



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

Avaliação de Desempenho de Relés de Proteção Digitais

Márcio Gabriel Melo Silva

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção de grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador (a): Tatiana Mariano Lessa de Assis , D. Sc.

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2012

Avaliação de Desempenho de Relés de Proteção Digitais

Márcio Gabriel Melo Silva

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis , D. Sc.
(Orientador)

Prof. Sebastião Ércules Melo Oliveira, D.Sc.

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

Fevereiro de 2012

Silva, Márcio Gabriel Melo

Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Digitais/ Márcio Gabriel Melo Silva – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2012

XIII, 103 p.: il.: 29,7cm

Orientador: Tatiana Mariano Lessa de Assis , D. Sc.

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Elétrica, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 93-95.

1. Avaliação de Desempenho de Relés Digitais 2. Relés de Proteção Digitais 3. Testes de Desempenho. I. Tatiana Mariano Lessa de Assis , D. Sc. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III Avaliação de Desempenho de Relés de Proteção Digitais.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, que me deu pais maravilhosos, que me ensinaram a importância da honestidade, da ética e dos bons costumes. Tudo que tenho, devo a seus esforços para aumentar minhas chances de vencer.

Agradeço a TELVENT por todo o apoio e fornecimento de materiais e equipamentos que tornaram possível a realização deste trabalho.

Agradeço a Professora Tatiana Mariano Lessa de Assis por toda a orientação e auxílio para o desenvolvimento deste trabalho.

Resumo

Os sistemas de proteção são fundamentais para a preservação da integridade dos equipamentos pertencentes aos sistemas elétricos e para a manutenção do bom funcionamento dos mesmos. Neste sentido, é fundamental que os relés de proteção respondam da forma planejada pelo engenheiro, o que faz com que seja importante o processo de avaliação do desempenho desses dispositivos.

Com a introdução dos relés digitais, vários benefícios foram incorporados aos sistemas de proteção, tais como a confiabilidade e a possibilidade de programação de funções de proteção mais complexas. Tais benefícios vieram acompanhados também da evolução dos métodos de avaliação de desempenho dos relés.

Este trabalho apresenta as características e os procedimentos de avaliação de desempenho de relés digitais. Para isso, foi estudado, testado e analisado o desempenho do relé digital REL670, fabricado pela ABB. Para os testes com o dispositivo de proteção foram utilizados dados reais de parametrização aplicados no sistema de proteção de uma linha integrante do Sistema Interligado Nacional. Com base nestes dados foram feitos testes com as funções de sobrecorrente, distância e sobretensão.

Visando um melhor entendimento do processo de avaliação, o trabalho traz ainda uma revisão a respeito dos relés e das principais funções de proteção utilizadas.

Abstract

Protection systems are critical to preserve the integrity of electrical equipment's and for the maintenance of proper working of the electric power systems. In this sense, is essential that protective relays show a behavior as planned, which makes the process of evaluating the relays something of great importance.

With the introduction of digital relays, several benefits were incorporated into the protection systems, such as reliability and the possibility of implement more complex protection functions. These advantages were accompanied also the development of methods for evaluating the performance of the relays.

This paper presents the characteristics and procedures for evaluating the performance of digital relays. For this, was studied, tested and analyzed the performance of digital relay REL670, manufactured by ABB. For these tests was used data applied in the protection system of a line integral of the Brazilian interconnected electric system. Based on these data were made some testes using the functions of overcurrent, overvoltage and distance.

Sumário

1. Introdução.....	1
1.1. Objetivo	4
1.2. Estrutura Do Trabalho	4
2. Introdução Aos Relés De Proteção	6
2.1. Desenvolvimento Dos Relés.....	8
2.1.1. Relés Eletromecânicos	9
2.1.2. Relés Estáticos	12
2.2. Características Dos Relés Digitais.....	13
3. Funções De Proteção	16
3.1. Estudo Das Principais Funções De Proteção.....	17
3.1.1. Relé De Sobrecorrente Instantâneo (50)	17
3.1.2. Relé De Sobrecorrente Temporizado (51).	17
3.1.3. Relé De Sobrecorrente Direcional (67)	20
3.1.4. Relé De Distância (21).....	22
3.1.5. Proteção Diferencial (87).....	26
3.1.6. Proteção Contra Sobretensão (59).....	28
3.1.7. Proteção Contra Subtensão (27)	29
3.2. Proteção De Linhas.....	29
3.2.1. Funções De Sobrecorrente	30
3.2.2. Funções De Distância.....	31
3.2.3. Função Diferencial	33
3.2.4. Funções De Tensão.....	34
3.3. Esquemas Especiais De Proteção	35
4. Avaliação De Desempenho De Relés.....	37
4.1. Mala De Teste	39
5. Equipamentos Utilizados Nos Testes Experimentais	42
5.1. Relé Digital Rel670	42
5.1.1. Características Gerais Do Relé	42
5.1.2. Configuração	44
5.1.2.1. Configuração Da Lógica De Operação	44
5.1.2.2. Associação Da Matriz De Sinais	46

5.1.2.3. Ajuste De Parâmetros.....	47
5.1.3. Características Das Funções De Proteção	48
5.1.3.1. Função De Distância	48
5.1.3.2. Proteção De Sobrecorrente	53
5.1.3.3. Proteção Contra Sobretensão	56
5.1.4. Características Gerais De Atuação.....	57
5.2. Mala De Teste Omicron Cmc 256-6.....	57
5.2.1. Módulos De Teste.....	59
5.2.1.1. Módulo <i>Distance</i>	60
5.2.1.2. Módulo <i>Overcurrent</i>	61
5.2.1.3. Módulo <i>State Sequencer</i>	63
5.2.2. Tolerâncias E Tempos De Disparo	63
6. Testes E Resultados.....	65
6.1. Parametrização Do Rel670	65
6.2. Teste Da Proteção De Distância	68
6.2.1.1. Primeira Zona	69
6.2.1.2. Segunda Zona.....	69
6.2.1.3. Terceira Zona	70
6.2.1.4. Quarta Zona	71
6.3. Teste Da Proteção De Sobrecorrente	78
6.3.1.1. Sobrecorrente De Fase.....	78
6.3.1.2. Sobrecorrente Residual	82
6.4. Teste Da Proteção De Sobretensão	85
6.5. Registro De Eventos E Oscilografia	87
7. Conclusão	89
7.1. Trabalhos Futuros	90
Bibliografia.....	92
Anexo 1	95

Lista de Abreviações

SIN - Sistema Interligado Nacional

EEP - Esquemas Especiais de Proteção

IEEE - *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

HMI – Interface Homem-Maquina

EAT – Extra Alta Tensão

IED – *Intelligent Electronic Device*

TC – Transformador de Corrente

TP – Transformador de Potencial

RTC – Relação de Transformação de Corrente

RTP – Relação de Transformação de Potencial

LT – Linha de Transmissão

ERAC – Esquema Regional de Alívio de Carga

RDP – Registrador Digital de Perturbações

GPS – *Global Positioning System*

TDF – Transformada Discreta de Fourier

UTE – Unidade Termoelétrica

SJB2 – São João da Boa Vista II

MOM3 – Mogi Mirim 3

EUC – Euclides da Cunha

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1: Estatística de Curtos-Circuitos em Sistemas Elétricos de Potência	1
Tabela 3.1: Principais Funções de Proteção	16
Tabela 3.2: Tensões de polarização relé direcional	22
Tabela 3.3: Loops de Falta	26
Tabela 5.1: Funções de proteção realizadas pelo REL670	41
Tabela 5.2: Tensões de referência para a função direcional	53
Tabela 6.1: Parâmetros da LT 138 kV UTE São João – São João da Boa Vista II	66
Tabela 6.2: Correntes e impedâncias de falta	67
Tabela 6.3: Impedância de ajuste da 1º zona de proteção.	68
Tabela 6.4: Impedância de ajuste da 2º zona de proteção.	69
Tabela 6.5: Impedância de ajuste da 3º zona de proteção.	69
Tabela 6.6: Impedância de ajuste da 4º zona de proteção.	70
Tabela 6.7: Resultado do teste de distância para faltas entre as fases A-B.	73
Tabela 6.8: Resultado do teste de distância para faltas entre as fases B-C.	74
Tabela 6.9: Resultado do teste de distância para faltas entre as fases C-A.	74
Tabela 6.10: Resultado do teste de distância para faltas trifásicas.	75
Tabela 6.11: Resultado do teste de distância para faltas A-N.	76
Tabela 6.12: Resultado do teste de distância para faltas B-N.	76
Tabela 6.13: Resultado do teste de distância para faltas C-N.	76
Tabela 6.14: Resultado dos testes de sobrecorrente de fase	81
Tabela 6.15: Resultado dos testes de sobrecorrente residual	83
Tabela 6.16: Resultado do teste de sobretensão	85
Tabela: 6.17: Registro de eventos	87

Lista de Figuras

Figura 2.1: Evolução temporal dos relés de proteção	8
Figura 2.2: Relé de Embolo	9
Figura 2.3 Relé de Alavanca	10
Figura 2.4 Relé de Disco de Indução	11
Figura 2.5: Relé tipo cilindro de indução	11
Figura 2.6: Unidades lógicas básicas envolvidas em um relé de proteção digital	13
Figura 3.1: Zonas típicas primárias de proteção dos relés em sistemas de potência	16
Figura 3.2: Aplicação do rele de sobrecorrente temporizado	18
Figura 3.3: Curva característica relé de tempo definido	19
Figura 3.4: Curva característica do relé de tempo inverso	20
Figura 3.5: Esquema de ligação relé direcional	21
Figura 3.6: Diagrama fasorial de tensões e correntes no relé direcional	22
Figura 3.7: Princípio de funcionamento do relé de distância	23
Figura 3.8: Área de proteção do relé de distância	24
Figura 3.9: Relé de Admitância	25
Figura 3.10: Princípio básico de funcionamento da proteção diferencial	27
Figura 3.11: Esquema básico de ligação do relé direcional	28
Figura 3.12: Esquema de ligação relé de sobretensão	28
Figura 3.13: Exemplo de ajuste do relé de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo	31
Figura 3.14: Exemplo de ajuste do relé de distância	32
Figura 4.1: Esquema de teste para equipamentos de teleproteção	40
Figura 5.1: Visão frontal e traseira do REL670	42
Figura 5.2: De configuração da lógica de configuração para a função de sobrecorrente não direcional.	45
Figura 5.3: Exemplo de ajuste das entradas analógicas na matriz de sinais	46
Figura 5.4: Exemplo da tela de ajuste dos parâmetros	47
Figura 5.5: Diferentes loops de medição para faltas fase-fase e fase-terra	48
Figura 5.6: Característica quadrilateral e circuito típico para proteção fase-terra	48
Figura 5.7: Característica quadrilateral para proteção fase-fase	49
Figura 5.8: Característica direcional das zonas de proteção	50

Figura 5.9: Representação gráfica dos ângulos ArgDir e AngNegRes	52
Figura 5.10: Característica direcional da função de sobrecorrente	54
Figura 5.11: Tela de abertura do software OMICRON <i>Test Universe</i>	57
Figura 5.12: Vista frontal da mala de teste	58
Figura 5.13: Ajuste das zonas de proteção no software OMICRON <i>Distance</i>	59
Figura 5.14: Tela de ajuste dos pontos de teste para proteção de distância	60
Figura 5.15: Ajuste de curva normalmente inversa	61
Figura 5.16: Exemplo gráfico de ajuste das características de sobrecorrente	61
Figura 5.17: Exemplo de ajuste de sequência de estados	62
Figura 6.1: Bancada de teste utilizada	64
Figura 6.2: Diagrama Unifilar do setor de 138kV da SE São João [25]	65
Figura 6.3: Diagrama de Impedância em valores percentuais na base 100 MVA	66
Figura 6.4: Ajuste dos TCs e TPs no software PCM600	67
Figura 6.5: Valores de ajuste da proteção de distância para zona 1	70
Figura 6.6: Configuração de Zona 1 no software OMICRON <i>Distance</i>	72
Figura 6.7: Zonas de proteção e pontos de teste para faltas entre fases	73
Figura 6.8: Pontos de teste para faltas monofásicas	76
Figura 6.9: Ajustes iniciais da função de sobrecorrente de fase	78
Figura 6.10: Ajuste da função de sobrecorrente instantânea, estágio 3	79
Figura 6.11: Ajuste da função de sobrecorrente temporizada, estágio 4	79
Figura 6.12: Ajuste da característica de tempo definido	80
Figura 6.13: Ajuste da característica de tempo inverso	80
Figura 6.14: Ajustes iniciais da função de sobrecorrente residual	82
Figura 6.15: Ajuste do elemento instantâneo da função de sobrecorrente residual	83
Figura 6.16: Ajuste do elemento instantâneo da função de sobrecorrente residual	83
Figura: 6.17: Primeira etapa de ajuste da função de sobretensão	85
Figura 6.18: Segunda etapa de ajuste da função de sobretensão	85
Figura 6.19: Ajuste do software para o teste da função de sobretensão	85
Figura 6.20: Ajustes da função de registro de oscilografia.	86

1. Introdução

O principal objetivo de um sistema elétrico de potência é fornecer grandes quantidades de energia aos seus consumidores garantindo certos padrões de qualidade e continuidade do serviço. Durante o fornecimento de energia, condições intoleráveis de operação podem surgir e quando estas ocorrem o sistema deve estar protegido de forma a minimizar os possíveis danos aos equipamentos e causar o mínimo impacto possível aos seus usuários.

Os principais tipos de defeito que ocorrem nos sistemas elétricos são os curto-circuitos, que podem ser trifásicos, bifásicos e monofásicos, podendo ou não envolver a terra. De acordo com [1] estas faltas apresentam uma distribuição estatística que pode ser observada na Tabela 1.1.

Tabela 1.1: Estatística de Curtos-Circuitos em Sistemas Elétricos de Potência [1].

Tipo da Falta	Estatística %
Monofásica	70% -80%
Fase-fase- terra	17% -10%
Fase-fase	10% -8%
Trifásica	3% -2%

Sempre que ocorre um defeito, a proteção deve atuar, isolando o elemento em falta do resto do sistema elétrico. Esse isolamento se dá através da abertura de um ou mais disjuntores que são acionados por relés de proteção que detectam a falha.

As faltas em sistemas de potência podem ser transitórias ou permanentes. As faltas transitórias não causam, em geral, danos físicos aos equipamentos. Portanto, após a atuação do sistema de proteção, o sistema pode ser restabelecido voltando a operar normalmente. No caso de uma falta permanente, o equipamento sob defeito fica isolado

do sistema elétrico e o seu retorno à operação dependerá de um eventual reparo ou manutenção.

De maneira geral as faltas nos sistemas elétricos de potência provocam mudanças nas grandezas do sistema e é através da medição destas que é possível detectá-las e fazer distinção entre condições toleráveis e intoleráveis de operação.

As seis principais características de um sistema de proteção são a confiabilidade, a seletividade, a sensibilidade, a velocidade, a simplicidade e o custo, cujos conceitos são descritos a seguir [2-4]:

- **CONFIABILIDADE:** O conceito de confiabilidade consiste em dois elementos, confiança e segurança. A confiança está associada à certeza de que a proteção ira operar corretamente diante de uma condição de falta ou intolerável de operação. Por outro lado a segurança está associada à certeza de que o sistema de proteção não irá operar indevidamente para uma condição normal ou tolerável de operação. De maneira geral a confiabilidade pode ser facilmente verificada através de testes de laboratório e simulações durante a instalação, porém as verificações relacionadas à segurança são mais difíceis de serem estudadas devido a infinidade de possíveis transitórios que podem ocorrer no sistema.

- **SELETIVIDADE:** Em um sistema de proteção, apenas o elemento sob defeito deve ser desligado do sistema. Dessa forma, o sistema de proteção deve ser capaz de identificar corretamente o ponto em falta, evitando o isolamento de outros elementos. Especialmente em sistemas de extra alta tensão (EAT), a perda de seletividade pode desencadear ou agravar uma situação de emergência, levando o sistema a um blecaute de grandes proporções.

• **Sensibilidade:** O sistema de proteção deve atuar para as condições intoleráveis de operação com a menor margem de tolerância entre a operação e não operação de seus equipamentos.

• **Velocidade:** É desejável que os sistemas de proteção atuem o mais rápido possível, minimizando os efeitos de uma falha em todo sistema. Tempos elevados de atuação podem trazer instabilidade ao sistema e danificar as instalações do sistema protegido. Em certas situações, o requisito de velocidade é preterido em favor da seletividade através do processo de coordenação dos sistemas de proteção.

• **Simplicidade:** Um sistema de proteção deve atingir o seu objetivo da maneira mais simples e objetiva possível. Por isso, antes de adicionar um novo elemento a um sistema de proteção, deve-se fazer uma análise da sua real necessidade para se atingir os objetivos desejados. Cada novo elemento adicionado é uma potencial fonte de problema, que pode aumentar os riscos de falha e a necessidade e os custos de manutenção.

• **Custo:** Na engenharia, é sempre importante obter o melhor desempenho com o menor custo possível. Inicialmente, quando analisados individualmente, os custos da proteção podem parecer elevados. Entretanto, quando comparados com os custos dos equipamentos que estão sendo protegidos juntamente com os custos de interrupções, estes não se mostram tão significativos. Logo, uma economia na proteção pode resultar em um futuro aumento de tempo e custo para reparar ou substituir equipamentos danificados.

Infelizmente, em um sistema de proteção, é impossível atender a todos os seis requisitos com seus níveis máximos. Na prática, é necessário desenvolver um senso comum entre todos estes requisitos.

No que diz respeito à confiabilidade, uma das maneiras de melhorar esse requisito se dá através dos testes de avaliação de desempenho dos relés de proteção. Existem inúmeros procedimentos de avaliação de desempenho, os quais vêm sendo aperfeiçoados com a evolução tecnológica de tais dispositivos. Em especial, os relés mais modernos, que utilizam processamento numérico, possuem técnicas precisas para testes através de equipamentos de ensaio portáteis, conhecidos como “caixa de teste” ou “mala de teste”.

1.1. Objetivo

Este trabalho tem como principal objetivo apresentar os procedimentos de avaliação de desempenho de relés digitais. Para isso, foi estudado, testado e analisado o desempenho do relé digital REL670, fabricado pela ABB. Os testes de bancada foram realizados utilizando dados reais de parametrização aplicados no sistema de proteção de uma linha de transmissão integrante do Sistema Interligado Nacional (SIN), localizada na região Sudeste do Brasil. Os testes realizados incluíram a avaliação das funções de proteção de distância, sobrecorrente e sobretensão.

O trabalho tem ainda como objetivo apresentar uma revisão dos conceitos dos sistemas de proteção, em especial sobre a evolução tecnológica dos relés e as principais funções de proteção.

1.2. Estrutura do Trabalho

No seu conjunto este trabalho contém sete capítulos, divididos nos seguintes assuntos:

• **Capítulo 1:** Apresenta a contextualização e a justificativa da pesquisa bem como os objetivos do trabalho.

• **Capítulo 2:** Neste capítulo é feita uma análise acerca da evolução temporal dos relés de proteção e um estudo das características básicas de um relé de proteção digital.

• **Capítulo 3:** Este capítulo é dedicado à apresentação, estudo e aplicação das principais funções de proteção utilizadas na proteção de linhas de transmissão. Os Esquemas Especiais de Proteção (EEP) também são abordados.

• **Capítulo 4:** Este capítulo aborda os procedimentos para avaliação do desempenho dos relés de proteção e sua evolução com o desenvolvimento da proteção digital.

• **Capítulo 5:** Este capítulo descreve as principais características do relé em estudo. Também são apresentados os princípios de operação do relé para a execução de cada uma das funções de proteção testadas. Neste capítulo também é realizada uma apresentação da mala de teste Omicron CMC 256-6 utilizada para a realização dos testes em bancada.

• **Capítulo 6:** Neste capítulo são apresentados os procedimentos experimentais e os resultados obtidos na realização dos testes com o dispositivo de proteção.

• **Capítulo 7:** Apresenta as conclusões finais do trabalho e dá diretrizes para a execução de trabalhos futuros.

2. Introdução aos Relés de Proteção

O IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) define o relé como “um dispositivo elétrico projetado para responder a condições de entrada prescritas e que, após a ocorrência de condições específicas, causa operações de contato elétrico ou mudança abrupta nos circuitos elétricos associados” [4]. Ainda há uma nota complementar afirmando que “geralmente as entradas são elétricas, mas podem ser de natureza mecânica, térmica, ou outras grandezas físicas ou uma combinação das mesmas”.

