada TAP do indutor.

Tabela 27 – Valores práticos de resistência medidos no indutor projetado

PONTO INICIAL	PONTO FINAL DA BOBINA					
	TAP 1 (Ω)	TAP 2 (Ω)	TAP 3 (Ω)	TAP 4 (Ω)	TAP 5 (Ω)	TAP 6 (Ω)
"TAP 0" FASE R	2,55	4,40	7,20	11,50	16,50	20,10
"TAP 0" FASE S	2,60	4,45	7,40	11,60	16,50	20,30
"TAP 0" FASE T	2,60	4,50	7,50	11,60	16,60	20,80

Fonte: Próprio Autor

5.1.3 Carga, Sobrecarga e Curto-circuito

A medição da resistência das cargas e sobrecargas do projetado é realizada através de um multímetro digital modelo Fluke 115 configurado para medição de resistência. Para fazer a mensuração da resistência de curto-circuito é realizada a medição da tensão e da corrente na barra de cobre (impedância de curto-circuito), isto é necessário para obter-se o valor ôhmico do elemento, uma vez que, a resistência é extremamente baixa.

A Tabela 28, mostra os valores de resistência de fase das cargas, sobrecargas e curto-circuito construídos.

Tabela 28 – Valores práticos de resistência medidas nas cargas, sobrecargas e curtos circuitos construídos

CARGA E SOBRECARGA			CURTO-CIRCUITO		
POTÊNCIA TRIFÁSICA	LOCAL DE MEDIÇÃO	RESISTÊNCIA	TIPO	LOCAL DE MEDIÇÃO	RESISTÊNCIA
75VA	R-N	7,6 Ω	TRIFÁSICO	R-S	38,79 m Ω
	S-N	7,7 Ω		S-T	38,79 m Ω
	T-N	7,9 Ω		T-R	38,79 m Ω
100VA	R-N	6,0 Ω	BIFÁSICO	R-S	38,79 m Ω
	S-N	5,9 Ω			
	T-N	6,3 Ω			
150VA	R-N	3,9 Ω	MONOFÁSICO	R-N	38,79 m Ω
	S-N	3,9 Ω			
	T-N	4,0 Ω			
200VA	R-N	2,8 Ω	MONOFÁSICO MÍNIMO	R-N	0,135 Ω
	S-N	2,8 Ω			
	T-N	2,9 Ω			
300VA	R-N	2,0 Ω			
	S-N	2,0 Ω			
	T-N	2,1 Ω			

Fonte: Próprio Autor

Conforme identificado na Tabela 28, o local de medição das cargas é entre a fase (R, S ou T) e o neutro (N), uma vez que, as cargas estão ligadas em estrela com ponto comum aterrado. Foram utilizados dois resistores de potência de $0,270\Omega$ ligados em paralelo para simular a resistência de curto-circuito fase e terra mínimo. O esquema completo de ligação das cargas, sobrecargas e curto-circuito podem ser analisados no Apêndice D.

5.1.4 Transformador

O transformador foi construído a partir da necessidade de projeto descrita no subíndice 3.3.1. A Tabela 29 mostra os níveis de tensões eficazes medidos no primário e no secundário deste transformador a vazio, verifica-se um desequilíbrio na tensão da alimentação proveniente da rede de energia no primário do transformador, este desequilíbrio é visto também no secundário, porém a bobina do transformador alimentada pela fase T e R, apresenta uma diferença considerável no nível de tensão comparada as demais bobinas. Estes resultados estão diretamente ligados à forma construtiva do transformador, ou seja, não é possível alterar a sua relação de transformação.

Tabela 29 – Medição de tensão a vazio do transformador fabricado

PRIMÁRIO		SECUNDÁRIO		RELAÇÃO TRANSFORMAÇÃO
PONTO DE MEDIÇÃO	TENSÃO EFICAZ [V]	PONTO DE MEDIÇÃO	TENSÃO EFICAZ [V]	
R – S	136,20	R – N	14,39	5,46
S – T	137,00	S – N	14,46	5,47
T – R	137,90	T – N	15,99	4,98

Fonte: Próprio Autor

A Tabela 30 mostra os valores de indutância mensurados através de um indutímetro digital modelo Icel Manaus RL-250 no primário e secundário do transformador.

Tabela 30 – Indutância mensurada no transformador rebaixador

PRIMÁRIO				SECUNDÁRIO			
TAP DE MEDIÇÃO	FASE R	FASE S	FASE T	TAP DE MEDIÇÃO	FASE R	FASE S	FASE T
0 – 69	44,70 mH	67,80 mH	39,40 mH	0 – 24	1,93 mH	2,85 mH	2,50 mH
0 – 138	279,30 mH	280,00 mH	195,20 mH				
0 – 231	565,00 mH	776,00 mH	590,00 mH				

Fonte: Próprio Autor

A Tabela 31 mostra os valores de resistência mensurados através de um multímetro digital modelo Fluke 115 configurado para medição de resistência no primário e secundário do transformador.

Tabela 31 – Resistência medida no transformador rebaixador

PRIMÁRIO				SECUNDÁRIO			
TAP DE MEDIÇÃO	FASE R	FASE S	FASE T	TAP DE MEDIÇÃO	FASE R	FASE S	FASE T
0 – 69	1,40 Ω	1,40 Ω	1,40 Ω	0 – 24	1,84 Ω	2,35 Ω	2,48 Ω
0 – 138	3,00 Ω	3,00 Ω	3,00 Ω				
0 – 231	6,80 Ω	6,80 Ω	6,80 Ω				

Fonte: Próprio Autor.

A partir dos dados de indutância e resistência contidos na Tabela 30 e Tabela 31, respectivamente, observa-se uma variação nos valores de indutância fortemente atrelados ao formato do núcleo ser do tipo E-I, onde que a bobina central possui características mais indutivas se comparado as laterais. O comprimento e bitola de fio esmaltado utilizado para construção das bobinas do primário estão equilibrados entre uma fase e outra, diferentemente do secundário, onde se utilizou diferentes bitolas ou maior quantidade de fiação, pois existe uma diferença entre os valores ôhmicos medidos nas três bobinas do transformador.

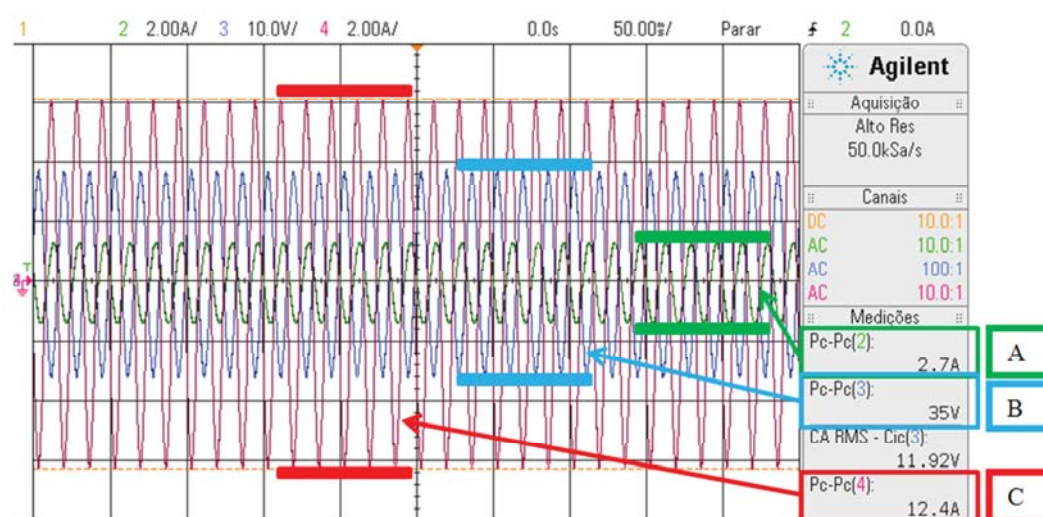
5.2 CARGA E SOBRECARGA

5.2.1 Carga

Para ensaio da carga nominal primeiramente é necessário ajustar a tensão nominal de fase no secundário do transformador e após deve-se fazer o chaveamento da carga que se deseja ensaiar. A Figura 46 mostra a forma de onda fazendo-se a medição da amplitude total da corrente no primário [A] e secundário [C] da Fase T e a amplitude total da tensão no secundário, entre a Fase T e Neutro [B] na simulação da carga de 200VA. Para se obter o valor da corrente eficaz basta dividir o valor de [A], [B] e [C] por dois e também por $\sqrt{2}$, valores estes que são apresentados na Tabela 32. A medição é realizada na fase T, pois a mesma apresenta a maior tensão a vazio, ou seja, a tensão nominal de saída do transformador é ajustada por esta fase, conseqüentemente a fase R e S estão com nível de tensão inferior a

este, na proporção, devido a relação de transformação, apresentada anteriormente na Tabela 29.

Figura 46 – Medição de corrente e tensão na simulação do sistema em carga



Fonte: Próprio Autor

A partir da Tabela 32 é possível verificar que houve uma pequena variação na corrente eficaz medida no ensaio, se comparada a corrente teórica calculada para as cargas de 75, 100, 150, 200 e 300VA, apresentadas no TAP de 138V da Tabela 10, isto é esperado, pois existem corrente de magnetização e perdas no núcleo.

Tabela 32 – Medição de corrente e tensão em carga

CARGA [VA]	CORRENTE EFICAZ NO PRIMÁRIO FASE T [A]	CORRENTE EFICAZ NO SECUNDÁRIO FASE T [A]	TENSÃO EFICAZ PRIMÁRIO FASE T [V]
75	0,459	1,69	12,96
100	0,530	2,19	12,76
150	0,742	3,14	12,40
200	0,954	4,38	11,92
300	1,480	7,10	10,87

Fonte: Próprio Autor

Analisando em específico a carga de 200VA, já que a mesma foi parâmetro de estudo do cálculo de coordenação e seletividade desenvolvido no Capítulo 04, é possível afirmar que o parâmetro de corrente de partida inserido na função 51 do relé de sobrecorrente está calculado de forma correta, pois o mesmo não atua para o nível de corrente mensurado em

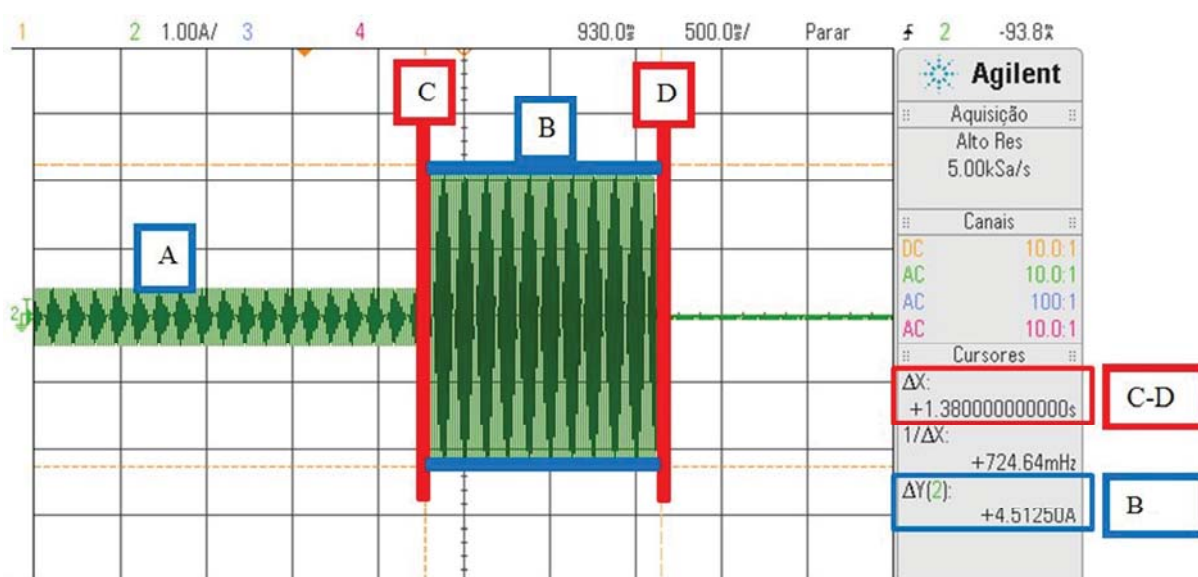
carga, deixando assim, o sistema operar em normalidade, ou seja, sem a interrupção de energia.

5.2.2 Sobrecarga

O ensaio de sobrecarga pode ser simulado de duas formas na bancada, uma é realizar o ajuste de tensão do secundário do transformador acima do nível nominal, sendo este recomendado apenas para cargas menores, pois a resistência pode danificar-se. A outra forma de caracterizar sobrecarga no sistema é fazer o chaveamento da carga de potencia superior à definida nos cálculos, ou seja, para o ensaio descrito no Capítulo 04 é utilizado à carga de 300VA como parâmetro de sobrecarga para a carga de 200VA.

Primeiramente é necessário ajustar o nível de tensão de fase no secundário do transformador em seu valor nominal e após é necessário fazer o chaveamento da carga de 300VA. A Figura 47 mostra os níveis de corrente e do tempo de atuação do relé de sobrecorrente (Relé 02) para uma sobrecarga de 300VA, sendo que o mesmo está parametrizado conforme estudo de coordenação e seletividade apresentado no Capítulo 04. A curva de tempo inverso utilizada neste ensaio é a tipo Normal Inversa (NI). É possível verificar que no instante [A], a corrente está em nível nominal de aproximadamente 900 mA. O tempo de atuação do relé de sobrecorrente é de 1.380 ms [C-D] e a amplitude total da corrente em sobrecarga é de aproximadamente 4,51A [B], ou seja, cerca de 1,59A eficaz.

Figura 47 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa NI



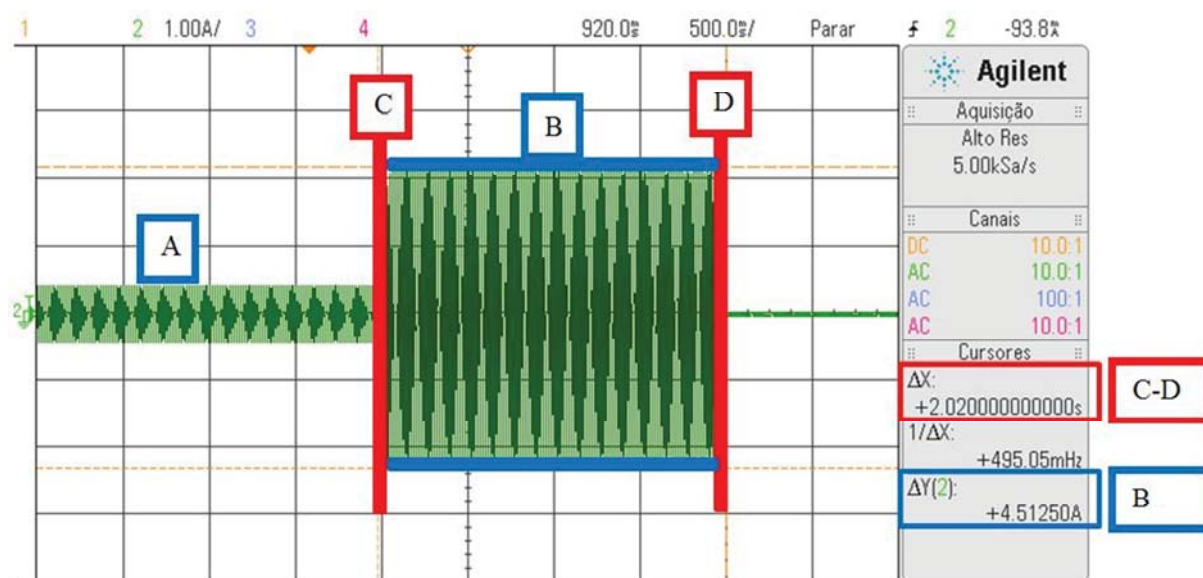
Fonte: Próprio Autor

Se o valor eficaz de [B] e o tempo [C-D], apresentado na Figura 47, forem comparados a corrente e tempo calculado na curva inversa apresentada no Ponto 04 da Curva de Fase do Apêndice A, afirma-se que existe uma congruência entre o tempo de atuação para o nível de corrente projetado e o tempo mensurado de atuação do relé de sobrecorrente no parâmetro da curva NI.

A Figura 48 e Figura 49 mostram os resultados dos ensaios alterando-se apenas o tipo da curva parametrizada no Relé 02 para Muito Inversa (MI) e Extremamente Inversa (EI), respectivamente. As descrições dos indicadores de A até D para análise da imagem permanecem os mesmos descritos na Figura 47, tendo variação apenas quantitativa no tempo de atuação do relé de sobrecorrente [C-D], conforme tipo de curva parametrizada.

Com base nos resultados do nível de corrente [B] e do tempo de atuação [C-D] do relé de sobrecorrente apresentado na Figura 48, é possível concluir que a curva NI é mais rápida do que a curva MI no início de sua curva de atuação, pois apresentou um tempo menor para atuação do relé 1.380ms contra 2.020ms [C-D] da curva MI.

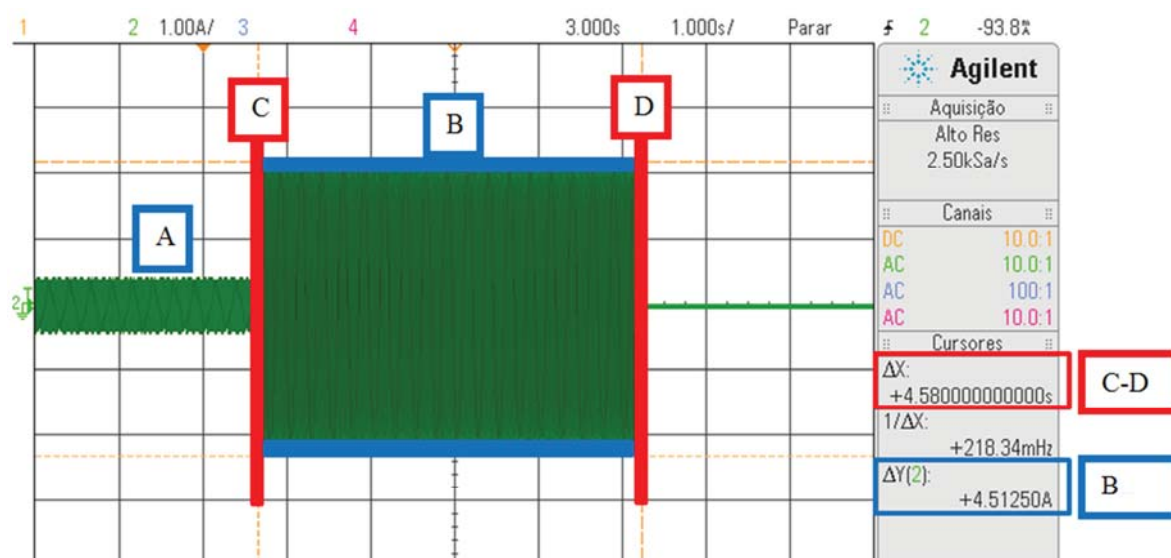
Figura 48 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa MI



Fonte: Próprio Autor

Com base nos resultados do nível de corrente [B] e do tempo de atuação [C-D] do relé de sobrecorrente apresentado na Figura 49, é possível concluir que a curva MI é mais rápida do que a curva EI no início de sua curva de atuação, pois apresentou um tempo menor para atuação do relé 2.020ms contra 4.580ms [C-D] da curva EI.

