



Universidade Federal de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

HENRIQUE TABOSA DA SILVA

**ESTUDO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DO RELÉ SEL
311C**

Campina Grande, Paraíba
Agosto de 2011

HENRIQUE TABOSA DA SILVA

ESTUDO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DO RELÉ SEL
311C

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Proteção de Sistemas Elétricos

Orientador:

Prof. Karcus M. C. Dantas, M. Sc.

Campina Grande, Paraíba
Agosto de 2011

HENRIQUE TABOSA DA SILVA

ESTUDO DA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE DO RELÉ SEL 311C

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Proteção de Sistemas Elétricos

Aprovado em / /

Prof. Karcus M.C. Dantas, M.Sc, UFCG
Orientador

Professor Avaliador
Componente da Banca

Dedico este trabalho aos meus pais e ao meu irmão, que sempre foram os meus fiéis conselheiros.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que me proporcionou o dom da vida e a saúde para que fosse possível concluir este trabalho.

Agradeço também a meus pais, Maria da Conceição e Cicero Antônio, ao meu irmão, Hugo Tabosa e a minha tia Maria das Dores por terem abdicado de diversos bens materiais com intuito de me proporcionar uma educação de qualidade, sendo possível chegar onde estou.

Agradeço também a Emanuelle Leite e aos meus amigos que fiz neste curso, por todo apoio e motivação que recebi durante esses cinco anos.

Enfim, agradeço ao meu orientador, professor Karcus Dantas, e a todos que de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para a construção de quem sou hoje.

“Todos caem, apenas os fracos continuam no chão.”

Bob Marley.

RESUMO

Este trabalho de conclusão de curso contempla o estudo da proteção de sobrecorrente fazendo uso do relé digital da Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) modelo 311C, onde haverá três simulações de correntes maiores que a corrente pré-estabelecida, através de um gerador de sinais que simula sinais de corrente para avaliar a atuação da proteção de sobrecorrente de tempo definido e temporizado. Ainda, discute-se os parâmetros de ajuste necessários à programação do relé para a proteção de sobrecorrente . Através da oscilografia gerada pelo próprio relé, pode-se analisar os resultados de cada simulação detalhadamente, desde o tempo para a atuação até os elemento que geraram eventos.

SUMÁRIO

1	Introdução.....	1
2	Relé.....	2
2.1	Definição.....	2
2.2	Finalidade de um Relé	2
2.3	Qualidades Requeridas em um Relé	3
2.4	Classificação dos relés	3
2.5	Relé Digital	5
2.6	Relé Digital 311C da SEL.....	6
3	Proteção de Sobrecorrente	10
3.1	Curva de Tempo Definido.....	11
3.2	Curva de Tempo Dependente.....	11
3.3	Disposição das Proteções de Sobrecorrente	13
3.4	Relação de TC.....	14
4	Programação do Relé 311C da SEL	16
4.1	AcSELerator	16
4.2	Criando uma nova configuração	17
4.3	Escolha do Grupo e Configurações Gerais	18
4.4	Proteção de Sobrecorrente Instantânea ou de Tempo Definido	20
4.5	Proteção de Sobrecorrente Temporizada	22
4.6	TRIP e Registros de Eventos	25
5	Simulações.....	29
5.1	Primeira Simulação	30
5.2	Segunda Simulação	34
5.3	Terceira Simulação	37
6	Configuração da proteção em uma linha	40
6.1	Ajuste da corrente pré-estabelecida	41
6.2	Internalização dos dados no AcSELerator	42
7	Conclusão	44
8	Bibliografia.....	45

1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico de qualquer país ou região precisa ser protegido contra causas naturais e acidentais. Uma das principais partes de um sistema elétrico são as linhas de transmissão, estando às mesmas mais sujeitas a falhas que podem ocasionar a interrupção da energia elétrica.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) possui uma grande extensão, devido a tal fator é necessária uma proteção que seja capaz de identificação de uma falha (falha monofásica, bifásica, trifásica, descargas atmosféricas, etc). O sistema de proteção é de extrema importância em um sistema elétrico, pois é capaz de retirar do sistema uma linha que esteja submetida a algum tipo falha, evitando deste modo que haja um comprometimento do resto do sistema, além de evitar acidentes com animais ou seres humanos em caso do rompimento de alguma fase.

Neste trabalho, sugerimos o estudo da proteção de sobrecorrente em linhas de transmissão, bem como o estudo detalhado de um relé da SEL, o 311C, objetivando a elaboração de um guia para uso técnico deste relé. A proteção de sobrecorrente faz a identificação de uma falha quando ocorre alguma mudança na corrente pré-estabelecida na linha e é comumente utilizada em sistemas elétricos de potência.

2 RELÉ

2.1 DEFINIÇÃO

É um equipamento elétrico utilizado na proteção de sistemas elétricos contra qualquer tipo de anormalidade que possa ocasionar algum distúrbio em equipamentos ou em algum sistema elétrico a ser protegido, geralmente trabalhando em conjunto com um ou mais disjuntores, estes sendo os responsáveis pela interrupção abrupta da energia elétrica.

Sua forma de operação baseia-se na comparação de valores pré-definidos com os valores obtidos em tempo real de um equipamento ou de um sistema, até que haja uma comparação fora dos parâmetros permitidos, onde este sinalizará, acionará alarme ou disjuntor, dependendo sempre da programação ou da característica após a percepção de uma anomalia.

2.2 FINALIDADE DE UM RELÉ

Um relé pode possuir várias funções atreladas ao seu funcionamento, como se pode citar:

- Monitoramento: monitorar as condições de um determinado sistema elétrico de potência
- Proteção: acionar um ou mais disjuntores na percepção de uma anomalia danosa a um equipamento ou até mesmo ao sistema.
- Religamento: após a abertura de um disjuntor e a percepção da não mais existência da anomalia que ocasionou a abertura, aciona o fechamento dos contatos do disjuntor;
- Regulador: é utilizado quando se há um desvio dos parâmetros de um sistema elétrico de potência;
- Auxiliar: opera a partir da resposta de outro relé, estando ele tecnicamente subordinado a outro;

- Sincronismo: assegura os parâmetros adequados para uma interconexão de dois ou mais sistemas elétricos de potência.

2.3 QUALIDADES REQUERIDAS EM UM RELÉ

Para que os relés executem as funções de forma adequada, estes devem ter as seguintes finalidades:

- Ser tão simples e robustos quão possíveis;
- Ser tão rápido o quanto possível, independente da localização da falta;
- Ter baixo consumo de energia elétrica próprio;
- Ter alta sensibilidade e poder discriminação;
- Realizar contatos firmes, para que evite centelhamentos ou ricochetes;
- Manter sua regulação independente das condições atmosféricas e/ou do sistema Elétrico de potência;
- Ter baixo custo;

2.4 CLASSIFICAÇÃO DOS RELÉS

Existe atualmente uma grande variação de relés no mercado, estes podendo ser reduzidos a um pequeno número de tipos:

- a) Quanto às grandezas físicas de atuação:
 - Elétricas;
 - Mecânicas;
 - Térmicas;
 - Óticas;
 - Outras;
- b) Quanto à natureza da grandeza a que respondem:
 - Corrente,
 - Tensão;
 - Potência;
 - Frequência;

- Pressão;
 - Temperatura;
 - Outras;
- c) Quanto ao tipo construtivo:
- Eletromecânico;
 - Mecânico;
 - Eletrônicos;
 - Estáticos;
 - Digitais;
 - Outros;
- d) Quanto à função:
- Sobrecorrente;
 - Subcorrente;
 - Sobretensão;
 - Subtensão;
 - Distância;
 - Outros;
- e) Quanto à forma de conexão do elemento sensor:
- Direto do circuito primário;
 - Através de redutores de medida;
- f) Quanto ao tipo de fonte para a atuação do elemento de controle:
- Corrente alternada;
 - Corrente contínua;
- g) Quanto ao grau de importância
- Principal (51 ASA);
 - Intermediário (86 ASA);
- h) Quanto ao posicionamento dos contatos:

- Normalmente aberto;
 - Normalmente fechado;
- i) Quanto à aplicação:
- Máquinas rotativas;
 - Máquinas estáticas;
 - Linhas aéreas;
 - Linhas subterrâneas;
 - Equipamentos em geral;
- j) Quanto à temporização:
- Instantâneo;
 - Temporizado;

2.5 RELÉ DIGITAL

Os relés digitais começaram a ser fabricados na década de 60, onde começava o processo de automação dos equipamentos, devido ao avanço da microeletrônica. Os relés digitais têm como característica automação de todo processo de identificação de uma anomalia, o que em um relé eletromecânico é feito a partir de uma indução de corrente (mesmo princípio de um motor de indução), passou-se a ser feito por microprocessadores.

Devido à tecnologia empregada na construção de um relé digital, o mesmo é capaz de realizar diversos tipos de proteção, o que não é possível quando se analisa relés mecânicos, eletromecânicos, entre outros. Pode-se citar alguns tipos de proteção que um relé digital é capaz de realizar simultaneamente:

- Sobrecorrente;
- Subcorrente;
- Distância;
- Sobretensão;
- Subtensão;

Devido à capacidade da unificação de varias proteções em um determinado equipamento, a realização de autodiagnostico, possibilidade de localização de faltas, oscilografias, monitoramentos, supervisão de redes, entre outras funções, os relés digitais vem sendo utilizados em larga escala nas subestações.

2.6 RELÉ DIGITAL 311C DA SEL

É um relé para proteção de linhas de transmissão, disparo e religamento mono ou tripolar onde possui as seguintes funções de proteção:

- 50/51 – Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G – Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51Q – Sobrecorrente instantânea e temporizada de sequência negativa;
- 21 – Distância de fase, quatro zonas tipo Mho;
- 21G – Distância de neutro, quatro zonas tipo Mho e quatro zonas tipo quadrilateral;
- 67G – Sobrecorrente direcional de neutro (polarizado por corrente ou tensão);
- 67Q – Direcional de sequência negativa;
- 85 – Esquemas de controle ou teleproteção (PUTT, POTT, DCUB, DCB, DTT, etc. ou lógica programável);
- 78/68 – Disparo e bloqueio por oscilação de potência;
- 79 – Religamento automático monopolar ou tripolar ate quatro tentativas;
- 25 – Verificação de sincronismo;
- 27/59 – Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases;
- 59G – Sobretensão de neutro;
- 59Q – Sobretensão de sequência negativa;
- 50/62BF – Falha no disjuntor;
- 60 – Perda de potencial;
- 81 – Sub/Sobfrequência e taxa de variação de frequência;

As funções de medição são:

- Correntes de fase (I_a , I_b , I_c) e de neutro (I_g), correntes de sequência (I_1, I_2, I_0);

- Tensões de fase (V_a , V_b , V_c) e de sincronismo (V_s), tensões de seqüência (V_1, V_2, V_0);
- Potência ativa e reativa por fase e trifásica (quatro quadrantes);
- Fator de potência por fase e trifásico;
- Demanda de corrente de fase, de neutro e de seqüência negativa;
- Demanda de potência ativa e reativa por fase e trifásica (quatro quadrantes);
- Energia ativa e reativa por fase e trifásica (quatro quadrantes);
- Registro de valores máximos e mínimos de grandezas analógicas;
- Medição sincronizada de fasores (IEEE C37.118).

As funções de monitoramento:

- Oscilografia, armazena até 12 segundos de dados;
- Sequência de eventos, armazena os últimos 1024 eventos;
- Localizador de faltas (LDF), indicação em km ou %.
- Monitoramento do sistema de alimentação auxiliar CC (banco de baterias), fornecendo alarme para sub ou sobretensão;
- Monitoramento de desgaste dos contatos do disjuntor por pólo;
- Contador de operações;
- Monitoramento das bobinas do disjuntor (através de programação lógica)
- Web-server integrado: permite a leitura e verificação de configurações, medições e ajustes através de servidor web integrados ao relé de proteção.

Funções de controle:

- Número de entradas binárias e contatos de saída:
 - STANDARD: 6 entradas e 8 saídas digitais;
 - Com uma placa adicional: 14 entradas e 20 saídas digitais; (opcional)
- Comando de abrir/fechar o disjuntor e/ou seccionadoras, local e remoto;
- Programação através de equações lógicas (SELogic):
 - 16 relés auxiliares / temporizadores, 16 biestáveis, 16 chaves de controle local e remoto
- Programação de até 16 mensagens para serem exibidas no display;
- 10 *pushbuttons* configuráveis sinalizados por led's pré-programados com funções de controle mais comuns; (opcional)

- 2 *pushbuttons* auxiliares sinalizados por led's para abertura/fechamento do disjuntor, independentes eletricamente do relé. Podem ser acionados mesmo com o relé desligado; (opcional)
- Seletividade lógica;
- 6 grupos de ajustes;
- Controle de torque das funções de sobrecorrente;
- 30 – Anunciador;
- 69 – Inibição de fechamento;
- 86 – Retenção de sinal de disparo;

Lógicas adicionais:

- Função 21N quadrilateral com unidade de medição resistiva que evita sobrealcances devido à condição pré-falta e unidade de medição reativa que evita sobrealcance devido à não-homogeneidade do sistema;
- Função 21 de fase compensada, para utilização quando da existência de transformadores Δ -Y entre o ponto de instalação do relé e a linha protegida (relé instalado do lado Δ do transformador);
- Detecção de transitórios em TPC's;
- Compensação do tempo de fechamento do disjuntor na lógica de sincronismo;
- Trecho morto (*stub bus*);
- Energização sob falta (*switch onto fault*);
- Invasão de carga (*load encroachment*);
- Compensação de seqüência zero independente para zona 1 e demais;
- Protocolo *Mirrored Bits* para a comunicação direta relé-a-relé, controle ou teleproteção sem a necessidade do equipamento teleproteção (PUTT, POTT, DCUB, DCB, DTT, etc. ou lógica programável);

A integração do computador com o relé é feita a partir de:

- 1 porta serial EIA-232 frontal;
- 2 portas seriais EIA-232 traseiras;
- 1 porta USB frontal (opcional);
- 1 porta ethernet traseira 10/100BASE-T- conector RJ45;

- 1 porta serial EIA-485 traseira (opcional);
- 1 porta ethernet traseira 100BASE-FX- conector LC (opcional);
- 1 porta ethernet traseira 10/100BASE-T- conector RJ45 (opcional);
- 2 portas ethernet traseiras 100BASE-FX- conector LC (opcional);
- 2 portas ethernet traseiras 10/100BASE-T- conector RJ45 (opcional);
- Sincronização horária por IRIG-B de alta precisão (Conector BNC);
- Sincronização horária por SNTP
- Protocolos:
 - Serial: ASCII, Modbus® RTU, DNP3.0 Serial, SEL Fast Meter, SEL Fast Operate, SEL Fast SER, SEL Fast Message, IEC 61850 (opcional).
 - Ethernet: Modbus® TCP, DNP3.0 LAN/WAN, Telnet, FTP.