Atualmente é possível encontrar relés aplicados em diferentes setores da indústria, transporte e comércio, porém neste trabalho o relé será abordado como um dispositivo de proteção de sistemas elétricos de potência. O IEEE define um relé de proteção como “um relé cuja função é detectar linhas ou equipamentos defeituosos ou outras condições anormais em sistemas de potência, de natureza perigosa e que seja capaz de iniciar uma ação de controle apropriada” [5].

Estes dispositivos são aplicados em todas as partes de um sistema de potência e em conjunto com fusíveis e disjuntores protegem sistemas elétricos contra defeitos e condições anormais.

Os relés de proteção são dispositivos eletromecânicos, analógicos ou digitais que são conectados ao sistema elétrico de potência para detectar situações intoleráveis ou indesejáveis de operação dentro de uma área designada. Nos sistemas de proteção de sistemas elétricos são utilizados outros tipos de relés que não exercem diretamente a função de proteção, mas trabalham em conjunto com os mesmos complementando o sistema de proteção. De acordo com [2] os relés de um sistema de proteção podem ser divididos nas seguintes categorias funcionais:

- **Relés de Proteção:** Detectam defeitos em linhas e equipamentos e outras condições perigosas e intoleráveis. Estes relés geralmente dão comando de abertura em um ou mais disjuntores. Este tipo de relé também pode ser usado para soar sinais de alarme.
- **Relés de Monitoração:** Verificam as condições do sistema de potência ou do sistema de proteção. Estes relés incluem detectores de falta, unidades de alarmes, verificação de sincronismo e detectores de fase. Condições do sistema que não envolvam a abertura de disjuntores podem ser monitoradas por estes.
- **Relés de Regulação:** São ativados quando algum parâmetro do sistema se desvia de um limite pré-determinado. Estes relés funcionam através de equipamentos suplementares que efetivamente restauram as grandezas para dentro dos limites determinados.
- **Relés Auxiliares:** Operam abrindo ou fechando seus contatos em resposta a operação de outro relé ou equipamento. Estes relés incluem temporizadores, multiplicadores de contato, etc.
- **Relés de Sincronização:** Verificam as condições existentes para conectar dois circuitos de potência.

Com a evolução da tecnologia alguns relés digitais podem agregar mais de uma destas funções simultaneamente. Em adição a estas categorias por função, os relés podem ser classificados pelas suas entradas (corrente, tensão, pressão, temperatura, etc.), princípio de funcionamento (eletromecânico, micro processado, etc.) e pelas características do seu desempenho (alta ou baixa velocidade, fase ou terra, tempo definido, etc.) [2],[3].

2.1. Desenvolvimento dos Relés

Os relés de proteção surgiram no início do século passado. Os primeiros relés desenvolvidos foram os de sobrecorrente, porém com o aumento da complexidade dos sistemas elétricos e com o desenvolvimento da tecnologia, novos dispositivos de proteção foram criados para atender às necessidades dos engenheiros de proteção [3]. A Figura 2.1 mostra de modo simplificado a evolução temporal dos dispositivos de proteção.

De acordo com a tecnologia aplicada na sua construção, os relés podem ser classificados como eletromecânicos ou estáticos. Os relés estáticos recebem este nome porque não possuem partes móveis e portando não há necessidade de variação de parâmetros físicos para o ajuste destes relés. O “ajuste” de um relé estabelece o valor para o qual o mesmo deverá ser sensibilizado, ou seja, é o limite que identifica a condição anormal de operação do equipamento protegido.



Figura 2.1: Evolução temporal dos relés de proteção

Atualmente pode-se destacar a quarta geração dos relés estáticos, onde há o desenvolvimento dos relés digitais microprocessados, também conhecidos como relés numéricos.

2.1.1. Relés Eletromecânicos

Entre os relés eletromecânicos, existem dois princípios fundamentais de funcionamento, que são:

1. Atração Eletromagnética
2. Indução Eletromagnética

Relés de Atração Eletromagnética

Os relés de atração eletromagnética podem operar em virtude de um êmbolo sendo arrastado por um solenoide, ou através de uma armadura sendo atraída pelos polos de um eletroímã. Os relés de atração eletromagnética podem ser acionados por corrente contínua ou alternada.

Os relés de atração magnética podem ser divididos em dois tipos:

- **Relé de Êmbolo:** Neste tipo de relé, uma corrente elétrica percorre uma bobina de magnetização que produz um campo magnético. Quando a corrente na bobina atinge o valor de ajuste do relé, o campo magnético desloca um êmbolo que irá operar um conjunto de contatos do relé. A Figura 2.2 mostra um desenho esquemático das partes componentes deste relé.

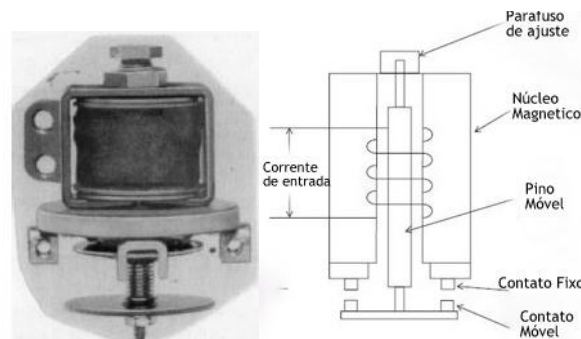


Figura 2.2: Relé de Embolo [6].

- **Relé de Alavanca:** Neste tipo de relé uma alavanca articulada é atraída quando uma corrente elétrica percorre um eletroímã. Este relé possui maior sensibilidade do que o tipo êmbolo. A figura 2.3 mostra um esquema típico das partes que compõem este relé.

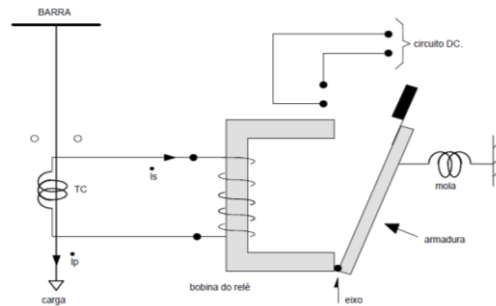


Figura 2.3 Relé de Alavanca.

O ajuste dos relés de atração pode ser realizado:

- Através da variação de tape da bobina magnética;
- Alterando a tração aplicada à mola de retenção;
- Variando o valor de entreferro presente entre a parte fixa e móvel dos relés.

Relés de indução eletromagnética

Os relés de indução eletromagnética usam o mesmo princípio dos motores de indução, onde um torque é desenvolvido por indução eletromagnética em um rotor. Estes relés funcionam apenas em aplicações que envolvam correntes alternadas. Existem diferentes tipos de relés que utilizam o princípio de indução eletromagnética para a produção de torque. Dentre estes, pode-se destacar:

- **Relés de Disco de Indução:** Neste tipo de relé a corrente percorre uma bobina magnetizante, gerando uma força magnetomotriz, que produz um fluxo

magnético com característica senoidal, que, de acordo com a lei de Lenz, induz uma corrente no disco. Devido à corrente induzida, surge um novo fluxo que interage com o anterior produzindo torque no disco. A figura 2.4 mostra um desenho esquemático das partes que compõe este relé.

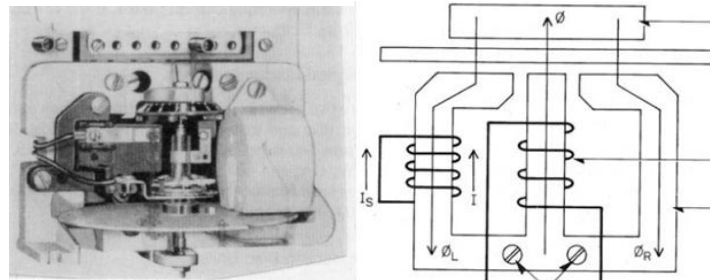


Figura 2.4 Relé de Disco de Indução [6].

- Relé Tipo Cilindro de Indução:** Este tipo de relé apresenta quatro bobinas deslocadas espacialmente de 90°. Estas bobinas, durante um curto-circuito, produzem torque girando um cilindro de alumínio, que por sua vez fecha o contato móvel do relé que está solidário ao eixo do cilindro de indução. A operação de uma unidade tipo cilindro de indução é semelhante à de um motor de indução com polos salientes no enrolamento do estator. Neste relé, o torque de operação é função de duas grandezas de atuação, portanto este relé possui característica direcional. A figura 2.5 mostra um desenho esquemático das partes componentes deste relé.

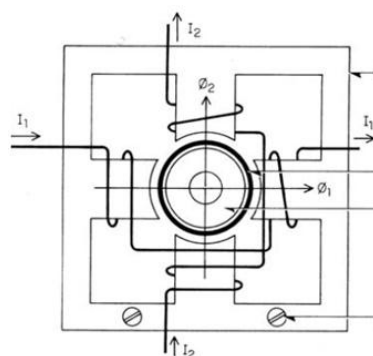


Figura 2.5: Relé tipo cilindro de indução [6].

2.1.2. Relés Estáticos

Os relés estáticos respondem a uma grandeza de operação por meio eletrônico ou magnético, sem que haja deslocamentos mecânicos. Portanto, a designação “relé estático” abrange os relés de proteção com projetos analógicos e digitais.

O termo “relé analógico” refere-se aos dispositivos de proteção que utilizam em seus circuitos elementos discretos como diodos e elementos chaveados. Por sua vez o termo “relé digital ou numérico” refere-se aos dispositivos de proteção que utilizam circuitos integrados e microprocessadores.

O principal objetivo do uso de relés estáticos é melhorar a sensibilidade, confiabilidade e velocidade dos sistemas de proteção removendo partes móveis sensíveis ao desgaste, corrosão e vibração.

No início do desenvolvimento o uso dos relés estáticos tornou-se atraente para funções mais complexas, tais como as funções de distância e direcional. Porém agregar características temporizadas aos relés utilizando componentes eletrônicos discretos se tornou uma tarefa muito complexa e de alto custo [6].

Com o advento dos microprocessadores, cujas características de atuação são definidas por meio de uma série pré-programada de instruções e algoritmos baseados nas funções desejadas e em medições de tensão e/ou corrente, tornou-se muito mais simples fornecer as características mais comumente utilizadas, incluindo a operação temporizada. De maneira geral, através do uso de algoritmos, é possível atribuir praticamente qualquer característica de forma econômica aos relés digitais, que também tem permitido o desenvolvimento de esquemas de proteção mais complexos.

A Seção 2.2 apresenta detalhes das características dos relés digitais que são o foco principal deste trabalho.

2.2. Características dos Relés Digitais

Relés de proteção digitais são gerenciados por microprocessadores desenvolvidos especificamente para este fim. Nestes relés, os sinais de entrada das grandezas elétricas e os parâmetros de ajustes são controlados por um software que processa a lógica de proteção através de um algoritmo.

De maneira geral, o relé digital funciona internamente associando várias lógicas de blocos. As unidades lógicas típicas envolvidas em um relé microprocessado estão mostradas na Figura 2.6.

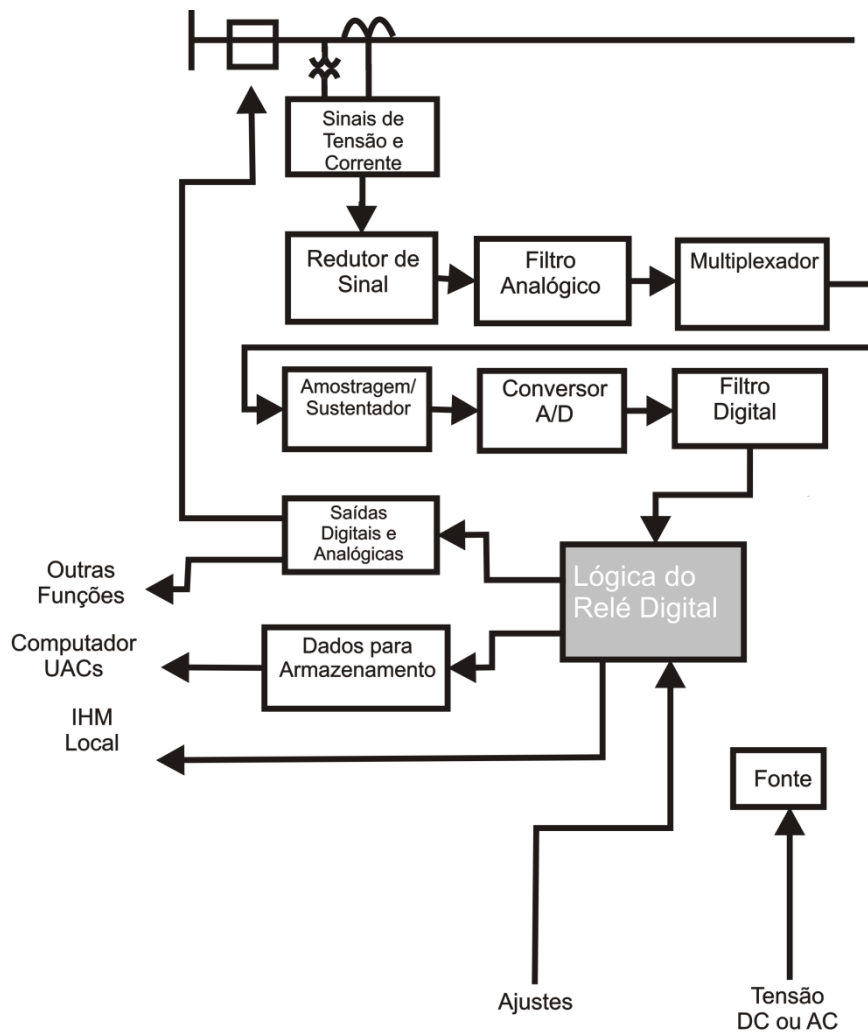


Figura 2.6: Unidades lógicas básicas envolvidas em um relé de proteção digital [7].

De maneira geral estes blocos realizam as seguintes funções [7]:

- Entrada Analógica: Bloco por onde entram os sinais analógicos das correntes e tensão via transformador de corrente (TC) e transformador de potencial (TP);

- Redutor de Sinal: Produz adaptação dos sinais de entrada ao circuito do relé digital. Neste bloco, transformadores auxiliares produzem o desacoplamento físico entre os circuitos de entrada e de saída;

- Filtro Analógico: De acordo com a necessidade da função requerida, realiza uma filtragem dos sinais indesejados;

- Multiplexador: Faz a multiplexação dos sinais de entrada;

- Amostragem e sustentação (*Sample and Hold*): Faz a preparação dos sinais analógicos em sinais de amostragem por ciclo para a conversão em sinais digitais;

- Conversão A/D: Transforma os sinais amostrados em sinais digitais;

- Filtro Digital: Faz a estabilização dos sinais digitais;

- Lógica do relé: Faz a lógica de operação do relé, a qual depende do algoritmo aplicado e da função de proteção desejada. Este bloco pode conter entradas digitais capazes de alterar a lógica de proteção do relé informando, por exemplo, o estado de disjuntores e chaves seccionadoras;

- Saídas digitais e analógicas: São destinadas a cumprir as funções do relé, podendo estar associadas a alarmes, controles, dados para supervisão, comando para outros relés e principalmente comando de abertura para disjuntores;

- Bloco de registro de eventos e oscilografia: Armazena dados necessários para efetuar análise do desempenho da atuação da proteção e das condições do sistema durante a ocorrência da falta;

- Interface Homem-Máquina (IHM): Dependendo do relé de proteção pode ser realizada diretamente no aparelho, através de um computador local ou de maneira remota.

Os algoritmos utilizados nos relés digitais, além de executarem as funções de proteção, podem exercer funções de medição e controle, permitindo ao usuário, por exemplo, verificar os valores eficazes de tensão e corrente do sistema diretamente no dispositivo de proteção e enviar comandos de abertura e fechamento para chaves seccionadoras. Além destas funções, outras vantagens incorporadas com a utilização dos relés digitais são:

- Compactação, diminuindo os espaços ocupados nos painéis de proteção;
- Recebimento de sinais advindos de outros relés (bloqueio ou permissão);
- Grande flexibilidade de ajuste das funções de proteção em relação ao tempo, facilitando a coordenação da proteção;
- Ajustes diferenciados para defeitos, trifásico, bifásico e monofásicos;
- Utilização de vários grupos de ajustes que se adaptam automaticamente a mudanças na configuração do circuito;
- Possibilidade de emular qualquer relé eletromecânico;
- Possibilidade de utilizar mais de uma função de proteção em um único dispositivo.

3. Funções de Proteção

Os sistemas de proteção estão associados aos equipamentos existentes no sistema elétrico, ou seja: geradores, transformadores, linhas, motores, capacitores, entre outros. Geralmente, cada equipamento possui seu sistema de proteção com funções específicas, que o desconectará da rede em caso de defeito. Desta forma, o sistema de proteção é dividido em zonas, que são definidas pela localização dos disjuntores ou, mais precisamente, dos transformadores de corrente responsáveis pela medição da grandeza a ser monitorada [1].

A Figura 3.1 ilustra uma seção de um sistema de potência, indicando as zonas de proteção dos diversos equipamentos. Note-se que, com o objetivo de garantir proteção total aos equipamentos, as zonas de proteção são propositalmente superpostas.

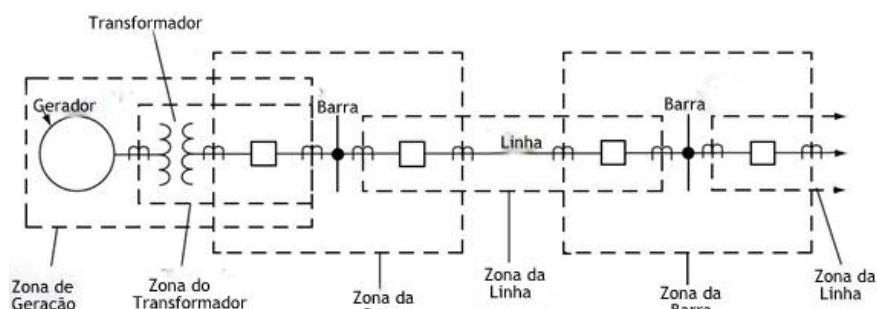


Figura 3.1: Zonas típicas primárias de proteção dos relés em sistemas de potência [1].

Embora os fundamentos da proteção sejam bastante semelhantes, cada equipamento possui diferentes filosofias e relés de proteção específicos que são baseados nas características do elemento a ser protegido. As principais funções de proteção existentes e utilizadas para proteger estes elementos estão destacadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Principais Funções de Proteção

Principais Funções de Proteção	
	Descrição
21	Relé de Distância
27	Relé de Subtensão
50	Relé de Sobrecorrente Instantâneo
51	Relé de Sobrecorrente Temporizado

59	Relé de sobretensão
67	Relé Direcional de Sobrecorrente
87	Relé de Proteção Diferencial

3.1. Estudo das Principais Funções de Proteção

Durante a elaboração de um sistema de proteção é possível utilizar uma ou mais funções de proteção simultaneamente. A definição de qual função, ou conjunto de funções, de proteção que se utilizar depende diretamente das características do sistema e dos recursos disponíveis. A seguir será realizado um estudo de cada uma das funções de proteção mostradas na Tabela 3.1.

3.1.1. Relé de Sobrecorrente Instantâneo (50)

O relé de sobrecorrente deve atuar sempre que a corrente do equipamento protegido ultrapassar um certo valor ajustado. Geralmente nos sistemas elétricos as correntes de falta são bem mais elevadas do que as correntes de carga, então, baseado neste princípio, o relé de sobrecorrente é capaz de detectar boa parte dos defeitos.

O relé de sobrecorrente instantâneo deve atuar, sem qualquer acréscimo intencional de tempo, para qualquer valor de corrente que seja superior ao seu ajuste. O ajuste do relé de sobrecorrente de maneira geral deve obedecer a inequação 3.1.

$$I_{\text{nominal}} \leq I_{\text{ajuste do relé}} \leq I_{\text{CC}_{\text{minimo}}} \quad (3.1)$$

É comum, sempre que possível, ajustar o relé para atuar para valores de correntes que excedem 1,5 vezes a corrente nominal do circuito de forma a evitar que disparos não desejados ocorram devidos à presença de transitórios na rede.