Figura 49 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa EI



Fonte: Próprio Autor

5.3 CURTO-CIRCUITO

São realizados quatro ensaios de curto-circuito: trifásico, bifásico, monofásico e fase terra mínimo.

O procedimento para ensaio consiste em ajustar a tensão nominal no primário do transformador e após fazer o chaveamento do curto-circuito desejado. Os valores do nível de corrente e do tempo de atuação devem ser comparados ao projeto no Capítulo 04.

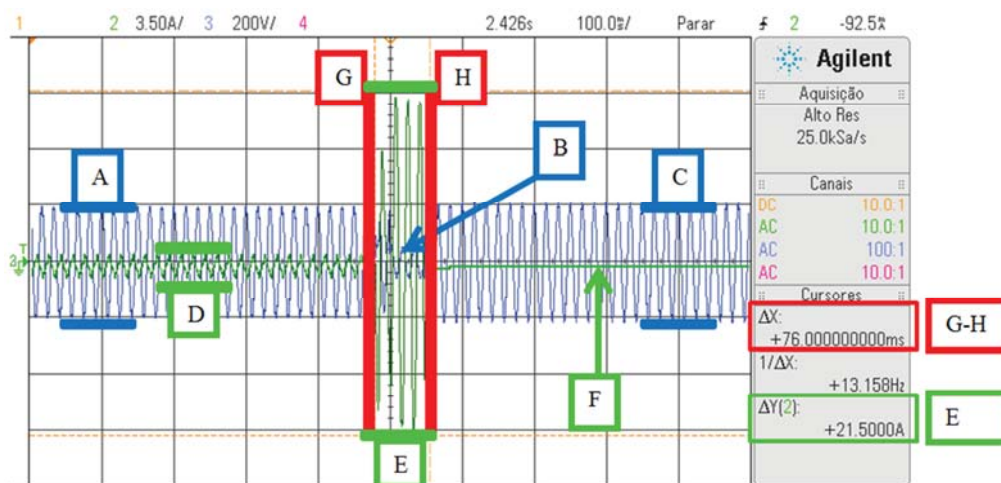
Os ensaios descritos dos subíndices 5.3.1 ao 5.3.4 mostram o nível de tensão, corrente e o tempo para atuação do relé de sobrecorrente instalado no primário do transformador em caso de falha no secundário do transformador.

5.3.1 Curto-circuito Trifásico

A Figura 50 mostra que o sistema operava de forma normal, com nível de tensão nominal [A] e nível de corrente nominal [D], quando subitamente houve uma redução do nível de tensão [B] e um aumento no nível de corrente [E] no exato momento da ocorrência do curto-circuito trifásico. O nível de corrente permaneceu elevado até o momento de atuação do relé de sobrecorrente pela função 50 [H]. Depois de isolada a falha o nível de tensão se restabelece na linha de distribuição [C] e a corrente é sessada a partir do instante [H] e se mantém em nível zero [F], devido à seletividade do sistema. O nível da corrente eficaz de

curto-circuito trifásico medido no ensaio na fase T é 7,60A [E] sendo necessário apenas 76ms [G-H] para atuação do relé de sobrecorrente, conforme esperado passaram-se aproximadamente 4,5 ciclos de senóide.

Figura 50 – Atuação do Relé 02 no Instantâneo através de curto-circuito trifásico



Fonte: Próprio Autor

Com base nos dados da ICC3F apresentada na Tabela 15 e no resultado obtido na mensuração da corrente [E] e tempo [G-H] da Figura 50 é possível afirmar que o Relé 02 está em coordenação e seletividade em relação ao Relé 01, instalado a sua montante.

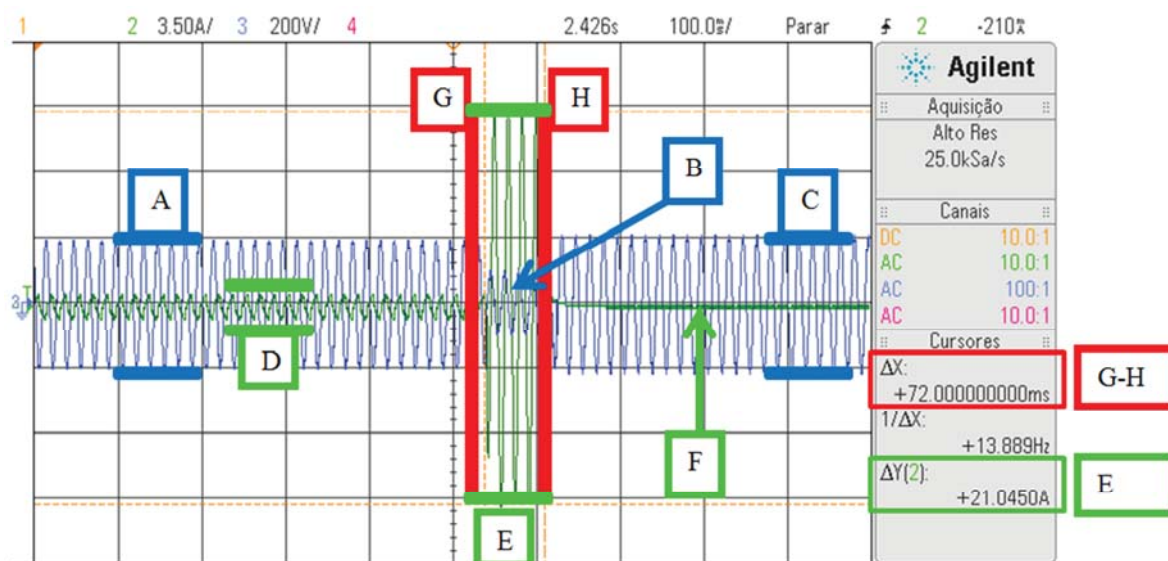
5.3.2 Curto-circuito Bifásico

As descrições dos indicadores para análise de A até H, permanecem os mesmos descritos no subíndice 5.3.1, tendo variação apenas quantitativa no tempo de atuação do Relé 02 [G-H] e no nível da corrente de curto-circuito [E], uma vez que, neste subíndice está sendo apresentados os resultados do ensaio do curto-circuito bifásico.

É possível verificar que a corrente eficaz de curto-circuito bifásico é de aproximadamente 7,44A conforme cálculo realizado a partir da amplitude total da corrente [E] mostrada na Figura 51, e é levemente inferior a corrente de curto-circuito trifásica mostrada na Figura 50.

Com base nos dados da ICC2F apresentada na Tabela 15 e no resultado obtido na mensuração da corrente [E] e tempo [G-H] da Figura 51 é possível afirmar que o Relé 02 está em coordenação e seletividade em relação ao Relé 01, instalado a sua montante, e que o disparo para desarme da contatora foi realizado pela função instantânea de sobrecorrente, conforme esperado.

Figura 51 – Atuação do Relé 02 no Instantâneo através de curto-circuito bifásico



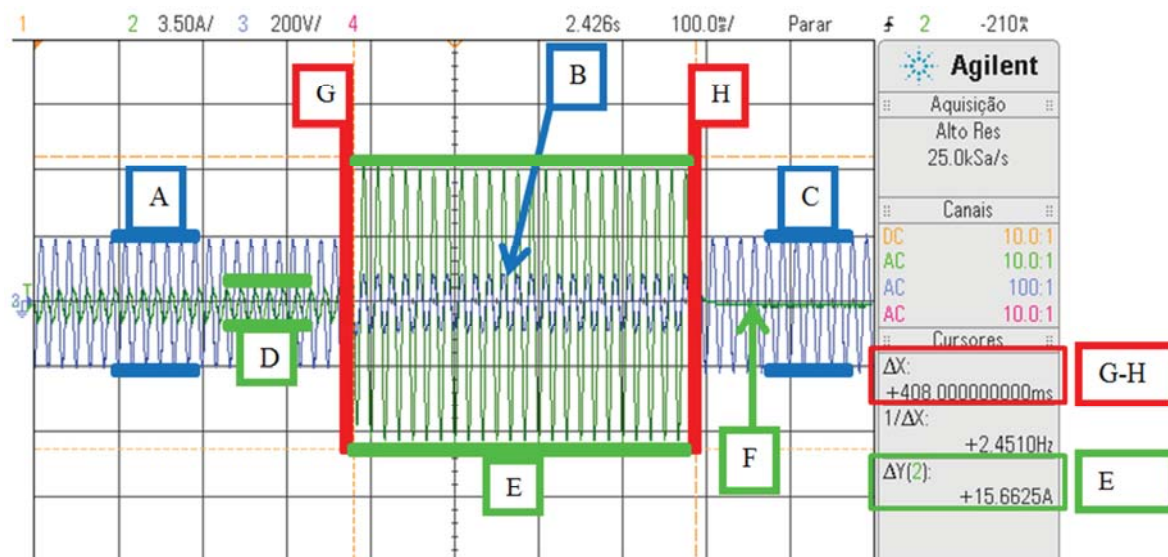
Fonte: Próprio Autor

5.3.3 Curto-circuito Monofásico

Os níveis de corrente do curto-circuito monofásico são inferiores ao trifásico e bifásico, conforme esperado.

A Figura 52 mostra que o sistema operava de forma normal, com nível de tensão nominal [A] e nível de corrente nominal [D], quando subitamente houve uma redução do nível de tensão [B] e um aumento no nível de corrente [E] no exato momento da ocorrência do curto-circuito monofásico. O nível de corrente permaneceu elevado até o momento de atuação do Relé 02 pela função 51 [H]. Depois de isolada a falha, o nível de tensão se restabelece na linha de distribuição [C] e a corrente é sessada a partir do instante [H] e se mantém em nível zero [F], devido à seletividade do sistema. O nível da corrente eficaz de curto-circuito monofásico medido no ensaio na fase R é 5,53A [E] sendo necessário 408ms [G-H] para atuação do relé de sobrecorrente pela curva inversa NI.

Figura 52 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa NI através de curto-circuito monofásico



Fonte: Próprio Autor

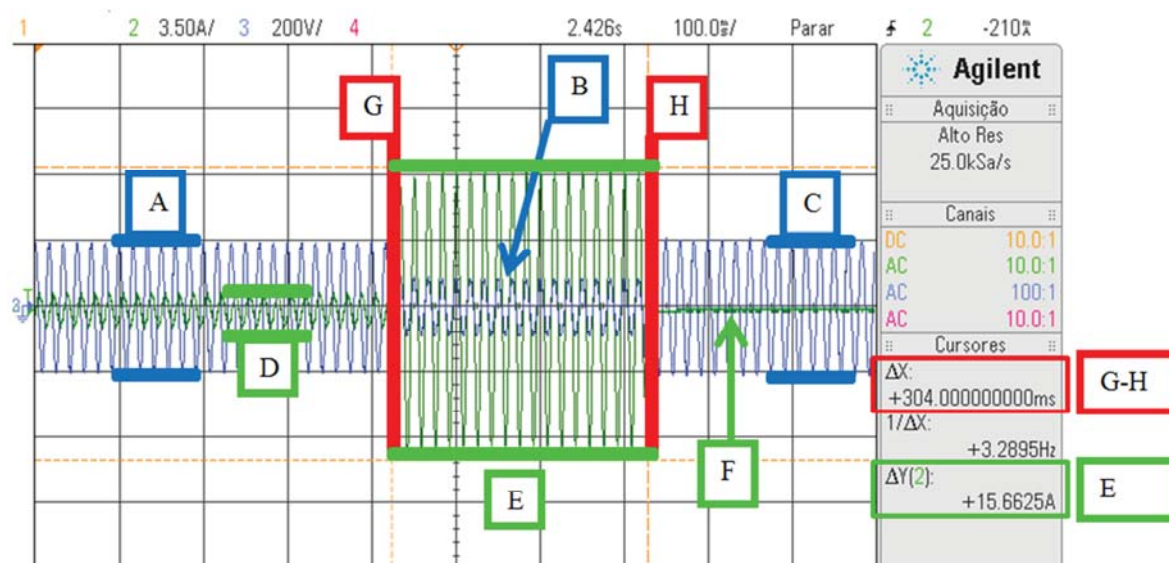
Com base nos dados da ICC1F apresentada na Tabela 15 e no resultado obtido na mensuração da corrente [E] e tempo [G-H] da Figura 52 é possível afirmar que o Relé 02 está em coordenação e seletividade em relação ao Relé 01, instalado a sua montante.

Se o valor eficaz da corrente [E] e o tempo [G-H], apresentado na Figura 52, for comparado a corrente calculada na curva de tempo inverso apresentado no Ponto 28 da Curva de Fase do Apêndice A, afirma-se que existe uma congruência entre o tempo de atuação para o nível de corrente projetado e o tempo mensurado de atuação do relé de sobrecorrente no parâmetro da curva NI.

O ensaio é repetido para a curva de sobrecorrente MI, conforme Figura 53 e para a curva de sobrecorrente EI, conforme Figura 54. Em ambos os casos a condição de coordenação e seletividade é mantida entre o Relé 01 e Relé 02, porém existe variação no tempo de atuação da curva selecionada no Relé 02.

Com base nos resultados do nível de corrente [E] e do tempo de atuação [G-H] do relé de sobrecorrente apresentado na Figura 53, é possível concluir que a curva NI é mais lenta do que a curva MI no final de sua curva inversa de atuação, pois apresentou um tempo maior para atuação do relé 408ms contra 304ms [G-H] da curva MI.

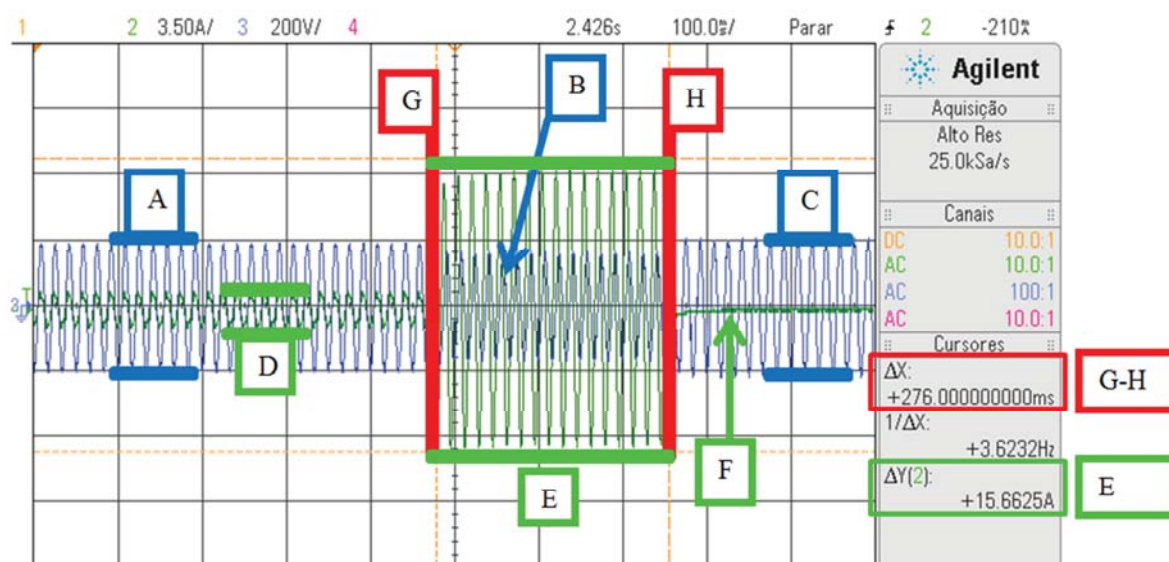
Figura 53 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa MI através de curto-circuito monofásico



Fonte: Próprio Autor

Com base nos resultados do nível de corrente [E] e do tempo de atuação [G-H] do relé de sobrecorrente apresentado na Figura 54, é possível concluir que a curva MI é mais lenta do que a curva EI no final de sua curva inversa de atuação, pois apresentou um tempo maior para atuação do relé 304ms, contra 276ms [G-H] da curva EI.

Figura 54 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa EI através de curto-circuito monofásico



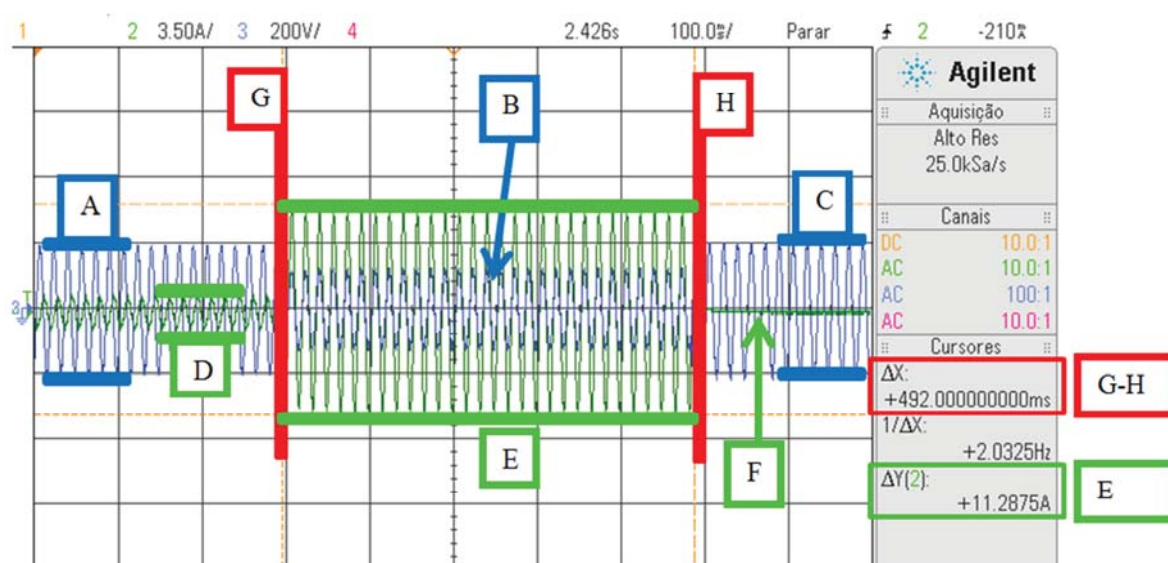
Fonte: Próprio Autor

5.3.4 Curto-circuito Fase e Terra Mínimo

Os níveis de corrente do curto-circuito fase terra mínimo são inferiores ao monofásico, conforme esperado, pois é levando em consideração a resistência de contato ao solo no ponto da falha.