Outras características relevantes são:

- Software amigável para parametrização (AcSELeRator);
- Servidor Web: permite aos usuários a visualização de ajustes, seqüencial de eventos (SER), estados e medições via rede Ethernet, com verificação de senha de acesso
- 03 contatos de alta capacidade de interrupção: capacidade de condução contínua 6A, capacidade de estabelecimento de condução 30A, capacidade de interrupção 10A (125Vcc, L/R = 40ms);
- 05 contatos standard: capacidade de condução contínua 6A, capacidade de estabelecimento de condução 30A, capacidade de interrupção 0,3A (125Vcc, L/R = 40ms);
- Tensão auxiliar: 24/48 Vcc ou Vca, 48/125 Vcc ou Vca, 125/250 Vcc ou Vca;
- Temperatura de operação -40° a $+85^{\circ}$ C.

3 PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

A proteção de sobrecorrente tem como grandeza de atuação a corrente elétrica do sistema elétrico. Deve-se estabelecer uma corrente mínima de atuação, para que no momento que o relé identifique uma corrente igual ou superior à corrente pré-estabelecida, o mesmo possa tomar as medidas cabíveis para a proteção do sistema elétrico, sejam elas, desde uma sinalização à abertura do disjuntor.

Este tipo de proteção possui subdivisões relativas direcionalidade ou ao tempo de atuação que se dá após a detecção de uma corrente igual ou superior à corrente pré-estabelecida para a proteção, são elas:

- 50 – Sobrecorrente de fase instantânea;
- 50G – Sobrecorrente residual instantânea;
- 50Q – Sobrecorrente instantânea de sequência negativa;
- 51 – Sobrecorrente temporizada;
- 51G – Sobrecorrente residual temporizada;
- 51Q – Sobrecorrente temporizada de sequência negativa;
- 67G – Sobrecorrente direcional de neutro;
- 67Q – Sobrecorrente direcional de sequência negativa.

A proteção instantânea pode atuar instantaneamente ou a partir de uma curva de tempo definido, possuindo desta forma dois ajustes: corrente mínima de atuação e tempo definido. Já a proteção temporizada tem sua atuação baseada na curva de tempo dependente ou curva de tempo definido e seus ajustes são: corrente mínima de atuação, curva de atuação e o time dial, responsável pelo deslocamento da curva verticalmente.

A proteção de sobrecorrente de neutro serve para identificar cargas desbalanceadas ou faltas monofásicas, estas que ocasionam o surgimento de corrente no neutro ou a contribuição efetiva da sequencia negativa para a falta, no caso de uma falta assimétrica monofásica. Já a proteção de sobrecorrente de sequência negativa serve para identificar principalmente faltas bifásicas, que podem não ser identificadas pela proteção de sobrecorrente de fase, já que a característica desta corrente de falta é uma contribuição efetiva tanto da sequencia negativa quanto da positiva.

3.1 CURVA DE TEMPO DEFINIDO

É a curva onde se ajusta um valor para o tempo de atuação (t_a) e outro valor para a corrente mínima de atuação (ver figura 1). Desta forma, quando o relé de sobrecorrente identificar um valor igual ou superior ao da corrente pré-estabelecida, ele irá atuar, seja mandando um sinal de alerta, ou até mesmo acionando o disjuntor para a retirada da carga defeituosa do sistema.

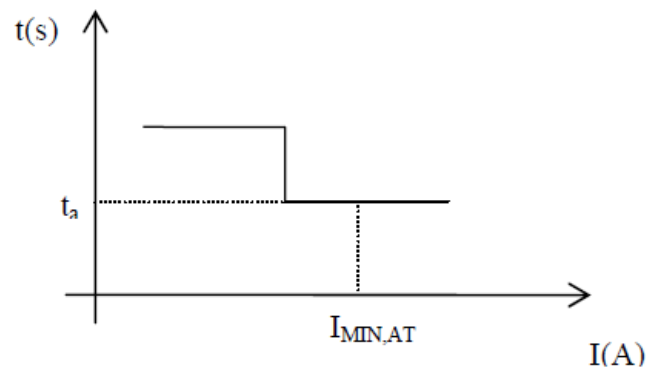


Figura 1 – Curva de Tempo Definido (Fonte: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos UFRN, 2000)

3.2 CURVA DE TEMPO DEPENDENTE

O tempo de atuação do relé dependerá diretamente da magnitude da corrente, para cada valor de corrente, igual ou superior a corrente mínima de atuação, haverá um tempo específico de atuação (ver figura 2). O tempo de atuação é inversamente proporcional a corrente, ou seja, para altos níveis de corrente haverá um tempo cada vez menor.

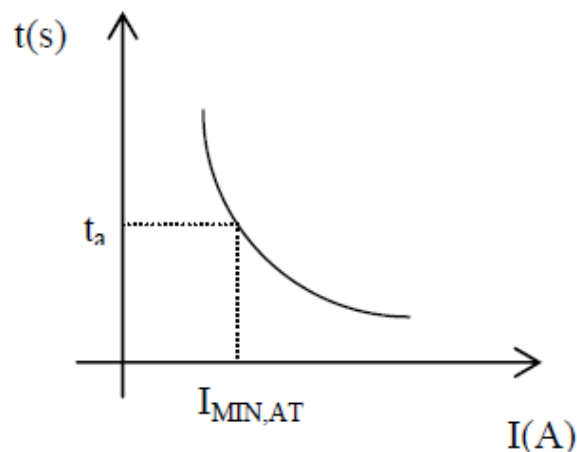


Figura 2 – Curva de Tempo Dependente (Fonte: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos UFRN, 2000)

Como cada sistema elétrico possui suas particularidades, não se aplicaria corretamente a mesma relação de tempo – corrente a todos eles. Dessa forma, as curvas de tempo dependente estão subdivididas em três grupos: Normalmente Inversa (NI), Muito Inversa (MI) e Extremamente Inversa (EI), conforme ilustrado na figura 3.

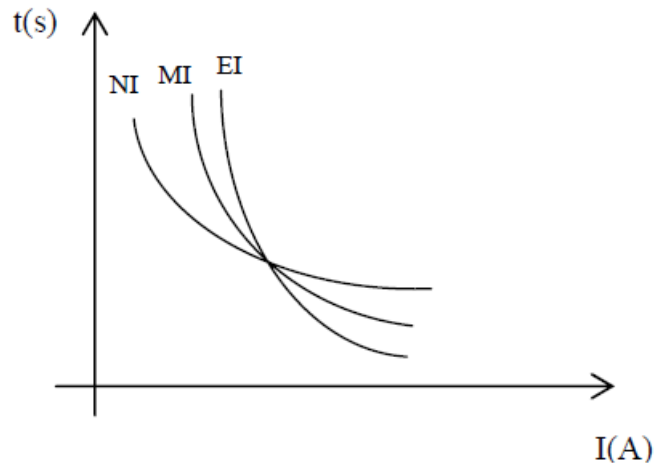


Figura 3 – Tipos de Curvas de Tempo Dependente (Fonte: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos UFRN, 2000)

Por norma, as curvas de tempo dependente devem ser definidas por equações exponenciais, quem tem como modelo a expressão 3.1, na escolha da curva desejada deve-se levar em conta o *Time Dial* (Td ou TMS), que é o parâmetro responsável pelo deslocamento da curva na vertical, conforme ilustrado na figura 4

$$t = \frac{K_1 \times Td}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^{K_2} - 1} \quad (3.1)$$

onde:

- t – Tempo de atuação;
- K_1 / K_2 – Constantes que possuem seus valores atribuídos a inversibilidade da curva;
- Td – Time Dial é o responsável pelo deslocamento da curva ao longo da vertical;
- I – Corrente que chega ao relé através o secundário de um TC;
- I_S – Corrente de ajuste, ou corrente pré-estabelecida.

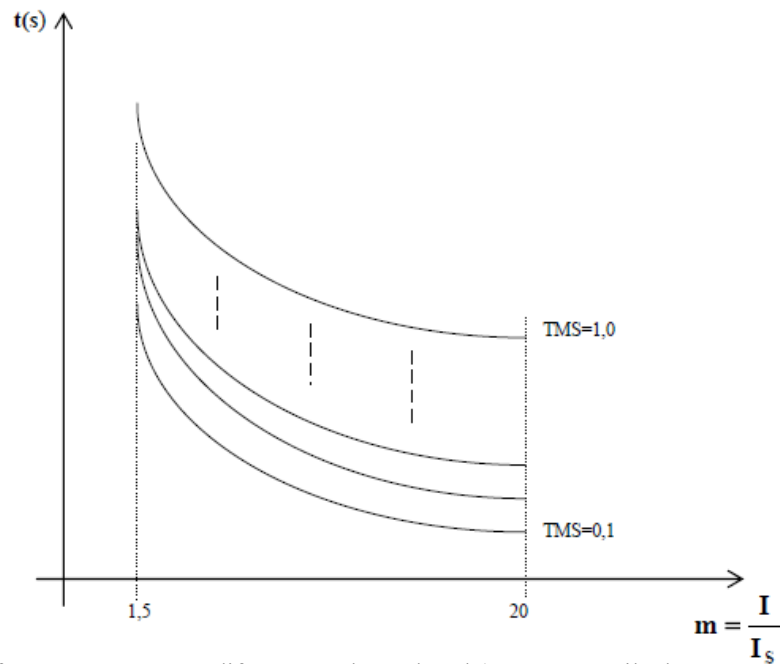


Figura 4 – Diferentes curvas para diferentes valores de T_d (Fonte: Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos UFRN, 2000)

3.3 DISPOSIÇÃO DAS PROTEÇÕES DE SOBRECORRENTE

Deve-se ter um esquema de ligação em que os relés entrem em operação em qualquer tipo de falta que possa chegar a ocorrer, seja a mesma simétrica ou assimétrica. Para que haja uma maior eficácia do sistema de proteção, busca-se em caso de falta, que a mesma seja percebida por no mínimo dois relés, diminuindo consideravelmente a probabilidade da não percepção da falta. Para que isto seja possível deve-se utilizar um relé de fase de sobrecorrente (50/51) e um de sobrecorrente de sequência negativa (50Q/51Q) em cada fase do circuito, além de um relé de neutro de sobrecorrente (50N/51N). Dessa forma, garante-se a sensibilidade do sistema de proteção para faltas simétricas e assimétricas, com ressalva às faltas com alto valor de impedância, o que pode comprometer a eficácia do sistema de proteção de sobrecorrente, seja ela instantânea ou temporizada, pois pode acarretar a não percepção da falta.

Os relés digitais podem fazer diversas formas de proteção aturem simultaneamente, desta forma é necessário apenas um relé para desempenhar as funções de sobrecorrente de sequência negativa, direcional, distância, entre outras.

3.4 RELAÇÃO DE TC

Os relés de um sistema de proteção não podem ser ligados diretamente ao sistema elétrico devido aos altos valores de corrente e tensão, o que consequentemente acarretaria a danificação dos mesmos. Para que se possa conhecer o valor da corrente e da tensão na linha de transmissão, utiliza-se os transformadores de corrente (TC) e tensão (TP), respectivamente, os quais reproduzem em seus secundários valores aproximados de corrente e de tensão do primário transformados por uma relação de espiras conhecida. Como a proteção em estudo é a proteção de sobrecorente, esta se baseia para a sua atuação valores de corrente, necessitando desta forma somente o monitoramento da corrente através de um TC.

Por se tratar da utilização de TC para um sistema de proteção, a classe de exatidão é de 10% a 20%, não havendo necessidade de uma classe de exatidão mais precisa devido aos altos valores de corrente de curto circuito.