3.1.2. Relé de Sobrecorrente Temporizado (51).

A Figura 3.2 mostra uma linha radial dividida em duas seções através de disjuntores. Para limpar uma falta na linha após o disjuntor B é necessária a abertura apenas do mesmo. Porém, com a utilização das unidades instantâneas torna-se complicado distinguir o ponto da falta e coordenar a proteção de forma a abrir somente o disjuntor mais próximo do ponto de falta, permitindo que a parte do sistema não afetada continue operando normalmente.

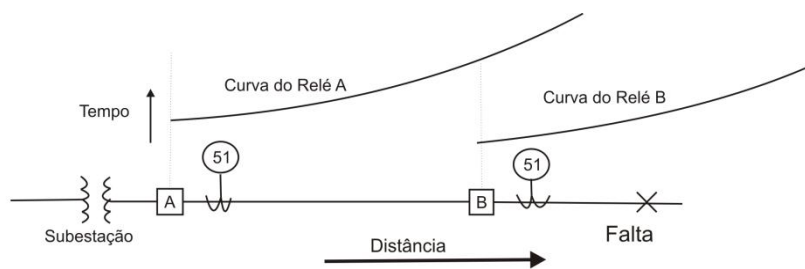


Figura 3.2: Aplicação do relé de sobrecorrente temporizado.

O atraso de operação do relé instalado junto ao disjuntor A permite que haja uma coordenação entre dispositivos de proteção. Esta técnica, também chamada de seletividade, é desenvolvida para interromper as faltas com o mínimo tempo possível, porém com atraso de tempo suficiente para que os relés mais próximos do defeito possam atuar primeiro.

Os relés de sobrecorrente temporizados podem ser de:

- Tempo definido;
- Tempo inverso.

No relé de tempo definido a atuação do mesmo ocorre somente após a contagem de um tempo previamente ajustado pelo usuário. A Figura 3.3 mostra a curva característica deste tipo de relé.

A coordenação dos relés de sobrecorrente de tempo definido, em sistemas radiais pode ser feita usando a seguinte regra [7]:

- O relé mais afastado do barramento da subestação deve ter o menor tempo de ajuste possível e os relés a montante, mais próximos da barra, devem ter um ajuste cuja diferença de tempo seja a menor possível, respeitando o tempo de coordenação. O tempo de coordenação é definido como a mínima diferença de tempo que dois relés adjacentes devem ter para respeitar a coordenação. Este tempo depende das características dos relés e disjuntores envolvidos no sistema de proteção. Portanto a coordenação destes relés deve obedecer a inequação 3.2.

$$t_{\text{relé montante}} \geq t_{\text{relé jusante}} + \text{tempo de coordenação} \quad (3.2)$$

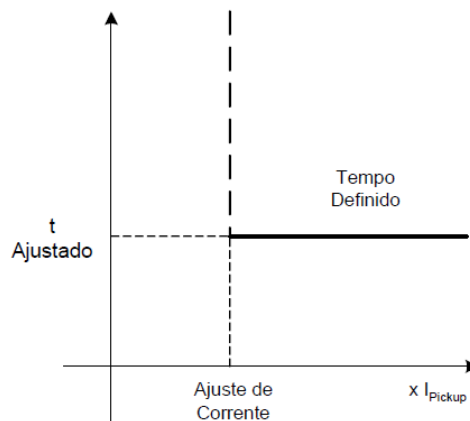


Figura 3.3: Curva característica relé de tempo definido [8].

O ajuste dos relés de sobrecorrente de tempo inverso não é feito pela escolha direta do tempo de atuação e sim pela curva de tempo de atuação. A coordenação deste tipo de relé é um pouco mais complexa, mas permite uma operação mais rápida para faltas mais severas.

As curvas características típicas dos relés de tempo inverso podem ser visualizadas na Figura 3.4 e podem ser classificadas como:

- Normalmente inversa;
- Inversa;

- Extremamente Inversa;

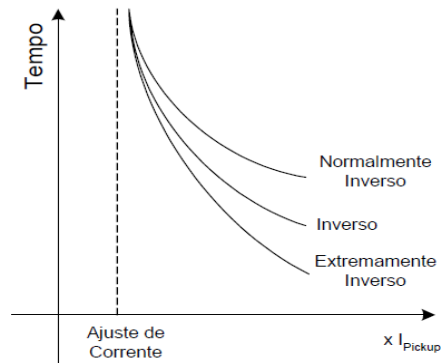


Figura 3.4: Curva característica do relé de tempo inverso [8].

A escolha da curva a ser utilizada é uma função das características do sistema e do equipamento a ser protegido.

3.1.3. Relé de Sobrecorrente Direcional (67)

Em sistemas com arranjo em anel ou em que há fontes de tensão em ambas as extremidades da linha a coordenação da proteção utilizando apenas relés de sobrecorrente é inviável, pois caso estes fossem usados, seria necessária a realização de coordenação simultânea entre os relés a montante a jusante.

Para solucionar esse problema, pode-se utilizar a função direcional. O relé direcional apresenta sensibilidade para operar apenas em relação a um único sentido em relação ao fluxo de energia que trafega pelo sistema. Portanto, este relé confere uma característica radial ao sistema em anel.

Para o uso deste relé são necessárias duas grandezas: uma de polarização, que serve como um fasor de referência para o relé, e outra de atuação, que é medida em relação à referência. Para que a função direcional atue, é necessário que a grandeza de operação esteja em uma região específica em relação à grandeza de polarização.

Normalmente a grandeza de polarização é caracterizada por um sinal de tensão e, a de atuação, pela corrente elétrica.

A função direcional como mostrada na Figura 3.5 pode ser usada para proteção de falta entre fases e para a proteção de neutro.

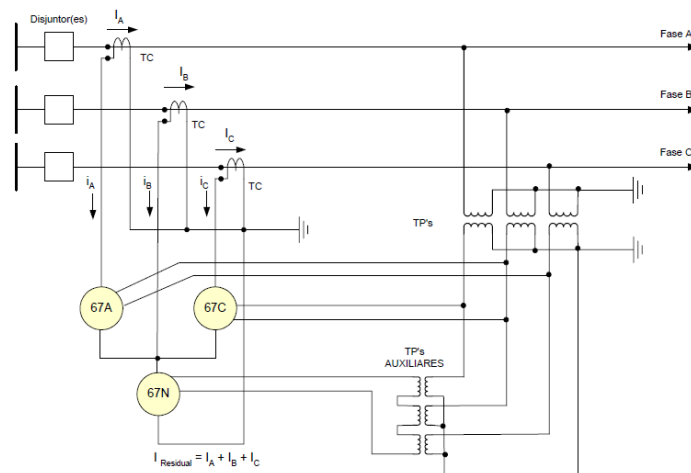


Figura 3.5: Esquema de ligação relé direcional [9].

O relé direcional deve atuar somente quando a corrente no circuito estiver fluindo em um sentido determinado e sua intensidade for superior ao valor de ajuste. A direcionalidade é dada pela comparação fasorial entre a grandeza de polarização com a de operação, por isso a grandeza de polarização deve fornecer uma referência firme de direção de corrente. Portanto é usual utilizar como grandeza de polarização a tensão das fases adjacentes, pois o uso da tensão da mesma fase a qual se deseja proteger como referência pode trazer os seguintes inconvenientes:

- Em caso de curto a tensão pode ir a zero e a proteção corre o risco de perder a referência;
- Caso a linha possua compensação serie, a tensão de referência pode inverter;
- Caso um curto ocorra logo à frente da proteção, devido à presença de arco o ângulo entre tensão e corrente pode ir a 0° .

A Tabela 3.2 mostra as grandezas usuais para a polarização dos relés direcionais.

Tabela 3.2: Tensões de polarização relé direcional

Fase Protegida	Tensão de Referência
A	Vbc
B	Vca
C	Vab

A Figura 3.6 mostra o diagrama fasorial das grandezas envolvidas no relé direcional. É possível observar que a tensão V_{an} e a tensão de polarização V_{bc} estão defasadas de 90° e que, devido às características indutivas da linha, a corrente I_a fica bastante defasada da tensão V_{an} . Esta polarização é conhecida como polarização em quadratura ou a 90° .

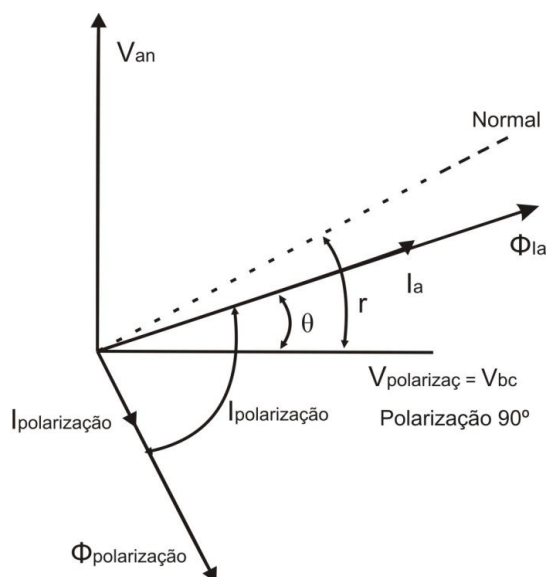


Figura 3.6: Diagrama fasorial de tensões e correntes no relé direcional

O relé direcional de sobrecorrente pode ser ajustado de maneira semelhante ao relé sobrecorrente não direcional podendo apresentar características instantânea, temporizada ou ambas em um único elemento.

3.1.4. Relé de Distância (21)

O relé de distância responde às grandezas de entrada em função da impedância entre o ponto de instalação do relé de proteção e o ponto de localização da falta no

circuito elétrico. A Figura 3.7 representa simbolicamente o princípio de funcionamento deste relé.



Figura 3.7: Princípio de funcionamento do relé de distância

Neste esquema, as grandezas que atuam no braço sobre o pivô são:

- Tensão: Grandeza de restrição que produz torque negativo, isto é, em sentido contrário ao de fechamento do contato do relé.
- Corrente elétrica: Grandeza de operação que produz torque positivo, isto é, favorável à ação de fechamento do contato do relé.

Supondo que uma falta sólida ocorra na linha de transmissão a uma distância l do relé e que a tensão no ponto de falta é nula, o circuito será fechado e a tensão V_r no relé será igual a $I_r \times Zl$, onde I_r é a corrente que passa pelo relé e Zl é a impedância da linha entre o relé e o ponto de falta.

Este sistema pode ser equacionado da seguinte forma:

$$T = K_1 I_r^2 - K_2 V_r^2 \quad (3.3)$$

No limiar da operação $T=0$, logo:

$$\frac{K_1}{K_2} = \frac{V_r^2}{I_r^2} \quad (3.4)$$

Então, se uma falta ocorrer entre o relé e o ponto Zl , o torque produzido pela corrente de operação será maior do que o torque de restrição e o relé irá operar.

$$\frac{Vr}{Ir} = \frac{Ir \times Zl}{Ir} = Zl \quad (3.5)$$

A maior vantagem do relé de distância aparece na equação 3.6, pois a zona de operação do relé é função apenas dos parâmetros da linha a ser protegida. Sabe-se que a impedância é representada por um número complexo, que na forma retangular, pode ser escrita pela equação 3.7, que representa uma circunferência de raio Z com centro na origem do par de eixos R-X. Então pode-se representar a área de atuação do relé de distância pela Figura 3.8.

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (3.6)$$

Ou seja

$$Z^2 = R^2 + X^2 \quad (3.7)$$

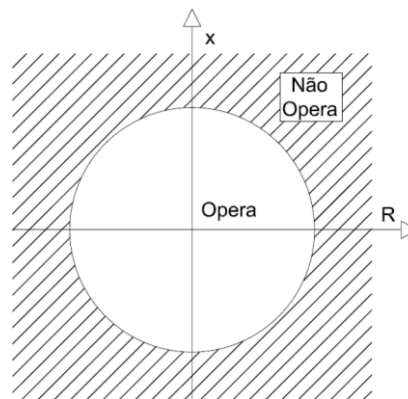


Figura 3.8: Área de proteção do relé de distância

Através da Figura 3.8 também é possível observar a não direcionalidade deste relé, pois como seu ajuste corresponde a uma circunferência com centro na origem, o mesmo irá atuar para qualquer falta dentro da sua zona de proteção, independente do sentido da corrente.

Uma possível solução, para o problema da não direcionalidade, é a utilização deste relé em conjunto com o relé direcional. Porém, esta solução não é conveniente devido à necessidade do uso de um novo elemento sujeito a falha e que aumenta a complexidade do ajuste da proteção.

Uma segunda maneira de superar este inconveniente é a aplicação de tensões adicionais no comparador que fará com que o disparo do relé de distância seja dependente do ângulo de fase relativo entre a tensão e a corrente, proporcionando uma característica direcional ao relé. Esta mudança tem o efeito de deslocar o círculo de modo que o mesmo tangencie a origem. O ângulo θ é conhecido como o ângulo característico do relé e é determinado pela relação entre a resistência e reatância da linha. A área característica de atuação deste relé pode ser vista na Figura 3.9.

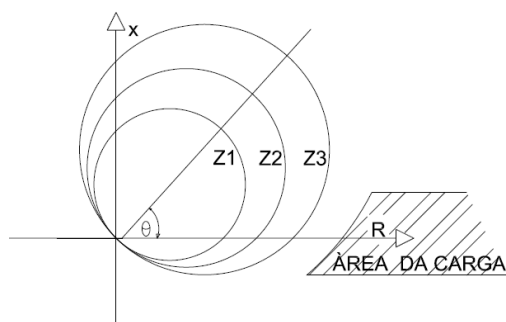


Figura 3.9: Relé de Admitância

A característica do relé de distância, como ilustrada na Figura 3.9, possui mais de uma zona de alcance que podem ser ajustadas com diferentes valores de tempo. Então a correta coordenação do relé de distância é alcançada pelo ajuste da primeira zona de proteção geralmente instantânea, e de uma ou mais zonas temporizadas. É importante que, ao definir a área de atuação do relé de distância, especialmente das zonas que têm maior alcance, sua característica não invada a área de carga normal, evitando disparos não desejados. Essa área também é ilustrada no diagrama R-X da Figura 3.9.

Em qualquer curto-circuito, no local do defeito, sempre haverá a presença do arco elétrico. Num arco elétrico a corrente e tensão estão em fase logo, o arco elétrico tem característica puramente resistiva [7]. Portanto durante uma falta, a impedância vista pelo relé é dada pela equação 3.8.

$$\dot{Z}_{vista\ pelo\ relé} = \dot{Z}_{defeito} + R_{arco\ elétrico} \quad (3.8)$$

A resistência do arco elétrico pode jogar o ponto de falta para fora da zona de atuação do relé de distância, portanto ao fazer o ajuste deste tipo de relé é importante levar em consideração a resistência de falta a fim de evitar falhas na atuação do sistema de proteção.

Os relés de distância devem estar ajustados para responder às tensões e correntes associadas aos diferentes tipos de falta. Por isto, neste relé, é comum definir os chamados *loops* de falta. Um *loop* de medição de falta é o circuito elétrico de onde a proteção adquire valores de corrente e tensão para a medida de distância entre o ponto de instalação do relé e o ponto de falta. Conforme mostrado na Tabela 3.3 uma proteção de distância completa para a proteção de linha tem 6 *loops* de medição [10], [11].

Tabela 3.3: Loops de Falta

“Loop” de Falta	Tipo de Falta	$V_{Relé}$	$I_{Relé}$	Equações
AN	3 ϕ , 2 ϕ -N e 1 ϕ	Va	Ia + K ₀ .In	VA/[IA + k0.IR]
BN		Vb	Ib + K ₀ .In	VB/[IB + k0.IR]
CN		Vc	Ic + K ₀ .In	VC/[IC + k0.IR]
AB	3 ϕ , 2 ϕ e 2 ϕ -N	Va-Vb	Ia-Ib	[VA – VB]/[IA – IB]
BC		Vb-Vc	Ib-Ic	[VB – VC]/[IB – IC]
CA		Vc-Va	Ic-Ia	[VC – VA]/[IC – IA]

Onde:

In: Corrente de neutro

K0: Fator de compensação residual ou compensação de terra.

3.1.5. Proteção Diferencial (87)

A proteção diferencial, como o próprio nome indica, compara as correntes que entram e saem da área delimitada pela proteção e opera quando a diferença entre essas duas correntes excede um valor pré-determinado. Esta função de proteção é comumente usada para a proteção de linhas, barras e transformadores. A Figura 3.10 ilustra o princípio básico de funcionamento desta função.

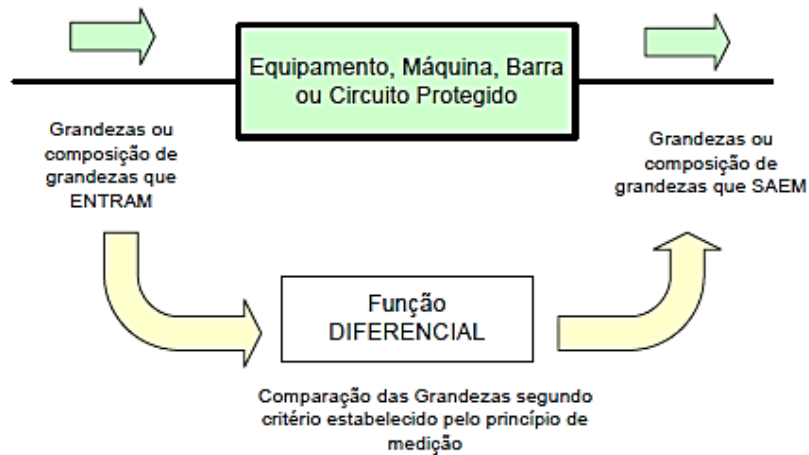


Figura 3.10: Princípio básico de funcionamento da proteção diferencial [9].

A figura 3.11 mostra o esquema básico de ligação do relé diferencial. Neste esquema, os enrolamentos secundários dos TCs envolvidos na proteção diferencial são conectados em série e o relé de proteção é conectado no ponto médio entre os TCs onde teoricamente a tensão é nula e consequentemente não há corrente circulando pelo relé.

Caso ocorra uma falha em algum ponto localizado entre os dois TCs, o relé irá operar, pois neste caso as correntes que circulam pelo secundário dos TCs não são mais iguais e consequentemente passa a circular corrente pelo relé.

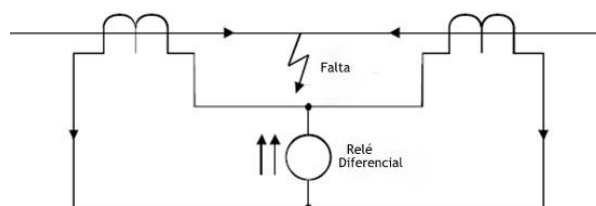


Figura 3.11: Esquema básico de ligação do relé direcional

Esta proteção é também chamada de unidade de proteção, pois somente opera para faltas na unidade na qual está protegendo. Portanto, o relé diferencial não precisa ser coordenado com os outros elementos de proteção do sistema e pode sempre ser ajustado para operar instantaneamente.

A figura 3.12 mostra os diferentes meios de comunicação utilizados para a comunicação entre os circuitos secundários dos TCs e o relé de proteção diferencial.

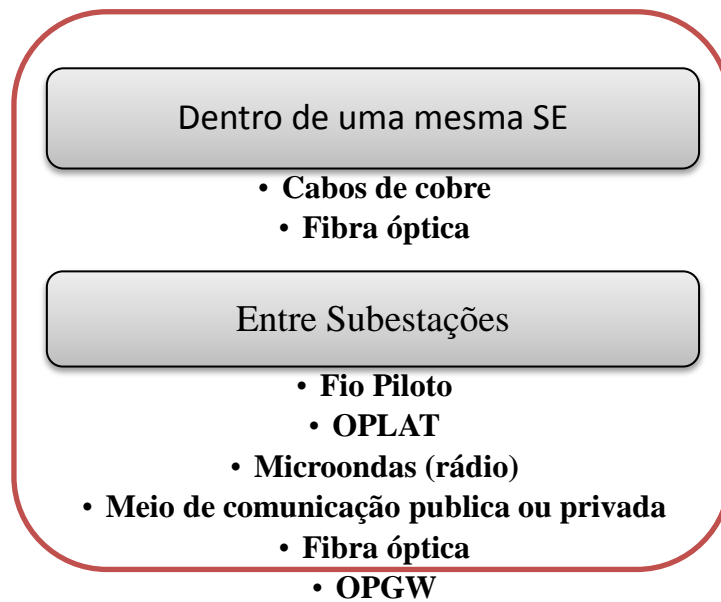


Figura 3.12: Meios de comunicação para o uso do relé diferencial.