A Figura 52 mostra que o sistema operava de forma normal, com nível de tensão nominal [A] e nível de corrente nominal [D], quando subitamente houve uma redução do nível de tensão [B] e um aumento no nível de corrente [E] no exato momento da ocorrência do curto-circuito fase terra mínimo. O nível de corrente permaneceu elevado até o momento de atuação do Relé 02 pela função 51 [H]. Depois de isolada a falha, o nível de tensão se restabelece na linha de distribuição [C] e a corrente é cessada a partir do instante [H] e se mantém em nível zero [F], devido à seletividade do sistema. O nível da corrente eficaz de curto-circuito fase terra mínimo medido no ensaio na fase R é 3,99A [E] sendo necessário 492ms [G-H] para atuação do relé de sobrecorrente pela curva inversa NI.

Figura 55 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa NI através de curto-circuito fase terra mínimo



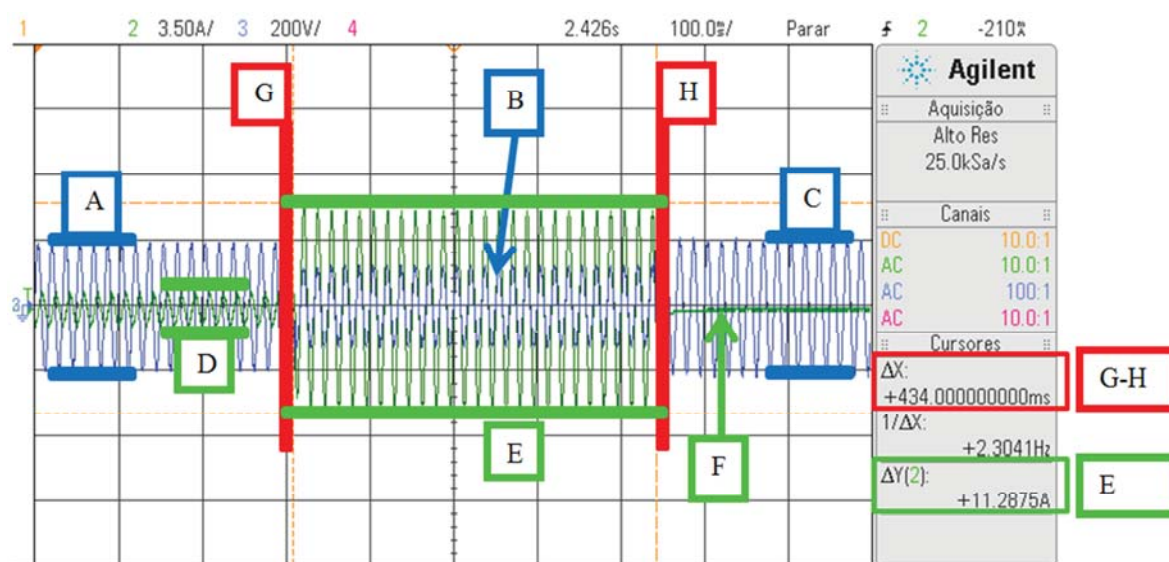
Fonte: Próprio Autor

Se o valor eficaz da corrente [E] e o tempo [G-H], apresentado na Figura 55, for comparado a corrente calculada na curva de tempo inverso apresentado no Ponto 19 da Curva de Fase do Apêndice A, afirma-se que existe uma congruência entre o tempo de atuação para o nível de corrente projetado e o tempo mensurado de atuação do relé de sobrecorrente no parâmetro da curva NI.

O ensaio é repetido para a curva de sobrecorrente MI, conforme Figura 56 e para a curva de sobrecorrente EI, conforme Figura 57. Em ambos os casos a condição de coordenação e seletividade é mantida entre o Relé 01 e Relé 02, porém existe variação no tempo de atuação da curva selecionada no Relé 02.

Com base nos resultados do nível de corrente [E] e do tempo de atuação [G-H] do relé de sobrecorrente apresentado na Figura 56, é possível concluir que a curva NI é mais lenta do que a curva MI nesta faixa de atuação da curva inversa, pois apresentou um tempo maior para atuação do relé 492ms contra 434ms [G-H] da curva MI.

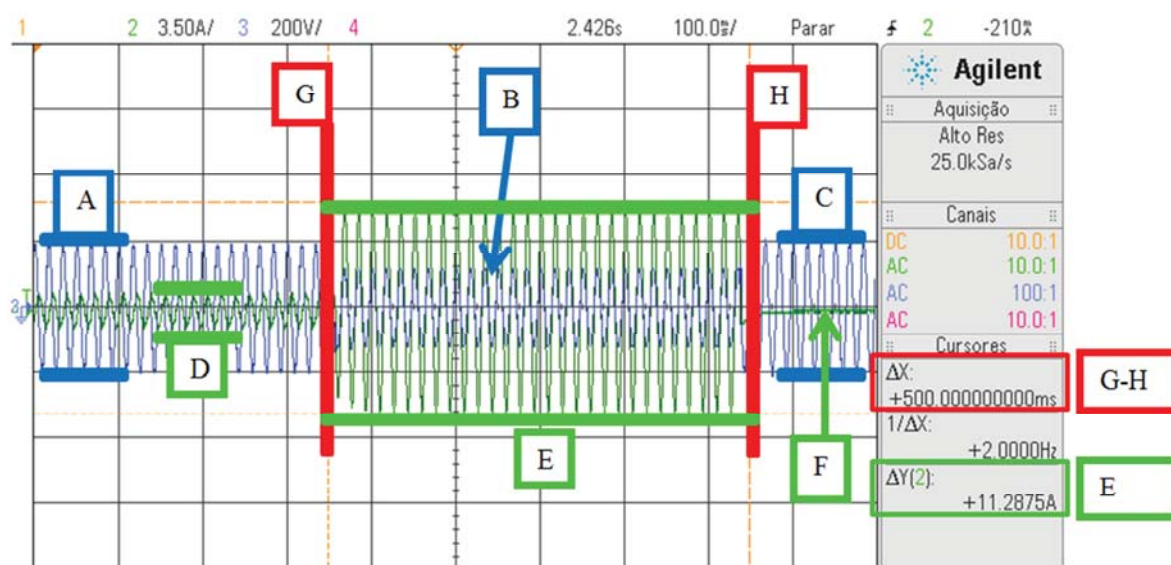
Figura 56 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa MI através de curto-circuito fase terra mínimo



Fonte: Próprio Autor

Com base nos resultados do nível de corrente [E] e do tempo de atuação [G-H] do relé de sobrecorrente apresentado na Figura 57, é possível concluir que a curva MI é mais rápida do que a curva EI num ponto intermediário de sua curva inversa de atuação, pois apresentou um tempo menor para atuação do relé: 434ms contra 500ms [G-H] da curva EI.

Figura 57 – Atuação do Relé 02 na Curva Inversa EI através de curto-circuito fase terra mínimo



Fonte: Próprio Autor

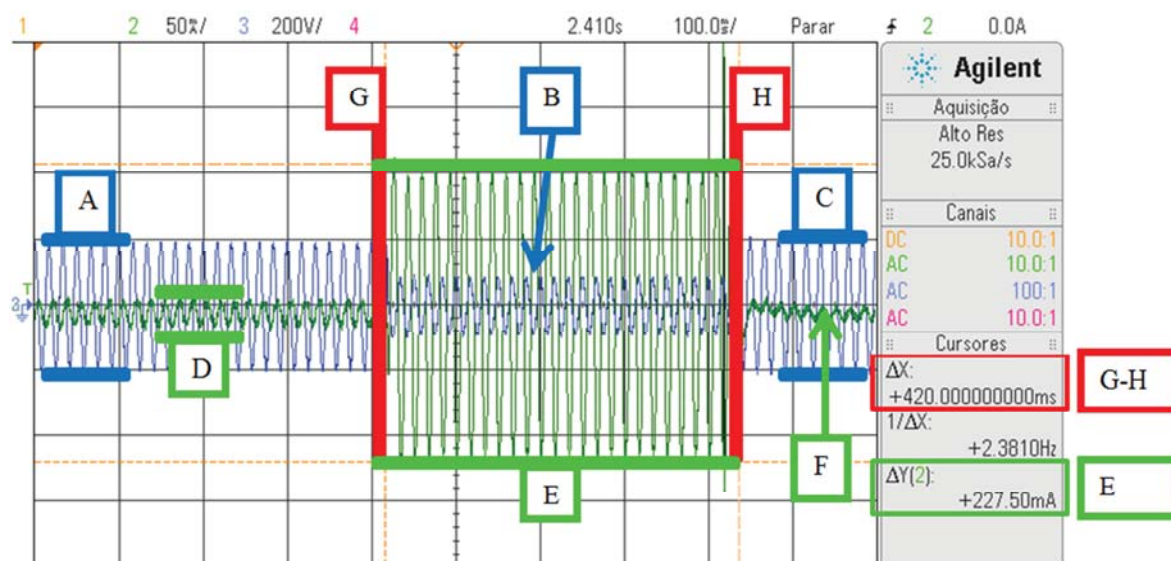
Com base nos dados de tempo x corrente do resultado obtido na mensuração e pela sinalização no led de indicação do trip no painel do relé de sobrecorrente é possível afirmar que todas as atuações dos relés foram pela curva de fase.

5.3.5 Atuação pela Curva de Neutro

A Figura 58 mostra o nível de corrente de desequilíbrio [E], gerada pelo curto-circuito monofásico no primário do transformador ligado em delta. Por se tratar de um nível de corrente de neutro pequena, aproximadamente 80mA, a corrente está fora da faixa de atuação da curva de neutro, ou seja, a esquerda da corrente de partida mostrada no coordenograma da Figura 43.

Mesmo não ocorrendo à proteção pelo módulo de neutro, o sistema continua sendo protegido pela curva de fase, conforme mostrado na Figura 58, onde esta claro que o sistema operava de forma normal, com nível de tensão nominal [A] e nível de corrente de desequilíbrio extremamente baixa [D] característico de um sistema desequilibrado, quando subitamente houve uma redução do nível de tensão [B] e um aumento no nível de corrente de desequilíbrio [E] no exato momento da ocorrência do curto-circuito monofásico. O nível de corrente permaneceu elevado até o momento de atuação do relé de sobrecorrente pela função 51 [H]. Depois de isolada a falha, o nível de tensão se restabelece na linha de distribuição [C] e a corrente é sessada a partir do instante [H] e se mantém em nível zero [F].

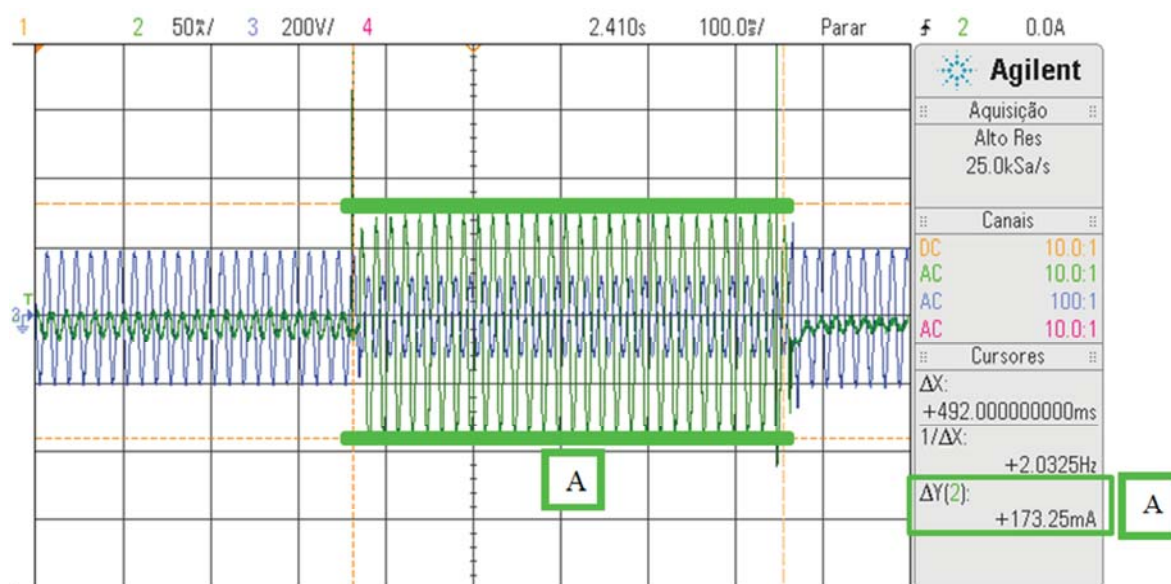
Figura 58 – Medição da corrente de desequilíbrio de neutro em curto-circuito monofásico ligação delta



Fonte: Próprio Autor

O ensaio é repetido para o curto-circuito fase terra mínimo, verificando-se um nível de corrente de desequilíbrio [A] ainda menor ao curto-circuito monofásico franco, conforme mostrado na Figura 59.

Figura 59 – Medição da corrente de desequilíbrio de neutro em curto-circuito fase terra mínimo ligação delta



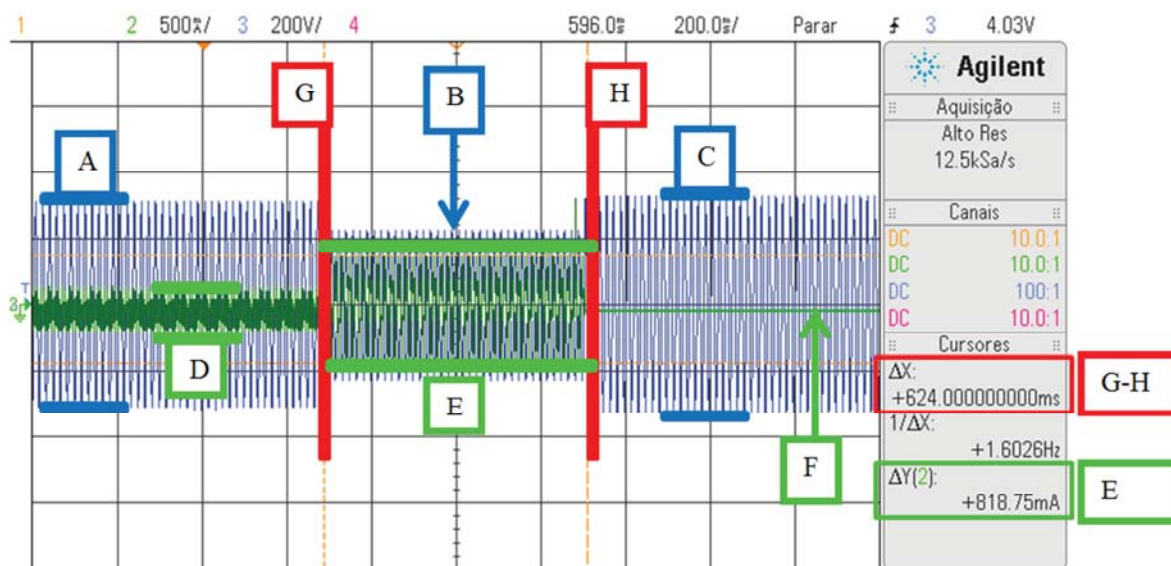
Fonte: Próprio Autor

A Figura 60 mostra o resultado do ensaio fazendo-se apenas duas alterações, no estudo projetado no Capítulo 4, para o sistema de simulação, sendo:

- Ajusta-se a corrente de partida da curva de neutro para 50mA;
- Altera-se a ligação do primário do transformador para estrela com ponto comum aterrado.

Analisando a Figura 60 é visto que existe um aumento significativo na corrente eficaz de desequilíbrio [E], aproximadamente 289,47mA, fazendo assim o relé de sobrecorrente atuar pela curva de neutro (51N). O Apêndice B mostra os pontos da curva de neutro para corrente e tempo, porém calculado para uma corrente de partida de 100mA, conforme calculado no Capítulo 4. Portanto o valor a ser comparado não segue o mesmo múltiplo de corrente apara este ensaio, no entanto, alterando-se no cálculo apenas o parâmetro TAPEn adotado, apresentado no subíndice 4.8 para 0,050A e aplicando-o novamente na Equação (12), obtém-se a temporização para curva de neutro, desta forma é possível comparar o valor teórico de tempo de atuação pela curva NI, apresentado no Apêndice C, para confrontar ao tempo [G-H] mensurado neste ensaio.

Figura 60 – Corrente de acionamento do módulo de neutro em ligação estrela – estrela no transformador



Fonte: Próprio Autor

Com base nos dados apresentados é possível concluir que houve um aumento de corrente de desequilíbrio de 3,62 vezes quando feita a ligação do primário do transformador em estrela, isto é justificado, pois o sistema passa a ter um ponto de referencia comum ligado diretamente a terra, assim sendo as correntes que antes estavam equilibrando-se nas fases do

sistema delta encontra caminho para terra aumentando significativamente a corrente de desequilíbrio.

5.4 REDE CURTA, MÉDIA E LONGA

A variação do comprimento da rede, ou seja, a alteração da resistência e indutância acumulada no ponto de entrega é realizada a partir do reostato e do indutor variável projetado para a rede de distribuição. Quanto menos resistência e ou indutância houver na linha, a mesma assume características de rede curta, quanto maior for à resistência e ou a indutância, a mesma assume características de rede longa, para valores intermediários a rede é chamada de média.