Para o dimensionamento da proteção de um sistema elétrico, deve-se primeiramente conhecer a corrente nominal do sistema, sendo esta a corrente que circula no primário do TC. A corrente nominal do primário de um TC deve ser maior ou igual à relação da corrente de curto circuito máxima e o fator de sobrecorrente (FS) do TC (ver expressão 3.2), e não devendo ser menor que a corrente de carga máxima multiplicada pelo fato de crescimento de carga K, conforme representado pela expressão 3.3.

$$I_{NP} \geq \frac{I_{CC \text{ Máximo}}}{FS} \quad (3.2)$$

$$I_{NP} \geq K \times I_{Carga \text{ Máxima}} \quad (3.3)$$

onde:

- I_{NP} – Corrente no primário do TC;
- I_{CC} – Corrente de curto circuito máxima;
- FS – Fator de sobrecorrente;
- K – Fator de crescimento de carga;
- $I_{Carga \text{ Máxima}}$ – Corrente de carga máxima;

Para se determinar o valor da corrente de carga máxima, tem-se que considerar possíveis cargas que venham a fazer parte do sistema, caso o mesmo possua circuito de transferência, para que desta forma o sistema de proteção não identifique uma entrada adicional de carga como uma possível ocorrência de falta no sistema. Portanto, quando se tem circuito de transferência, a corrente de carga máxima deverá ser o somatório da corrente nominal do circuito a ser protegido mais as correntes dos possíveis circuitos que poderão fazer parte. Quando não se possui circuito de transferência, a corrente nominal do primário deverá ser a soma da corrente do circuito a ser protegido mais a corrente de um eventual circuito que possa ser incorporado ao sistema.

Quando determinado a corrente nominal do primário de um TC, deve-se estabelecer a relação de transformação de corrente (RTC), para que a corrente a circular no instante da falta no secundário do TC seja em torno de 5 A. Assim a RTC é a razão entre a corrente do primário pela corrente do secundário (ver expressão 2.3) . Lembrando que o valor encontrado deve ser adaptado para os valores de RTC existentes no mercado, escolhendo o que mais se adapta ao sistema.

$$I_{NS} = \frac{I_{NP}}{RTC} \quad (3.4)$$

onde:

- I_{NP} – Corrente no primário do TC;
- I_{NS} – Corrente no secundário do TC;
- RTC – Relação de Transformação de Corrente;

4 PROGRAMAÇÃO DO RELÉ 311C DA SEL

A programação do relé é bastante simples, desde que se conheça a família, o modelo e a versão do relé que se quer trabalhar. Para isto, é necessário o programa AcSELerator e um canal de comunicação eficiente entre um computador e o relé, que possui como entrada de dados uma porta serial do tipo 232 COM.

A seguir será mostrado os passos necessários para a configuração no AcSELerator da proteção de sobrecorrente de tempo definido e temporizada e como obter a oscilografia gerada pelo relé para uma posterior análise.

4.1 ACSELERATOR

A SEL fornece em seu site um programa gratuito pra que se possa fazer a programação do relé com a proteção desejada. Este programa (ver figura 5) não é de uso exclusivo de apenas um modelo de relé, onde há opção da escolha da família, do modelo e da versão do relé em que se deseja trabalhar.



Figura 5 – Programa AcSELerator

4.2 CRIANDO UMA NOVA CONFIGURAÇÃO

Quando se inicia o programa AcSELERator, e deseja-se criar um novo arquivo para uma nova programação de proteção deve-se escolher a opção “*New, creat new settings*”, como mostrado na figura 6.



Figura 6 – Tela inicial do programa AcSELERator

Após selecionar a opção de criar uma nova configuração irá aparecer a opção para a escolha da família, do modelo e da versão do relé que se quer trabalhar como é mostrado na figura 7. O relé em estudo é o da família 311, modelo 311C 0032 3254 X1 e versão 4, que é obtida através do oitavo caractere após a identificação do modelo que no caso é o 311C.

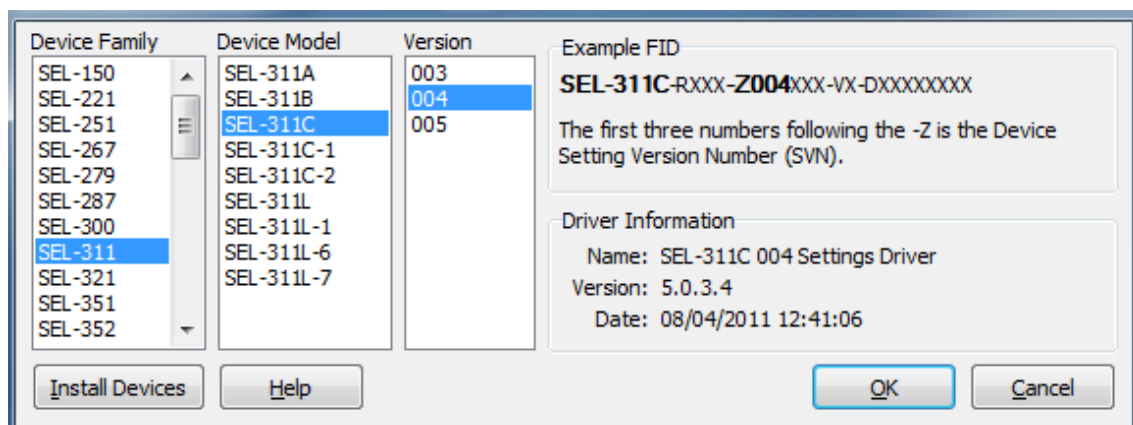


Figura 7 – Menu para escolha do relé a se trabalhar

As próximas configurações devem ser realizadas de acordo com a numeração do modelo como é mostrado a seguir na figura 8, sendo essas:

- *User Interface*: Esta configuração define a interface utilizada, que no caso serão duas, o lcd e os indicadores chamados de targets. O lcd é o visor onde aparece as amplitudes das correntes em tempo real, como algumas informações, estando localizado na parte frontal do relé. Já os targets, também localizados na parte frontal do relé, são leds indicadores de cor vermelha de alguma ação do relé, como por exemplo da atuação de alguma proteção.
- *Secondary Input Current*: é em relação à RTC, pois define a corrente que será utilizada no secundário do TC.
- *I/O Board*: refere-se à possibilidade de ter mais entradas ou saídas adicionais, que no nosso caso não teve;
- *Communications Protocol*: referente ao protocolo de comunicação.

Part Number: 0311C * * * 2 * * 5 * X 1

User Interface
2 = LCD and Targets

Secondary Input Current
5 = 5 Amp Phase and Neutral

I/O Board
X = No Additional I/O

Communications Protocol
1 = DNP 3.0 L2

OK

Figura 8 – Configuração a partir da numeração do modelo

4.3 ESCOLHA DO GRUPO E CONFIGURAÇÕES GERAIS

O relé 311C permite a configuração de seis grupos diferentes, figura 9, onde em cada grupo é possível programar diferentes e simultâneas formas de proteção, umas das vantagens da utilização de relés digitais.

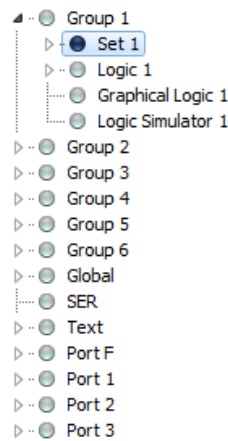


Figura 9 – Escolha do Grupo

Após a escolha do grupo configura-se o item *set* onde se programa toda proteção do grupo selecionado. Após a abertura da aba *set*, figura 10, pode-se programar todos os tipos de proteção fornecido pelo relé 311C versão 4, começando pela *General Settings*, primeiro parâmetro a ser configurado.

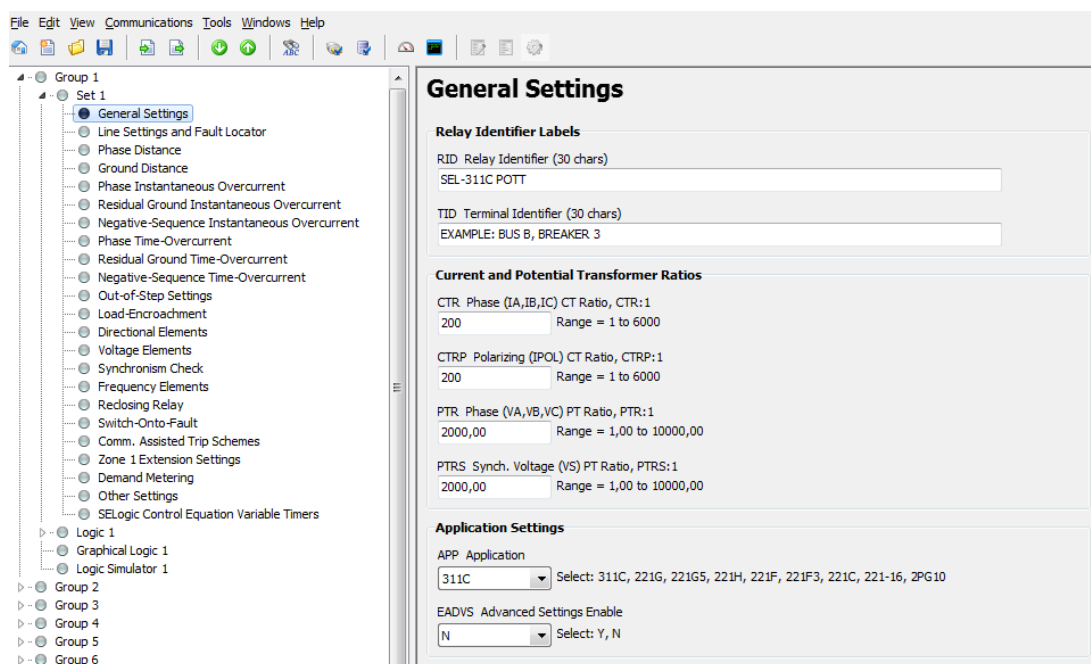


Figura 10 – General Settings

Na aba *General Setting*, o campo *RID - Relay Identifier Labels* serve para identificar o relé ou o tipo de proteção que está em uso. Já o *TID - Terminal Identifier* serve para identificar a subestação ou a linha em que se está aplicando a proteção. Ainda nesta aba coloca-se a relação de transformação de TC, sendo ele de fase ou de polarização, identificados por *CTR Phase* e *CTRP Polarizing*. Sendo possível também a escolha da relação de transformação para um TP, caso a proteção escolhida trabalhe com níveis de tensões, podendo escolher as relações de TPs de fase ou de sincronismo,

PTR Phase e *PTRS Synch*. Para proteção de sobrecorrente em estudo só foi necessário a utilização da relação de transformação do campo *CTR Phase*.

A penúltima configuração feita nesta aba é no *APP Application*, onde se escolhe o modelo do relé em uso, pois é possível trabalhar com os relés da série SEL-221, usando como base o SEL-311C. Por fim o campo *EADV Advanced Settings Enable* permite a escolha de ajustes avançados, o qual permite a ativação de algumas funções referente, por exemplo, a proteção de distância.

4.4 PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE INSTANTÂNEA OU DE TEMPO DEFINIDO

Para a configuração da proteção de sobrecorrente instantânea não é necessário o preenchimento de todos os campos do grupo selecionado, já que algumas abas são referentes a tipos de proteções específicas, como é o caso das abas *Line Settings and Fault Locator*, *Phase Distance* e *Ground Distance*, que são específicos para a proteção de distância. Deve-se selecionar a aba *Phase Instantaneous Overcurrent*, a qual é responsável pela proteção de sobrecorrente instantânea, figura 11.

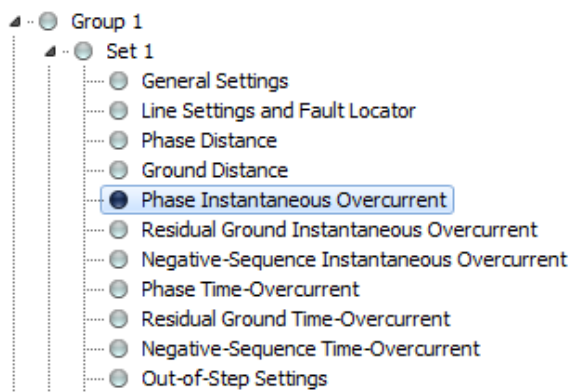


Figura 11- Phase Instantaneous Overcurrent

Existem três tipos de níveis de proteção de sobrecorrente instantânea ou de tempo definido, podendo estes serem escolhidos no campo *E50P Enable Phase Overcurrents Elements* como é mostrado na figura 12.

E50P Enable Phase Overcurrent Elements

E50P Enable Phase Overcurrent Elements

1 Select: N, 1-3

Figura 12 – E50P Enable Phase Overcurrent Elements

Posteriormente à escolha da ativação das unidades de sobrecorrente, deve-se definir a grandeza de operação de cada nível, onde cada nível é responsável por uma zona de atuação, selecionado nos campos 50P1P, 50P2P e 50P3P, onde em cada campo destes deve-se colocar o valor da corrente pré-estabelecida desejada, referente a cada zona, levando em consideração sempre a relação de transformação do transformador de corrente (ver figura 13). A vantagem da escolha de um número maior de níveis favorece a precisão da proteção, pois desta forma ela estará pronta para defeitos mais específicos que uma determinada linha possa ter.

Phase Instantaneous Overcurrent Elements

50P1P Level 1 (Amps secondary)
2,00 Range = 0,25 to 100,00, OFF

50P2P Level 2 (Amps secondary)
2,50 Range = 0,25 to 100,00, OFF

50P3P Level 3 (Amps secondary)
3,00 Range = 0,25 to 100,00, OFF

Figura 13 – Phase Instantaneous Overcurrent Elements

Caso se deseje que a proteção instantânea possua um retardo, ou seja, possua um tempo definido para a atuação, devem-se preencher os campos referentes a cada nível que se deseje realizar um retardo em número de ciclos, como é visto na figura 14.