3.1.6. Proteção Contra Sobretensão (59)

A função de proteção de sobretensão tem a finalidade de detectar condições de tensão acima de um valor aceitável para a operação do sistema, podendo enviar sinais de alarmes, de chaveamento para banco de capacitores e, dependendo das características do sistema ou do equipamento a ser protegido, enviar comando de abertura para disjuntores. Assim como os relés de sobrecorrente, os relés de sobretensão podem ser de ação instantânea ou temporizada. A Figura 3.13 mostra o esquema típico de ligação destes relés.

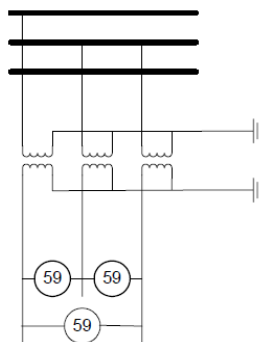


Figura 3.13: Esquema de ligação do relé de sobretensão [9].

3.1.7. Proteção Contra Subtensão (27)

Esta função atua quando a tensão no sistema cai para um valor abaixo de um limite aceitável para a operação do sistema, podendo ser utilizada para a proteção de equipamentos, tais como motores.

Na próxima seção será descrita a aplicação das funções de proteção apresentadas na proteção das linhas de transmissão.

3.2. Proteção de Linhas

As linhas são responsáveis por fazer as conexões entre as várias partes do sistema de potência e os equipamentos a ele associados. Atualmente a maioria dos sistemas de energia tem dois ou mais níveis de tensão. Por isso, ao longo da história, tem-se tentando desenvolver padrões para a classificação dos níveis de tensão. Embora a designação das classes de tensão não seja completamente uniforme, pode-se classificar as linhas da seguinte forma [2]:

- **Transmissão:** As linhas de transmissão ligam as grandes usinas geradoras às áreas de grande consumo. Estas linhas apresentam características predominantemente aéreas e poucos consumidores conectados diretamente à mesma.

- **Sub-Transmissão:** As linhas de sub-transmissão recebem energia das redes de transmissão e têm por objetivo transportar a energia elétrica aos grandes centros de consumo e a importantes consumidores industriais. Geralmente estas linhas possuem níveis de tensão entre 34,5 e 138kV;
- **Distribuição:** As linhas de distribuição alimentam consumidores industriais e comerciais de médio e pequeno porte e os consumidores residenciais. Normalmente as redes de distribuição operam com valores de tensão iguais ou inferiores a 35kV.

As linhas variam amplamente em suas características, configurações, comprimento, importância sistêmica, etc. Por isso, existem diversas técnicas e funções de proteção utilizadas para a proteção destes elementos.

3.2.1. Funções de Sobrecorrente

Para a proteção de linhas de transmissão os relés de sobrecorrente devem ser ajustados de forma a atender a inequação (3.9) [7].

$$(1,4 \text{ a } 1,5)I_{\text{nominal de carga}} \leq I_{\text{ajuste do relé}} \leq \frac{I_{\text{cc mínimo no final do circuito protegido}}}{1,5} \quad (3.9)$$

De acordo com esta inequação o ajuste do relé de sobrecorrente é feito de forma a deixar uma folga de 40% a 50% na corrente de carga de para que o relé possa absorver flutuações de carga rotineiras no sistema sem operar. Na prática essa garantia pode ser melhorada escolhendo uma corrente de ajuste próxima à limitação superior da inequação 3.9. O valor de 1,5 que divide o limite superior da equação aumenta a confiabilidade do relé garantindo que no pior caso a menor corrente de curto seja 1,5 vezes maior que a corrente de ajuste do relé.

Para a proteção de linhas de subtransmissão, devido à necessidade de tempos de atuação rápidos, é pouco comum e inadequado o uso de relés de proteção com características puramente temporizadas. Para permitir uma rápida atuação e ainda viabilizar a coordenação entre os relés no sistema é comum o uso do relé de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo (50/51).

Este tipo de relé permite a realização de uma operação de alta velocidade para curtos mais severos e ao mesmo tempo permite a realização da coordenação entre os relés adjacentes. Neste relé, geralmente, ajusta-se o elemento instantâneo para proteger apenas 85% da linha de transmissão. Este ajuste é realizado desta maneira para que a proteção instantânea não exceda o comprimento da linha garantindo seletividade.

O elemento temporizado, que pode ser de tempo definido ou de tempo inverso, deve ser ajustado respeitando o tempo necessário para a coordenação entre os relés. A Figura 3.14 mostra um exemplo de ajuste do relé de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo.

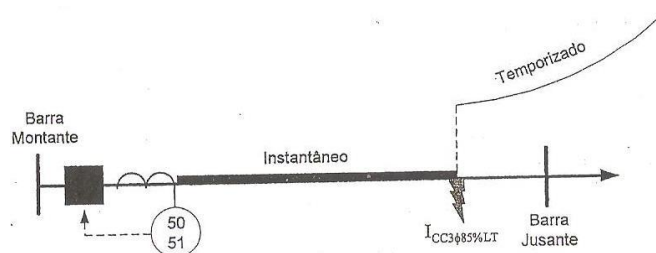


Figura 3.14: Exemplo de ajuste do relé de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo [7].

3.2.2. Funções de Distância

Em linhas de transmissão de alta tensão normalmente as faltas são muito severas e caso não sejam eliminadas rapidamente, podem causar instabilidade no sistema e eventualmente danos permanentes as linhas. Nestes casos, em que a necessidade de uma

rápida atuação da proteção, os relés de sobrecorrente não oferecem uma proteção adequada ao sistema. Para estes sistemas é mais adequado o uso da proteção de distância que tem como vantagens:

- Melhor cobertura para abertura instantânea;
- Melhor sensibilidade, em algumas situações os relés de sobrecorrente precisam ser ajustados até duas vezes a corrente de carga;
- Fácil cálculo de ajuste e coordenação;
- Zonas de proteção fixas, relativamente independentes de mudanças no sistema exigindo menos manutenção de ajuste;
- Maior independência da carga.

Para a proteção de linhas de transmissão geralmente a primeira zona é ajustada para atuar de maneira instantânea protegendo aproximadamente 80% da linha. A segunda zona é ajustada para proteger, de modo temporizado, aproximadamente 100% da LT + (20 - 60)% da LT seguinte. As demais zonas são altamente dependentes das características do sistema e da filosofia adotada, mas devem ser ajustadas sempre levando em consideração os tempos de coordenação. Com o objetivo de cobrir uma eventual falta na retaguarda é possível ajustar uma ou mais zonas de proteção para proteger o sistema a montante. Esta proteção, quando utilizada, apresenta alta temporização. A Figura 3.14 mostra exemplo de ajuste e coordenação de um relé de distância.

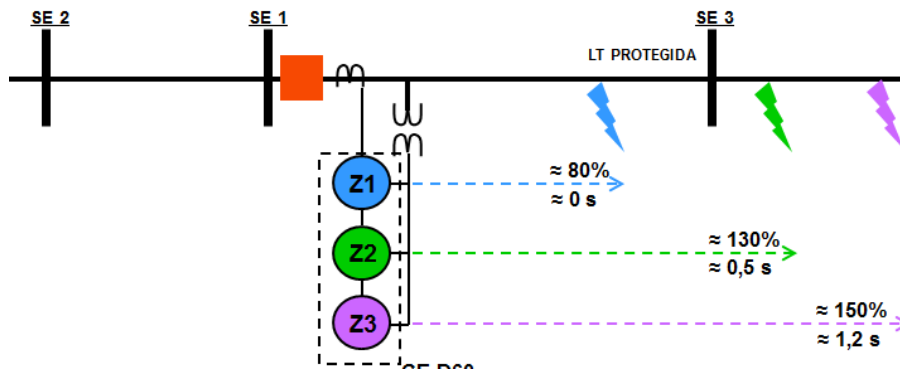


Figura 3.14: Exemplo de ajuste do relé de distância

Atualmente, a proteção de linhas de transmissão de alta tensão exige, além da aplicação dos relés de distância, a utilização de sistemas de comunicação entre as extremidades do circuito (teleproteção). A teleproteção permite a proteção em alta velocidade, atendendo simultaneamente aos requisitos de seletividade e velocidade de atuação.

3.2.3. Função Diferencial

Na utilização desta função para a proteção de linhas de transmissão deve-se observar a necessidade de recursos para compensar a diferença de tempo para transferência de sinal entre as extremidades da linha e de uma atuação rápida para as faltas no interior da área protegida.

Devido às grandes distâncias a comparação entre as correntes medidas nas extremidades de uma linha de transmissão é o grande desafio do uso deste tipo de proteção. É importante observar o fato de que esta comunicação deve ser confiável em relação ao seu desempenho e sua velocidade. Considerando que esse meio pode passar por ambientes não controlados e relativamente expostos à segurança desse meio de comunicação também é um aspecto importante.

Com o advento da tecnologia de comunicação através da fibra óptica, tem havido grande impulso da aplicação do relé diferencial aplicado às linhas de transmissão. A

figura 3.15 mostra um esquema básico do uso do relé de proteção diferencial para a proteção de linhas de transmissão.

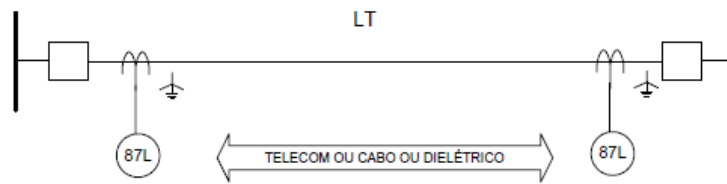


Figura 3.15: Ilustração do uso do relé diferencial para proteção de linha

A proteção diferencial ainda apresenta as seguintes vantagens:

- Alta sensibilidade para faltas de alta impedância;
- Não necessita do uso de TPs;
- Imune a oscilações de potência;
- Facilita a proteção de linhas com compensação série;
- Poucos ajustes e alta confiabilidade.

3.2.4. Funções de Tensão

As funções de tensão têm por objetivo detectar condições anormais de tensão e garantir um bom funcionamento e a integridade dos equipamentos.

Em linhas de transmissão de extra-alta tensão esta proteção tem uma função sistêmica, isto é, para desligar trechos do sistema afetados por sobretensão, geralmente provocadas por excesso de potência reativa na região [9].

Nestas linhas, a função de sobretensão instantânea normalmente é ajustada para operar para valores de tensão entre 1,20 e 1,25pu da tensão nominal da linha. A função

temporizada é ajustada para operar entre 1,16 e 1,20pu da tensão nominal da linha, com um tempo definido entre 2 e 3 segundos.

3.3. Esquemas Especiais de Proteção

Os esquemas especiais de proteção são utilizados para manter a segurança dos sistemas de energia interligados quanto a perturbações na rede de transmissão. Diferente dos esquemas convencionais de proteção, que tem por objetivo proteger um único equipamento ou elemento do sistema de potência, os esquemas especiais são usados para manter a integridade do sistema quando este está submetido a fenômenos que provocam instabilidade ou desligamento em cascata. Portanto este esquema tem como objetivo primordial preservar a maior parte possível do sistema, evitando desligamentos em cascata que resultem em colapso de suprimento a grandes áreas.

Os esquemas especiais de proteção são sistemas automáticos de proteção e controle implantados nas estações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que [12]:

- Permitem a utilização adequada dos sistemas de geração, transmissão e distribuição;
- Proporcionam maior confiabilidade à operação;
- Evitam que perturbações possam levar o sistema à perda de estabilidade ou a colapso de tensão;
- Aumentam a segurança elétrica operacional, diminuindo a possibilidade de ocorrência de perturbações de grande porte ou restringindo a área de abrangência dessas perturbações.

Na engenharia, o compromisso técnico-econômico é sempre presente, portanto é tarefa do projetista de sistemas de potência achar soluções que considerem investimentos, custos operacionais e a qualidade de atendimento ao consumidor. Os esquemas especiais de proteção têm um papel importante na busca desta solução podendo ser usado principalmente para [13]:

- Melhorar o desempenho dos sistemas de potência;
- Operar os sistemas próximos dos limites, mas com segurança;
- Aumentar o limite de transferência de potência, mantendo o mesmo nível de segurança;
- Aumentar a segurança do sistema, particularmente para fazer frente a contingências extremas ou múltiplas que conduzam o sistema ao colapso;

Uma importante ferramenta do sistema especial de proteção é o Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC, que é um sistema especial de proteção específico de corte de carga por taxa de variação de frequência e/ou por subfrequência.

No Brasil, o ERAC é um dos mais importantes sistemas especiais de proteção, pois sua correta atuação tem evitado diversos blecautes no SIN. Isto tem sido possível devido à adequação do ERAC em estágios de corte de carga dentro de valores recomendado por estudos.

4. Avaliação de Desempenho de Relés

A correta atuação dos relés de proteção é fundamental para o bom desempenho dos sistemas de proteção. Por isso, estes dispositivos devem ser altamente confiáveis e idealmente imunes a falhas. Para que este bom desempenho ocorra, é necessário um acompanhamento rigoroso através de ensaios periódicos e específicos [14].

A partir da década de 50 diferentes procedimentos de ensaio foram criados para avaliar o desempenho dos relés, porém estes procedimentos verificavam apenas os ajustes dos relés e não forneciam indicações de como o relé se comportaria sob as diferentes condições transitórias do sistema de potência [15]. Com o avanço tecnológico, os procedimentos e as ferramentas de teste evoluíram e passaram a permitir a realização de testes de condições dinâmicas do sistema aumentando a confiabilidade e a segurança dos relés de proteção.

Diante da evolução dos dispositivos e métodos de ensaio o *IEEE Power System Relaying Committee* realizou uma publicação intitulada de “*Relay Performance Test*” que tem por objetivo [16]:

- Fornecer aos usuários de relés uma compreensão das forças e limitações de métodos de ensaio utilizados para avaliar o desempenho de relés de proteção;
- Servir como referência para o desenvolvimento de planos de teste que determinam o desempenho do relé e sua adequação aos objetivos da aplicação.

Nesta publicação do *IEEE* são definidos os seguintes tipos de ensaios:

• **Ensaio de Regime Permanente:** É usado para determinar os ajustes dos parâmetros do relé. Para a realização deste ensaio, quantidades fasoriais são mantidas constantes por um período de tempo superior ao de atuação do relé para a condição submetida. No caso de relés digitais estes ensaios podem levar o usuário à descoberta de falhas no relé ou de um ajuste incorreto.

• **Ensaio de Integridade:** É usado para verificar se o relé foi fabricado, transportado, instalado e se está sendo conservado dentro das especificações determinadas pelo fabricante. Este ensaio é realizado como teste de aceitação do produto e deve ser realizado periodicamente durante o ciclo de vida do relé.

• **Ensaio de Aplicação:** Deve ser realizado após o teste de integridade e tem a finalidade de verificar se o relé apresenta desempenho satisfatório para a aplicação desejada. Dados gravados em registradores digitais de falta ou distúrbios criados por simuladores matemáticos também podem ser utilizados para verificar o comportamento do relé, permitindo avaliar melhor a sensibilidade e a seletividade do dispositivo. Este teste é particularmente recomendado quando as especificações fornecidas não são suficientemente detalhadas para certificar a aplicação adequada.

Os últimos dois testes descritos na publicação do IEEE têm por objetivo avaliar o comportamento do relé diante de situações transitórias. Portanto, nestes ensaios são simulados sinais vistos pelo relé sob tais condições. Os distúrbios podem ser simulados com mais ou menos detalhes pelos seguintes ensaios:

• **Ensaio Dinâmico:** Consiste em aplicar ao relé correntes de frequência fundamental representando os períodos de pré-falta, falta e pós-falta. Neste ensaio as grandezas elétricas podem sofrer mudanças de fase e/ou amplitude.

• **Ensaio de simulação transitória:** Consiste em usar excitações que incluem componente fundamental e de frequências de ordem superior, que podem surgir durante as condições operativas do sistema. Os dados utilizados para a realização destes testes podem vir de RDPs ou de softwares de simulação de transitórios eletromagnéticos.

Uma ferramenta que permite a realização destes ensaios é a “mala de teste” que é capaz de simular inúmeras condições de operação do sistema permitindo que sejam realizados testes em bancadas com o dispositivo de proteção.

4.1. Mala de Teste

No passado, os equipamentos de testes utilizavam elementos passivos, tais como reostatos, variacs, etc. A sua aplicação envolvia cálculos complexos e ensaios individuais, que levavam um enorme tempo necessário para reconfigurar cada elemento de teste a cada novo ensaio realizado [14].

Estes dispositivos de teste somente verificavam os ajustes dos relés em regime permanente e isto era o que de melhor se podia fazer com esta tecnologia. Estes métodos tradicionais de testes não só consumiam muito tempo como também não forneciam a necessária confiança que o relé iria atuar adequadamente sob as diversas condições transitórias do sistema.

Durante a década de 70, começaram a surgir os equipamentos comumente chamados de “mala de testes” ou “caixa de testes”. Nestes equipamentos os diferentes dispositivos e instrumentos utilizados para os testes dos relés de proteção foram agregados em um único dispositivo, tornando mais rápidos os procedimentos de aferição e calibração dos relés de proteção, otimizando o tempo e os recursos.

Com o surgimento dos dispositivos modernos de proteção, que podem agregar mais de uma função de proteção, o método tradicional de ensaio se tornou inadequado, pois além de apresentar alta complexidade, demanda tempo para reconfigurar os elementos para a realização de novos testes.

Com o avanço tecnológico dos microprocessadores e o desenvolvimento de técnicas de processamento de sinais digitais, houve grande evolução nos equipamentos de teste que atualmente, além do hardware, são providos de software possuindo características multifuncionais capazes de testar qualquer função de proteção.

O desenvolvimento de modernos dispositivos de teste é movido principalmente pela necessidade de se efetuar ensaios transitórios e sistêmicos, pois para a realização

destes são necessárias fontes de tensão e corrente com larga faixa de amplitude e frequência. Além de permitir a realização de ensaios mais complexos o uso destes dispositivos apresenta como vantagens [17]:

- Redução do tempo de ensaio;
- Redução no custo de manutenção da proteção e aumento da confiabilidade;
- Permite manter facilmente um histórico dos testes;
- Registra todo o comportamento dos dispositivos testados para posterior análise;
- Realizam uma avaliação automática de leitura de tempos de atuação e emitem relatórios de desempenho;
- Possibilitam a aplicação de ensaios transitórios com formas de onda de corrente e tensão que contenham percentagens variáveis de harmônicos, definidas pelo usuário, ou obtidas de registradores digitais de perturbações ou de programas de simulação;
- Possibilitam a realização de testes em relés mono ou trifásicos, eletromecânicos, estáticos ou numéricos.

Uma característica importante dos equipamentos de teste mais modernos é a possibilidade de testes de sistemas de proteção como um todo, incluindo relés de proteção, equipamentos de teleproteção, disjuntores e fiação.

O teste de equipamentos de teleproteção é possível graças à possibilidade de sincronização de tempo dos equipamentos de teste via GPS e da possibilidade da transferência de resultados de simulações de programa de transitórios eletromagnéticos para os equipamentos de teste localizados nas extremidades da linha. Um esquema completo de teste pode ser visto na Figura 4.1.

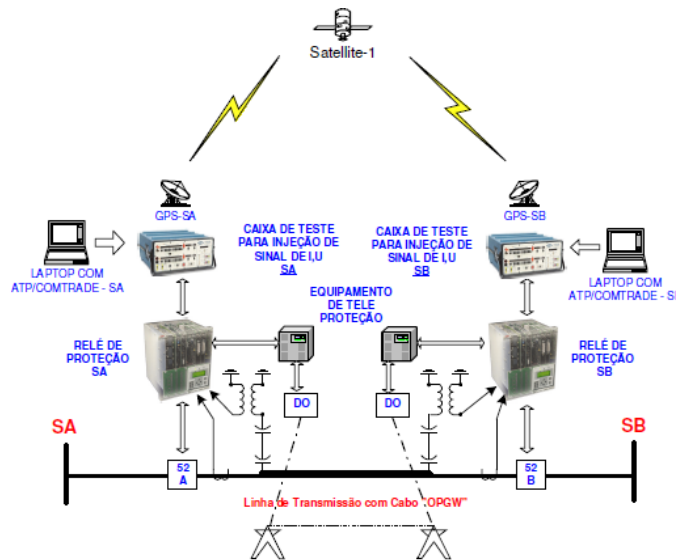


Figura 4.1: Esquema de teste para equipamentos de teleproteção.