5.4.1 Rede Curta

Neste ensaio são mantidos todos os parâmetros de configuração dos relés apresentados no estudo de coordenação e seletividade conforme calculado no Capítulo 4. Porém é realizada a variação dos valores de resistência e indutância da rede, com finalidade de caracterizá-la como rede curta, sendo:

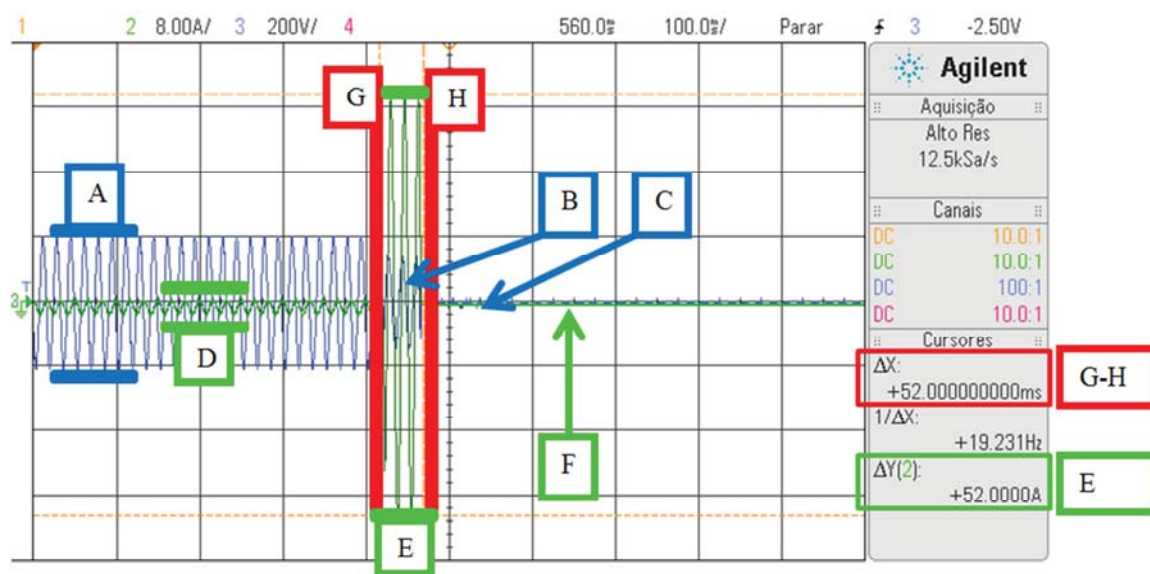
- Resistência: $1,30\Omega$;
- Indutância: $0,20\text{mH}$.

É possível obter este valor de indutância, pois a forma construtiva do indutor possibilita a conexão entre duas bobinas de forma a atenuar o fluxo magnético entre elas e consequentemente a parcela de indutância equivalente. A parcela de indutância não é totalmente zerada devido à diferença de número de espiras das bobinas, conforme projeto do indutor apresentado no subitem 3.2.2. Como as bobinas estão sobrepostas no mesmo carretel, a entrada da linha é realizada no T0 curto circuitado com T2 e a saída da linha é realizada em T2, identificação apresentada no Apêndice D.

A Figura 61 mostra que o sistema operava de forma normal, com nível de tensão nominal [A] e nível de corrente nominal [D], quando subitamente houve uma redução do nível de tensão [B] e um aumento no nível de corrente [E] no exato momento da ocorrência do curto-circuito trifásico. A corrente eficaz de curto-circuito, calculada a partir de [E], chega a 18,38A. Este nível de curto-circuito faz com que o Relé 01, instalado a montante do Relé 02

também atue, perdendo-se então a coordenação entre as curvas de atuação dos relés, conforme pode ser observado nos pontos [C] e [F], tanto a corrente quanto a tensão da linha estão em nível zero. Foram necessários apenas 52ms [G-H] para atuação dos relés de sobrecorrente pelo instantâneo.

Figura 61 – Atuação do Relé 01 e Relé 02 em rede curta



Fonte: Próprio Autor

5.4.2 Rede Média

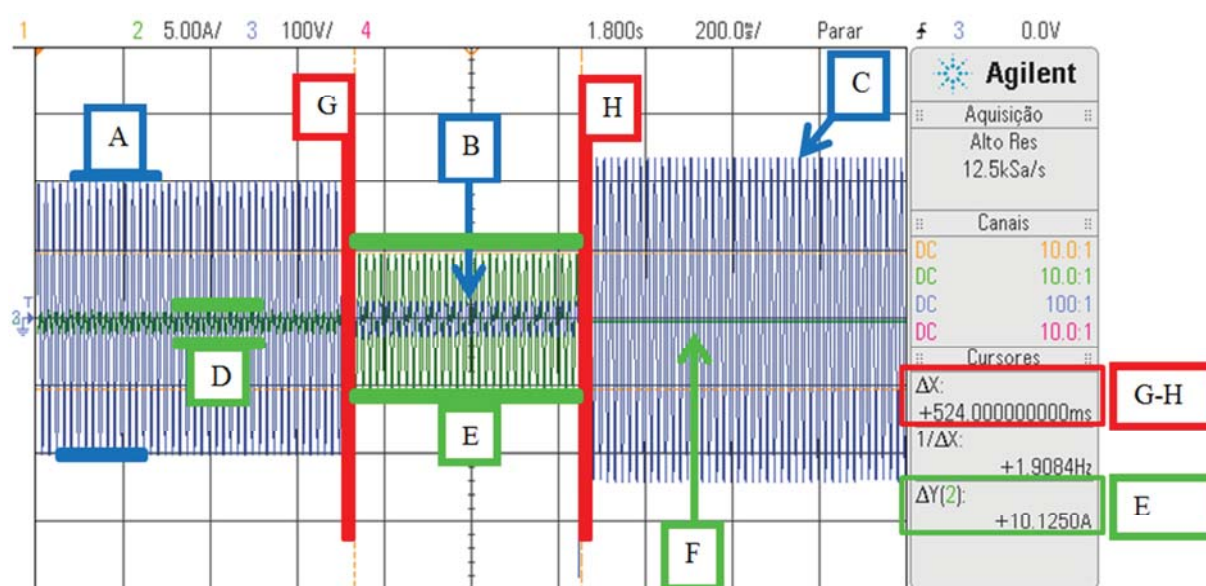
Neste ensaio são mantidos todos os parâmetros de configuração dos relés apresentados no estudo de coordenação e seletividade conforme calculado no Capítulo 4. Porém é realizada a variação dos valores de resistência e indutância da rede, com finalidade de caracterizá-la como rede média, sendo:

- Resistência: 15Ω ;
- Indutância: 82mH.

A Figura 62 mostra que o sistema operava de forma normal, com nível de tensão nominal [A] e nível de corrente nominal [D], quando subitamente houve uma redução do nível de tensão [B] e um aumento no nível de corrente [E] no exato momento da ocorrência do curto-circuito trifásico. O nível de corrente permaneceu elevado até o momento de atuação do rele de sobrecorrente pela função 51 [H]. Depois de isolada a falha, o nível de tensão se

restabelece na linha de distribuição [C], cerca de 20 V a mais do que a tensão nominal inicial devido à saída da carga é medida a tensão a vazio nos borne de entrada da contatora K2. Além disso, a corrente é sessada a partir do instante [H] e se mantém em nível zero [F], devido à seletividade do sistema. O nível da corrente eficaz de curto-circuito trifásico medido no ensaio na fase R é 3,58A [E] sendo necessário 524ms [G-H] para atuação do relé de sobrecorrente pela curva inversa NI.

Figura 62 – Atuação do Relé 02 em rede média



Fonte: Próprio Autor

Se o valor eficaz da corrente [E] e o tempo [G-H], apresentado na Figura 62, for comparado a corrente calculada na curva de tempo inverso apresentado no Ponto 16 da Curva de Fase do Apêndice A, afirma-se que existe uma congruência entre o tempo de atuação para o nível de corrente projetado e o tempo mensurado de atuação do relé de sobrecorrente no parâmetro da curva NI.

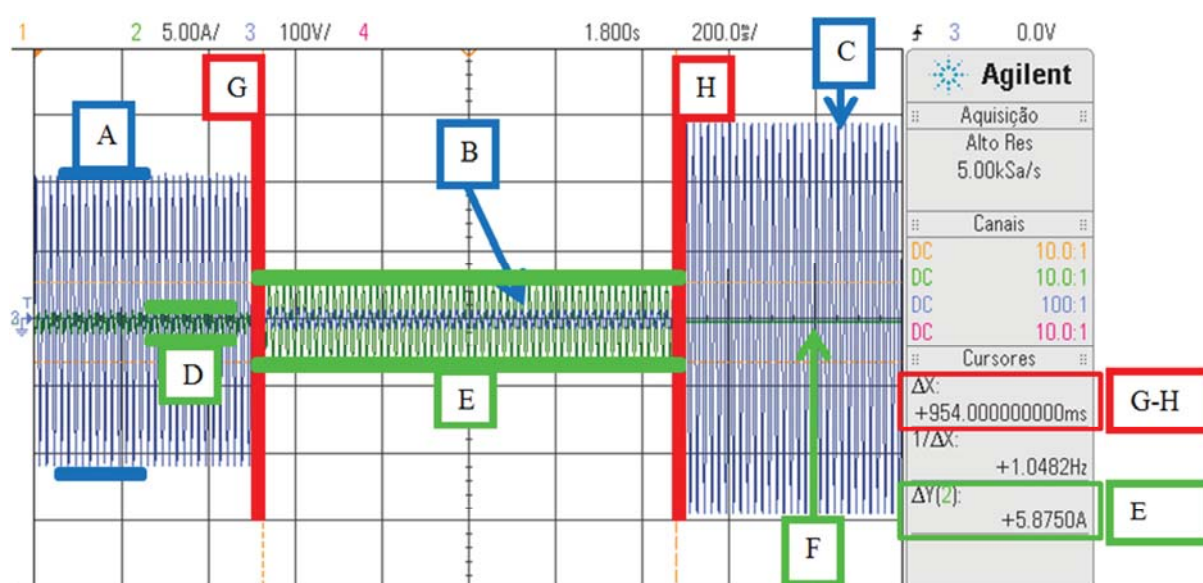
5.4.3 Rede Longa

Neste ensaio são mantidos todos os parâmetros de configuração dos relés apresentados no estudo de coordenação e seletividade conforme calculado no Capítulo 4. Porém é realizada a variação dos valores de resistência e indutância da rede, com finalidade de caracteriza-la como rede longa, sendo:

- Resistência: 24,10Ω;
- Indutância: 200mH.

A Figura 63 mostra que o sistema operava de forma normal, com nível de tensão nominal [A] e nível de corrente nominal [D], quando subitamente houve uma redução do nível de tensão [B] e um aumento no nível de corrente [E] no exato momento da ocorrência do curto-circuito trifásico. O nível de corrente permaneceu elevado até o momento de atuação do relé de sobrecorrente pela função 51 [H]. Depois de isolada a falha, o nível de tensão se restabelece na linha de distribuição [C], cerca de 30 V a mais do que a tensão nominal inicial devido à saída da carga é medida a tensão a vazio nos borne de entrada da contatora K2. Além disso, a corrente é cessada a partir do instante [H] e se mantém em nível zero [F], devido à seletividade do sistema. O nível da corrente eficaz de curto-circuito trifásico medido no ensaio na fase R é 2,07A [E] sendo necessário 954ms [G-H] para atuação do relé de sobrecorrente pela curva inversa NI.

Figura 63 – Atuação do Relé 02 em rede longa



Fonte: Próprio Autor

Se o valor eficaz da corrente [E] e o tempo [G-H], apresentado na Figura 63, for comparado a corrente calculada na curva de tempo inverso apresentado no Ponto 06 e 07 da Curva de Fase do Apêndice A, afirma-se que existe uma congruência entre o tempo de atuação para o nível de corrente projetado e o tempo mensurado de atuação do relé de sobrecorrente no parâmetro da curva NI.

5.5 CUSTO DO PROJETO

A Tabela 33 mostra o investimento para desenvolvimento do projeto apresentado neste trabalho, estão fora deste custo o autotransformador variável, pois é de uso do laboratório, e dois relés de sobrecorrente digital, sendo que o modelo URPE 2000 encontrava-se em desuso no almoxarifado e o modelo URPE 7104T foi doado com exclusividade para este projeto pela empresa Pextron.

Tabela 33 – Custo do projeto

Materiais	Custo Total (R\$)
Resistores	145,50
Indutores	395,34
Transformador de Potência	668,57
Transformadores de Corrente	475,44
Relés Acopladores	63,90
Montagem Mecânica	650,00
Acessórios	418,61
Total	2.817,36

Fonte: Próprio Autor

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo geral deste trabalho foi estudar, projetar, e desenvolver uma bancada de testes em baixa tensão para simulação de coordenação e seletividade entre relés de sobrecorrente digitais análogo ao sistema elétrico real, o qual é possível afirmar que foi alcançado e de maneira positiva, pois os 5 objetivos específicos definidos no início do trabalho foram atendidos, conforme descrição abaixo:

- Estudar falhas por sobrecarga e curto-circuito, em específico como fazer o modelamento teórico para se calcular os ajustes das curvas inversas de tempo x corrente e instantâneo em relés de sobrecorrentes digitais, focado no sistema de proteção entre consumidor final e concessionária de energia;
- Projetar uma bancada para simulação de coordenação e seletividade composta por fonte, simulador de rede (curta, média e longa), transformador, cargas, sensores de corrente e relés digitais, análoga ao sistema elétrico real;

Através da pesquisa referencial teórico, foi possível compreender a grande gama de elementos de proteções que está presente no sistema elétrico. Neste trabalho não foram implementados todos os elementos descritos no Capítulo 2, no entanto, é de suma importância que o leitor tenha conhecimento destes, pois irá deparar-se na vida profissional com os mesmos. Através do aprofundamento teórico foi possível calcular os ajustes de proteção e elaborar o coordenograma da instalação proposta na bancada para simulação.

Quanto ao projeto dos elementos que constituem a bancada, foi necessário aplicar o fator de redução em uma escala de 100 vezes até primário do transformador rebaixador, sendo que para as cargas foi necessário aplicar um fator de redução de 10.000 vezes. A fonte utilizada foi dimensionada de acordo com as características dos ensaios, pois foram realizadas medições de tensão nos instantes do curto-circuito e a mesma apresentou-se estável.

- Montar e ensaiar a bancada, fazendo os ajustes necessários para obtenção dos resultados esperados e certificação os equipamentos e elementos projetados;
- Simular a coordenação e seletividade através do funcionamento das curvas de proteção Normalmente Inversa (NI), Muito Inversa (MI), Extremamente Inversa (EI) e

instantâneo dos relés de sobrecorrente na relação de tempo x corrente para o sistema de proteção em unidades consumidoras a partir da bancada construída;

- Realizar variação da impedância da rede de distribuição alterando o valor de suas resistências e reatâncias com finalidade de se obter resultados quanto à sua variação em curta, média e longa.

A montagem, ensaio e certificação dos elementos foram realizados com sucesso, atingindo assim os resultados esperados no desenvolvimento do projeto.

A simulação da coordenação e seletividade foi realizada com sucesso, sendo que o relé de sobrecorrente atua para valores próximos na relação tempo x corrente de todas as curvas projetadas no Capítulo 04 e ensaiadas no Capítulo 05. Ainda, quando é feita a variação da impedância da rede o Relé 02 perde a coordenação com o Relé 01, conforme esperado, pois aumenta o nível de curto-circuito da linha. Quando é ajustada a impedância para valores maiores que o projetado, tornando a linha longa, o tempo de atuação do Relé 02 aumenta, pois os pontos calculados e parametrizados de corrente e tempo ficam deslocados das curvas do coordenograma.

Através do desenvolvimento e projeto dos elementos que compõem a bancada de testes, como reostatos, indutores variáveis, sensores de corrente, resistências de cargas e sobrecargas e transformador, foi possível desenvolver uma bancada de testes de baixo custo e com resultados satisfatórios, pois atende na íntegra todo o escopo de aprendizagem teórica visto na disciplina de Sistemas Elétricos de Potência.

6.1 DIFICULDADES NA ELABORAÇÃO DO PROJETO

Houveram algumas dificuldades quanto ao desenvolvimento do projeto, tais como a alta corrente a vazio do transformador rebaixador no tap de 231V e 138V e o alto custo do sensor de corrente destinado a proteção. Como solução foi criado o tap de 69V para simulação de cargas menores a 100VA, e foi utilizado um sensor de corrente do tipo janela com finalidade de medição. Ambas as dificuldades não afetaram o resultado satisfatório do projeto.

Outra dificuldade encontrada foi para fazer a dissipação e calor das resistências de 200 e 300 VA, uma vez que, se as mesmas permanecerem ligadas por um tempo longo pode haver o rompimento do filamento da resistência, por isso para estas duas cargas é necessário um ajuste fino na parametrização do Relé 02, para atuar no menor tempo possível. Por se tratar de uma

bancada didática este fator não é crítico, pois as instalações são de fáceis acessos permitindo manutenção segura e rápida.

6.2 SUGESTÕES PARA MELHORIAS NO PROJETO

Tendo em vista tratar-se de um protótipo para uso acadêmico é interessante substituir as cargas confeccionadas de forma laboratorial, por cargas fabricadas comercialmente, que possuam melhor dissipação de calor, podendo assim utilizar cargas de maior potência, por exemplo, cargas de 400, 500 e 600VA, atentando-se, no entanto, em não ultrapassar a potência nominal de 600VA do transformador.