Phase Definite-Time Overcurrent Elements

67P1D Level 1 (cycles in 0.25 increments)
10,00 Range = 0,00 to 16000,00

67P2D Level 2 (cycles in 0.25 increments)
15,00 Range = 0,00 to 16000,00

67P3D Level 3 (cycles in 0.25 increments)
20,00 Range = 0,00 to 16000,00

Figura 14 – Time Overcurrent Elements

4.5 PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE TEMPORIZADA

Para realizar a configuração da proteção de sobrecorrente temporizada deve-se selecionar a aba Phase Time Overcurrent e ativar a opção E51P *Enable Phase Time-Overcurrent*, como mostrado na figura 15.

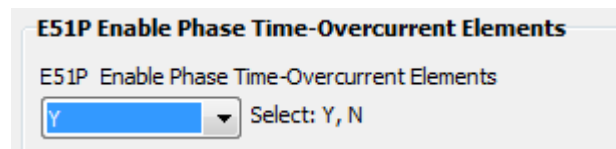


Figura 15 – E51P Enable Phase Time-Overcurrent Elements

Após a ativação da proteção de sobrecorrente temporizada é necessário escolher a corrente de *pickup* ou corrente pré-estabelecida que deve ser feita no campo 51PP *Pickup*, como mostrado na figura 16, considerando sempre a relação de transformação do transformador de corrente.

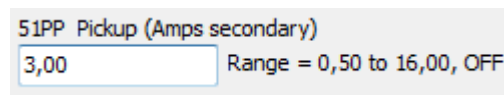


Figura 16 – 51PP Pickup

Toda proteção de sobrecorrente temporizada está sempre associada a uma curva de tempo dependente, esta deve ser escolhida de acordo com a necessidade de proteção do sistema. Devendo assim ser uma escolha minuciosa do tempo de atuação de corrente de *pick-up*. A escolha da característica da inversidade da curva é realizada no campo 51PC *Curve*, e o ajuste da característica é realizado no campo 51PTD *Time Dial*, figura 17. Alguns modelos de curvas de tempo inverso podem ser observadas nas figuras 18 e 19.

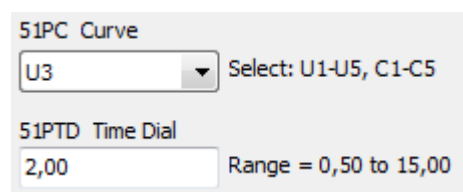


Figura 17 – 51PC Curve e 51PTD Time Dial

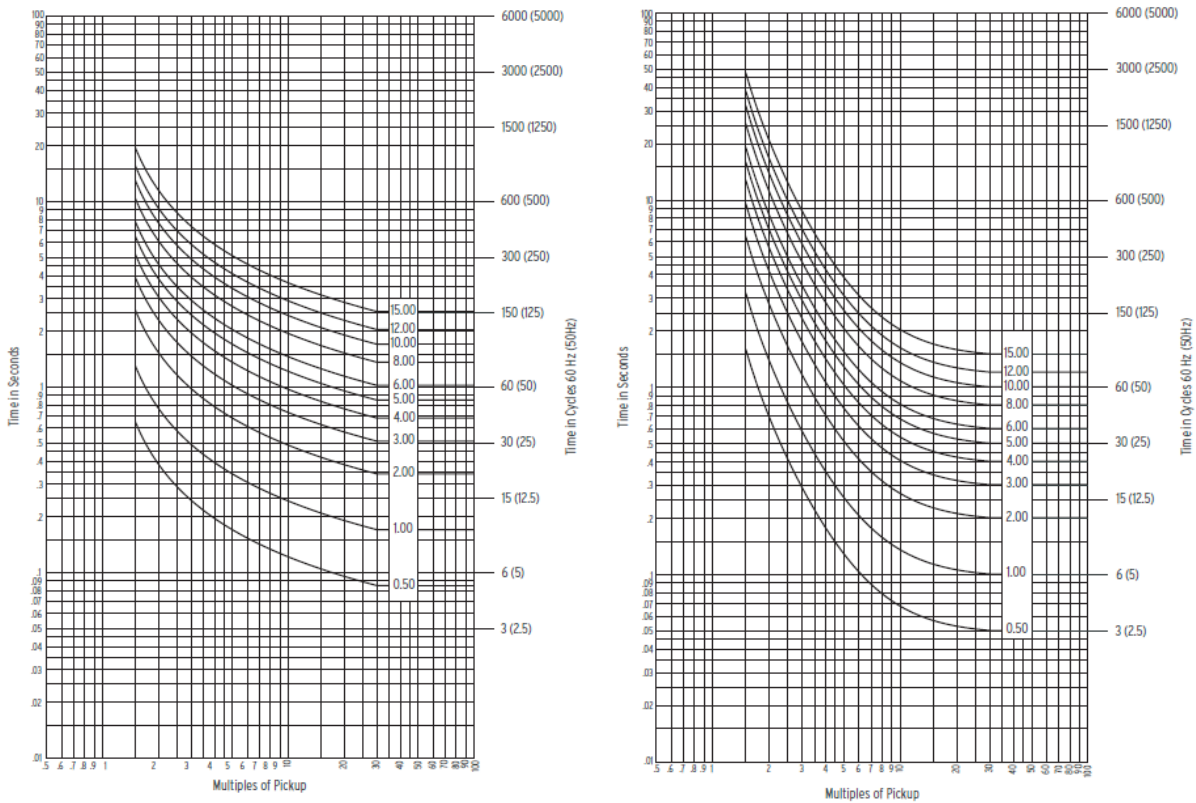


Figura 18 – Curvas U1 e U3 respectivamente (Fonte: SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. SEL-311C instruction manual)

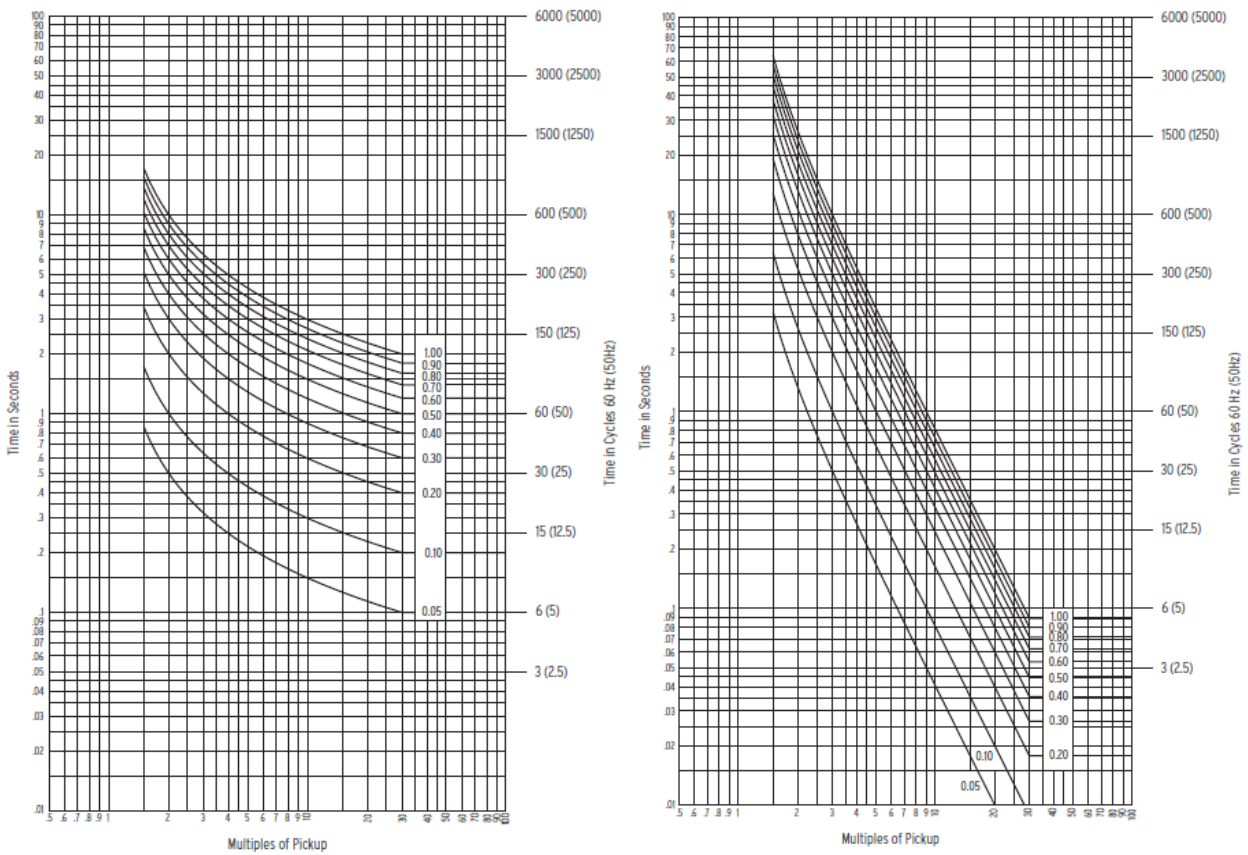


Figura 19 – Curvas C1 e C3 respectivamente (Fonte: SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. SEL-311C instruction manual)

As curvas de tempo dependente do relé 311C da SEL estão conforme IEEE C37.112-1996 IEEE, como é mostrado nas tabelas 1 e 2.

Tabela 1 – Grupo US de curvas

Curve Type	Operating Time	Reset Time
U1 (Moderately Inverse)	$T_p = TD \cdot \left(0.0226 + \frac{0.0104}{(M^{0.02} - 1)} \right)$	$T_r = TD \cdot \left(\frac{1.08}{(1 - M^2)} \right)$
U2 (Inverse)	$T_p = TD \cdot \left(0.180 + \frac{5.95}{(M^2 - 1)} \right)$	$T_r = TD \cdot \left(\frac{5.95}{(1 - M^2)} \right)$
U3 (Very Inverse)	$T_p = TD \cdot \left(0.0963 + \frac{3.88}{(M^2 - 1)} \right)$	$T_r = TD \cdot \left(\frac{3.88}{(1 - M^2)} \right)$
U4 (Extremely Inverse)	$T_p = TD \cdot \left(0.0352 + \frac{5.67}{(M^2 - 1)} \right)$	$T_r = TD \cdot \left(\frac{5.67}{(1 - M^2)} \right)$
U5 (Short-Time Inverse)	$T_p = TD \cdot \left(0.00262 + \frac{0.00342}{(M^{0.02} - 1)} \right)$	$T_r = TD \cdot \left(\frac{0.323}{(1 - M^2)} \right)$

Tabela 2 – Grupo I.E.C. de curvas.

Curve Type	Operating Time	Reset Time
C1 (Standard Inverse)	$T_p = TD \cdot \left(\frac{0.14}{(M^{0.02} - 1)} \right)$	$T_r = TD \cdot \left(\frac{13.5}{(1 - M^2)} \right)$
C2 (Very Inverse)	$T_p = TD \cdot \left(\frac{13.5}{(M - 1)} \right)$	$T_r = TD \cdot \left(\frac{47.3}{(1 - M^2)} \right)$
C3 (Extremely Inverse)	$T_p = TD \cdot \left(\frac{80.0}{(M^2 - 1)} \right)$	$T_r = TD \cdot \left(\frac{80.0}{(1 - M^2)} \right)$
C4 (Long-Time Inverse)	$T_p = TD \cdot \left(\frac{120.0}{(M - 1)} \right)$	$T_r = TD \cdot \left(\frac{120.0}{(1 - M)} \right)$
C5 (Short-Time Inverse)	$T_p = TD \cdot \left(\frac{0.05}{(M^{0.04} - 1)} \right)$	$T_r = TD \cdot \left(\frac{4.85}{(1 - M^2)} \right)$

onde:

T_p – Tempo de operação em segundos;

T_r – Tempo de reset em segundos;

TD – Time Dial;

M – Múltiplos da corrente de pick-up.

O ultimo parâmetro para a configuração da programação de sobrecorrente temporizada é referente ao *reset* da função de tempo inverso será instantânea ou não. Caso seja instantânea, a opção a ser selecionada é N, caso contrário, Y, como mostra a figura 20.

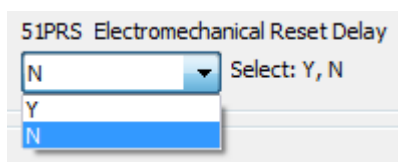


Figura 20 – 51PRS Electromechanical Reset Delay

4.6 TRIP E REGISTROS DE EVENTOS

Trip é o nome dado quando o relé sinaliza para que o disjuntor ou outro equipamento de proteção entre em atuação após a percepção de algum tipo de falta. É extremamente importante selecionar corretamente os elementos passíveis a geração de trip para o correto funcionamento de um sistema de proteção.

Em qualquer tipo de proteção é necessário conhecer o esquema logico correspondente, para assim selecionar corretamente os elementos geradores de trip e de eventos. Na proteção de sobrecorrente instantânea ou a tempo definido a sensibilidade a faltas de cada nível são referente às três fases simultaneamente. Quando há a percepção de uma corrente maior que a corrente pré-estabelecida, o elemento 50P1 é setado para o nível lógico um.

O elemento 50P1 será gerador de trip em caso de uma proteção de sobrecorrente instantânea ou pode somente ser registrado como evento no caso da proteção de sobrecorrente a tempo definido, onde o elemento gerador de trip é o 67P1T, que se situa na saída de um bloco de atraso, conforme figura 19. Antes do bloco referente ao atraso há uma função lógica do tipo AND, onde há a comparação entre o controle de torque do elemento de nível um, 67P1TC, e do 50P1P, em que ambos sendo lógica ativa 1, a saída será o elemento 67P1. O elemento 67P1 pode ser gerador de trip na proteção de sobrecorrente instantânea, caso contrário ela passará por um atraso, e a proteção será de sobrecorrente de tempo definido.