A avaliação de desempenho de relés de proteção é explorada neste trabalho, onde o comportamento de um relé ajustado para operação no SIN foi avaliado em um teste experimental. A exploração desse tema tem sido observada em outros trabalhos, o que mostra a relevância do assunto [18][19].

O próximo capítulo apresenta as características do relé e da mala de testes utilizados na avaliação experimental realizada.

5. Equipamentos Utilizados nos Testes Experimentais

5.1. Relé Digital REL670

O relé REL670 é usado para a proteção, controle e monitoramento de linhas aéreas e cabos em sistemas solidamente aterrados. Este dispositivo pode ser usado em sistemas de alta tensão e é adequado para a proteção de linhas com carregamento pesado e para linhas de múltiplos terminais onde a necessidade de abertura monopolar ou tripolar da linha [20].

O esquema de proteção de distância provê proteção para linhas de transmissão com alta sensibilidade e baixa exigência de comunicação com a extremidade remota. Técnicas de solução modernas permitem respostas rápidas a situações indesejáveis de operação com tempo de resposta tipicamente 1,5 ciclos. A Tabela 5.1 mostra as funções típicas de proteção realizadas pelo relé REL670.

Tabela 5.1: Funções de proteção realizadas pelo REL670

Funções de Proteção	
21/21N	Distância
25	Verificação de sincronismo ou sincronização
27	Subtensão
50/50N	Sobrecorrente instantâneo
51/51N	Sobrecorrente temporizado
59	Sobretensão
67/67N	Sobrecorrente direcional
68	Bloqueio por oscilação de potência
78	Falta de sincronismo
79	Religamento

5.1.1. Características Gerais do Relé

O relé REL670 possui 12 entradas analógicas sendo seis destinadas à medição de correntes e seis destinadas à medição de tensão. O equipamento utilizado ainda possui 32 entradas digitais e 24 saídas digitais.

O relé, em estudo, pode se comunicar com os demais equipamentos de proteção ou a um microcomputador através de conexão frontal do tipo RJ-45. O dispositivo ainda possui terminais para sincronismo de tempo via IRIG-B ou GPS. A Figura 5.1 mostra uma visão dos painéis frontal e traseiro do relé REL670.



Figura 5.1: Visão frontal e traseira do REL670

Além das funções de proteção, este relé é capaz de executar funções de lógica e monitoramento que incluem:

- Configuração dos blocos lógicos, que permitem a implementação de lógicas de proteção;
- Medição de valores de serviços;
- Lista de eventos, capaz de registrar até 1000 eventos;
- Relatório de distúrbio ou oscilografia;

- Relatório do estado dos sinais internos.

O oscilógrafo do relé REL670 é capaz de registrar até 99 distúrbios detectados com um tempo máximo de 10s. Para cada distúrbio registrado, é possível programar o dispositivo para registrar até 40 entradas analógicas sendo 30 físicas e 10 remotas. O registrador ainda possui 96 canais binários que podem ter seus registros programados pelo usuário.

5.1.2. Configuração

A configuração do REL670 é dividida nas seguintes etapas:

- Configuração da lógica de operação;
- Associação da matriz de sinais;
- Ajuste de parâmetros.

5.1.2.1. Configuração da Lógica de Operação

Como visto na seção 2.2 os relés digitais possuem blocos lógicos onde são efetuadas as lógicas de operação do relé. No relé REL670 o ajuste das lógicas de proteção deve ser realizado na primeira etapa de configuração.

No relé em estudo todas as funções do dispositivo, sejam de proteção, controle ou monitoramento, possuem blocos lógicos específicos que precisam ser corretamente ajustados para o correto funcionamento das funções desejadas.

A figura 5.2 mostra um esquema simplificado de ajuste da lógica da função de sobrecorrente. Neste esquema o primeiro bloco tem o objetivo de estabelecer uma relação direta entre as entradas analógicas virtuais e a matriz de sinais, que é

responsável por estabelecer as conexões entre as entradas e saídas virtuais e as entradas e saídas físicas do relé. A matriz de sinais consiste na segunda etapa de configuração do relé e será melhor estudada na próxima seção. O segundo bloco lógico é utilizado para a configuração da lógica da função de sobrecorrente não direcional. Neste bloco é possível observar a presença de uma entrada de bloqueio da função e saídas de trip trifásicas e monofásicas que podem ser utilizadas para criar diferentes lógicas de atuação desta função. O terceiro bloco, semelhante ao primeiro, tem por objetivo estabelecer uma relação direta com a matriz de sinais, porém neste caso as saídas dos blocos são digitais e estão relacionadas com saídas digitais do relé.

É importante destacar que todos os blocos de função que necessitam de informações advindas das entradas, analógicas e digitais, ou que alteram o estado de uma saída digital do relé devem ser conectados a um bloco SMAI (*Signal Matrix Analogic Input*), SMBI (*Signal Matrix Binary Input*) e/ou SMBO (*Signal Matrix Binary Output*) que são responsáveis por fazer a interface entre os blocos de função e as entradas e saídas físicas do dispositivo. Os demais blocos de função podem ser configurados de maneira semelhante. Para esta etapa de ajuste o software ainda disponibiliza blocos lógicos (“e”, “ou”, etc) que podem ser utilizados para a realização de lógicas de proteção mais avançadas.

A criação de lógicas no dispositivo, como mostrada na figura 5.2, pode ser realizada através da concatenação entre os diferentes blocos de função dando grande flexibilidade e simplicidade à criação das mesmas.

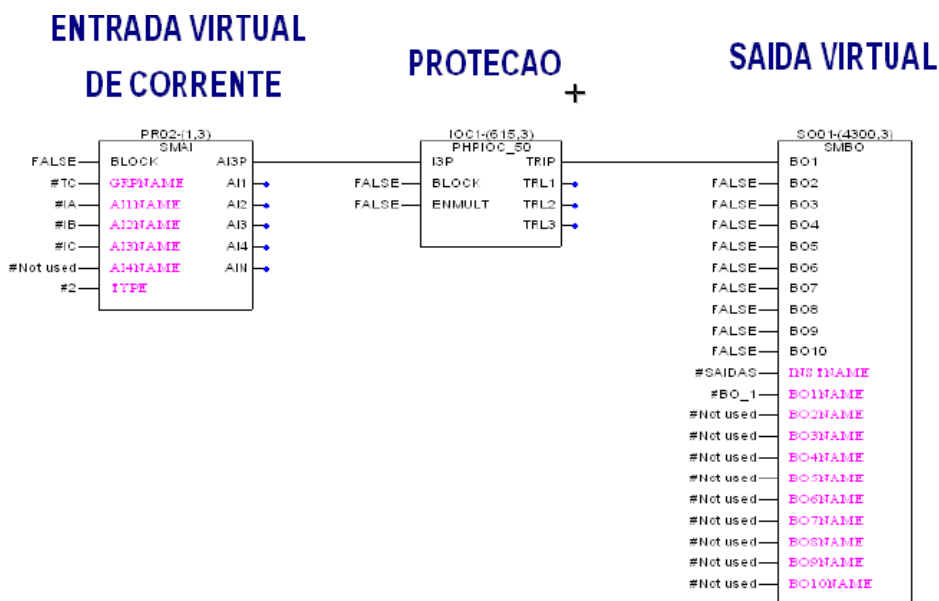


Figura 5.2: De configuração da lógica de configuração para a função de sobrecorrente não direcional.

5.1.2.2. Associação da Matriz de Sinais

A matriz de sinais, também chamada de “ferramenta de mapeamento de sinais”, realiza a conexão entre as entradas e saídas virtuais e as entradas e saídas físicas do relé. A matriz de sinais deve ser configurada após a configuração da lógica de operação, pois para o ajuste correto deve-se fazer uma correspondência entre os nomes das variáveis utilizadas na primeira etapa de configuração com as entradas e saídas físicas do relé. A Figura 5.3 mostra graficamente como é realizada o ajuste da matriz de sinais.

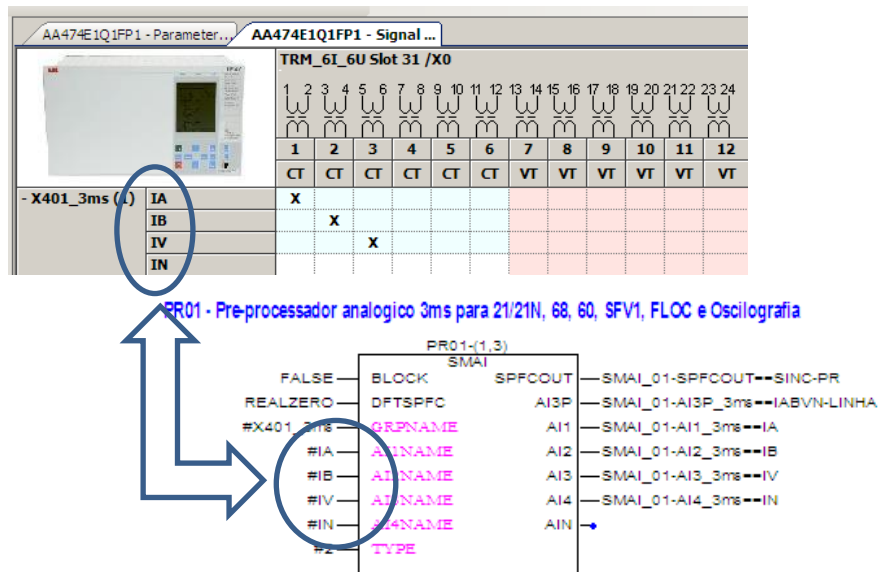


Figura 5.3: Exemplo de ajuste das entradas analógicas na matriz de sinais

5.1.2.3. Ajuste de Parâmetros

Na etapa de parametrização são:

- Definidos os parâmetros de ajustes das funções de proteção;
- Inseridos os dados do sistema de potência (frequência, classe de tensão, etc.);
- Informadas as relações de transformação de cada TC e TP conectado ao relé;
- Inseridos os ajustes do sistema de teleproteção e sincronismo utilizados;
- Ajustadas as funções de registro de distúrbios e eventos;
- Realizados os ajustes da Interface Homem-Maquina–HMI.

Todas as configurações devem ser realizadas através do software PCM600. Além destas configurações, através do software, é possível acessar o banco de registro de eventos e distúrbios, editar o visor do dispositivo e acessar as medições das grandezas do sistema em tempo real. A figura 5.4 mostra a interface gráfica da tela de ajuste do software PCM600 para o ajuste dos parâmetros do relé.

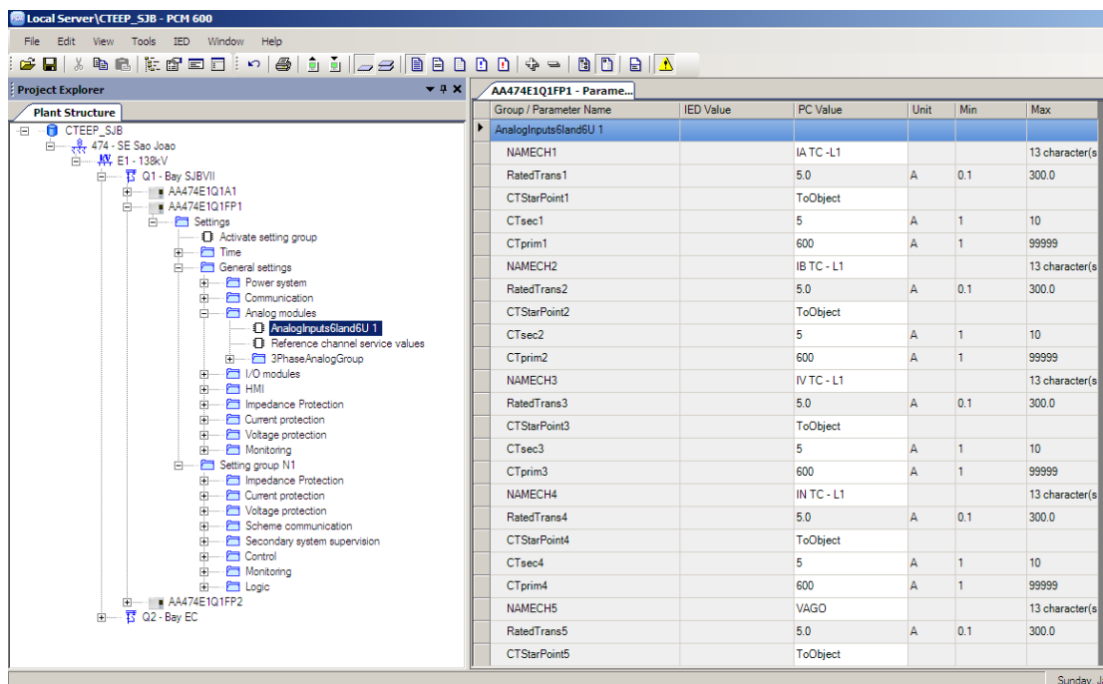


Figura 5.4: Exemplo da tela de ajuste dos parâmetros

5.1.3. Características das Funções de Proteção

Como apresentado na Tabela 5.1, o relé REL670 apresenta diversas funções de proteção, porém neste trabalho serão estudadas apenas as características das funções de proteção de distância, sobrecorrente e sobretensão.

5.1.3.1. Função de Distância

A função de proteção de distância é composta de cinco zonas de proteção que podem ser ajustadas de maneira independente. O relé REL670 utiliza um esquema completo de medição das tensões e correntes trifásicas, o que aumenta a velocidade de operação se comparada com os esquemas chaveados que usualmente utilizam um elemento de partida para selecionar as correntes e tensões corretas de acordo com o tipo de falta.

Cada zona de proteção funciona como uma proteção de distância independente com seis elementos de medição. Portanto, para cada zona de proteção, há um sistema de

proteção integral com três *loops* de falha para faltas entre fases e três *loops* de falha para faltas com a terra. A Figura 5.5 representa um esboço dos *loops* de medição para as cinco zonas de proteção [21], [22].

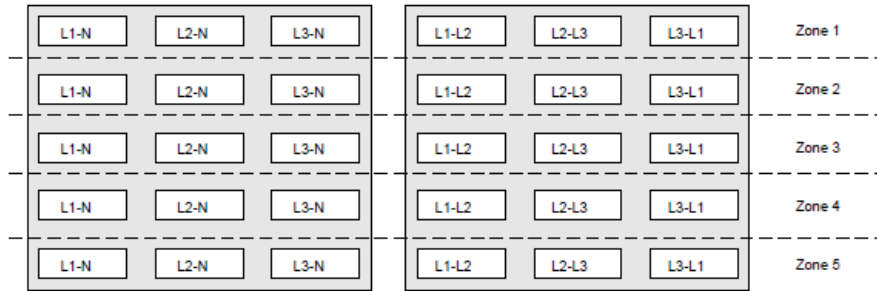


Figura 5.5: Diferentes loops de medição para faltas fase-fase e fase-terra [21].

Essencialmente a função de proteção de distância opera com característica não direcional. As Figuras 5.6 e 5.7 mostram as características de proteção quadrilateral associados, respectivamente as faltas entre fase e faltas com a terra. As figuras 5.6 e 5.7 também mostram os circuitos típicos associados a cada tipo de falta.

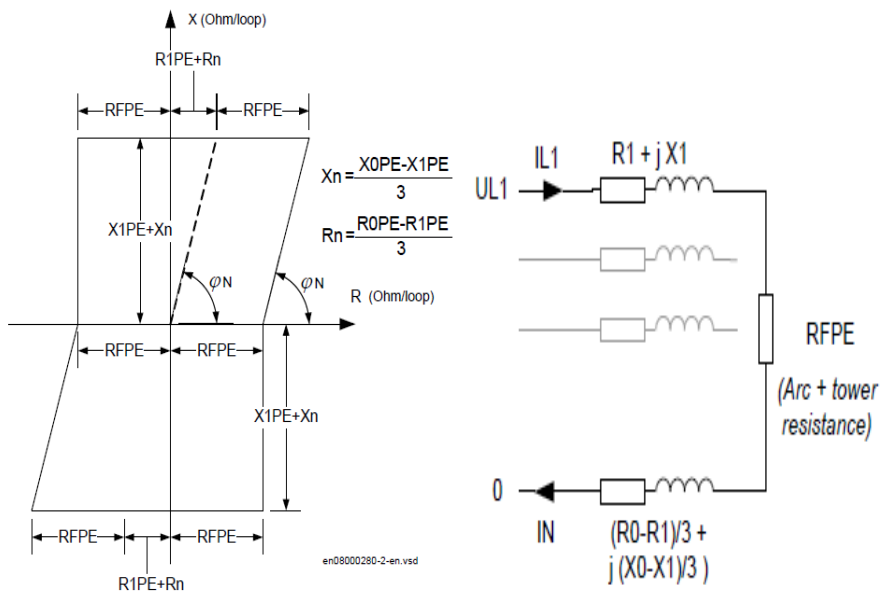


Figura 5.6: Característica quadrilateral e circuito típico para proteção fase-terra

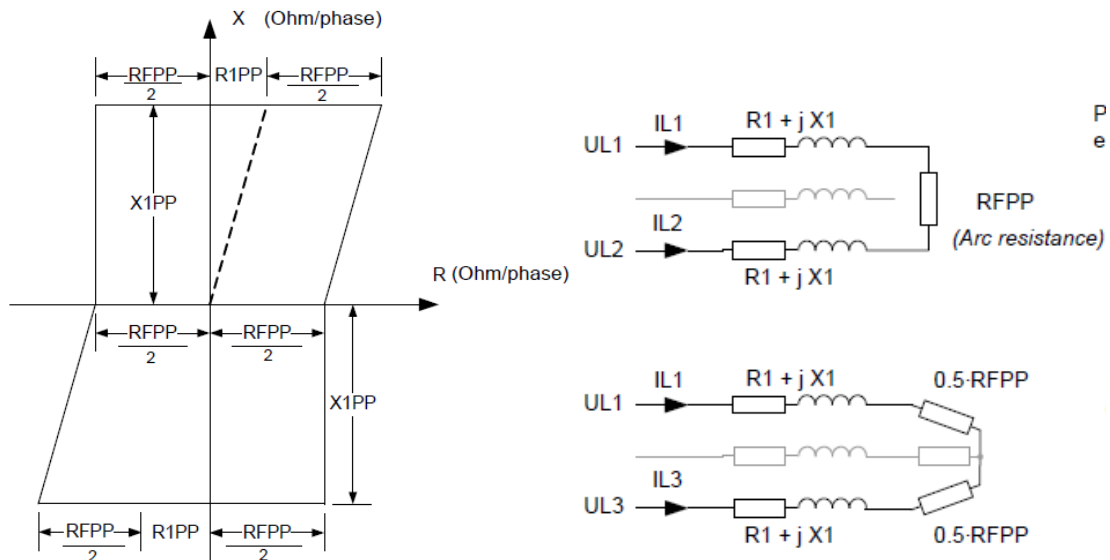


Figura 5.7: Característica quadrilateral para proteção fase-fase

Nas figuras acima, $R1$ e $jX1$ representam a impedância de sequência positiva do ponto de medição até o ponto de falta e os valores $RFPE$ e $RFPP$ são eventuais resistências de falta que devem ser estudadas na fase de projeto e informadas ao relé durante seu ajuste. Na Figura 5.7 o circuito localizado na parte superior é utilizado para a detecção de faltas bifásicas e o circuito da parte inferior é utilizado para detecção de curtos-circuitos trifásicos.

As zonas de proteção podem ser ajustadas para operar de maneira direcional, podendo proteger apenas o sistema a montante ou a jusante. Os resultados destes ajustes podem ser vistos na Figura 5.8, que mostra as características das zonas de proteção para cada um dos possíveis ajustes direcionais. O alcance das zonas de impedância para frente ou para trás são simétricos, portanto todas as definições se aplicam para ambas as direções.