São apresentadas duas sugestões para desenvolvimento futuro de um projeto, são elas:

- Implementar a instrumentação eletrônica na bancada com finalidade de se fazer aquisições de sinais de corrente e tensão, envia-los para estudo em software Matlab, LabView ou similar e neste confrontar com cálculos e simulações teóricas desenvolvidas nas curvas de proteções;
- Desenvolver um circuito eletrônico para ser ligado em paralelo ao desenvolvido neste projeto onde através do mesmo seja possível fazer a programação do ângulo da tensão que se deseja gerar o curto-circuito.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, M. A. D. DE. **Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos**. NatalUFRN, 2000.
- ANEEL. **Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**.
- ANEEL. A ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/a-aneel>>. Acesso em: 21 ago. 2016b.
- BORDIGNON, S. **Sistema de Potência I - Material didático**. Passo FundoUniversidade de Passo Fundo, 2016.
- CPFL. **GED2912 - Proteção de Redes Aéreas de Distribuição - Sobrecorrente**, 2016a.
- CPFL. **GED 15197 - Religador Automático de Distribuição Classes 15-24.2-36.2 kV**, 2016b.
- KAGAN, N. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2ª Edição ed. São Paulo: Blucher, 2010.
- KINDERMANN, G. **Curto-circuito**. 2ª Edição ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.
- KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 1ª ed. Florianópolis: Edelbra, 1999.
- MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3ª Edição ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.
- MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 8ª Edição ed. Rio de Janeiro: LTC, 2010.
- MAMEDE FILHO, J. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
- MUZY, G. L. C. DE O. **Subestações Elétricas**. [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.
- NBR 14039. **Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**, 2005.
- NBR 6855. **Transformador de Potencial Indutivo**. p. 1–16, 2009.
- NBR 6856. **Transformador de Corrente**, 2015.
- ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx>. Acesso em: 20 ago. 2016.
- PEXTRON. **Manual Relé de Sobrecorrente URPE 7104**, 2016.
- SCHNEIDER, E. **Proteção de Redes Elétricas**, 2008.
- STEVENSON, W. D. J. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2ª Edição ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.
- WEG. **Características E Especificações De Geradores**, 2012.

APENDICES

APÊNDICE A – Pontos de Corrente x Tempo para Coordenograma de Fase

Ponto da Curva	Corrente [A]	Tempo NI [S]	Tempo MI [S]	Tempo EI [S]
01	1,18	4,56	8,16	22,32
02	1,34	2,49	4,17	10,64
03	1,50	1,77	2,80	6,69
04	1,66	1,41	2,11	4,74
05	1,82	1,19	1,69	3,59
06	1,98	1,04	1,41	2,83
07	2,14	0,93	1,21	2,31
08	2,30	0,85	1,06	1,92
09	2,46	0,78	0,94	1,63
10	2,62	0,73	0,85	1,40
11	2,78	0,69	0,77	1,22
12	2,94	0,65	0,71	1,08
13	3,10	0,62	0,65	0,96
14	3,26	0,59	0,61	0,85
15	3,42	0,57	0,57	0,77
16	3,58	0,55	0,53	0,70
17	3,74	0,53	0,50	0,63
18	3,90	0,51	0,47	0,58
19	4,06	0,50	0,45	0,53
20	4,22	0,48	0,43	0,49
21	4,38	0,47	0,41	0,45
22	4,54	0,46	0,39	0,42
23	4,70	0,45	0,37	0,39
24	4,86	0,44	0,36	0,36
25	5,02	0,43	0,34	0,34
26	5,18	0,42	0,33	0,32
27	5,34	0,41	0,32	0,30
28	5,50	0,41	0,30	0,28
29	5,66	0,40	0,29	0,26
30	5,82	0,39	0,28	0,25
31	5,98	0,39	0,28	0,24
32	6,14	0,38	0,27	0,22
33	6,30	0,38	0,26	0,21
34	6,46	0,37	0,25	0,20
35	6,62	0,37	0,24	0,19
36	6,78	0,36	0,24	0,18
37	6,94	0,36	0,23	0,17
38	7,10	0,35	0,22	0,17
39	7,26	0,35	0,22	0,16
40	7,42	0,34	0,21	0,15
41	7,58	0,34	0,21	0,15
42	7,73	0,1	0,1	0,1

Fonte: Próprio Autor

APÊNDICE B – Pontos de Corrente x Tempo para Coordenograma de Neutro

Ponto da Curva	Corrente [A]	Tempo NI [S]	Tempo MI [S]	Tempo EI [S]
01	0,15	1,19	1,70	3,61
02	0,35	0,48	0,42	0,48
03	0,55	0,36	0,24	0,19
04	0,75	0,31	0,17	0,10
05	0,95	0,28	0,13	0,06
06	1,15	0,26	0,11	0,04
07	1,35	0,24	0,09	0,03
08	1,55	0,23	0,08	0,02
09	1,75	0,22	0,07	0,02
10	1,95	0,22	0,06	0,01
11	2,15	0,21	0,05	0,01
12	2,35	0,20	0,05	0,01
13	2,55	0,20	0,05	0,01
14	2,75	0,19	0,04	0,01
15	2,95	0,19	0,04	0,01
16	3,15	0,19	0,04	0,01
17	3,35	0,18	0,03	0,00
18	3,55	0,18	0,03	0,00
19	3,75	0,18	0,03	0,00
20	3,95	0,17	0,03	0,00
21	4,15	0,17	0,03	0,00
22	4,35	0,17	0,03	0,00
23	4,55	0,17	0,03	0,00
24	4,75	0,17	0,02	0,00
25	4,95	0,16	0,02	0,00
26	5,15	0,16	0,02	0,00
27	5,35	0,16	0,02	0,00
28	5,55	0,10	0,10	0,10

Fonte: Próprio Autor

APÊNDICE C – Pontos de Corrente x Tempo de Neutro para TAPEn 50mA

Ponto da Curva	Corrente [A]	Tempo NI [S]	Tempo MI [S]	Tempo EI [S]
01	0,09	9,60	17,86	50,98
02	0,19	0,85	1,06	1,92
03	0,29	0,56	0,55	0,73
04	0,39	0,45	0,37	0,39
05	0,49	0,39	0,28	0,24
06	0,59	0,35	0,22	0,16
07	0,69	0,32	0,19	0,12
08	0,79	0,30	0,16	0,09
09	0,89	0,29	0,14	0,07
10	0,99	0,28	0,12	0,06
11	1,09	0,27	0,11	0,05
12	1,29	0,25	0,09	0,03
13	1,49	0,24	0,08	0,03
14	1,69	0,23	0,07	0,02
15	1,89	0,22	0,06	0,02
16	2,09	0,21	0,06	0,01
17	2,29	0,20	0,05	0,01
18	2,49	0,20	0,05	0,01
19	2,69	0,19	0,04	0,01
20	2,89	0,19	0,04	0,01
21	3,09	0,19	0,04	0,01
22	3,29	0,18	0,04	0,01
23	3,49	0,18	0,03	0,00
24	3,69	0,18	0,03	0,00
25	3,89	0,18	0,03	0,00
26	4,09	0,17	0,03	0,00
27	4,29	0,17	0,03	0,00
28	4,49	0,17	0,03	0,00
29	4,69	0,17	0,02	0,00
30	4,89	0,17	0,02	0,00
31	5,09	0,16	0,02	0,00
32	5,29	0,16	0,02	0,00
33	5,49	0,16	0,02	0,00

Fonte: Próprio Autor

APÊNDICE D
MULTIFILAR DE FORÇA E COMANDO

APÊNDICE E**PROJETO MECÂNICO E DIAGRAMA UNIFILAR BANCADA DE SIMULAÇÃO**

APÊNDICE F – Manual da Bancada de Simulação para Ensaios

A finalidade deste documento é fornecer um passo a passo para operação e obtenção de dados de simulação na bancada de testes do Sistema Elétrico de Potência (SEP).

Antes da realização do ensaio é preciso conhecer o nível de curto circuito, tensão e quais os parâmetros que deverão ser utilizados nas impedâncias de rede, relés e cargas. Isso deverá ser acordado com o professor responsável pela atividade de simulação.

Alguns procedimentos e cuidados também devem ser seguidos na operação, dentre eles:

- Fazer alterações na bancada apenas com a mesma desenergizada;
- Utilizar o botão de emergência em caso de equívocos durante a operação;
- Não tocar em partes energizadas como: parafusos do variac, contadores, botões, transformador e cargas com a bancada ligada;
- Após o desligamento da bancada, aguardar cerca de 01 (um) minuto para operar partes que possam ter tensão presente, pois os relés de sobrecorrente possuem fonte de disparo capacitiva;
- O barramento de proteção não está conectado ao aterramento, pois no laboratório não existe esta possibilidade de ligação;
- Tenha cuidado com adornos como: anéis, pulseiras, colares, brincos, pois os mesmos podem entrar em contato com alguma parte energizada da bancada sem a devida percepção do usuário;
- Esteja concentrado e acompanhado ao realizar o ensaio, pois a bancada esta conectada diretamente a rede elétrica;
- Verificar o estado dos fusíveis de saída do Variac antes de realizar qualquer ensaio;

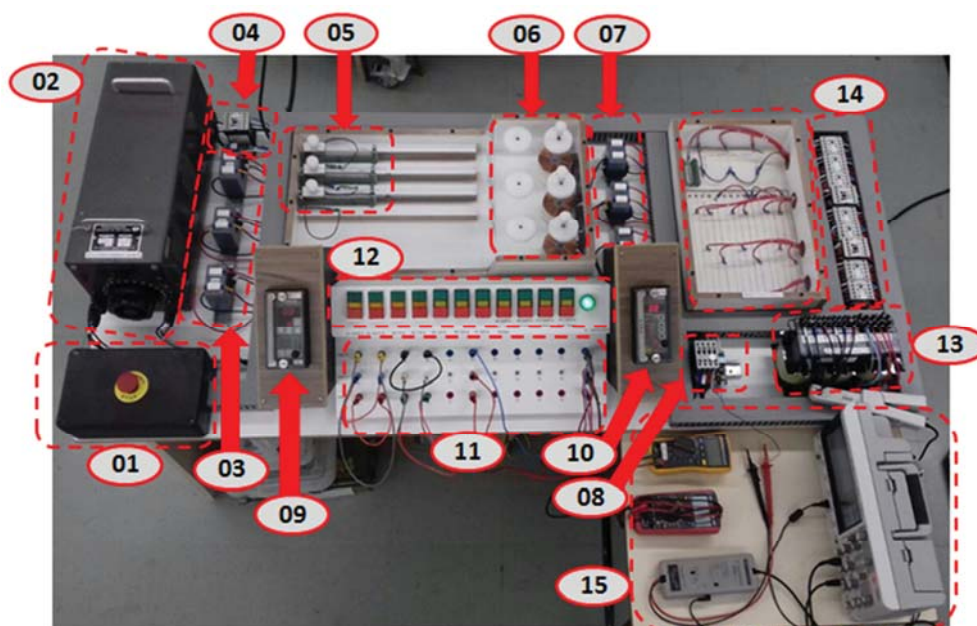


Figura 64 – Identificação componentes da bancada

Onde:

- 01 – Entrada de energia K0 e botão de emergência;
- 02 – Autotransformador variável ajuste da tensão de rede para rede de distribuição;
- 03 – Sensores de corrente (TCR1-TCS1-TCT1) para Relé 01;
- 04 – Contatora K1 saída do autotransformador e relé acoplador 01;
- 05 – Resistor variável (reostato) para rede de distribuição;
- 06 – Indutor variável para rede de distribuição;
- 07 – Sensores de corrente (TCR2-TCS2-TCT2) para Relé 02;
- 08 – Contatora K2 entrada transformador rebaixador e relé acoplador 02;
- 09 – Relé 01 (relé de sobrecorrente digital);
- 10 – Relé 02 (relé de sobrecorrente digital);
- 11 – Conexões K1, R0, RV, T0, T1, T2, T3, T4, T5, T6, K2 das fases R, S e T;
- 12 – Botões liga e desliga B1 a B11;
- 13 – Transformador rebaixador trifásico delta/estrela 600VA;
- 14 – Contatora cargas e curto-circuito K3 a K11;
- 15 – Equipamentos para medição: Osciloscópio, Multímetro e Indutímetro.

Passo a Passo

1. Energiza-se a bancada através de conexão da mesma a uma tomada trifásica + neutro + terra ou através do acionamento de um disjuntor instalado na CD de distribuição do laboratório;
2. Deixa-se o botão de emergência acionado para que não haja energização do variac e demais elementos da bancada, ou seja, até aqui apenas há energia até os bornes de entrada da bancada, conforme Figura 65;
3. Deixar o ajuste de tensão do Variac em 0 (zero) volt, conforme Figura 65;

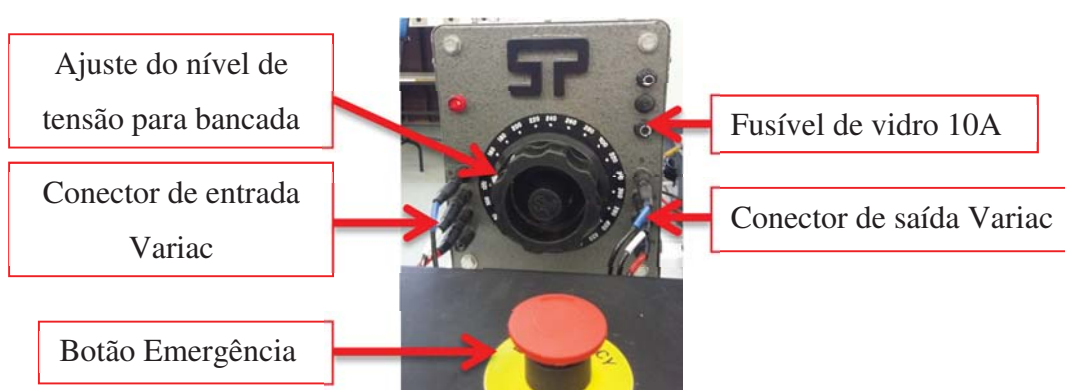


Figura 65 – Representação botão de emergência, ajuste de tensão e fusível de proteção

4. Ajusta-se o valor de resistência e indutância para: $R = 7,99\Omega$ e $L = 17,87\text{mH}$.

A Figura 66 mostra os TAP's disponíveis para conexão.

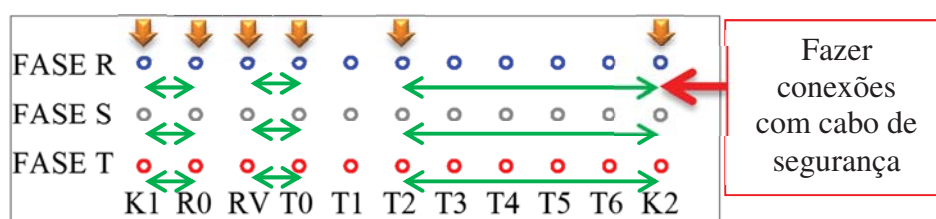


Figura 66 – Conexões de resistência e indutância

Sendo:

- K1 – Contatora instalada na saída do autotransformador;
- R0 – Ponto fixo (início) reostato da linha de distribuição;
- RV – Ponto variável reostato da linha de distribuição 0 a 50Ω ;
- T0 – Ponto de conexão do início da bobina do indutor;
- T1 – Ponto de conexão da derivação de $2,66\text{mH}$ a $6,30\text{mH}$ – TAP01;
- T2 – Ponto de conexão da derivação de $8,44\text{mH}$ a $18,70\text{mH}$ – TAP02;
- T3 – Ponto de conexão da derivação de $22,30\text{mH}$ a 43mH – TAP03;
- T4 – Ponto de conexão da derivação de $50,0\text{mH}$ a $87,10\text{mH}$ – TAP04;

T5 – Ponto de conexão da derivação de 95,60mH a 149,70mH – TAP05;

T6 – Ponto de conexão da derivação de 139,40mH a 209,00mH – TAP06;

K2 – Contatora instalada após a linha de distribuição (entrada do transformador rebaixador).

Os valores descritos para os TAP's do indutor são para núcleo de ar, neste ensaio será utilizado à ligação entre K2 e T2 e entre T0 e RV, pois a bobina que esta dentro da escala deseja é a ligação de T2, ao qual apresenta uma indutância de aproximadamente 8mH sendo que ao se fazer a inserção do núcleo pode-se chegar facilmente aos 17,87mH.

O indutímetro deve sempre medir a indutância equivalente da linha, ou seja, sempre entre K1 e K2.

Após ajustado a indutância, utiliza-se o multímetro para fazer a medição da resistência equivalente. Também, deve ser medido entre K1 e K2. Como o indutor já possui uma resistência associado a sua fiação, deve-se complementar o restante de resistência para chegar ao valor definido de 8ohm com o ajuste do reostato.

5. Fazer a parametrização do Relé 01 - URPE 2000

Os ajustes deste relé de sobrecorrente devem ser de acordo com a Tabela 35. Os valores são obtidos através do fator de escala de 100 vezes o valor ajustado no sistema elétrico real.

A Figura 67 mostra na forma ilustrativa (genérica) quais as funções dos parâmetros descritos na Tabela 35.

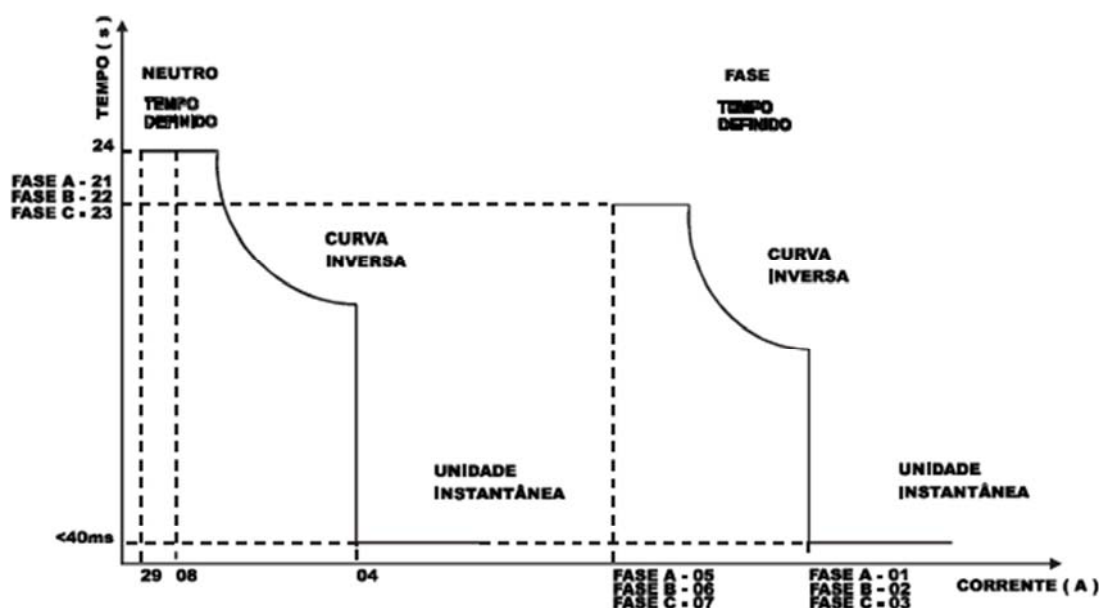


Figura 67 – Curva Genérica Relé Religador URPE 2000

A Tabela 34, mostra os valores das constantes das curvas de tempo inversas.