Esta lógica é aplicável a todos os três níveis da proteção de sobrecorrente instantânea ou a tempo definido, como é mostrado na figura 21, onde pode-se observar que nenhum nível é dependente de alguma função do nível anterior.

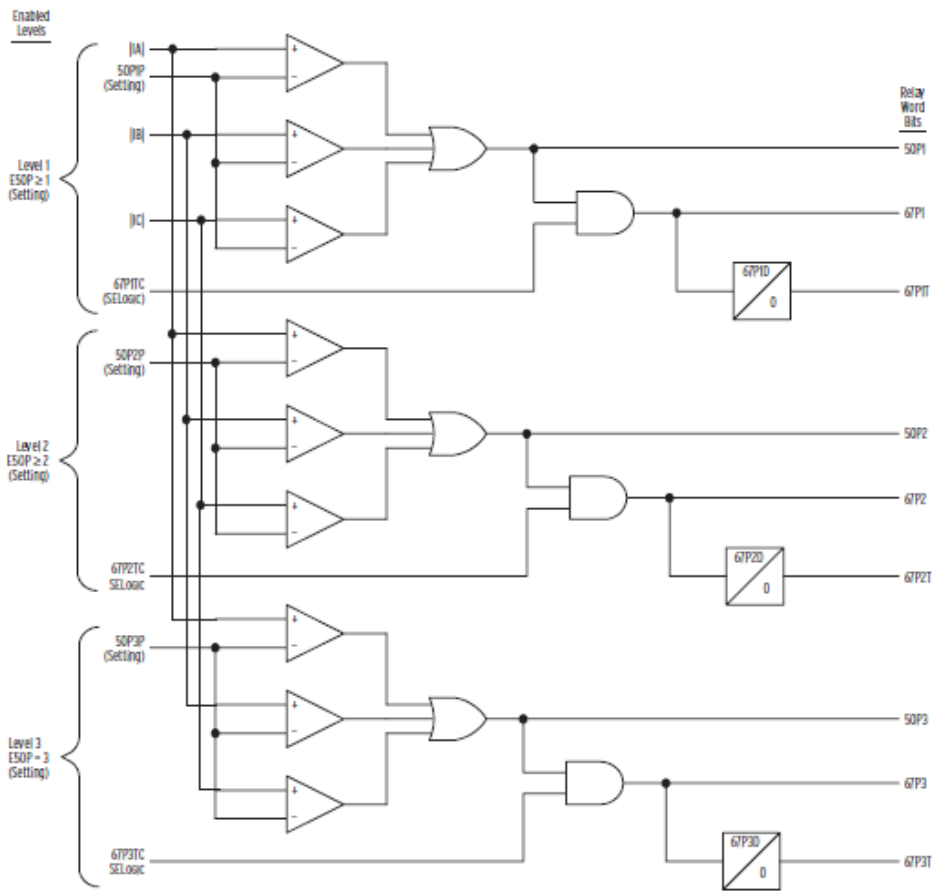


Figura 21 – Lógica da Proteção de Sobrecorrente Instantânea ou a Tempo Definido (Fonte: SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. SEL-311C instruction manual)

Já na proteção de sobrecorrente temporizada a opção que gerará trip é o elemento 51P1T, que se localiza na saída de um bloco lógico, onde há a análise de diversos elementos, entre eles a corrente de *pickup* e o *time dial* (ver figura 22).

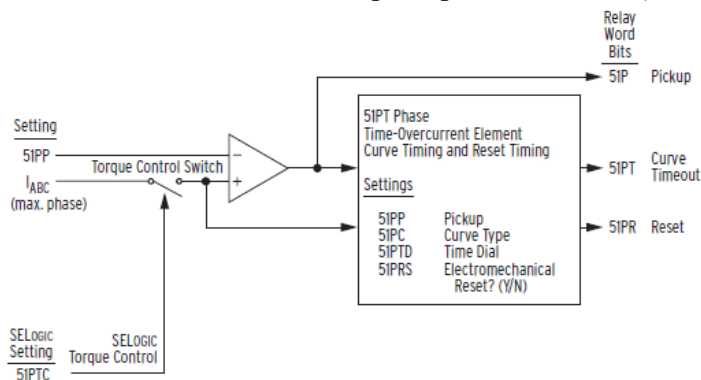


Figura 22 – Lógica da Proteção de Sobrecorrente Temporizada (Fonte: SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. SEL-311C instruction manual)

A escolha dos elementos que serão geradores de trip é feita na aba *Trip/Comm.-Assisted Trip Logic*, figura 23. No campo TR Direct Trip Conditions devem ser colocados os elementos que gerarão trip sem que haja a verificação de outras condições. Os outros campos também são geradores de trips, só que em casos mais específicos, como é o caso dos campos TRCOMM e TRSOFT, onde o primeiro gera trip a partir de uma logica assistida por canal de comunicação e o segundo os elementos que gerarão trip após o fechamento do disjuntor.

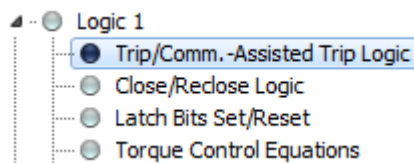


Figura 23 – Trip/Comm.-Assisted Trip Logic

A imagem mostra a interface de configuração para a lógica de trip. O título principal é 'Trip/Comm.-Assisted Trip Logic'. Abaixo dele, há uma seção 'Trip Logic Equations' com cinco campos de entrada, cada um com um ícone de menu (três pontos) à direita:

- TR Direct Trip conditions: $M1P+Z1G+M2PT+Z2GT+51GT+51QT+OC$
- TRCOMM Communications-assisted trip conditions: $M2P+Z2G$
- TRSOFT Switch-onto-fault trip conditions: $M2P+Z2G+50P1$
- DTT Direct transfer trip conditions: 0
- ULTR Unlatch trip conditions: $!(50L+51G)$

Figura 24 – Campos de Trip

O registro dos eventos ocorre na aba *Other Equations* e no campo ER *Event report trigger conditions*, ilustrado na figura 25, é onde serão selecionados os eventos que poderão ser vistos como registros oscilográficos.

Other Equations

Other Equations

ER Event report trigger conditions

Figura 25- ER Event report trigger conditions

5 SIMULAÇÕES

Neste capítulo, avalia-se a funcionalidade da proteção de sobrecorrente do relé 311C da SEL. A corrente utilizada para a atuação do relé e a conseqüente geração de trip e eventos foi simulada a partir de um gerador de sinais, que teve a sua saída acoplada à entrada de corrente da fase A, conforme ilustrado na figura 26.

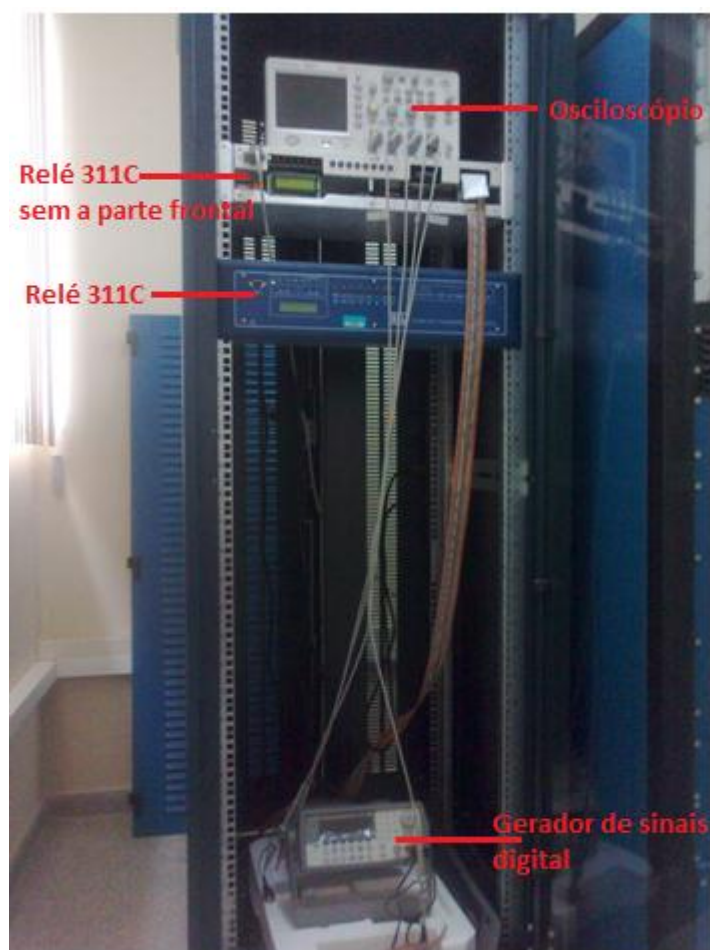


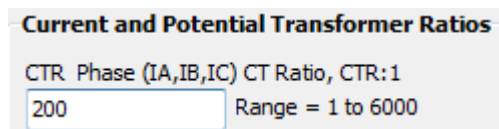
Figura 26 – Montagem

Desta forma, de posse das oscilografias geradas em cada evento, foi possível realizar um estudo detalhado da atuação do relé e da proteção de sobrecorrente instantânea, de tempo definido e temporizada.

5.1 PRIMEIRA SIMULAÇÃO

Na primeira simulação buscou-se programar o relé para a proteção de sobrecorrente de tempo definido, onde o retardo seria ocasionado por 10 ciclos, ou seja, após a percepção da falta somente após 10 ciclos ter-se-ia um trip.

Escolheu-se o valor de 200 para a RTC (ver figura 27), pois foi considerada uma corrente de falta monofásica de 400 A na fase A, sendo este valor meramente didático.

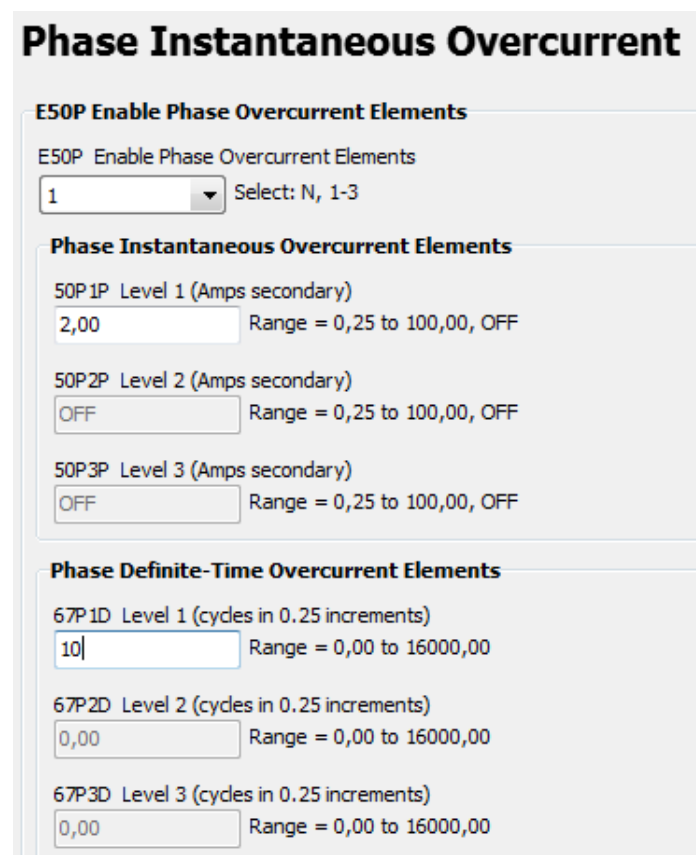


Current and Potential Transformer Ratios

CTR Phase (IA,IB,IC) CT Ratio, CTR:1
 Range = 1 to 6000

Figura 27 – Escolha da RTC

O próximo passo foi na aba *Phase Instantaneous Overcurrent*, conforme figura 28, onde escolhemos apenas um zona para simularmos com uma corrente pré-estabelecida de 2 A. A escolha do retardo se deu de forma aleatória, onde o valor escolhido foi de 10 ciclos, apenas para avaliar esta funcionalidade.



Phase Instantaneous Overcurrent

E50P Enable Phase Overcurrent Elements

E50P Enable Phase Overcurrent Elements
 Select: N, 1-3

Phase Instantaneous Overcurrent Elements

50P1P Level 1 (Amps secondary)
 Range = 0,25 to 100,00, OFF

50P2P Level 2 (Amps secondary)
 Range = 0,25 to 100,00, OFF

50P3P Level 3 (Amps secondary)
 Range = 0,25 to 100,00, OFF

Phase Definite-Time Overcurrent Elements

67P1D Level 1 (cycles in 0.25 increments)
 Range = 0,00 to 16000,00

67P2D Level 2 (cycles in 0.25 increments)
 Range = 0,00 to 16000,00

67P3D Level 3 (cycles in 0.25 increments)
 Range = 0,00 to 16000,00

Figura 28 – Configuração para proteção de Tempo Definido

Após a configuração da proteção de sobrecorrente, foi necessário escolher o elemento que geraria trip. Para isso foi necessário analisar o digrama lógico para ver qual elemento estava na saída do bloco de atraso. Neste caso, verificou-se que era o elemento 67P1T. Então na aba Trip/Comm que está localizada na aba *Logic*, foi colocado no campo TR *Trip Direc Conditions* o elemento 67P1T, conforme figura 29, que gera trip sem que haja análise de outras condições.