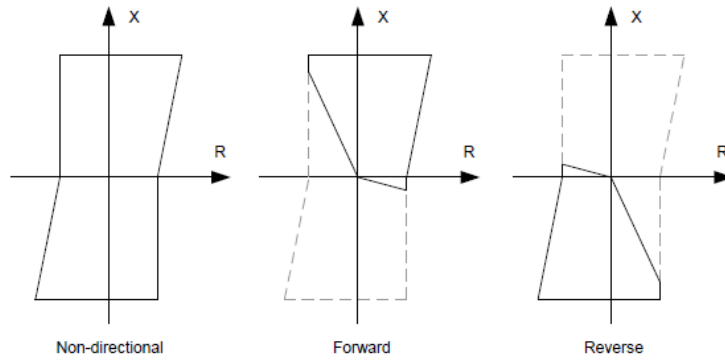


Figura 5.8: Característica direcional das zonas de proteção

As equações de *loop* de falta utilizam valores complexos de tensão e corrente. As impedâncias aparentes são calculadas e comparadas com os valores limites de ajuste. As impedâncias aparentes de faltas fase-fase são calculadas de acordo com a equação 5.1, que mostra um exemplo de falta entre as fases A e B.

$$Z_{app} = \frac{U_a - U_b}{I_a - I_b} \quad (5.1)$$

A proteção de distância para defeitos monofásicos aplica a equação 5.2 para o cálculo da impedância aparente, que mostra um exemplo de falta entre a fase A e a terra.

$$Z_{app} = \frac{U_a}{I_a + I_N \cdot KN} \quad (5.2)$$

onde : I_N é a corrente residual e o multiplicador KN é definido como:

$$KN = \frac{Z_0 - Z_1}{3 \cdot Z_0} \quad (5.3)$$

Sendo: $Z_0 = R_0 + jX_0$ e $Z_1 = R_1 + jX_1$

Onde:

R_0 : é o ajuste do alcance da resistência de sequência zero;

X_0 : é o ajuste do alcance da reatância de sequência zero;

R_1 : é o ajuste do alcance da resistência de sequência positiva;

X_1 : é o ajuste do alcance da reatância de sequência positiva.

A avaliação da direcionalidade das faltas é realizada simultaneamente em ambas as direções e em todos os seis *loops* de falta. Como referência, para identificação da direcionalidade da corrente de falta, são usadas tensões de sequência positiva e tensões armazenadas na memória do dispositivo, que consistem no registro dos valores de tensão medidas até 100ms antes do instante em análise.

A determinação da direcionalidade obedece às equações 5.4 e 5.5 que são utilizadas para classificar se as faltas estão localizadas à frente ou atrás do ponto de medição.

Para faltas fase-terra:

$$-ArgDir < arg \left[\frac{0.8\dot{U}_{1L1} + 0.2\dot{U}_{1L1M}}{\dot{I}_{L1}} \right] < ArgNegRes \quad (5.4)$$

Para faltas fase-fase:

$$-ArgDir < arg \left[\frac{0.8\dot{U}_{1L1L2} + 0.2\dot{U}_{1L1L2M}}{\dot{I}_{L1L2}} \right] < ArgNegRes \quad (5.5)$$

Onde: $ArgDir$ – é o ângulo limite inferior da característica direcional;

$ArgNegRes$ - é o ângulo limite máximo da característica direcional;

\dot{U}_{1L1} – é a tensão de fase de sequência positiva;

\dot{U}_{1L1M} – é a tensão de sequência positiva memorizada pelo dispositivo;

\dot{I}_{L1} – é a corrente de sequência positiva;

\dot{U}_{1L1L2} – é a diferença de tensão entre as fases a e b;

\dot{U}_{1L1L2M} – é a tensão entre as fases a e b memorizada pelo dispositivo;

\dot{I}_{L1L2} – é a diferença entre as correntes das fases a e b.

A figura 5.9 mostra graficamente $ArgDir$ e $ArgNegRes$.

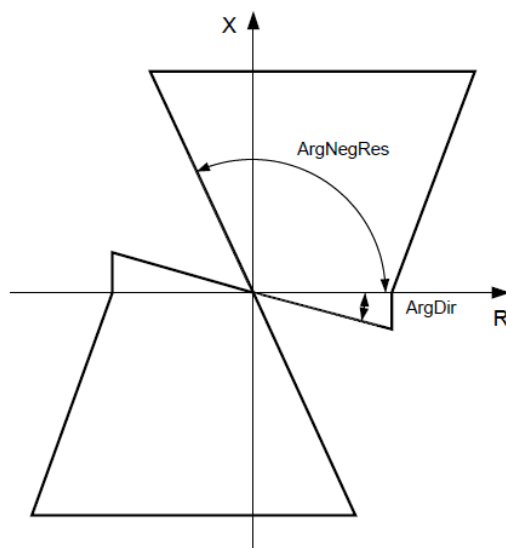


Figura 5.9: Representação gráfica dos ângulos ArgDir e ArgNegRes

5.1.3.2. Proteção de Sobrecorrente

O relé REL670 oferece proteção contra sobrecorrente de fase e residual. Os ajustes de proteção para sobrecorrente de fase podem funcionar simultaneamente com até quatro estágios de ajustes independentes.

As correntes de fase e neutro amostradas são pré-processadas em um bloco de TDF (Transformada Discreta de Fourier), que calcula o valor RMS de cada fase a partir da componente fundamental. Este valor é comparado com o ajuste realizado e, caso o valor RMS da corrente medida seja maior que o de ajuste, o relé irá operar. Para permitir melhor funcionamento da proteção, o relé REL670 permite que uma mudança no valor de ajuste da função de sobrecorrente seja feito, através da mudança de estado de uma entrada binária do relé. Esta mudança permite que em algumas aplicações como, por exemplo de energização de transformadores, o valor de operação seja alterado, para outro valor pré-determinado pelo usuário, a fim de evitar uma atuação indevida da proteção durante o instante da energização.

Os quatros possíveis estágios de ajustes da proteção de sobrecorrente podem atuar com características de tempo definido ou inverso. Os estágios da função de sobrecorrente também podem ser ajustados para operar com característica direcional. A função de sobrecorrente direcional, semelhante à proteção de distância, é polarizada utilizando a tensão instantânea medida e a tensão armazenada na memória. Sendo que, neste caso, a função utiliza 85% da tensão medida e 15% da tensão de memória. A determinação da direcionalidade da corrente de falta é feita através da comparação entre a corrente de falta e a tensão. A tensão utilizada para a determinação da direção depende do tipo de falta. As combinações utilizadas podem ser vistas na tabela 5.2 [21].

Tabela 5.2: Tensões de referência para a função direcional.

Fase Protegida (I_{dir})	Tensão de Referência (U_{ref})
Faltas Fase-Fase	
$I_A - I_B$	$U_A - U_B$
$I_B - I_C$	$U_B - U_C$
$I_C - I_A$	$U_C - U_A$
Faltas Fase-Terra	
I_A	U_A
I_B	U_B
I_C	U_C

O ajuste direcional é dado em função dos ângulos $AngleRCA$ e $AngleROA$. O primeiro representa o ângulo característico do relé e o segundo define o ângulo da região da função direcional. Os valores padrões destes ângulos valem respectivamente -65° e 80° . A característica direcional da função de sobrecorrente pode ser vista na figura 5.10.

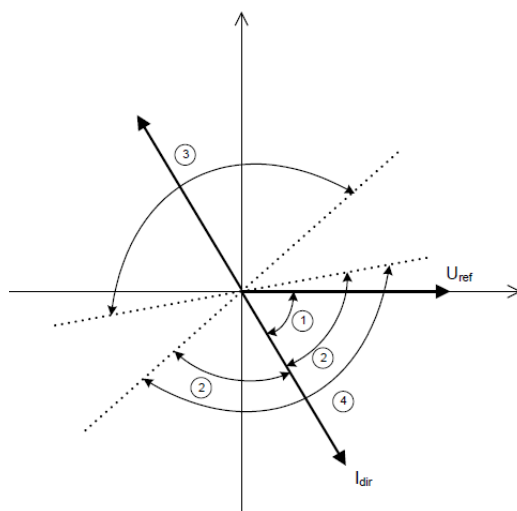


Figura 5.10: Característica direcional da função de sobrecorrente

Onde: 1 = Ângulo RCA

2 = Ângulo ROA

3 = Zona de operação de corrente em avante

4 = Zona de operação de corrente reversa

A função de proteção residual tem os mesmos princípios de funcionamento da proteção de fase, porém o bloco lógico desta função possui as seguintes entradas analógicas.

I3P: entrada usada para medição da grandeza para o disparo;

U3P: entrada usada para grandeza de polarização por tensão;

I3P_{POL}: entrada usada para grandeza de polarização por corrente.

Esta função sempre utiliza a corrente residual 3I0 como grandeza de operação. A corrente residual pode ser medida quando os pontos comum dos TCs estiverem conectados ao relé ou, em caso contrário, pode ser calculada.

Esta função pode ser ajustada para utilizar como grandeza de polarização a tensão de polarização U3P, a corrente de polarização I3P_{POL} ou ambos os métodos.

Quando o método de polarização por tensão é selecionado, a proteção utiliza a tensão residual $-3U_0$ como grandeza de polarização, podendo esta grandeza ser medida ou calculada.

Se o método de polarização por corrente for escolhido, após o cálculo da componente fundamental da corrente residual, o relé multiplica o fasor da corrente residual por uma impedância pré- definida de sequência zero, obtendo uma tensão de polarização.

$$U_{i_{Pol}} = Z \times I_{Pol} = (Rn_{Pol} + j \times Xn_{Pol}) \times I_{Pol} \quad (5.6)$$

O dispositivo ainda permite a realização da polarização por ambos os métodos. Neste caso a função utiliza a soma vetorial da tensão e corrente de polarização. Desta forma a tensão de polarização tem a seguinte forma:

$$U_{Tot_{Pol}} = U_{u_{Pol}} + U_{i_{Pol}} = -3U_0 + Z_{0s} \times I_{Pol} = -3U_0 + (Rn_{Pol} + jXn_{Pol}) \times I_{Pol} \quad (5.7)$$

5.1.3.3. Proteção Contra Sobretensão

O relé REL670 possui dois estágios de ajuste para a proteção de sobretensão, que combinado com um detector de fluxo de potência reativa ou a um supervisor de tensão, podem dar um sinal de alarme ou um comando de chaveamento para um banco de reatores ou capacitores para controlar a tensão.

Cada estágio da função de sobretensão pode ser ajustado para operar com característica de tempo definido ou de tempo inverso. Assim como na função de sobrecorrente, o ajuste é feito em valores percentuais da tensão de base definida em kV.

A tensão é continuamente monitorada e cada fase é individualmente comparada com o valor ajustado. Uma lógica especial é incluída para que somente ocorra a partida

da função quando um determinado número de fases ultrapasse o valor de ajuste, sendo que esta determinação pode ser configurada pelo usuário durante a etapa de ajuste de parâmetros.

5.1.4. Características Gerais de Atuação

Para todas as funções de proteção do relé REL670 estudadas o manual do dispositivo prevê um tempo de atuação de 25ms. Para os elementos instantâneos, este tempo é contado a partir da detecção da falta e para os elementos temporizados, este tempo é contado após o término da contagem do tempo ajustado. Para ambos os elementos, instantâneo e temporizado, o limite superior do erro é de 10ms, exceto para os elementos de tempo inverso que utilizam as curvas características ANSI e IEC, pois nestes o limite superior do erro é de 40ms, fazendo com que o tempo total de atuação, após o término da contagem de tempo da função, possa ser de até 65ms.

5.2. Mala de Teste Omicron CMC 256-6

Neste projeto foram realizados testes de avaliação do relé utilizando a mala de teste CMC 256-6, fabricada pela Omicron. A mala de teste é capaz de produzir, em suas saídas analógicas, valores determinados de tensão e corrente trifásicas que podem ou não ser equilibradas.

A mala de teste é controlada pelo software *OMICRON Test Universe*. Este software contém diferentes módulos de teste especificamente desenvolvidos para a realização de testes de dispositivos de proteção e medição. Neste item será feita uma descrição sobre os módulos de teste, *Overcurrent*, *Distance* e *State Sequencer* que serão úteis para a realização dos testes em bancada. A figura 5.11 mostra a tela inicial do

software *OMICRON Test Universe* onde é possível acessar todos os módulos e ferramentas de teste do software da mala.

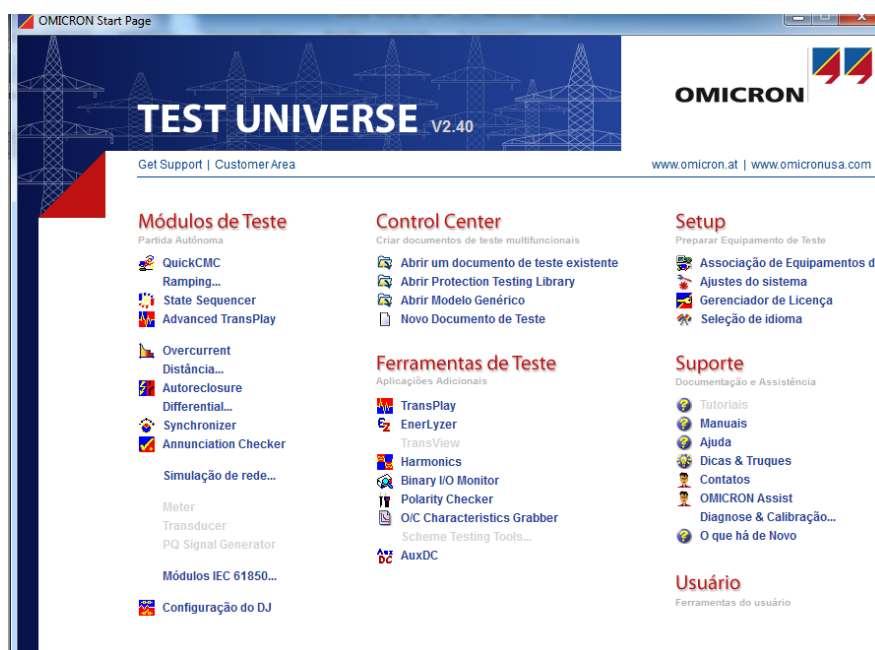


Figura 5.11: Tela de abertura do software *OMICRON Test Universe*

A mala de teste CMC 256-6 ainda possui um conjunto de 10 entradas analógicas que podem ser conectadas às saídas binárias dos dispositivos de proteção para informar aos módulos de teste as ações dos dispositivos de proteção permitindo que seja feita uma avaliação do desempenho do dispositivo.

Para cada módulo de teste é importante informar os dados do sistema como a relação de transformação de TCs e TPs bem como seus valores nominais secundários, frequência nominal e classe de tensão do sistema. De acordo com o módulo de teste utilizado é importante informar ao mesmo algumas características do dispositivo de proteção, tais como o valor de ajuste da função e o tempo de operação da função em teste.

Por conter todas estas informações, a cada teste realizado, o módulo de teste é capaz de gerar um relatório com as informações do sistema, do dispositivo de proteção e

da resposta do dispositivo de proteção aos diferentes testes realizados permitindo a avaliação dos resultados.

O dispositivo de teste ainda possui:

- Quatro saídas binárias;
- Uma entrada analógica de corrente;
- Uma entrada analógica de tensão;
- Fonte auxiliar DC.

A figura 5.12 mostra a parte frontal da mala de teste. Nesta imagem é possível ver todas as entradas e saídas, digitais e analógicas, do dispositivo de teste.

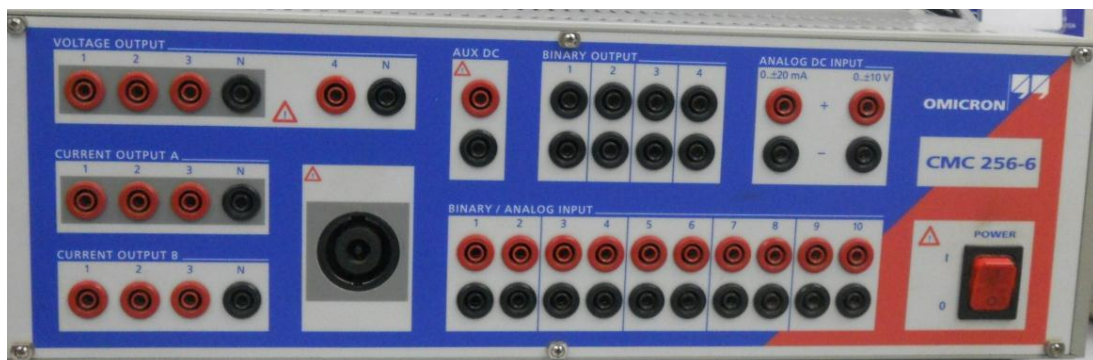


Figura 5.12: Vista frontal da mala de teste

A comunicação entre a mala de testes e o computador é feita através de uma porta serial localizada na parte traseira da mala. Para sua energização a mala pode ser conectada diretamente a uma tomada universal com tensão entre 127 e 220 V, 60Hz.

5.2.1. Módulos de Teste

5.2.1.1. Módulo *Distance*

O módulo de teste OMICRON *distance* é especificamente desenvolvido para a realização de testes da função de proteção de distância. Com este módulo, é possível testar relés de distância com diferentes características que podem ser circulares ou quadrilaterais. Através de uma interface gráfica amigável é possível informar os parâmetros de ajustes de cada zona de proteção. A Figura 5.13 mostra um exemplo de ajuste da característica quadrilateral de zona 1 de um dispositivo de proteção.

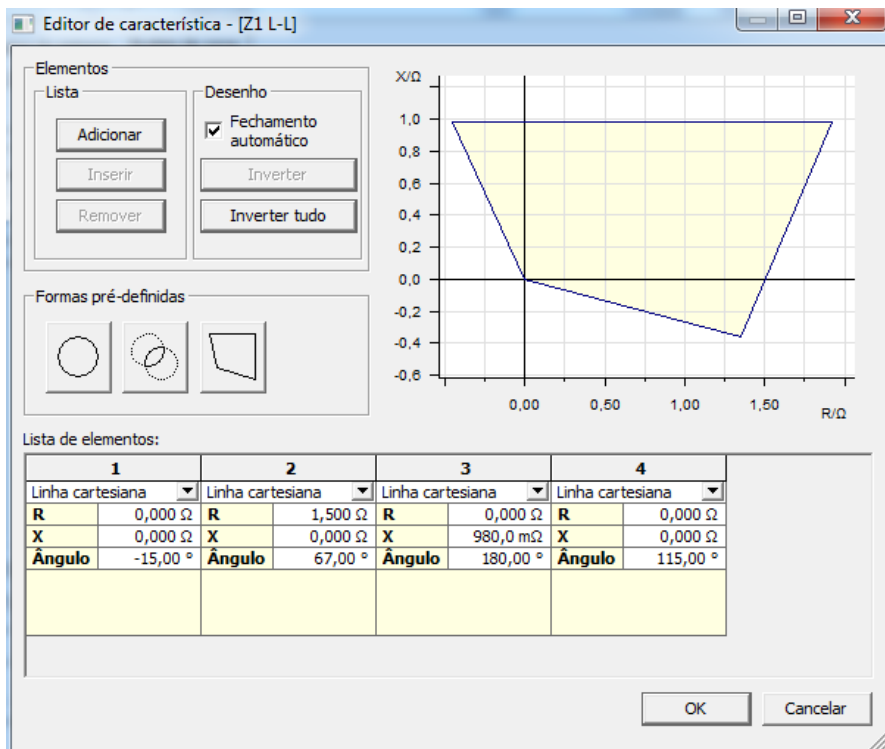


Figura 5.13: Ajuste das zonas de proteção no software OMICRON *Distance*

Para cada linha do quadrilátero é informado um ponto de origem e um ângulo de inclinação da reta a partir do eixo de resistências (R). Os valores de resistência e reatância são informados em valores secundários de sequência positiva [23].

Após delimitar as zonas de proteção, é possível escolher os valores de impedância complexa a serem testados. A escolha destes pontos, como mostrado na figura 5.14, pode ser feita informando os valores de impedância na forma retangular ou polar ao

software de teste ou através de interface gráfica. Nesta segunda opção os pontos de teste são marcados diretamente na figura que mostra as zonas de proteção criadas na etapa anterior. Ainda é importante destacar que para cada ponto de falta a ser testado deve-se escolher o tipo de falta, entre fases ou monofásica, a ser testado.