Tabela 34 – Parâmetros das curvas dos relés digitais

Tipo de Curva	Constante α	Constante β
NI – Normalmente Inversa	0,14	0,02
MI – Muito Inversa	13,5	1
EI – Extremamente Inversa	80	2
LONG – Inversa Longa	120	1

Tabela 35 – Parametrização Relé Religador URPE 2000

		CALCULADO		MEDIÇÃO	
DESCRIÇÃO	PARÂMETRO	AJUSTE		TEMPO [mS]	CORRENTE [A]
CORRENTE INSTANTÂNEA FASE ABC 50 [A]	01,02,03	16			
CORRENTE INSTANTÂNEA NEUTRO D 50N [A]	04	8			
CORRENTE TEMPORIZADA FASE ABC 51 [A]	05,06,07	4,80			
CORRENTE TEMPORIZADA NEUTRO D 51N [A]	08	2,40			
K DA FASE ABC	09,10,11	0,14	NI	DIAL DE TEMPO DE 0,1 A 2	
		13,5	MI		
		80	EI		
K DO NEUTRO D	12	0,14	NI		
		13,5	MI		
		80	EI		
dt DA FASE ABC	13,14,15	0,10		DIAL DE TEMPO DE 0,1 A 2	
dt DO NEUTRO D	16	0,10			
α DA FASE ABC	17,18,19	0,02	NI	PARA DESCONSIDERAR ESTE PARÂMETRO INSERIR 240	
		1	MI		
		2	EI		
α DO NEUTRO D	20	0,02	NI		
		1	MI		
		2	EI		
TEMPO DEFINIDO DA FASE ABC [S]	21,22,23	MÁXIMO	BLOQ.		

TEMPO DEFINIDO DO NEUTRO OU GS [S]	24	MÁXIMO	BLOQ.	PARA DESCONSIDERAR ESTE PARÂMETRO INSERIR 240	
CORRENTE DE PARTIDA DO SENSOR DE TERRA 51GS	29	2,40			
TC	32	1		M	
TEMPORIZAÇÃO DO BORNE XB2	45	1		UTILIZADO EM ENERGIZAÇÃO DE TR'S	

6. Fazer a parametrização do Relé 01 - URPE 2000

Os ajustes deste relé de sobrecorrente devem ser de acordo com o nível de curto-circuito primário do transformador rebaixador, conforme Tabela 36, onde o mesmo é regulado pelo valor da impedância inserida no ajuste de R e L da linha de distribuição.

Tabela 36 – Nível de curto-circuito calculado

ICC3F [A]	ICC3Fa [A]	ICCF-T [A]	ICCF-F [A]	ICC F-T MIN
7,62	7,62	5,38	6,60	3,16

A partir dos dados da Tabela 36 e aplicando os conceitos de coordenação e seletividade vistos na teoria, para ensaio da carga de 200 VA e sobrecarga de 300VA, monta-se a

Tabela 37.

Tabela 37 – Carga de 200VA

Transformador – a Carga Nominal do Ensaio		
Potência Total:	200	VA
Tipo de Ligação:	Delta - Estrela Aterrado	
Tensão Primária Linha:	138,0	V
Tensão Secundária Linha:	24,0	V
Impedância (Z%):	6,52	%
Corrente Nominal (Ic) Total Primária:	0,84	A
Inrush (Fator multiplicação X Ic) durante 0,1s:	6,94	A
Corrente Nominal Total (Secundária):	4,81	A
Fator de multiplicação para cálculo de inrush:	8,3	
Ponto ANSI do TR Trifásico ((1/Z%)*Ic)	12,83	A
Ponto ANSI do TR Monofásico (((1/Z%)*Ic)/√3)	7,42	A

A partir dos dados da Tabela 37 é realizado os cálculos de coordenação e seletividade que são apresentados de forma resumida na Tabela 38.

Tabela 38 – Resumo de parâmetros para Relé 02

Resumo de Ajustes do Relé 02			
Ajuste de Fase		Ajuste de Neutro	
Curva:	NI	Curva:	NI
Corrente Partida (51F):	1,02	Corrente Partida (51N):	0,10
Dial:	0,10	Dial:	0,10
Tempo Definido (TD):	BLOQ.	Tempo Definido (TD):	BLOQ.
Corrente Definida (ID):	BLOQ.	Corrente Definida (ID):	BLOQ.
Instantâneo (50F):	7,25	Instantâneo (50N):	1,80

A partir dos dados da Tabela 38 é montado a Tabela 39.

Tabela 39 – Parametrização Relé Transformador URPE 7104T

		CALCULADO		MEDIÇÃO	
DESCRIÇÃO	CURVA	AJUSTE		TEMPO [mS]	CORRENTE [A]
TC ABC	FASE	1			
I PARTIDA 51 [A]	VM	1,02			
CURVA	VM	NI - MI - EI - LONG - IT - I2T			
DT	VM	0,10		DIAL DE TEMPO DE 0,1 A 2S	
I DEF. 51 [A]	VM	MÁXIMO	BLOQ.		
T DEF. 51 [S]	VM	MÁXIMO	BLOQ.		
I INST. 50 [A]	VM	7,25			
TC ABC	NEUTRO	1			
I PARTIDA 51N [A]	VD	0,10			
CURVA	VD	NI - MI - EI - LONG - IT - I2T			
DT	VD	0,10		DIAL DE TEMPO DE 0,1 A 2S	
I DEF. 51N [A]	VD	MÁXIMO			
T DEF. 51N [S]	VD	MÁXIMO			
I INST. 50N [A]	VD	1,80			

7. Energizar a rede através do acionamento de B1 e B2, descritos na Figura 68.

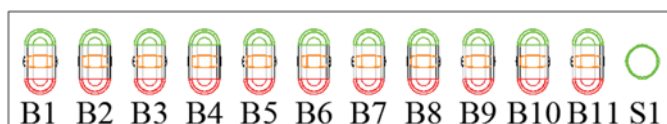


Figura 68 – Botões de Liga e Desliga e Sinaizador

Sendo:

- B1 – Botão para ligar contatora instalada na saída do autotransformador;
- B2 – Botão para ligar contatora instalada após a linha de distribuição;
- B3 – Chaveamento carga/sobrecarga 75VA;
- B4 – Chaveamento carga/sobrecarga 100VA;
- B5 – Chaveamento carga/sobrecarga 150VA;
- B6 – Chaveamento carga/sobrecarga 200VA;
- B7 – Chaveamento carga/sobrecarga 300VA;
- B8 – Chaveamento curto-circuito fase-terra mínimo;
- B9 – Chaveamento curto-circuito trifásico;
- B10 – Chaveamento curto-circuito bifásico;
- B11 – Chaveamento curto-circuito monofásico;
- S1 – Sinaleiro bancada energizada (quando aceso).

8. Fazer ensaio em carga deve-se regular a tensão nominal de saída de fase do transformador rebaixador para nominal (13,87V) ligado no TAP de 138V no primário, atentar-se para medir todas as fases e deixar a maior fase de maior tensão medida na nominal. Para ensaiar a carga de 200VA basta acionar B6 e através de ponteira de corrente conectada ao osciloscópio fazer a medição da fase ao qual apresentou maior nível de tensão no secundário. Também é necessário conectar a ponteira de tensão do osciloscópio na saída de K2 para diagnosticar a comutação ou não da mesma.

A Figura 69 mostra a forma de fazer-se a medição.

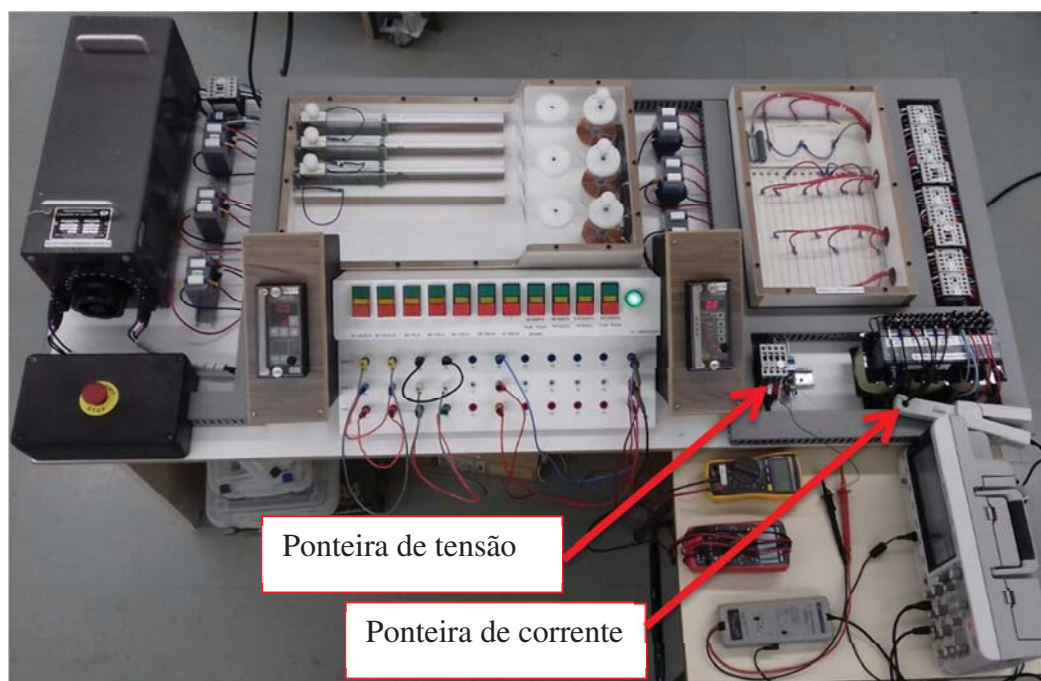


Figura 69 – Medição na bancada

Verificar o funcionamento e discutir os resultados.

OBS: A medição do osciloscópio deve ser da amplitude total da corrente e tensão e depois convertida para valores RMS a serem comparados com os cálculos.

9. Fazer ensaio em sobrecarga deve-se regular a tensão nominal de saída de fase do transformador rebaixador para nominal (13,87V) ligado no TAP de 138V no primário, atentar-se para medir todas as fases e deixar a maior fase de maior tensão medida na nominal. Para ensaiar a sobrecarga para carga de 200VA deve-se utilizar a carga de 300VA, para isto basta acionar B7 e através de ponteira de corrente conectada ao osciloscópio fazer a medição da fase ao qual apresentou maior nível de tensão no secundário. Também é necessário conectar a ponteira de tensão do osciloscópio na saída de K2 para diagnosticar a comutação ou não da mesma.

Verificar o funcionamento da curva parametrizada. Aqui pode ser realizada a variação dos tipos de curvas NI – MI – EI e a alteração do dial de tempo do Relé 02, para verificar o funcionamento e diversos pontos.

Salvar os dados do ensaio através de Pen Drive no osciloscópio e discutir/comparar os resultados com o calculado.

OBS: A medição do osciloscópio deve ser da amplitude total da corrente e tensão e depois convertida para valores RMS a serem comparados com os cálculos.

Ao final de cada ensaio deve-se desligar a sobrecarga ligada resetar o relé que atuou.

- 10.** Fazer ensaio em curto-circuito deve-se regular a tensão nominal de entrada no primário do transformador rebaixador para nominal, neste caso 138V, atentar-se para medir todas as fases e deixar a fase de menor tensão medida na nominal. Para ensaiar a curto-circuito se tem quatro opções: fase-terra mínimo, trifásico, bifásico, e monofásico. Através de ponteira de corrente conectada ao osciloscópio fazer a medição no primário do transformador. Também é necessário conectar a ponteira de tensão do osciloscópio na saída de K2 para diagnosticar a comutação ou não da mesma.

Verificar o funcionamento da curva parametrizada na curva inversa e instantâneo. Aqui pode ser realizada a variação dos tipos de curvas NI – MI – EI e a alteração do dial de tempo do Relé 02, para verificar o funcionamento e diversos pontos.

Salvar os dados do ensaio através de Pen Drive no osciloscópio e discutir/comparar os resultados com o calculado.

OBS: A medição do osciloscópio deve ser da amplitude total da corrente e tensão e depois convertida para valores RMS a serem comparados com os cálculos.

Ao final de cada ensaio deve-se desligar o curto-circuito realizado e resetar o relé que atuou.

- 11.** Para ensaiar a diferença entre rede curta, média e longa deve-se manter a parametrização original de carga e fazer apenas as variações dos valores de R e L da linha.

Rede Curta: 1,30ohm e 0,20mH

Rede Média: 15ohm e 82mH

Rede Longa: 24,10ohm e 200mH

Verificar o funcionamento e perca de coordenação e seletividade. Salvar os dados do ensaio através de Pen Drive no osciloscópio e discutir/comparar os resultados com o professor.

OBS: A medição do osciloscópio deve ser da amplitude total da corrente e tensão e depois convertida para valores RMS a serem comprados com os cálculos.

Ao final de cada ensaio deve-se desligar o curto-circuito realizado e resetar o relé que atuou.

- 12.** A Figura 70 mostra os valores esperados para ensaio conforme descrito neste roteiro, estes valores estão todos minuciosamente explicados no relatório do TCC.

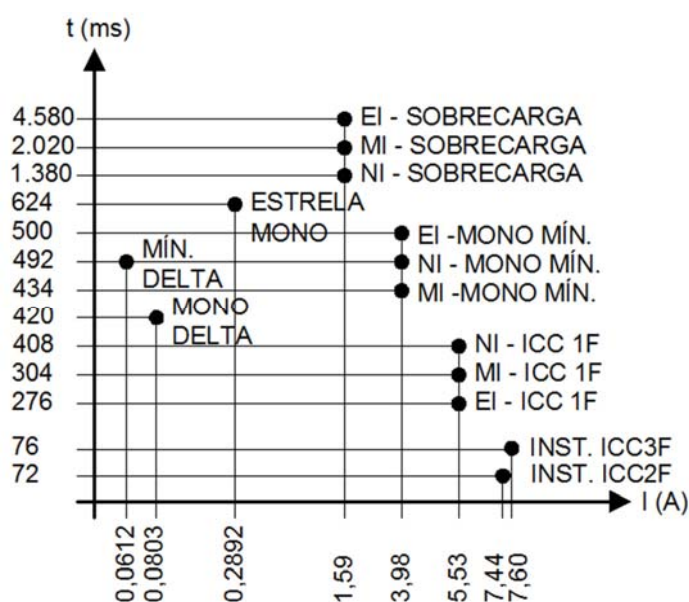


Figura 70 – Valores esperados de tempo x corrente

OBS: Formas de interpretação dos resultados podem ser consultados no relatório final do TCC para sanar duvidas e ou ter melhores interpretações sobre o assunto.

ANEXOS

ANEXO A – Impedâncias dos Condutores de Alumínio CA

Impedâncias dos condutores CA em Ohm/km Temperatura do condutor 50° C Resistividade do solo 100 Ohm Espaçamento equivalente trifásico (1,35m) Frequência 60Hz				
BITOLA	COMPONENTE DE IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA E NEGATIVA		COMPONENTE DE IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA ZERO P/ LINHA SEM NEUTRO MULTI-ATERRADO	
	R1 e R2	X1 e X2	R0	X0
336,4	0,187	0,403	0,364	1,860
4/0	0,297	0,424	0,474	1,882
3/0	0,375	0,433	0,552	1,891
2/0	0,473	0,442	0,650	1,899
1/0	0,595	0,451	0,772	1,917
2	0,946	0,468	1,125	1,926
4	1,504	0,486	1,681	1,943
6	2,400	0,503	2,577	1,961

Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, Anexos)

ANEXO B – Impedâncias dos Condutores de Alumínio CAA

Impedâncias dos condutores CAA em Ohm/km Temperatura do condutor 50° C Resistividade do solo 100 Ohm Espaçamento equivalente trifásico (1,35m) Frequência 60Hz				
BITOLA	COMPONENTE DE IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA E NEGATIVA		COMPONENTE DE IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA ZERO P/ LINHA SEM NEUTRO MULTI-ATERRADO	
	R1 e R2	X1 e X2	R0	X0
336,4	0,190	0,388	0,367	1,846
4/0	0,368	0,475	0,545	1,932
3/0	0,449	0,498	0,626	1,955
2/0	0,556	0,510	0,733	1,967
1/0	0,696	0,520	0,873	1,978
2	1,050	0,525	1,227	1,982
4	1,597	0,522	1,774	1,979
6	2,473	0,529	2,650	1,987