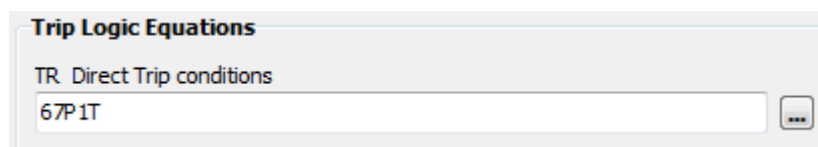


Figura 29 – Elemento gerador de trip

Após uma análise do diagrama lógico, os elementos escolhidos para serem registrados como eventos foram: 50P1, 67P1 e 67P1T, e adicionados no campo ER *Report trigger conditions*, na aba *Other Equations* (ver figura 30). Contudo, para uma análise mais minuciosa da proteção de sobrecorrente de tempo definido através de registros oscilográficos gerados pelo próprio relé, é importante observar outros eventos.

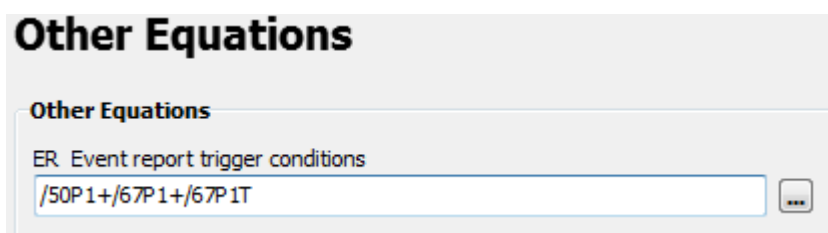


Figura 30 – Elementos a serem registrados

Com o termino da programação foi-se na aba Global e em seguida na aba General, para que fosse escolhida a sequência de fases e a frequência do sistema (ver figura 31). Após a escolha da frequência, carregou-se o relé com a programação de sobrecorrente de Tempo Definido clicando no item do menu do programa AcSELeRator *Send Active Settings*, conforme ilustrado na figura 32.

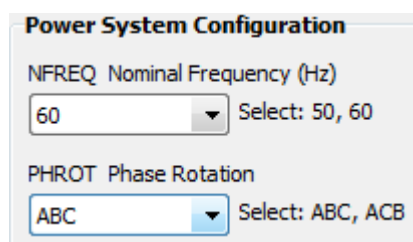


Figura 31 – Escolha da frequência e da sequência de fases

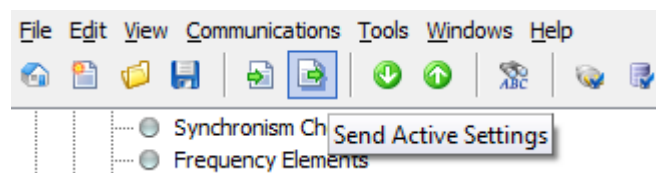


Figura 32 – Carregamento da programação no relé

Feito isso, foi conectado o gerador de sinais no terminal do relé e foi gerado um sinal senoidal de amplitude variável, atingindo a amplitude de pico de 58 mV, sendo este valor suficiente para gerar na fase A uma corrente de amplitude maior que 400 A, logo a corrente vista no secundário através da RTC foi superior a corrente pré-estabelecida de 2 A. Antes de atingir o valor da corrente pré-estabelecida, é importante ir para a interface Human Machine Interface, figura 33, onde ela reproduz fielmente a interface do relé.

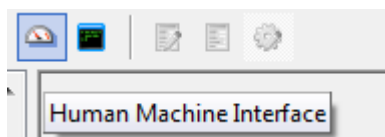


Figura 33 – Human Machine Interface

Quando o gerador de sinais gera um sinal senoidal de amplitude de pico de 58 mV, é suficiente para que o relé perceba a falta e desta forma, sinalize na interface *Human Machine*, figura 34.

Através da *Human Machine Interface* é possível visualizar as contribuições das sequências positiva, negativa e zero para a falta, bem como a corrente de cada fase. Como não foram aplicados sinais nas entradas de tensão do relé, os valores apresentados não são representativos, não refletindo assim algum tipo de inserção de tensão nos terminais.

Como a corrente só foi aplicada em uma única fase, outras proteções sinalizaram em conjunto com a proteção de tempo definido. Mas quando há a análise da oscilografia é possível ver que o elemento gerador do trip foi o elemento de proteção de sobrecorrente de tempo definido.

Device Overview

Metering

Relay Current

IA = 415,94 A ∠ 0,00°
 IB = 10,02 A ∠ 91,04°
 IC = 7,78 A ∠ 91,65°
 IP = 0,26 A ∠ 81,82°
 I1 = 138,10 A ∠ -1,23°
 3I2 = 418,18 A ∠ -1,22°
 3I0 = 415,91 A ∠ 2,45°

Relay Voltage

VA = 0,095 kV ∠ 91,35°
 VB = 0,110 kV ∠ 88,01°
 VC = 0,224 kV ∠ 95,86°
 VS = 0,002 kV ∠ -140,45°
 V1 = 0,039 kV ∠ -24,47°
 V2 = 0,044 kV ∠ -133,97°
 3V0 = 0,429 kV ∠ 92,85°

FREQ (Hz) 60,03

VDC (V) 23,97

Contact I/O

IN101	IN102	IN103	IN104	IN105	IN106		
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
OUT101	OUT102	OUT103	OUT104	OUT105	OUT106	OUT107	ALARM
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

User-Defined Targets (Double-Click on Target Label)

M1P	Z1G	M2P	Z2G	M3P	Z3G	50P1	50L
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
51G	51GT	51GR	51Q	51QT	51QR	LOP	52A
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Front-Panel Display



Figura 34 – Human Machine Interface

A verificação dos elementos que entraram em atuação pode ser feita através da oscilografia gerada pelo próprio relé. Para isto é necessário buscar o evento gerador de trip na barra de *menu/tools/Get Event Files* e salvá-lo na pasta desejada. Feito isto, deve-se visualizar o evento em *View Events Files*, conforme figura 35.

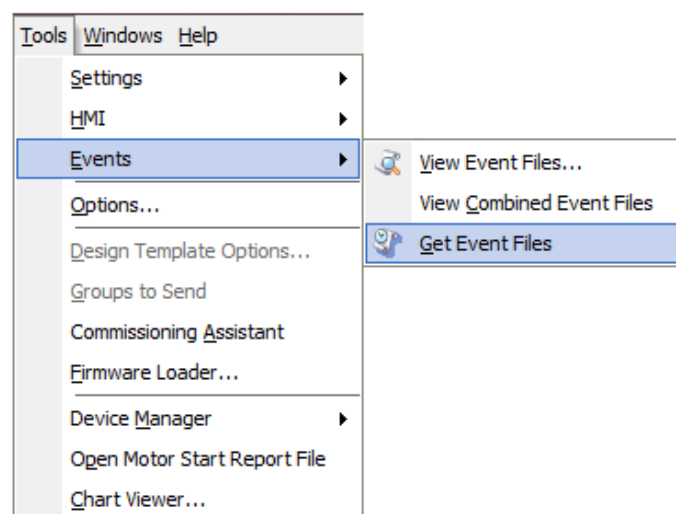


Figura 35 – Get Event Files e View Event Files

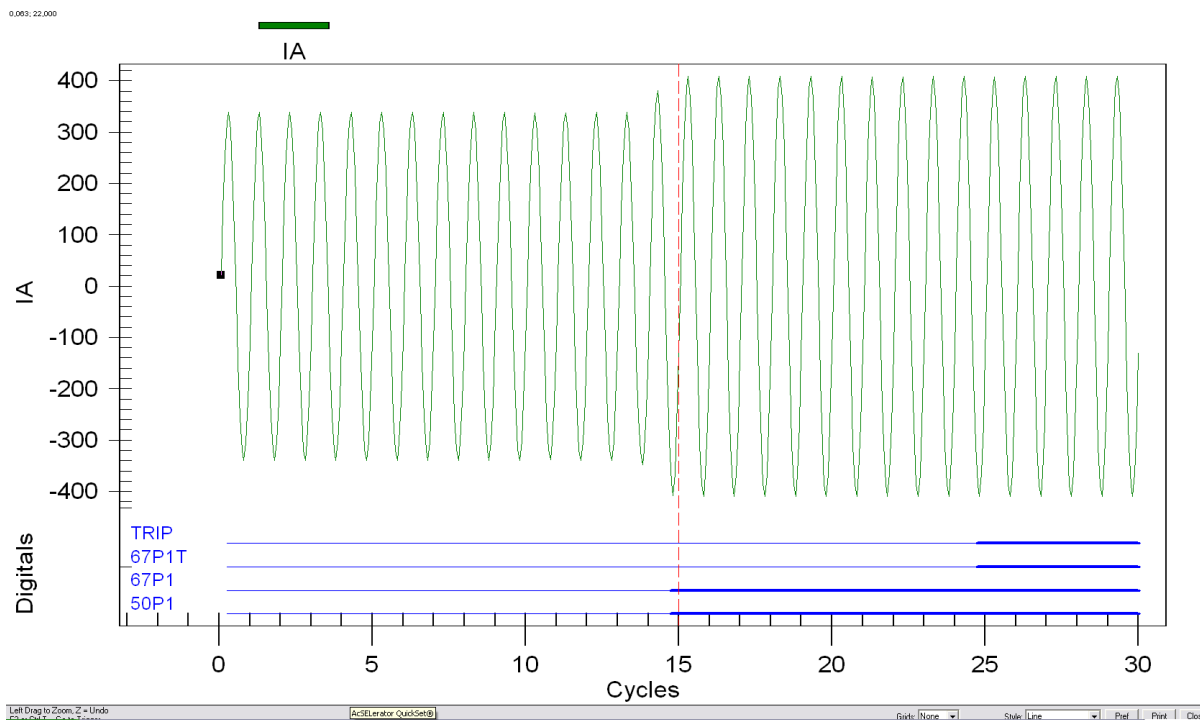


Figura 36 - Oscilografia

Pode-se observar pela oscilografia, (observar figura 36) que no instante da percepção da falta os elementos 50P1 e 67P1 sinalizaram praticamente simultaneamente, e que após 10 ciclos o elemento 67P1T ocasionou o trip. Desta forma pode-se observar claramente a atuação da proteção de sobrecorrente de tempo definido com todos os elementos que geraram eventos e o que gerou trip.

5.2 SEGUNDA SIMULAÇÃO

Esta simulação teve o intuito de relacionar duas zonas da proteção de sobrecorrente de tempo definido, para que a segunda zona fosse a geradora do trip. Assim, através da oscilografia foi possível analisar tantos os eventos relacionados à primeira zona como os da segunda, e ver claramente o elemento responsável pela geração do trip.

Para que seja possível que o segundo nível gere o trip é necessário que este tenha um atraso em ciclos inferior ao do atraso aplicado ao primeiro nível, logo o segundo nível teve um atraso de 15 ciclos enquanto o primeiro, um atraso de 20 ciclos, mas possuem a mesma corrente pré-estabelecida. O restante da configuração foi mantida,

exceto na escolha do elemento gerador de trip, onde foi incluído o elemento 67P2T, permanecendo o elemento 67P1T, e no campo *Other Equations* foi inserido novos eventos a serem registrados, conforme é mostrado nas figuras 37 e 38. A intenção de ter dois elementos geradores de trip é um meio de se ter a certeza de que a programação está correta, ou seja, que o nível 2 será o gerador do trip por possuir um atraso menor que o nível 1, e não por ser o único elemento gerador de trip.

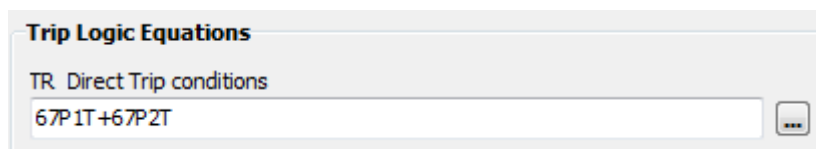


Figura 37 – Elementos geradores de trip

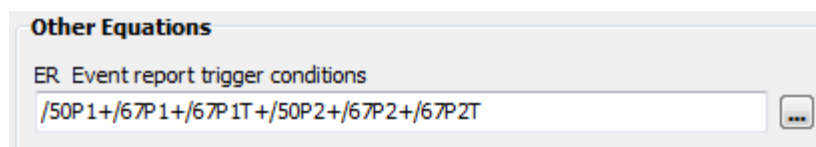


Figura 38 – Elementos a serem registrados

Na montagem da simulação houve a variação do nível da tensão da saída do gerador de sinais até que houvesse o trip no relé, e assim observamos na *Human Machine Interface* os elementos que estavam sinalizados. Novamente foi possível observar devido ao desequilíbrio das fases outras proteções sinalizadas, como por exemplo, a de sequencia negativa, que mesmo não sendo utilizada houve uma sinalização em um *target*, mas não sendo capaz de gerar um trip.

Observou-se que quando a corrente atinge 400 A, é o momento em que o relé atua. Isto se dá pelo fato da relação de transformação do transformador de corrente utilizada ser de 200:1 e a corrente pré-estabelecida para ambos os níveis ser de 2 A. Pode-se notar também, que novamente as contribuições mais significativas estão relacionadas as sequencias zero e negativa, sendo a ultima o motivo da atuação do sinalizador 51QR.

Um fator importante a ser observado ainda na *Human Machine Interface* (ver figura 39), é o sinalizador da zona 2, o que comprova que a zona 2 foi a responsável pela ocorrência do trip.