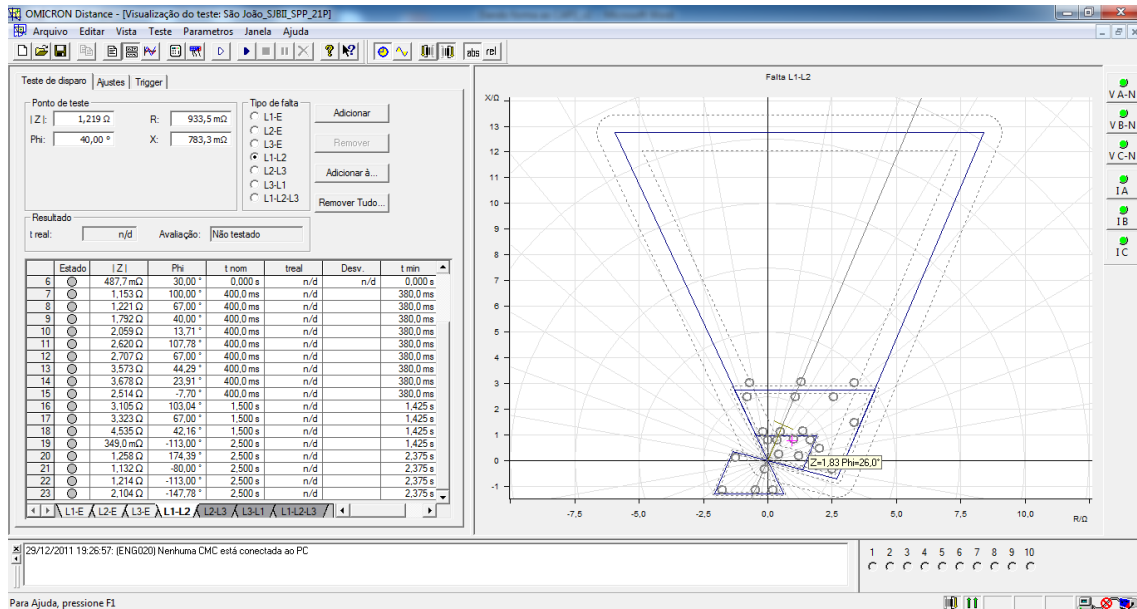


Figura 5.14: Tela de ajuste dos pontos de teste para proteção de distância

5.2.1.2. Módulo *Overcurrent*

O módulo de teste OMICRON *overcurrent* é especificamente desenvolvido para o teste da função de proteção de sobrecorrente. Neste módulo, semelhante ao módulo *distance*, é possível informar ao aplicativo as características da função de proteção em teste. Este módulo de teste possui em seu banco de dados às curvas características de tempo inverso e tempo definido ANSI e IEC simplificando o ajuste das funções de sobrecorrente temporizadas [24]. A Figura 5.15, mostra um exemplo de ajuste no software OMICRON *overcurrent* de uma curva normalmente inversa.

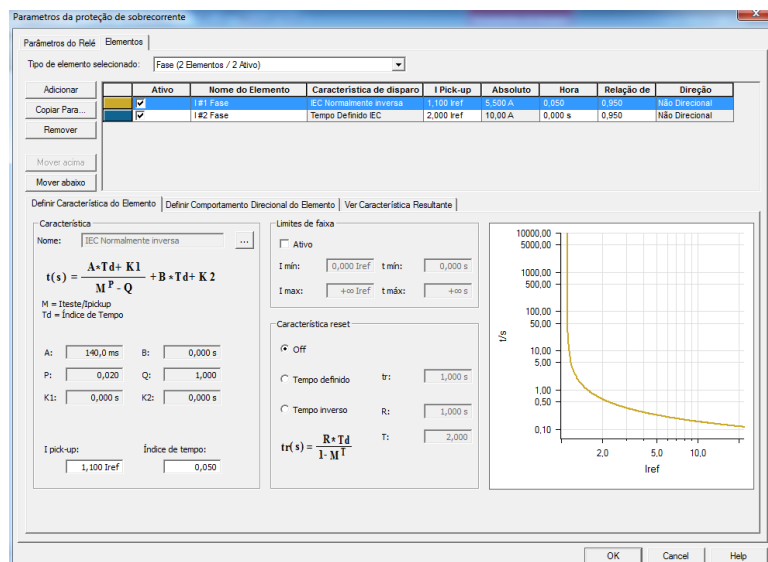


Figura 5.15: Ajuste de curva normalmente inversa

Neste módulo é possível inserir separadamente os diferentes estágios da função de sobrecorrente e, após o término deste registro, o software gera um gráfico que mostra o tempo de atuação esperado para diferentes valores de corrente. A Figura 5.16 mostra um gráfico onde há a coordenação entre um elemento instantâneo e de tempo inverso. Concluídos estes ajustes, para dar início aos testes, é necessário apenas informar ao software os módulos dos valores de correntes a serem testados e o tipo de falta que deve ser testada.

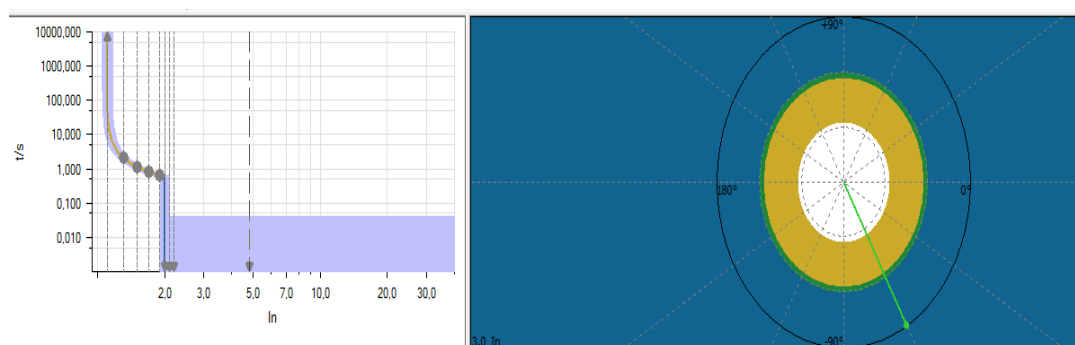


Figura 5.16: Exemplo gráfico de ajuste das características de sobrecorrente.

5.2.1.3. Módulo *State Sequencer*

Esta ferramenta permite que uma sequência de estados seja definida e emitida do equipamento de teste CMC para um equipamento em teste em tempo real, permitindo a determinação de tempos de operação para sucessivas ocorrências no sistema.

O *State Sequencer* permite o ajuste de amplitude, frequência, e fase de cada gerador, de tensão e corrente, em cada estado definido. As respostas do equipamento em teste podem ser medidas e registradas como funções do tempo e analisadas automaticamente ou manualmente após o teste. A transição entre os estados programados podem ser definidas para ocorrer por duração de estado, resposta ao equipamento de teste ou por controle manual.

A Figura 5.17 mostra um exemplo de uma sequência de eventos programada, onde o disparo no segundo estado pode ocorrer após o término da contagem de tempo de 8s ou através da resposta do equipamento de teste.

	1			2			3		
Nome	Pré-Falta			Falta			Pós-Falta		
V A-N	66,40 V	0,00 °	60,000 Hz	80,00 V	0,00 °	60,000 Hz	0,000 V	0,00 °	60,000 Hz
V B-N	66,40 V	-120,00 °	60,000 Hz	80,00 V	-120,00 °	60,000 Hz	0,000 V	-120,00 °	60,000 Hz
V C-N	66,40 V	120,00 °	60,000 Hz	80,00 V	120,00 °	60,000 Hz	0,000 V	120,00 °	60,000 Hz
Trigger		5,000 s			8,000 s			1,000 s	

Figura 5.17: Exemplo de ajuste de sequência de estados

5.2.2. Tolerâncias e tempos de disparo

O tempo de disparo é a quantidade importante ao comparar os valores nominais e reais. Para avaliar os resultados dos testes das funções de proteção os módulos de teste usam o maior valor entre a tolerância máxima de tempo absoluta e relativa, que podem ser definidas como [23]:

- Tolerância Relativa: É definida em valores percentuais do tempo nominal de disparo do relé de proteção.

- Tolerância de Tempo Absoluta: É definida em segundos ou em milésimos de segundos.

Para avaliação do tempo de disparo, o software compara o tempo real de atuação com o tempo nominal adicionado ao erro máximo permitido. Se o desvio se encontra dentro da faixa da tolerância de tempo especificada, o teste é classificado como OK.

Durante a realização dos testes, para todas as funções de proteção testadas, foi utilizado o valor de 5% para a tolerância relativa e de 40ms para a tolerância absoluta. Estes valores foram baseados em relatórios de testes de relés que utilizam estes tempos de tolerância como sendo aceitáveis para a aprovação de qualquer relé de proteção digital independente do modelo ou fabricante.

6. Testes e Resultados

Em uma bancada, com o auxílio da mala de testes e um computador, foram realizados testes com as funções de proteção de distância, sobrecorrente e sobretensão do relé REL670. Nestes testes foram estudados os ajustes e as características de atuação de cada função testada. A Figura 6.1 mostra a bancada de teste utilizada.



Figura 6.1: Bancada de teste utilizada

6.1. Parametrização do REL670

Para a realização dos testes foram utilizados os dados do sistema de proteção implementado na Linha de Transmissão de 138kV UTE São João – São João da Boa Vista II. Este sistema de proteção encontra-se instalado na subestação de São João localizada no município de Poços de Caldas no estado de São Paulo. A subestação de São João de 138kV pertence a uma unidade termelétrica conectada ao sistema elétrico através do seccionamento do Circuito I da LT 138kV Euclides da Cunha e da LT São João da Boa Vista II.

O uso dos dados desta linha mostrou-se conveniente, pois para a proteção deste sistema foi utilizado o mesmo modelo de relé em estudo. A figura 6.2 mostra o diagrama unifilar do setor de 138kV da SE São João onde encontra-se instalado o sistema de proteção em estudo.

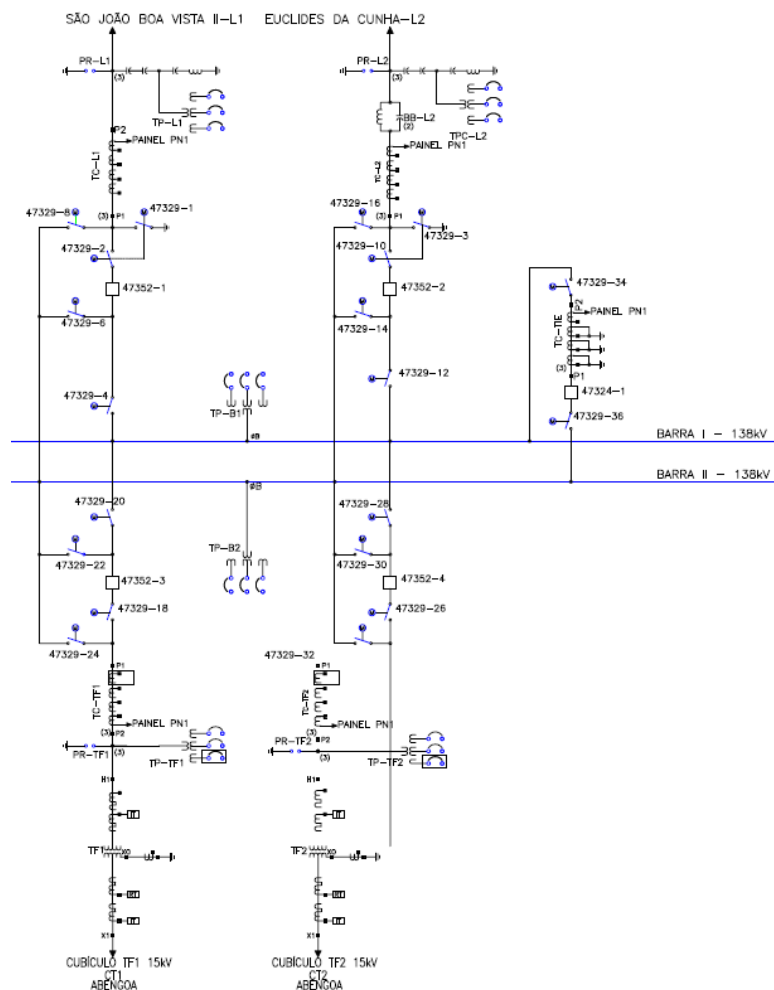


Figura 6.2: Diagrama Unifilar do setor de 138kV da SE São João [25]

Os parâmetros de ajuste do relé de proteção foram realizados com base no estudo de seletividade, que é um estudo onde é feita uma análise das malhas do sistema de transmissão em estudo, a fim de estabelecer a coordenação e os ajustes das funções de proteção, com o intuito de eliminar falhas em todos os níveis de corrente de falta.

Neste estudo é realizada uma análise de curto-circuito em diferentes pontos do sistema, considerando diferentes topologias de rede. Para isto é utilizada a base de dados do ONS que fornece as impedâncias das barras e linhas que compõem o SIN. Na Figura 6.3 é possível observar as impedâncias das principais barras e linhas de transmissão do sistema levadas em consideração durante o desenvolvimento do estudo de seletividade da LT 138 kV UTE São João – São João da Boa Vista II.

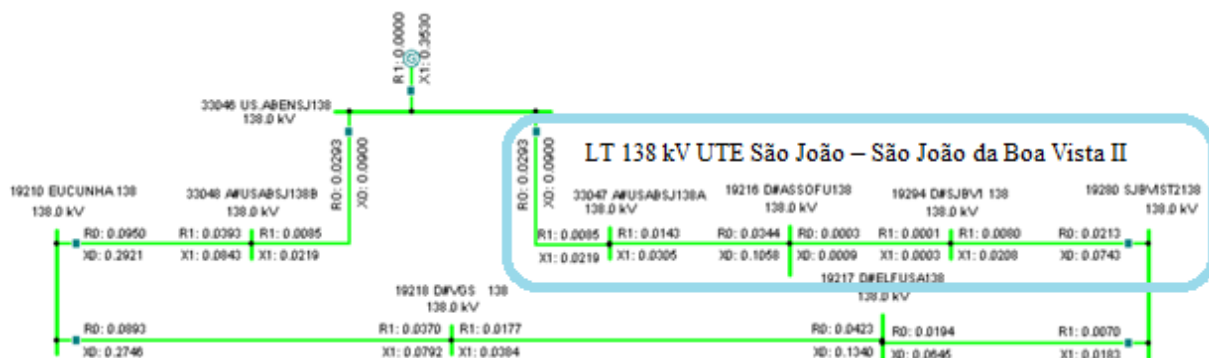


Figura 6.3: Diagrama de Impedância em valores percentuais na base 100 MVA

Os parâmetros da linha de transmissão em estudo podem ser vistos na Tabela 6.1.

Tabela 6.1: Parâmetros da LT 138 kV UTE São João – São João da Boa Vista II.

Impedância de Sequência	Valores Percentuais	Valores absolutos em Ω
Positiva	$Z1 = 3,08 + j 7,35 \%$	$5,88 + j 14,01 = 15,19 \angle 67^\circ \Omega$
Zero	$Z0 = 8,53 + j 27,10\%$	$Z0 = 16,25 + j 51,61 = 54,10 \angle 72^\circ \Omega$
Mútua	$Z0m = 4,43 + j 16,66\%$	$Z0m = 8,45 + j 31,73 = 32,84 \angle 75^\circ \Omega$
Comprimento	28,36 km	
RTP	1200	TP/TC = 10
RTC	120	

Para o funcionamento adequado das funções de proteção é necessário informar ao dispositivo de proteção as características básicas do sistema como frequência e as relações de transformação dos TCs (RTC) e TPs (RTP) conectados ao relé. Esta informação é inserida uma única vez e válida para todas as funções de proteção. A figura 6.4. mostra os dados inseridos no relé de proteção para os ajustes das relações de transformação dos TCs e TPs conectados ao relé, onde a parte esquerda da imagem mostra os ajustes dos TCs e a direita o ajuste dos TPs.

Group / Parameter Name	PC Value	Unit	Group / Parameter Name	PC Value	Unit
NAMECH1	IA TC - L1		NAMECH7	VA TP - L1	
RatedTrans1	5.0	A	RatedTrans7	110.0	V
CTStarPoint1	ToObject		VTsec7	115.000	V
CTsec1	5	A	VTprim7	138.00	kV
CTprim1	600	A	NAMECH8	VB TP - L1	
NAMECH2	IB TC - L1		RatedTrans8	110.0	V
RatedTrans2	5.0	A	VTsec8	115.000	V
CTStarPoint2	ToObject		VTprim8	138.00	kV
CTsec2	5	A	NAMECH9	VV TP - L1	
CTprim2	600	A	RatedTrans9	110.0	V
NAMECH3	IV TC - L1		VTsec9	115.000	V
RatedTrans3	5.0	A	VTprim9	138.00	kV
CTStarPoint3	ToObject				
CTsec3	5	A			
CTprim3	600	A			

Figura 6.4: Ajuste dos TCs e TPs no software PCM600

6.2. Teste da Proteção de Distância

Para a determinação dos alcances da função de distância durante o estudo de seletividade foram calculadas as impedâncias medidas pelo relé considerando faltas em diferentes pontos do sistema. A Tabela 6.2 mostra os resultados deste estudo para as diferentes situações estudadas [25].

Tabela 6.2: Correntes e impedâncias de falta [25].

Local do curto-circuito	CC _{3φ} (A)	CC _{3φ} (Ω)	CC _{φT} 2I _r +I ₀ (A)	CC _{φT} 3I ₀ (A)	CC _{φT} (Ω)
SE UTE São João (close in)	3583	-	1944	1805	-
SE UTE São João (close in – com circ. EUC-SJB2 aberto)	3540	-	1901	1814	-
SE SJB2138 kV	1761	15,2	1028	927	16,87
SE SJB2138 kV (com circ. EUC-SJB2 aberto)	2088	15,2	1145	996	15,5
SE SJB2138 kV (com circ. EUC-SJB2 aberto e aterrado)	2088	15,2	1287	1364	12,45
SE SJB2 (fim da LT)	2191	15,2	1304	937	15
70% da LT UTE São João – SJB2	2260	10,6	1364	1174	9,4
50% LT SJB2- MOM3 (aberto em MOM3)	473	138	250	229	142
100% LT SJB2- MOM3 (aberto em MOM3)	273	261	143	131	267
50% LT SJB2- EUC (aberto em EUC)	518	131	384	391	86
50% LT SJB2- Poços (aberto em Poços)	672	88	424	350	93
100% LT SJB2- MOG (aberto em MOG)	288	247	195	70	275
SE 138 kV EUC (dir. reversa)	1297	32	1117	635	17,8
50% da LT UTE São João – EUC (dir. rev.)	2159	14,6	1366	1303	11,6

Onde: UTE: Unidade Termoeletrica;

LT UTE São João – SJB2: LT UTE São João – São João da Boa Vista II

LT SJB2 – EUC: LT São João da Boa Vista II– Euclides da Cunha

LT SJB2 – MOM3: LT São João da Boa Vista II– Mogi-Mirin 3

Com base nos resultados do estudo de faltas realizado e na filosofia de proteção da empresa proprietária da linha, foram feitos os ajustes reproduzidos a seguir [25].

6.2.1.1.Primeira Zona

De acordo com a filosofia adotada, o ajuste da primeira zona deve ter alcance limitado entre o menor valor entre 70% da impedância da linha e 90% da menor impedância medida pelo relé para faltas a 100% da linha em estudo. A menor impedância medida pelo relé é encontrada no caso da linha paralela desligada e aterrada nas duas extremidades, que corresponde a 12,45Ω. Realizando os cálculos, tem-se os seguintes valores:

$$0,7 \times 15,2 = 10,64 \Omega \quad 70\% \text{ da impedância da linha}$$

$$0,9 \times 12,45 = 11,2 \Omega \quad 90\% \text{ da menor impedância medida pelo relé}$$

Portanto a impedância de ajuste para a primeira zona será de 10,64 Ω. Os valores de ajuste da zona 1 estão mostrados na tabela 6.3.

Tabela 6.3: Impedância de ajuste da 1º zona de proteção.

$Z1 = 10,64 \angle 67^\circ \Omega$	$R1(1) = 4,16 \Omega$	$X1(1) = 9,79 \Omega$
$Z0 = 0,7 \times 54,10 \angle 72^\circ = 37,87 \angle 72^\circ \Omega$	$R0(1) = 11,7 \Omega$	$X0(1) = 36,0 \Omega$

6.2.1.2.Segunda Zona

A segunda zona deve ser ajustada de modo que detecte um curto-circuito na barra remota da linha e seu alcance deve estar limitado a 50% das linhas conectadas à barra remota com extremidade oposta aberta. As linhas conectadas às barras remotas da linha em estudo são as LT SJB2-MOM3, LTSJB2-Poços e LT SJB2-EUC. De acordo com a

tabela 6.2 a menor impedância para faltas a 50% do terminal remoto da linha ocorre para a LT SJB2-EUC (aberto em EUC) cuja impedância medida pelo relé é de 86Ω.