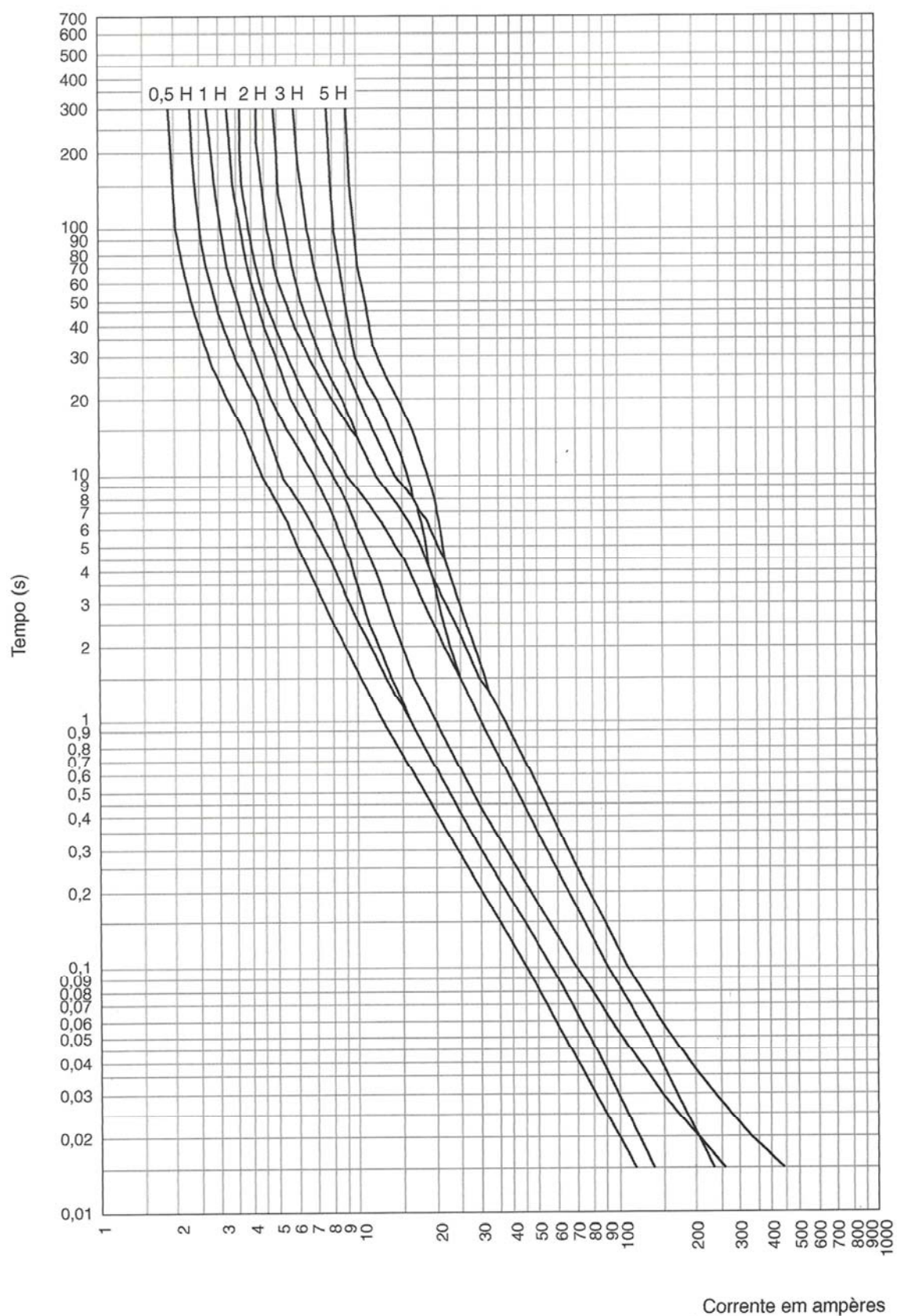
Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, Anexos)

ANEXO C – Impedâncias dos Condutores de Cobre CC

Impedâncias dos condutores Cobre em Ohm/km Temperatura do condutor 50° C Resistividade do solo 100 Ohm Espaçamento equivalente trifásico (1,35m) Frequência 60Hz				
BITOLA	COMPONENTE DE IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA POSITIVA E NEGATIVA		COMPONENTE DE IMPEDÂNCIA DE SEQUÊNCIA ZERO P/ LINHA SEM NEUTRO MULTI-ATERRADO	
	R1 e R2	X1 e X2	R0	X0
4/0	0,188	0,420	0,365	1,878
3/0	0,237	0,426	0,414	1,883
2/0	0,299	0,442	0,476	1,899
1/0	0,377	0,451	0,554	1,908
2	0,596	0,468	0,773	1,925
4	0,934	0,460	1,111	1,947
6	1,482	0,508	1,659	1,965
8	2,359	0,525	2,536	1,982

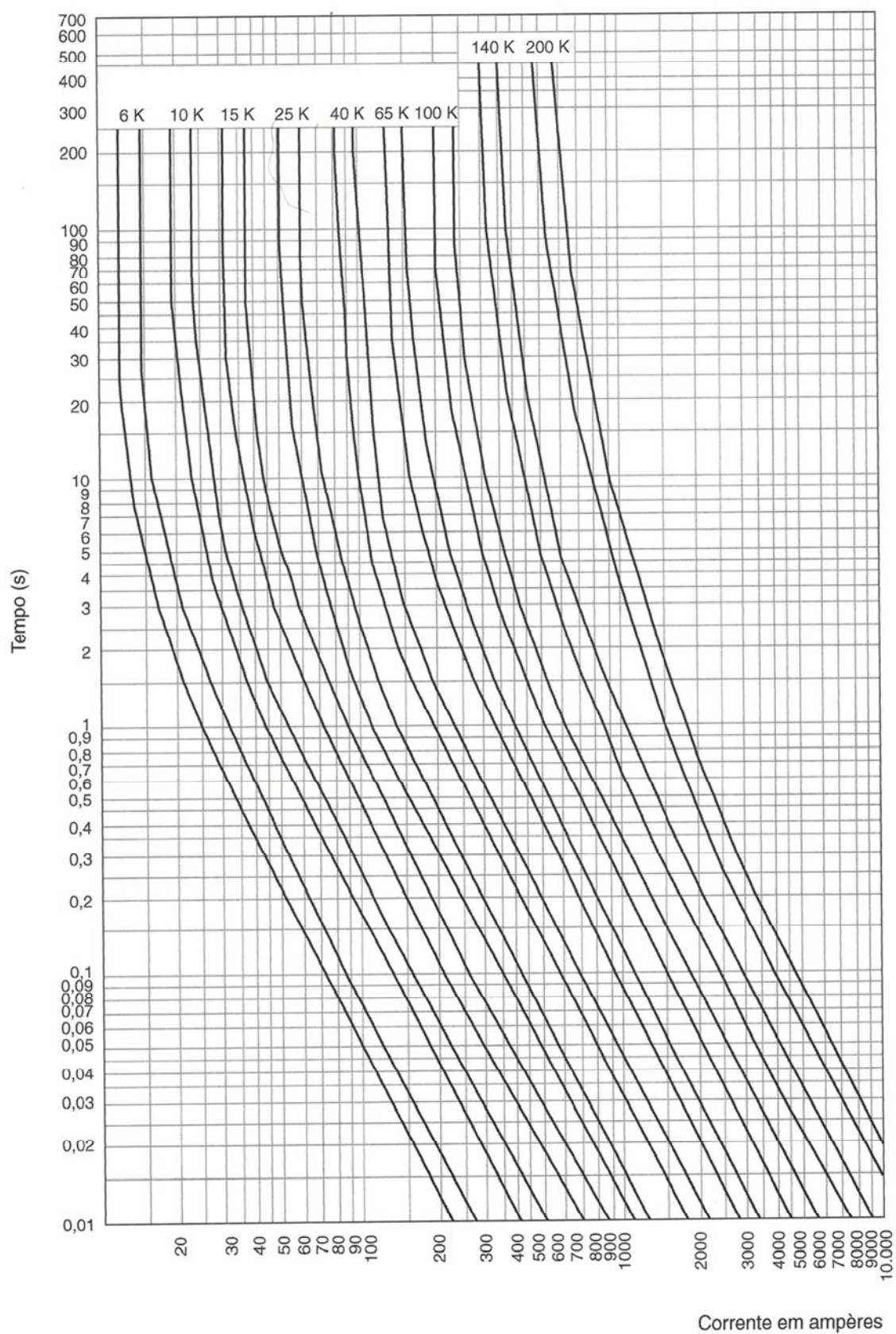
Fonte: Adaptado de Kindermann (1997, Anexos)

ANEXO D – Curva Corrente x Tempo de Fusão Mínimo e Máximo Elo Fusível Tipo H



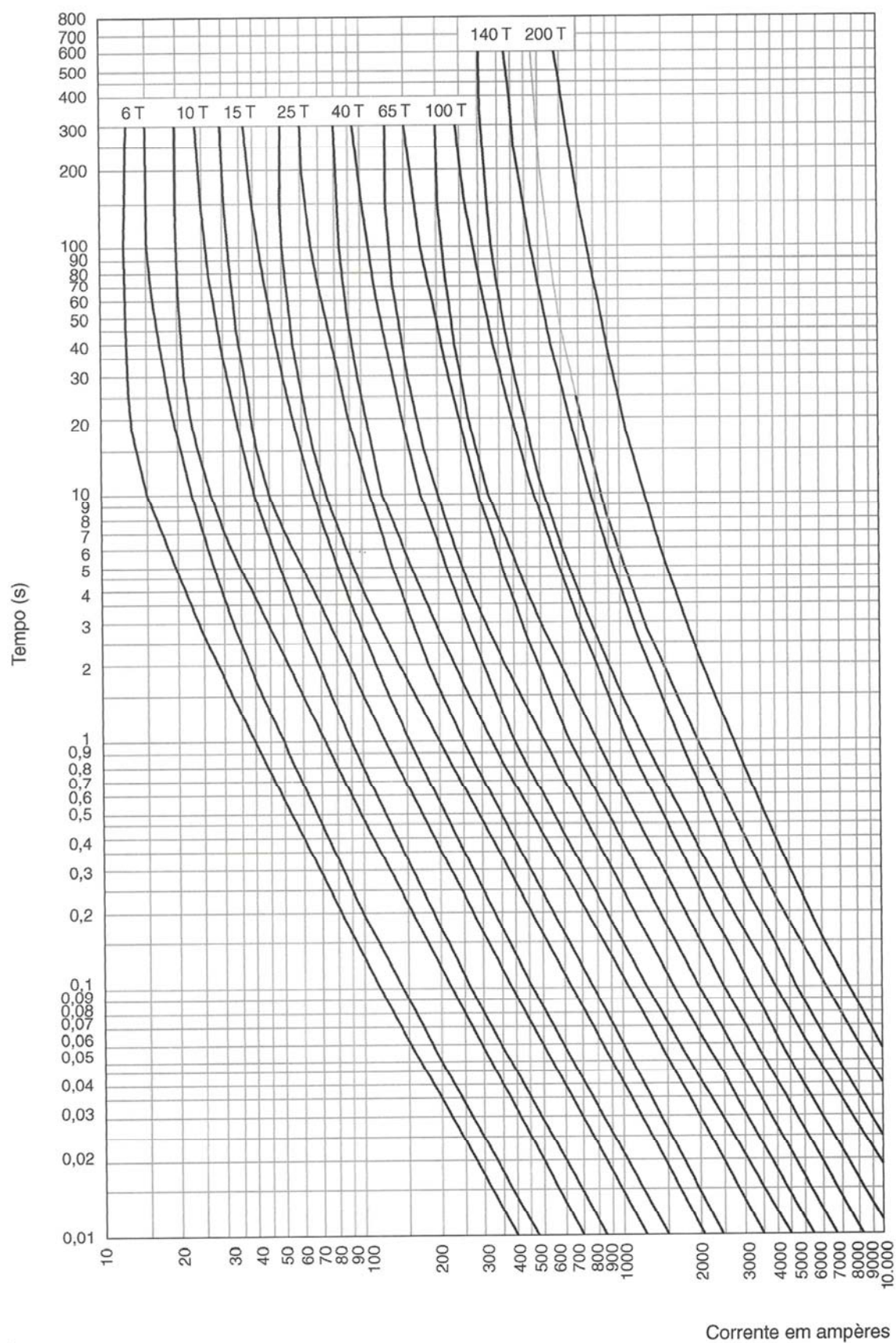
Fonte: Adaptado de Mamede (2013, pg 399)

ANEXO E – Curva Corrente x Tempo de Fusão Mínimo e Máximo Elo Fusível Tipo K



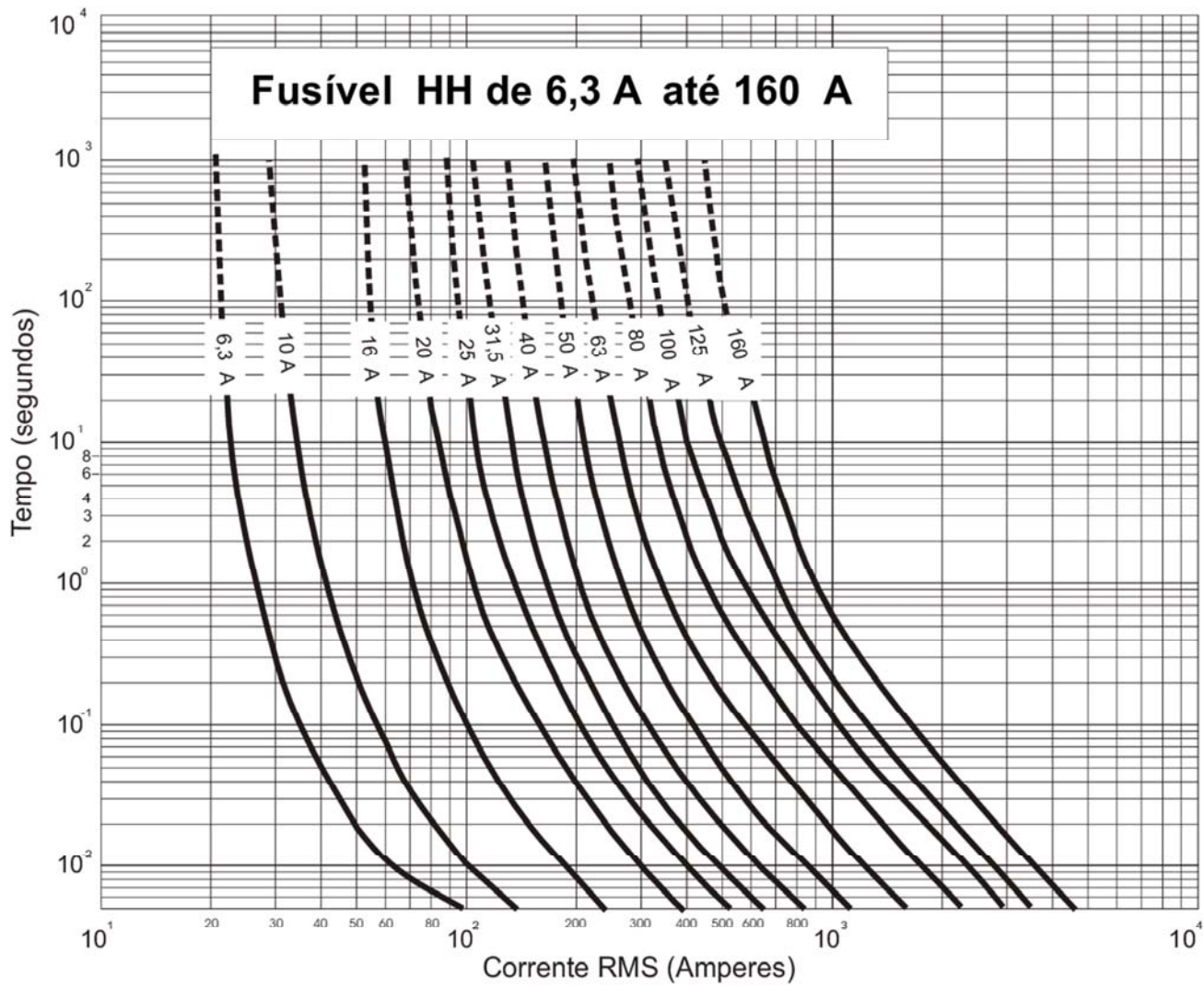
Fonte: Adaptado de Mamede (2013, pg 401)

ANEXO F – Curva Corrente x Tempo de Fusão Mínimo e Máximo Elo Fusível Tipo T



Fonte: Adaptado de Mamede (2013, pg 405)

ANEXO G – Curva Corrente x Tempo Fusível Tipo HH



Fonte: Adaptado de Catálogo Siba (2017)

ANEXO H – Nomenclatura das Funções de Proteção e Manobra (ANSI)

Código	Função
1	Elemento Principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave comutadora de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Detector de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade ou polarização
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condições mecânicas

40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor / chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
48	Relé de sequência incompleta / partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Dispositivo de acoplamento
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detector de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedição
78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga de CC

83	Relé de seleção / transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95	Usado para aplicações específicas
96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
97 a 99	Usado para aplicações específicas
150	Indicador de falta à terra
AFD	Detector de arco voltaico
CLK	Clock
DDR	Sistema dinâmico de armazenamento de perturbações
DFR	Sistema de armazenamento de faltas digital
ENV	Dados do ambiente
HIZ	Detector de faltas com alta impedância
HMI	Interface Homem-Máquina
HST	Histórico
LGC	Esquema lógico
MET	Medição de Subestação
PDC	Concentrador de dados de fasores
PMU	Unidade de medição de fasores
PQM	Esquema de monitoramento de potência
RIO	Dispositivo Remoto de Inputs/Outputs
RTU	Unidade de terminal remoto / Concentrador de Dados
SER	Sistema de armazenamento de eventos
TCM	Esquema de monitoramento de Trip
SOTF	Fechamento sob falta