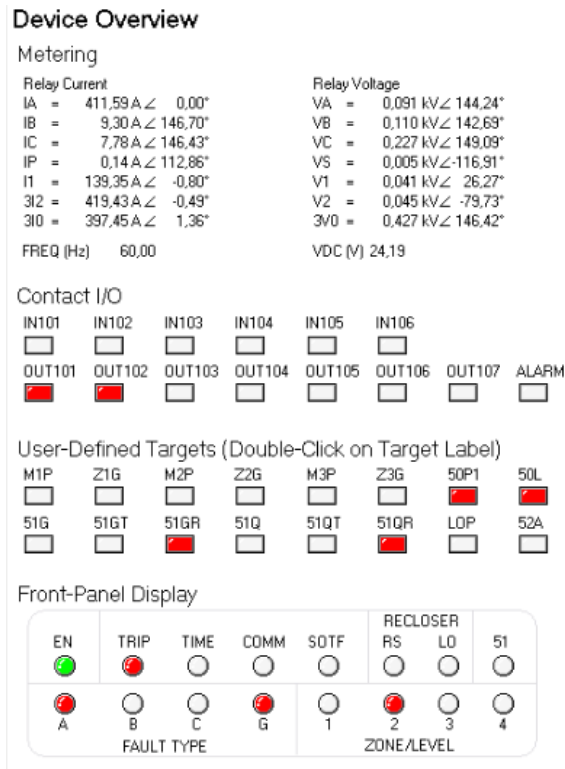


Figura 39 – Human Machine Interface

Da mesma que a primeira simulação, foi possível a obtenção da oscilografia gerada pela atuação do relé, figura 40.

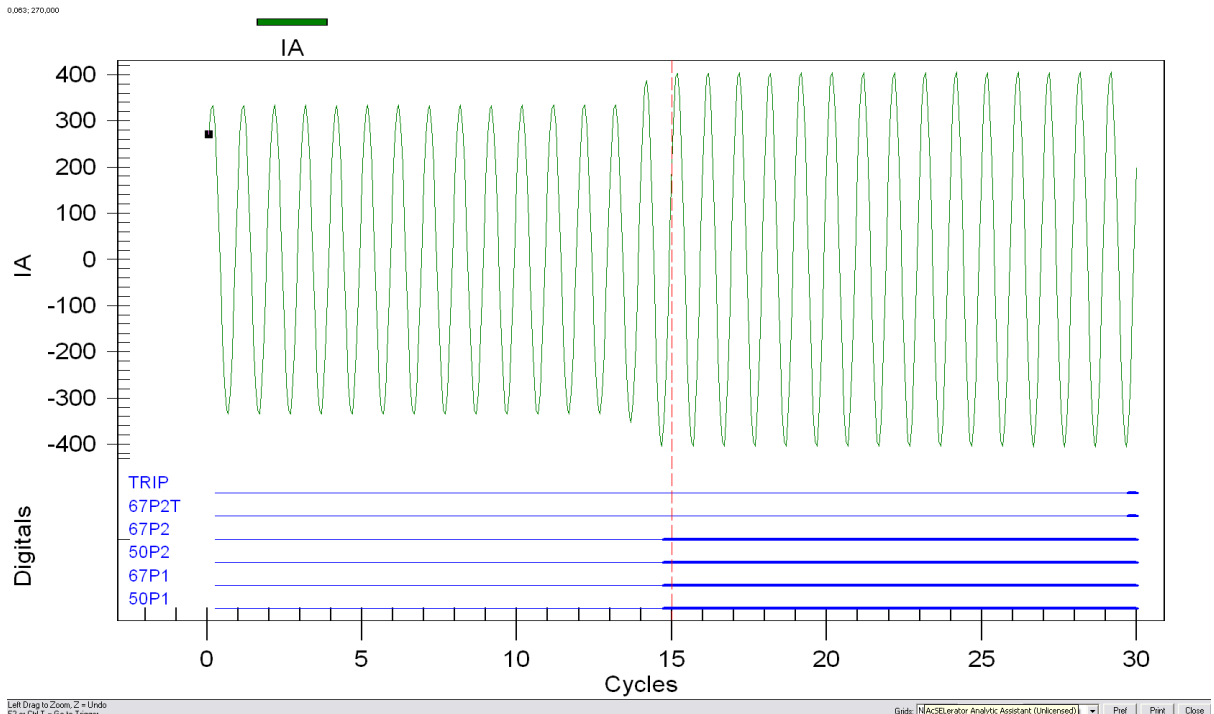


Figura 40 – Oscilografia

5.3 TERCEIRA SIMULAÇÃO

A terceira e ultima simulação teve o intuito de verificar o funcionamento da proteção de sobrecorrente temporizada do relé 311C da SEL. A configuração da programação foi realizada na aba *Phase Time-Overcurrent*, onde a corrente de pick-up foi 2 A, a curva escolhida para a simulação foi a C1 (ver figura 41) com um Time Dial de 0,2, e colocando a função *Eletromechanical Reset Delay* desativada. Na aba da escolha do elemento para gerar o trip, foi escolhido o elemento 51PT, através da análise do diagrama lógico, conforme ilustra a figura 42.

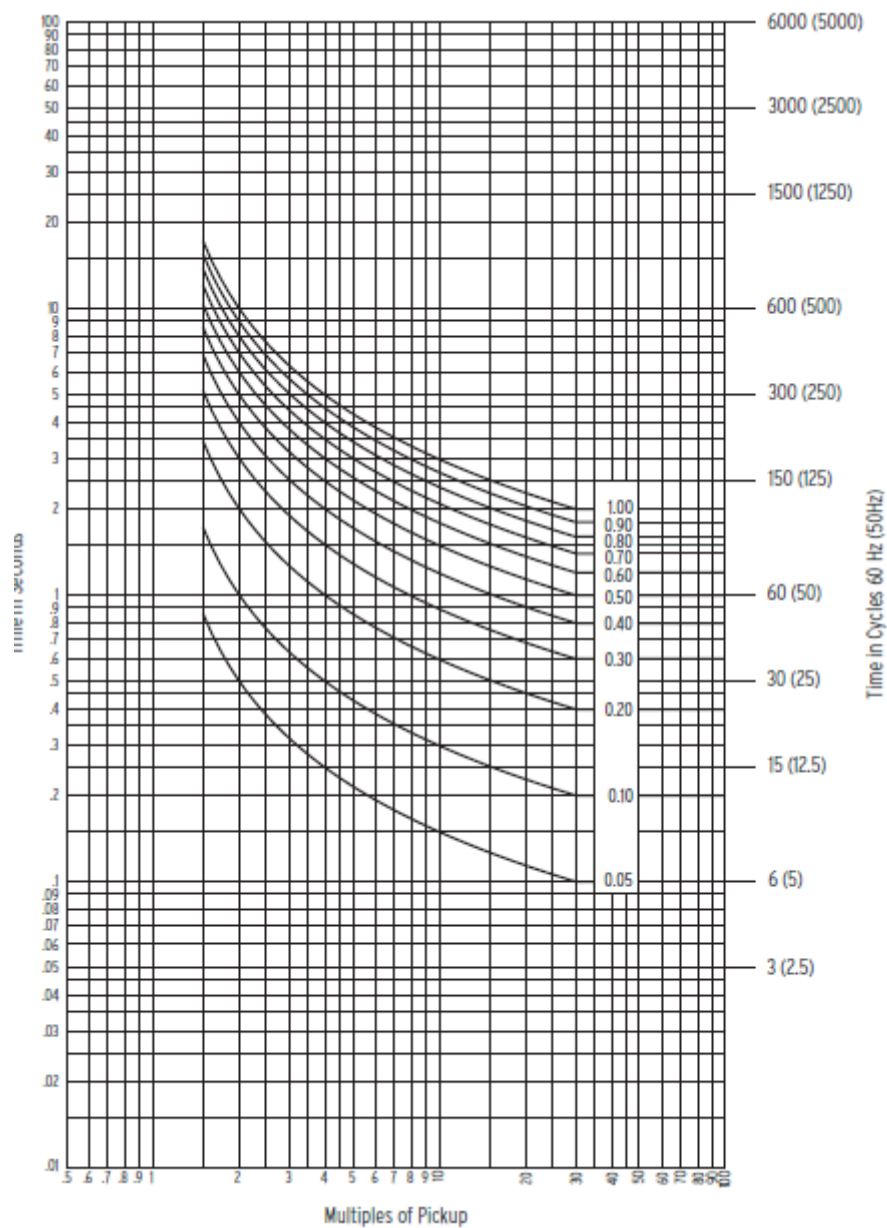


Figura 41 – Curva C1

Phase Time-Overcurrent

E51P Enable Phase Time-Overcurrent Elements

E51P Enable Phase Time-Overcurrent Elements
 Select: Y, N

Phase Time-Overcurrent Element

51PP Pickup (Amps secondary)
 Range = 0,50 to 16,00, OFF

51PC Curve
 Select: U1-U5, C1-C5

51PTD Time Dial
 Range = 0,05 to 1,00

51PRS Electromechanical Reset Delay
 Select: Y, N

Figura 42 – Programação da Proteção de Sobrecorrente Temporizada

Na montagem referente à simulação houve a variação do nível de tensão da saída do gerador de sinais, conforme as outras simulações, e quando a saída atingiu uma amplitude de pico de 60 mV a proteção de sobrecorrente atuou, sinalizando na *Human Machine Interface* (observar figura 43), podendo ser claramente verificada na oscilografia, conforme figura 44.

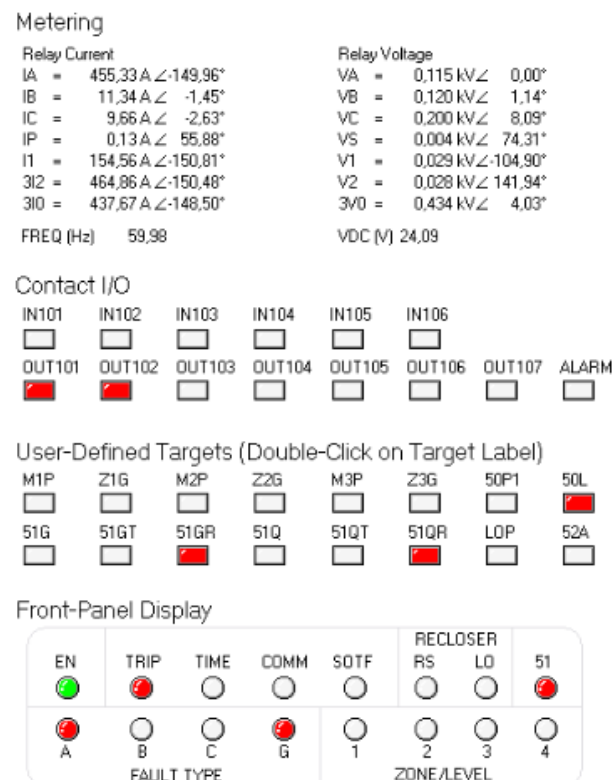


Figura 43 – Human Machine Interface

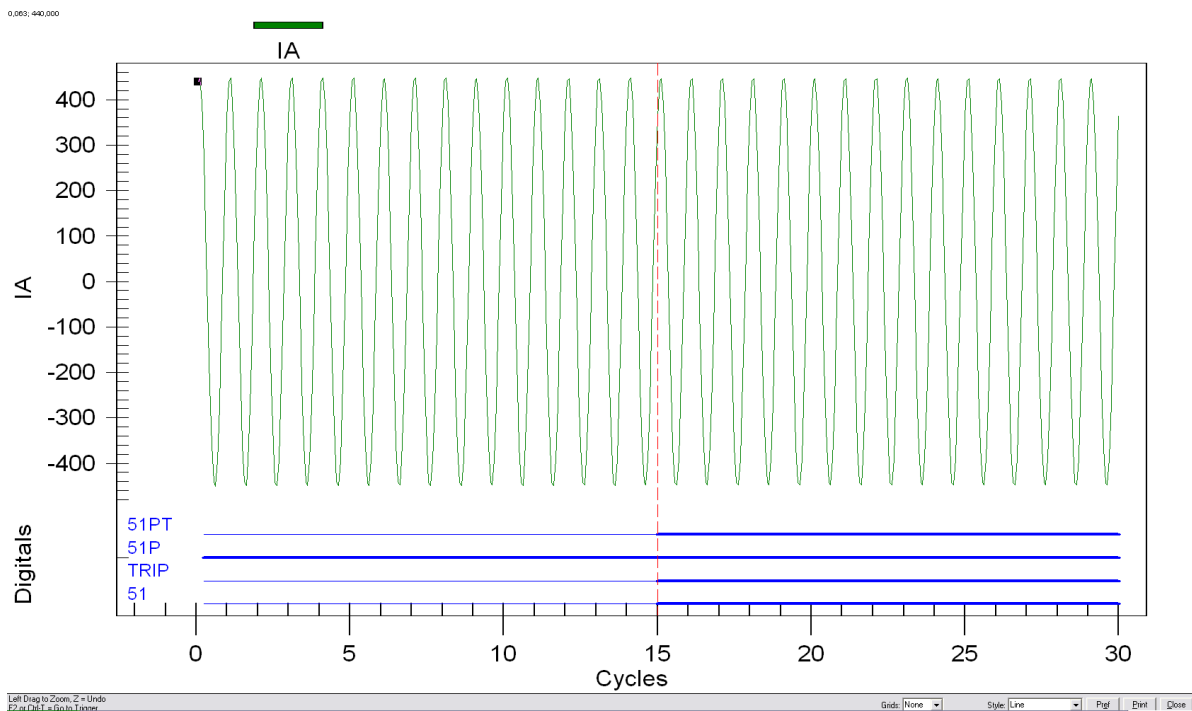


Figura 44 - Oscilografia

Ao analisar a oscilografia, percebe-se que o elemento 51P percebeu a falta, mas somente depois do tempo dependente foi que o elemento 51PT gerou o trip, ativando o *target* referente à proteção de sobrecorrente temporizada (51), o qual pode ser visto na *Human Machine Interface*.