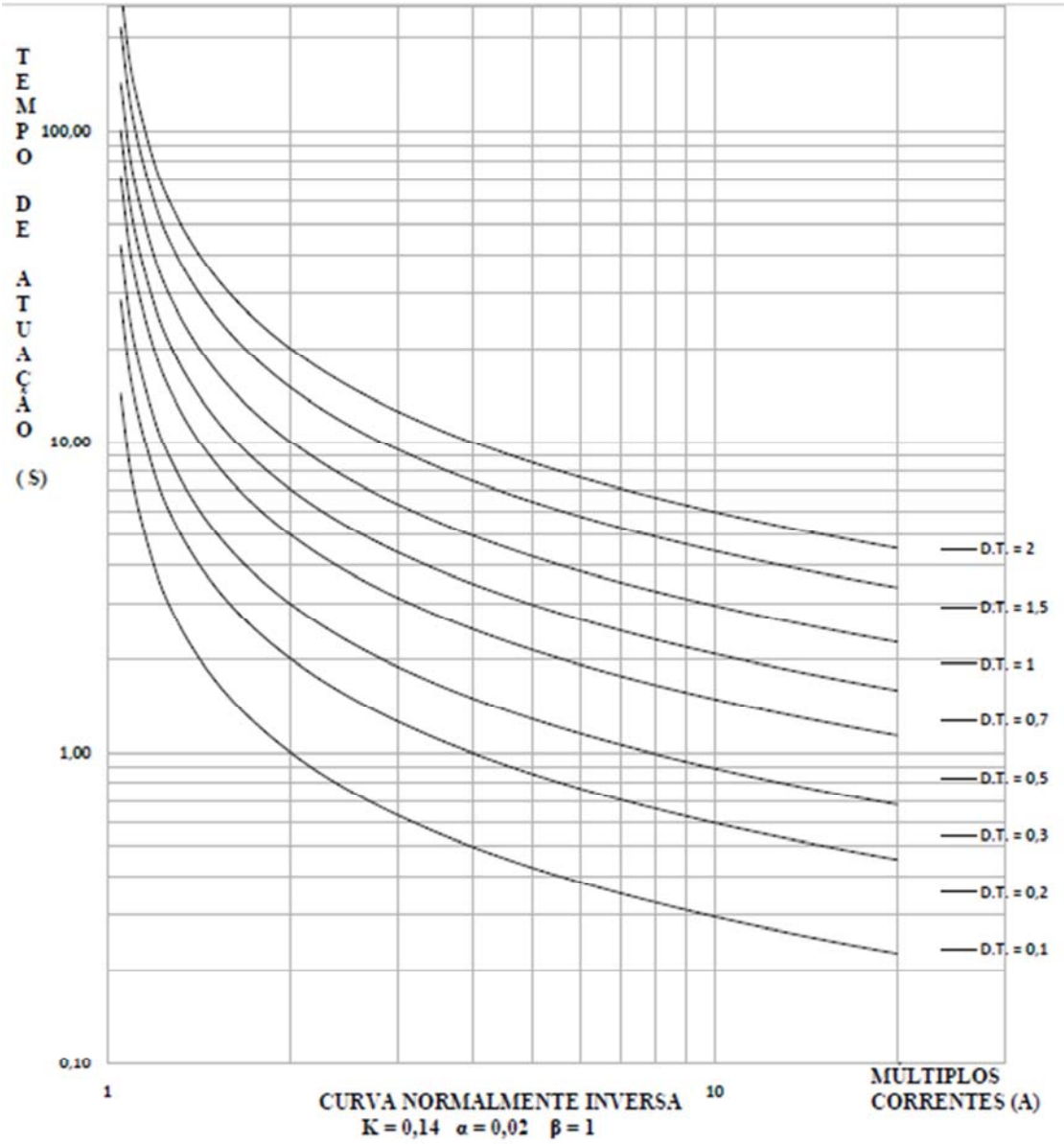
Fonte: Adaptado de <<https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>> Acesso em: 14 ago. 2016

ANEXO I – Nomenclatura Complementar das Funções de Proteção e Manobra (ANSI)

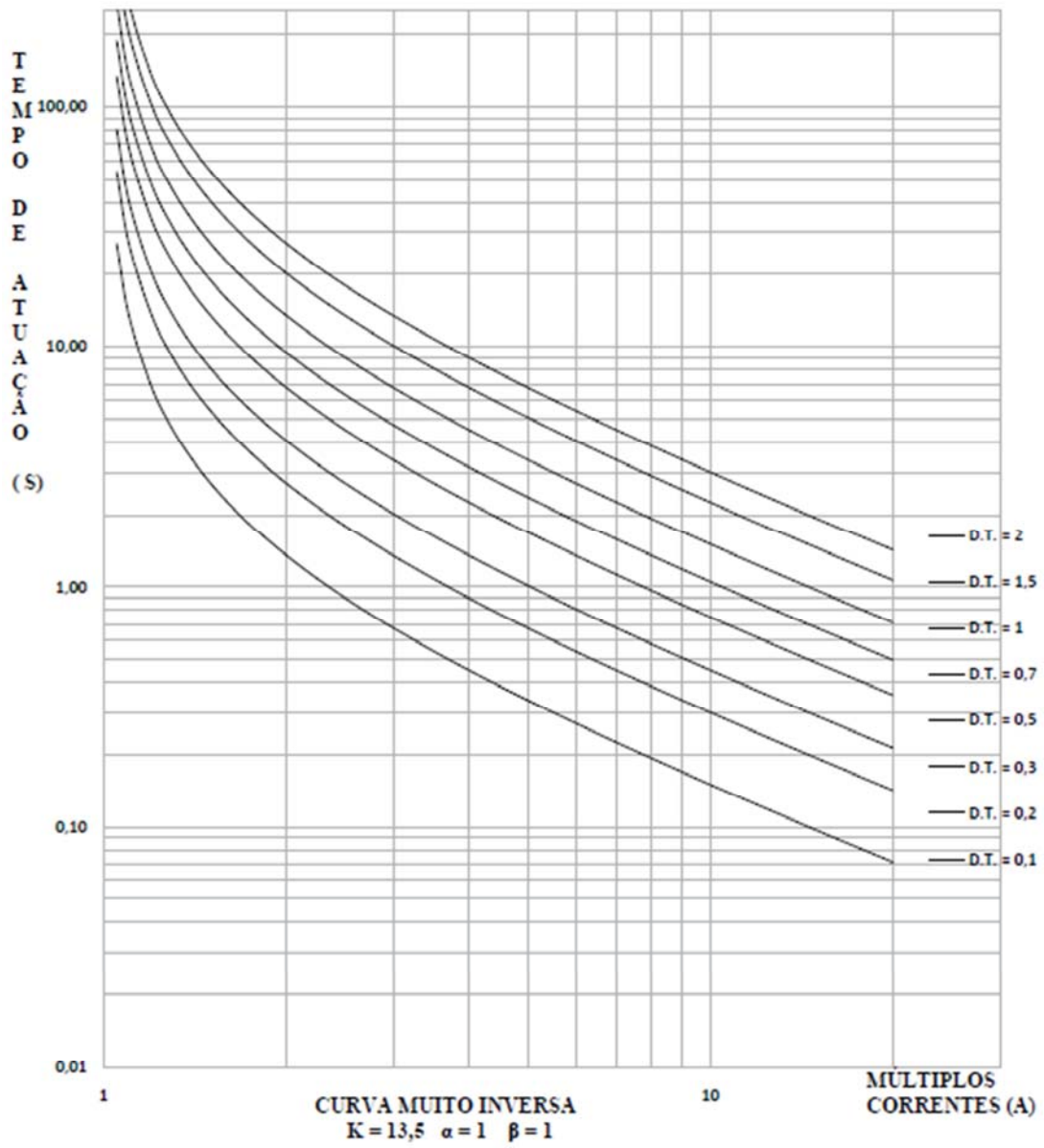
Código	Função
21B	Proteção de subimpedância: contra curtos circuitos fase-fase
27TN	Proteção de subtensão residual de terceira harmônica
37P	Proteção direcional de sobrepotência ativa
37Q	Proteção direcional de sobrepotência reativa
48-51LR	Proteção contra partida longa, rotor bloqueado
49T	Supervisão de temperatura
50N	Sobrecorrente instantâneo de neutro
51N	Sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)
50G	Sobrecorrente instantâneo de terra
50GS	Sobrecorrente instantâneo de terra
51G	Sobrecorrente temporizado de terra e com tempo definido ou curvas inversas
51GS	Sobrecorrente temporizado de terra e com tempo definido ou curvas inversas
50BF	Relé de proteção contra falha de disjuntor
51Q	Relé de sobrecorrente temporizado de sequência negativa com tempo definido
51V	Relé de sobrecorrente com restrição de tensão
51C	Relé de sobrecorrente com controle de torque
59Q	Relé de sobretensão de sequência negativa
59N	Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro
62BF	Relé de proteção contra falha de disjuntor
64G	Relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro
64REF	Proteção diferencial de fuga à terra restrita
67N	Relé de sobrecorrente direcional de neutro instantâneo ou temporizado
67G	Relé de sobrecorrente direcional de terra instantâneo ou temporizado
67Q	Relé de sobrecorrente direcional de sequência negativa
78PS	Proteção de perda de sincronismo
81L	Proteção de subfrequência
81H	Proteção de sobrefrequência
81R	Taxa de variação da frequência (df/dt)
87B	Proteção diferencial de barramento
87T	Relé diferencial de transformador
87L	Proteção diferencial de linha
87G	Relé diferencial de gerador
87GT	Proteção diferencial do grupo gerador-transformador
87B	Proteção diferencial de barra
87M	Proteção diferencial de motores

Fonte: Adaptado de Mamede (2013, p. 12)

ANEXO J – Dias de Tempo para Curva NI



ANEXO K – Dias de Tempo para Curva MI



ANEXO L – Dias de Tempo para Curva EI

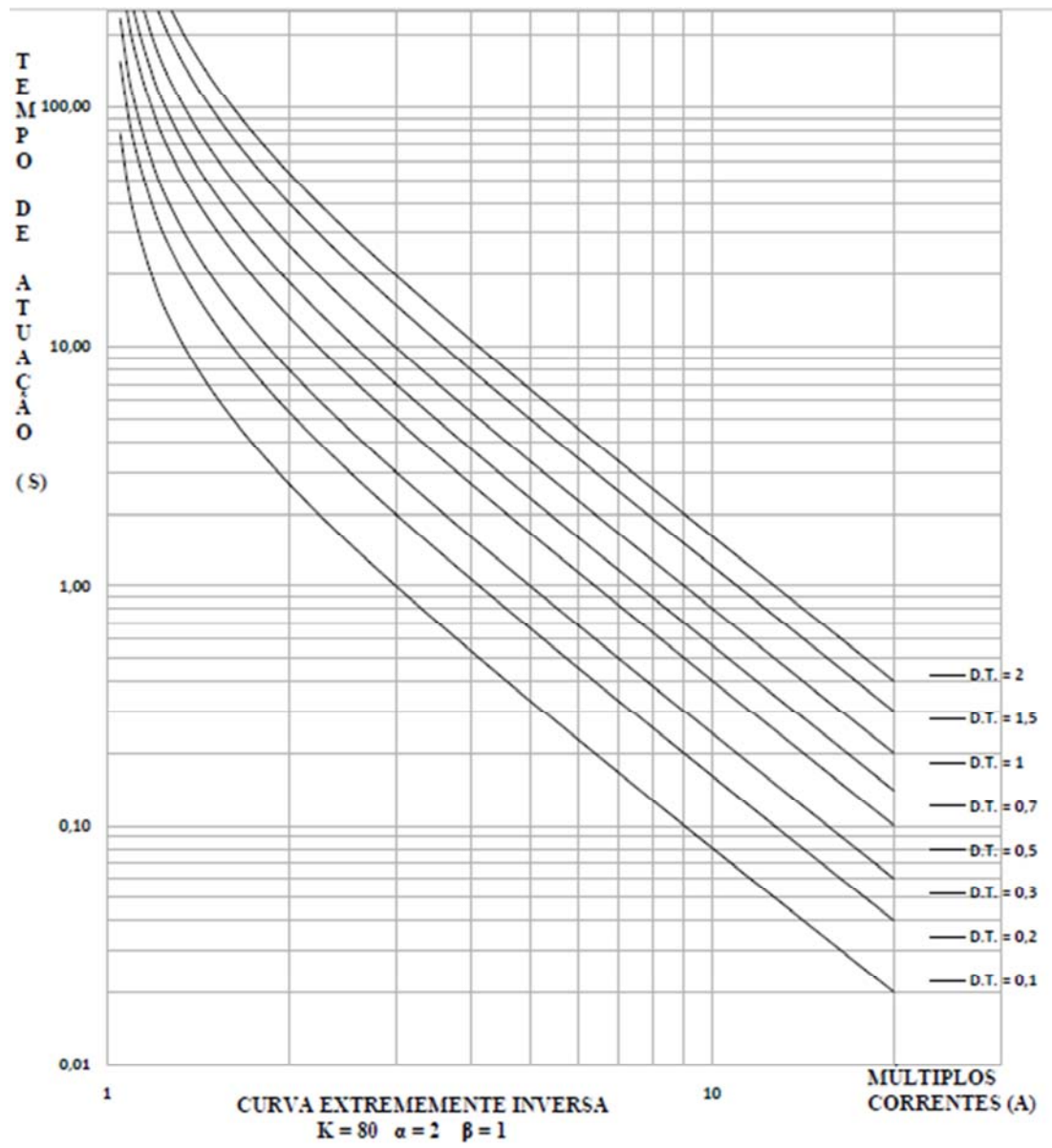


DIAGRAMA MULTIFILAR DE FORÇA

INDUTORES = 3,5mH a 310mH

VARIAÇÃO ATRAVÉS DE INSERÇÃO DE NÚCLEO DE FERRITE 10/50-HP6

PASSAGEM DO CABO PELA JANELA = 10 VOLTS

RTIC=1

TCO2=TCO2-TC12

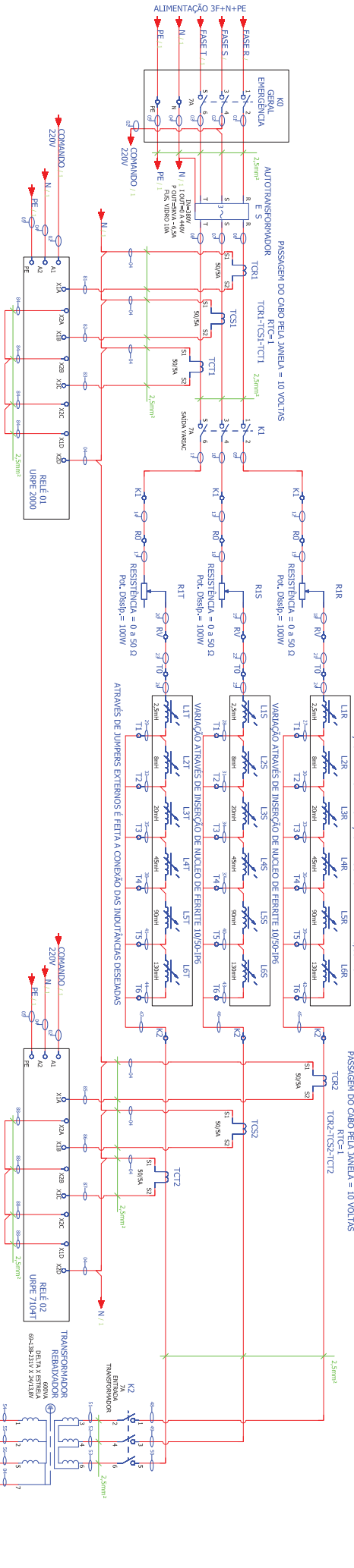
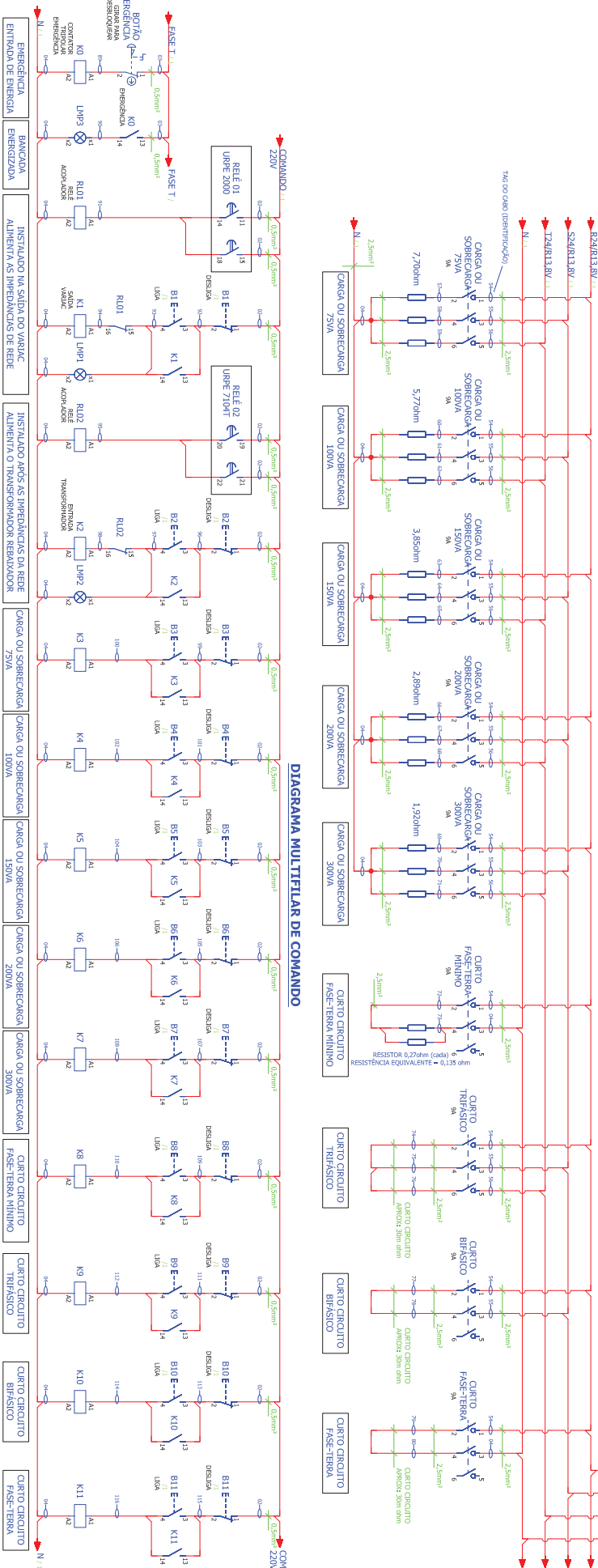
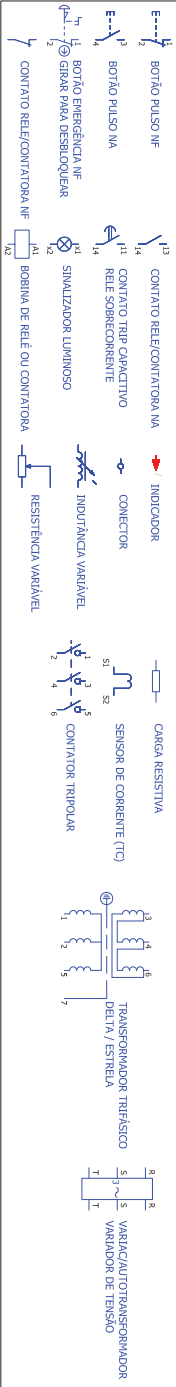


DIAGRAMA MULTIFILAR DE COMANDO



LEGENDA



Acadêmico: Rodrigo Donzelli			
Planta: Diagrama Multifilar de Força e Comando	Emissão: TCC II		
Universidade de Passo Fundo		Projeto: Bancada para Simulação de Coordenação e Seletividade em Redes de Distribuição	
Faculdade de Engenharia e Arquitetura			
Engenharia Elétrica			
		Data: 19/06/2017	