6 CONFIGURAÇÃO DA PROTEÇÃO EM UMA LINHA

Para elaborarmos a proteção de sobrecorrente de tempo definido contra faltas assimétricas monofásicas de uma linha de transmissão é necessário conhecer os seus parâmetros, como, por exemplo, as impedâncias em suas respectivas sequências.

A título de caráter educativo, a figura 45 ilustra uma linha de transmissão simples com comprimento de 400 km, duas fontes com as respectivas impedâncias, impedâncias da linha, onde será aplicado uma falta simétrica na barra 2, para determinação da proteção de sobrecorrente, e será mostrado os passos necessários para que seja possível a elaboração da proteção de sobrecorrente de tempo definido com a utilização de uma zona no relé 311C da SEL.

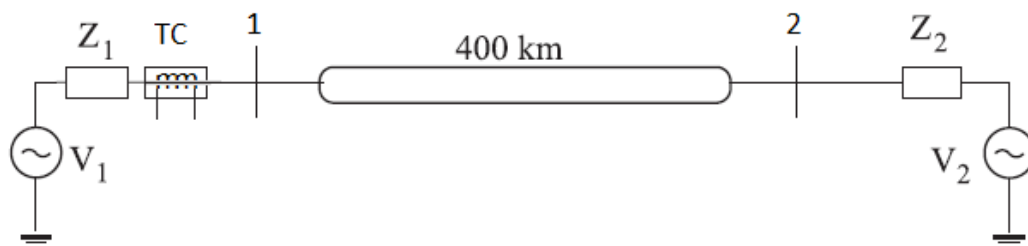


Figura 45 – Modelo de uma linha de transmissão de 550kV

Onde o sistema proposto possui as seguintes características, como são mostradas nas tabelas 3, 4 e 5.

Tabela 3 – Dados de sequência da linha de transmissão

Seqüência	R (Ω/km)	X (Ω/km)
Zero	0,3996	0,9921
Positiva	0,0333	0,3170

Tabela 4 – Tensão das fontes

Barra	Módulo (p.u.)	Fase ($^\circ$)
Fonte 1	1,00	0
Fonte 2	0,99	-10

Tabela 5 – impedâncias das fontes

Fonte	Seqüência zero		Seqüência positiva	
	R_0 (Ω)	X_0 (Ω)	R_1 (Ω)	X_1 (Ω)
Fonte 1	1,1268	20,838	0,9681	28,513
Fonte 2	1,1268	20,838	0,9681	28,513

6.1 AJUSTE DA CORRENTE PRÉ-ESTABELECIDADA

Normalmente ajusta-se a sensibilidade do relé à 125% - 135% da corrente da falta simétrica aplicada no final do trecho. Assim, para realizar a análise do sistema proposto da figura 45, é necessário somente trabalhar com as seqüências positivas, pois trata-se de uma falta simétrica aplicada na barra 2.

É necessário conhecer o valor da tensão e da impedância de Thevenin para a realização dos cálculos referente à corrente da falta simétrica. Deve-se após conhecer a corrente de curto circuito, calcular as contribuições das fontes para a falta, para só assim poder definir a corrente que circulará na fase A no instante da falta, temos:

$$V_{Th} = 314,36 \angle -10^\circ \text{ kV};$$

$$Z_{Th} = 24,123 \angle 87,539^\circ \Omega;$$

$$I_{CC} = 13,0318 \angle -97,539^\circ \text{ kA};$$

$$I_{V1} = 2,0155 \angle -94,766^\circ \text{ kA};$$

$$I_{V2} = 11,019 \angle -98,046^\circ \text{ kA};$$

onde:

- V_{Th} – Tensão de Thevenin no local da falta;
- Z_{Th} – impedância equivalente do circuito de Thevenin;
- I_{CC} – Corrente de curto circuito;
- I_{V1} – Contribuição da fonte 1 para a corrente de falta;
- I_{V2} – Contribuição da fonte 2 para a corrente de falta;

Tomou-se como parâmetro 130% da corrente de falta simétrica para a proteção de sobrecorrente de tempo definido, e tendo o valor de 13.031,80 A a corrente de curto circuito, conforme a expressão 6.1, temos:

$$I_{PTC} = 1,3 \times I_{CC} = 16.941,3 \text{ A} \quad (6.1)$$

onde:

- I_{CC} – Corrente de curto circuito;
- I_{PTC} – Corrente no primário de um TC;

Assim a RTC é a razão da corrente de curto circuito máxima pela corrente do secundário do TC, que deseja-se esta em torno dos 5 A, logo a expressão que define esta relação é a 6.2

$$RTC = \frac{I_{PTC}}{I_{STC}} = \frac{16.941,3}{5} = 3.388,26 \quad (6.2)$$

Como esta relação não existe no mercado, devemos pegar uma RTC existente, como por exemplo, a de 3.500:1. Deve-se fazer a transformação da corrente no secundário para que assim se possa ajustar a corrente pré-estabelecida na proteção de sobrecorrente de tempo definido, conforme mostrada a equação 6.3.

$$I_{STC} = \frac{I_{PTC}}{RTC} = 4,84 \text{ A} \quad (6.3)$$

6.2 INTERNALIZAÇÃO DOS DADOS NO ACSELERATOR

Para realizar a proteção de tempo definido do sistema proposto na figura 45, é bastante simples. Pode-se aproveitar toda a programação feita para a primeira simulação, somente com uma zona, com alteração em apenas dois campos: na relação de transformação do TC e na corrente pré-estabelecida, conforme mostrado nas figuras 46 e 47.

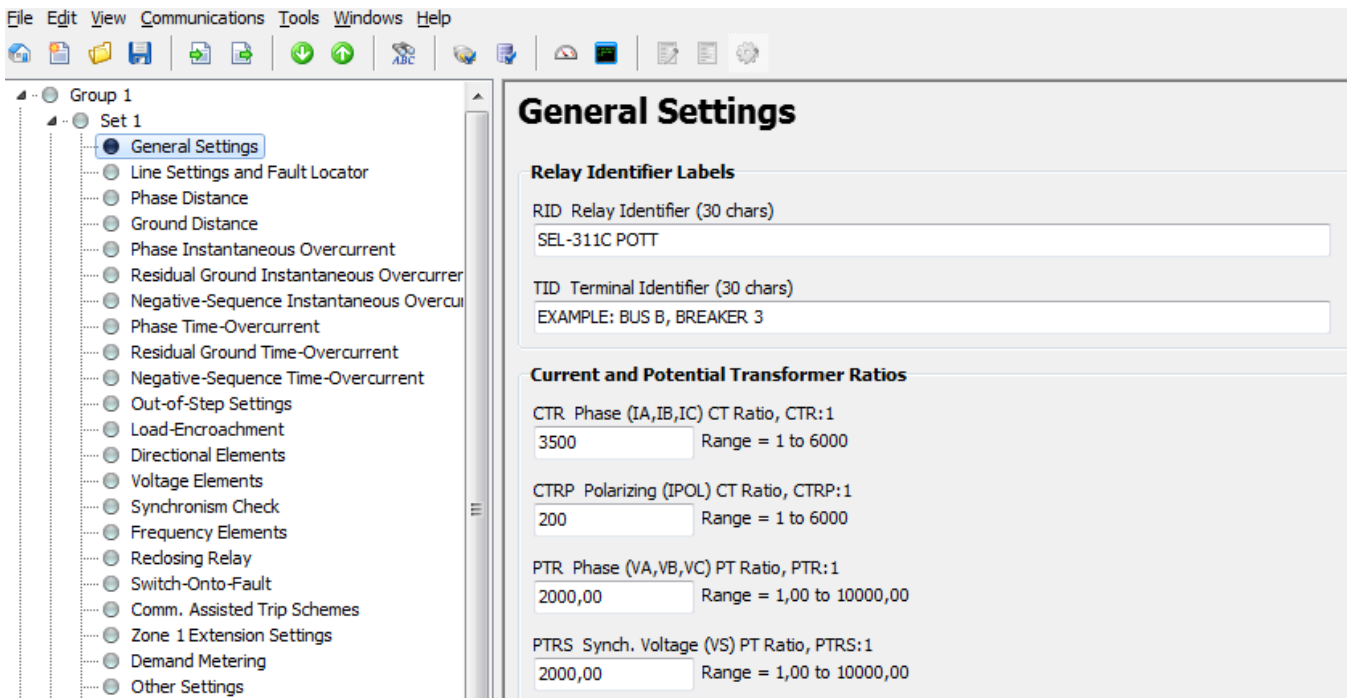


Figura 46 – Definição da nova RTC

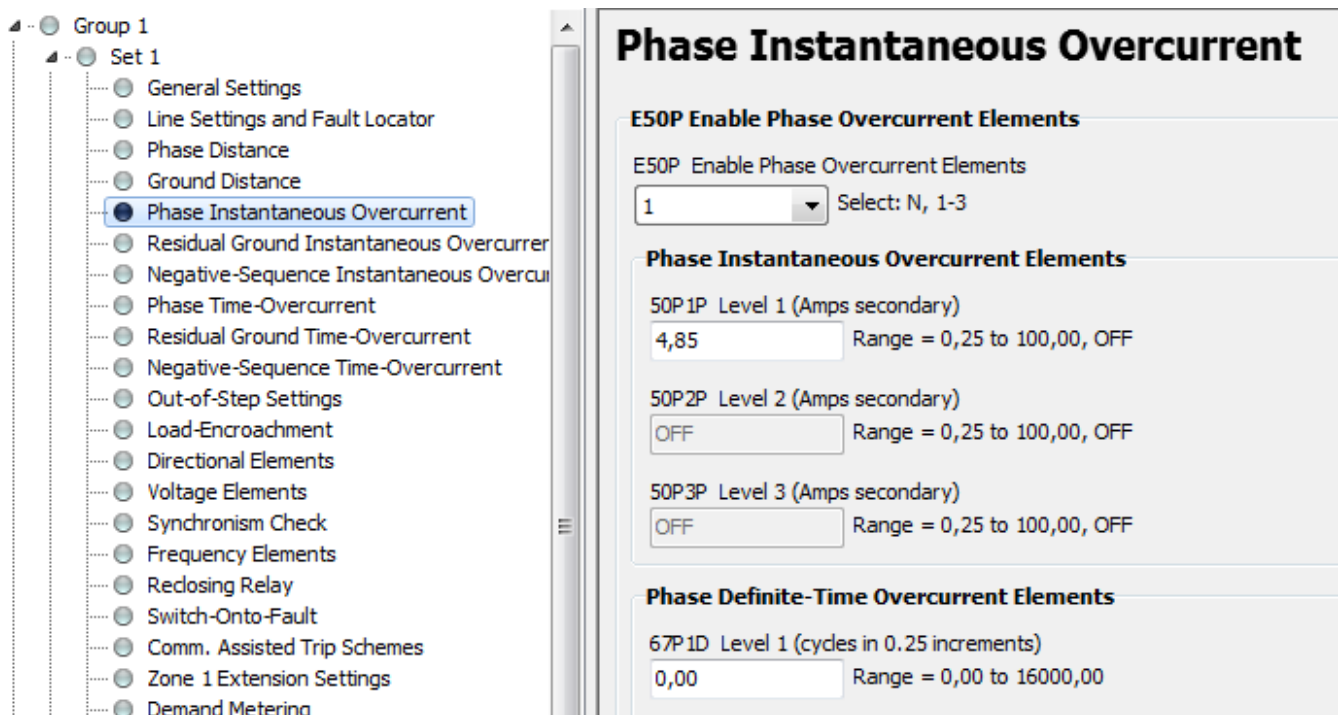


Figura 47 – Escolha da nova corrente pré-estabelecida

7 CONCLUSÃO

Este trabalho obteve resultados experimentais bastante satisfatórios, onde se pode programar e analisar a atuação da proteção de sobrecorrente de tempo definido e temporizada, elevando a importância da utilização dos relé digitais.

Criou-se um guia para os ajustes da proteção de sobre corrente de tempo definido e temporizada, onde pode-se observar a simplicidade da configuração de um esquema de proteção em um relé digital. Pode-se ainda desenvolver a proteção de tempo definido para uma linha fictícia, onde notou-se simples quanto é. Devido as simples configurações, e as múltiplas funções executadas por um único relé digital, compreende-se a grande utilização destes no cenário mundial.

Desta forma vê-se que o uso de relés na proteção de sistemas elétricos é indispensável, seja para monitoramento, como para detecção de anomalias prejudiciais aos equipamentos ou ao sistema.

8 BIBLIOGRAFIA

CAMINHA, A. C. *Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos*, São Paulo: Editora Edgard Blucher LTDA, 1977;

ALMEIDA, M. A. D. *Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos*, Natal: [S.l.: s.n.], 2000;

OITICICA, L. O. B. *Trabalho de Conclusão de Curso: Estudo da Proteção de Sobrecorrente pelo Relé SEL-351A*, Campina Grande, 2011;

GONDIM, P. M. C. *Trabalho de Conclusão de Curso: Estudo dos Relés Eletromecânicos aos Digitais nos Sistemas Elétricos de Potência*, Campina Grande, 2010;

DANTAS, K. M. C. *Dissertação de Mestrado: Chaveamento Controlado de linhas de Trnsmissão*, Campina Grande, 2007;

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *SEL-311C roteiro de ajustes* [S.l.];

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. *SEL-311C instruction manual* [S.l.];

KINDERMANN, G. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. 2. ed. [S.l.]: LabPlan,2005.