Avaliando estas duas condições, adotou-se um valor de ajuste para a segunda zona de 30Ω, que corresponde a 197% da impedância da linha em estudo. A temporização adotada pelo estudo de seletividade para a segunda zona foi de 400ms. As impedâncias de ajuste da zona 2 estão mostradas na tabela 6.4.

Tabela 6.4: Impedância de ajuste da 2º zona de proteção.

$Z1 = 30,0 \angle 67^\circ \Omega$	$R1(2) = 11,72 \Omega$	$X1(2) = 27,60 \Omega$
$Z0 = 1,97 \times 54,1 \angle 72^\circ = 106,57 \angle 72^\circ \Omega$	$R0(2) = 32,93 \Omega$	$X0(2) = 101,35 \Omega$

6.2.1.3. Terceira Zona

O alcance da terceira zona deve estar limitado ao menor valor medido pelo relé para faltas a 100% das linhas conectadas à barra da LT São João da Boa Vista II com a extremidade oposta aberta. Portanto, o ajuste da 3ª zona deve ser limitado a 100% da LT SJB2 – MOG, cuja impedância medida é de 247Ω.

Como o limite de 247Ω é bastante elevado, foi adotado como valor de ajuste 138Ω, cuja impedância medida alcança defeitos em 50% da LT SJB2-MOM3, que equivale a 900% da impedância da linha. A temporização adotada pelo estudo de seletividade para a terceira zona foi de 1,5s. As impedâncias de ajuste da 3º zona de proteção estão mostrados na tabela 6.5.

Tabela 6.5: Impedância de ajuste da 3º zona de proteção.

$Z1 = 138 \angle 67^\circ \Omega$	$R1(3) = 53,92 \Omega$	$X1(3) = 127,03 \Omega$
$Z0 = 9 \times 54,1 \angle 72^\circ \Omega = 487 \angle 72^\circ \Omega$	$R0(3) = 150,5 \Omega$	$X0(3) = 463,16 \Omega$

6.2.1.4. Quarta Zona

A quarta zona deve ser ajustada de forma a detectar curtos-circuitos na barra de 138kV da SE São João. O alcance da quarta zona deve ser limitado à impedância medida para curtos a 50% da menor linha reversa. O alcance adotado para esta zona é de 14Ω alcançando aproximadamente 50% da linha EUC. A temporização adotada pelo estudo de seletividade para a quarta zona foi de 2,5s. As impedâncias de ajuste da 4º zona de proteção estão mostradas na tabela 6.6.

Tabela 6.6: Impedância de ajuste da 4º zona de proteção.

$Z1 = 14 \angle 67^\circ \Omega$	$R1(4) = 5,5 \Omega$	$X1(4) = 13,0 \Omega$
$Z0 = 50 \angle 72^\circ \Omega$	$R0(4) = 15,45 \Omega$	$X0(4) = 47,55 \Omega$

Com base nestes valores é possível realizar os ajustes no dispositivo de proteção. A Figura 6.5 mostra o ajuste da primeira zona de proteção. O ajuste das demais zonas de proteção é realizado de maneira semelhante sendo necessário modificar apenas as impedâncias de alcance e o ajuste de tempo.

Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
► ZM01					
Operation		Off			
I _{Base}		600	A	1	99999
U _{Base}		138.00	kV	0.05	2000.00
OperationDir		Forward			
X1		9.80	ohm/p	0.10	3000.00
R1		4.16	ohm/p	0.10	1000.00
X0		36.00	ohm/p	0.10	9000.00
R0		11.70	ohm/p	0.50	3000.00
RFPP		30.00	ohm/l	1.00	3000.00
RFPE		40.00	ohm/l	1.00	9000.00
OperationPP		On			
Timer t _{PP}		On			
t _{PP}		0.000	s	0.000	60.000
OperationPE		On			
Timer t _{PE}		On			
t _{PE}		0.000	s	0.000	60.000
I _{MinOpPP}		20	%IB	10	30
I _{MinOpPE}		10	%IB	10	30
I _{MinOpIN}		5	%IB	5	30

Figura 6.5: Valores de ajuste da proteção de distância para zona 1

Onde: OperationPP: Modo de operação para *loops* fase-fase.

Timer tPP: Temporização para faltas fase-fase;

tPP: Tempo de disparo para faltas fase-fase;

OperationPE: Modo de operação para *loops* fase-terra;

TimertPE: Temporização para faltas fase-terra;

tPE: Temporização para faltas fase-terra;

IMinOpPP: Corrente mínima de operação para *loop* fase-fase;

IMinOpPE: Corrente mínima de operação para *loop* fase-terra;

IMinOpIN; Corrente mínima residual para *loops* fase-terra.

Para o ajuste do software OMICRON *distance* foram criadas quatro zonas de proteção inserindo os valores de impedância de sequência positiva calculadas no estudo de seletividade. O estudo de seletividade não prevê alteração dos ângulos ArgDir e ArgNegRes, portanto os valores do ajuste padrão foram mantidos.

A Figura 6.6 mostra o ajuste da zona de proteção quadrilateral feita para a zona 1. Para os ajustes das demais zonas foram mantidos todos os ângulos constantes e os valores de resistência e reatância foram substituídos pelos correspondentes valores calculados no estudo de seletividade.

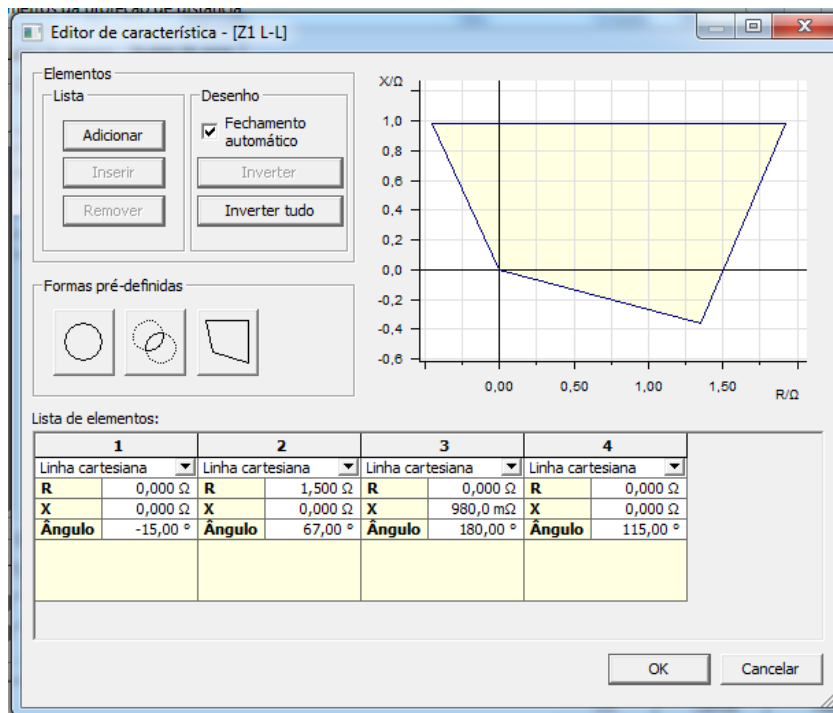


Figura 6.6: Configuração de Zona 1 no software OMICRON *Distance*

Para a execução dos testes foram escolhidos pontos localizados próximo às linhas que delimitam cada zona de operação. Estes pontos de testes foram marcados diretamente na figura que mostra os limites das zonas de proteção através da interface gráfica do software.

Para o teste da função de distância foram preparados dois arquivos distintos de teste. O primeiro tem por objetivo testar a resposta do relé diante de faltas entre fases, sendo testadas faltas bifásicas entre as fases AB, BC e CA e curtos-circuitos trifásicos. Para todos os tipos de curto foram escolhidos os mesmos pontos de teste que podem ser observados na Figura 6.7 que mostra graficamente as zonas de proteção e os pontos de teste.

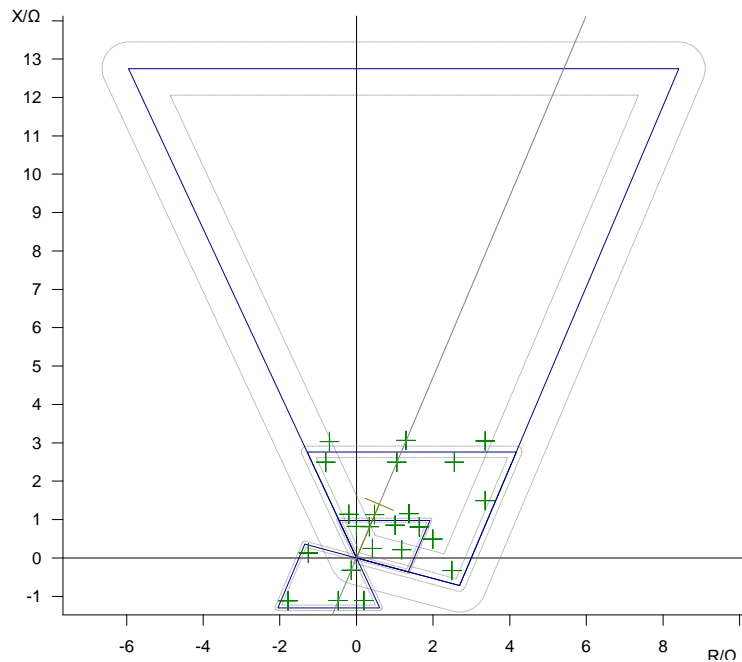


Figura 6.7: Zonas de proteção e pontos de teste para faltas entre fases

O resultado dos testes para falhas entre fases podem ser visto nas Tabelas 6.7, 6.8, 6.9 e 6.10. Estas tabelas foram retiradas do relatório gerado pela mala de testes, que mostra para cada ponto testado o seu valor de impedância complexa e o tempo real de atuação do relé.

Tabela 6.7: Resultado do teste de distância para faltas entre as fases A-B.

$ Z $	Φ	t_{nom}	t_{real}	Desv.	I_{Teste}	Resultado
817,7 mΩ	90,00 °	0,000 s	27,90 ms	27,90 ms	5,000 A	Aprovado
878,4 mΩ	67,00 °	0,000 s	30,90 ms	30,90 ms	5,000 A	Aprovado
1,319 Ω	40,00 °	0,000 s	30,60 ms	30,60 ms	5,000 A	Aprovado
1,828 Ω	25,96 °	0,000 s	27,70 ms	27,70 ms	5,000 A	Aprovado
1,206 Ω	10,00 °	0,000 s	28,70 ms	28,70 ms	5,000 A	Aprovado
487,7 mΩ	30,00 °	0,000 s	28,40 ms	28,40 ms	5,000 A	Aprovado
1,153 Ω	100,00	400,0 ms	424,7 ms	6,175 %	5,000 A	Aprovado
1,221 Ω	67,00 °	400,0 ms	425,4 ms	6,35 %	5,000 A	Aprovado
1,792 Ω	40,00 °	400,0 ms	426,6 ms	6,65 %	5,000 A	Aprovado
2,059 Ω	13,71 °	400,0 ms	429,1 ms	7,275 %	5,000 A	Aprovado
2,620 Ω	107,78°	400,0 ms	430,9 ms	7,725 %	5,000 A	Aprovado
2,707 Ω	67,00 °	400,0 ms	428,4 ms	7,1 %	5,000 A	Aprovado
3,573 Ω	44,29 °	400,0 ms	425,0 ms	6,25 %	5,000 A	Aprovado
3,678 Ω	23,91 °	400,0 ms	429,0 ms	7,25 %	5,000 A	Aprovado
2,514 Ω	-7,70 °	400,0 ms	426,0 ms	6,5 %	5,000 A	Aprovado
3,105 Ω	103,04°	1,500 s	1,527 s	1,767 %	5,000 A	Aprovado
3,323 Ω	67,00 °	1,500 s	1,524 s	1,627 %	5,000 A	Aprovado
4,535 Ω	42,16 °	1,500 s	1,525 s	1,647 %	5,000 A	Aprovado
349,0 mΩ	-113,00	2,500 s	2,526 s	1,028 %	5,000 A	Aprovado

1,258 Ω	174,39°	2,500 s	2,530 s	1,188 %	5,000 A	Aprovado
1,132 Ω	-80,00 °	2,500 s	2,528 s	1,104 %	5,000 A	Aprovado
1,214 Ω	-113,00	2,500 s	2,529 s	1,164 %	5,000 A	Aprovado
2,104 Ω	-147,78	2,500 s	2,528 s	1,136 %	5,000 A	Aprovado

Tabela 6.8: Resultado do teste de distância para faltas entre as fases B-C.

 Z 	Phi	t nom	t real	Desv.	ITeste	Resultado
817,7 m Ω	90,00 °	0,000 s	30,00 ms	30,00 ms	5,000 A	Aprovado
878,4 m Ω	67,00 °	0,000 s	29,50 ms	29,50 ms	5,000 A	Aprovado
1,319 Ω	40,00 °	0,000 s	25,80 ms	25,80 ms	5,000 A	Aprovado
1,828 Ω	25,96 °	0,000 s	29,70 ms	29,70 ms	5,000 A	Aprovado
1,206 Ω	10,00 °	0,000 s	28,10 ms	28,10 ms	5,000 A	Aprovado
487,7 m Ω	30,00 °	0,000 s	25,20 ms	25,20 ms	5,000 A	Aprovado
1,153 Ω	100,00°	400,0 ms	423,3 ms	5,825 %	5,000 A	Aprovado
1,221 Ω	67,00 °	400,0 ms	425,2 ms	6,3 %	5,000 A	Aprovado
1,792 Ω	40,00 °	400,0 ms	421,9 ms	5,475 %	5,000 A	Aprovado
2,059 Ω	13,71 °	400,0 ms	429,7 ms	7,425 %	5,000 A	Aprovado
2,707 Ω	67,00 °	400,0 ms	428,4 ms	7,1 %	5,000 A	Aprovado
3,573 Ω	44,29 °	400,0 ms	426,9 ms	6,725 %	5,000 A	Aprovado
3,678 Ω	23,91 °	400,0 ms	431,1 ms	7,775 %	5,000 A	Aprovado
2,514 Ω	-7,70 °	400,0 ms	428,8 ms	7,2 %	5,000 A	Aprovado
3,105 Ω	103,04	1,500 s	1,526 s	1,747 %	5,000 A	Aprovado
3,323 Ω	67,00 °	1,500 s	1,524 s	1,573 %	5,000 A	Aprovado
4,535 Ω	42,16 °	1,500 s	1,526 s	1,76 %	5,000 A	Aprovado
349,0 m Ω	-113,00°	2,500 s	2,527 s	1,084 %	5,000 A	Aprovado
1,258 Ω	174,39°	2,500 s	2,526 s	1,056 %	5,000 A	Aprovado
1,132 Ω	-80,00°	2,500 s	2,530 s	1,188 %	5,000 A	Aprovado
1,214 Ω	-113,00°	2,500 s	2,527 s	1,084 %	5,000 A	Aprovado
2,104 Ω	-147,78°	2,500 s	2,528 s	1,12 %	5,000 A	Aprovado

Tabela 6.9: Resultado do teste de distância para faltas entre as fases C-A.

 Z 	Phi	t nom	t real	Desv	ITeste	Resultado
817,7m Ω	90,00°	0,000s	31,40ms	31,40ms	5,000A	Aprovado
878,4m Ω	67,00°	0,000s	26,20ms	26,20ms	5,000A	Aprovado
1,319 Ω	40,00°	0,000s	27,10ms	27,10ms	5,000A	Aprovado
1,828 Ω	25,96°	0,000s	26,50ms	26,50ms	5,000A	Aprovado
1,206 Ω	10,00°	0,000s	25,50ms	25,50ms	5,000A	Aprovado
487,7m Ω	30,00°	0,000s	27,10ms	27,10ms	5,000A	Aprovado
1,153 Ω	100,00°	400,0ms	425,0ms	6,25%	5,000A	Aprovado
1,221 Ω	67,00°	400,0ms	424,7ms	6,175%	5,000A	Aprovado
1,792 Ω	40,00°	400,0ms	425,7ms	6,425%	5,000A	Aprovado
2,059 Ω	13,71 °	400,0ms	429,0ms	7,25%	5,000A	Aprovado
2,707 Ω	67,00°	400,0ms	428,3ms	7,075%	5,000A	Aprovado
3,573 Ω	44,29°	400,0ms	429,9ms	7,475%	5,000A	Aprovado
3,678 Ω	23,91°	400,0ms	434,6ms	8,65%	5,000A	Aprovado
2,514 Ω	-7,70°	400,0ms	426,4ms	6,6%	5,000A	Aprovado
3,105 Ω	103,04°	1,500s	1,525s	1,653%	5,000A	Aprovado
3,323 Ω	67,00°	1,500s	1,523s	1,52%	5,000A	Aprovado
4,535 Ω	42,16°	1,500s	1,527s	1,773%	5,000A	Aprovado
349,0m Ω	-113,00°	2,500s	2,525s	1,004%	5,000A	Aprovado
1,258 Ω	174,39°	2,500s	2,529s	1,14%	5,000A	Aprovado
1,132 Ω	-80,00°	2,500s	2,530s	1,188%	5,000A	Aprovado
1,214 Ω	-113,00°	2,500s	2,527s	1,06%	5,000A	Aprovado

2,104 Ω	-147,78°	2,500s	2,526s	1,024%	5,000A	Aprovado
----------------	----------	--------	--------	--------	--------	----------

Tabela 6.10: Resultado do teste de distância para faltas trifásicas.

 Z 	Phi	t nom	t real	Desv.	ITeste	Resultado
817,7 m Ω	90,00 °	0,000 s	30,10 ms	30,10 ms	5,000 A	Aprovado
878,4 m Ω	67,00 °	0,000 s	29,40 ms	29,40 ms	5,000 A	Aprovado
1,319 Ω	40,00 °	0,000 s	26,30 ms	26,30 ms	5,000 A	Aprovado
1,828 Ω	25,96 °	0,000 s	27,80 ms	27,80 ms	5,000 A	Aprovado
1,206 Ω	10,00 °	0,000 s	25,00 ms	25,00 ms	5,000 A	Aprovado
487,7 m Ω	30,00 °	0,000 s	25,80 ms	25,80 ms	5,000 A	Aprovado
1,153 Ω	100,00 °	400,0 ms	420,9 ms	5,225 %	5,000 A	Aprovado
1,221 Ω	67,00 °	400,0 ms	420,7 ms	5,175 %	5,000 A	Aprovado
1,792 Ω	40,00 °	400,0 ms	423,4 ms	5,85 %	5,000 A	Aprovado
2,059 Ω	13,71 °	400,0 ms	422,8 ms	5,7 %	5,000 A	Aprovado
2,707 Ω	67,00 °	400,0 ms	428,4 ms	7,1 %	5,000 A	Aprovado
3,573 Ω	44,29 °	400,0 ms	429,5 ms	7,375 %	5,000 A	Aprovado
3,678 Ω	23,91 °	400,0 ms	431,3 ms	7,825 %	5,000 A	Aprovado
2,514 Ω	-7,70 °	400,0 ms	424,1 ms	6,025 %	5,000 A	Aprovado
3,105 Ω	103,04 °	1,500 s	1,518 s	1,187 %	5,000 A	Aprovado
3,323 Ω	67,00 °	1,500 s	1,518 s	1,207 %	5,000 A	Aprovado
4,535 Ω	42,16 °	1,500 s	1,531 s	2,093 %	5,000 A	Aprovado
349,0 m Ω	-113,00 °	2,500 s	2,524 s	0,96 %	5,000 A	Aprovado
1,258 Ω	174,39 °	2,500 s	2,528 s	1,132 %	5,000 A	Aprovado
1,132 Ω	-80,00 °	2,500 s	2,529 s	1,172 %	5,000 A	Aprovado
1,214 Ω	-113,00 °	2,500 s	2,528 s	1,136 %	5,000 A	Aprovado
2,104 Ω	-147,78 °	2,500 s	2,526 s	1,036 %	5,000 A	Aprovado

O segundo arquivo de teste preparado tem por objetivo verificar a resposta do relé a curtos monofásicos. Para todos os tipos de faltas monofásicas foram utilizados os mesmos pontos de teste. Estes pontos estão mostrados graficamente na Figura 6.8. Os resultados dos testes para falhas monofásicas podem ser visto nas Tabelas 6.11, 6.12 e 6.13 e, assim como nos testes de falha entre fases, estas tabelas foram retiradas diretamente do módulo de teste.

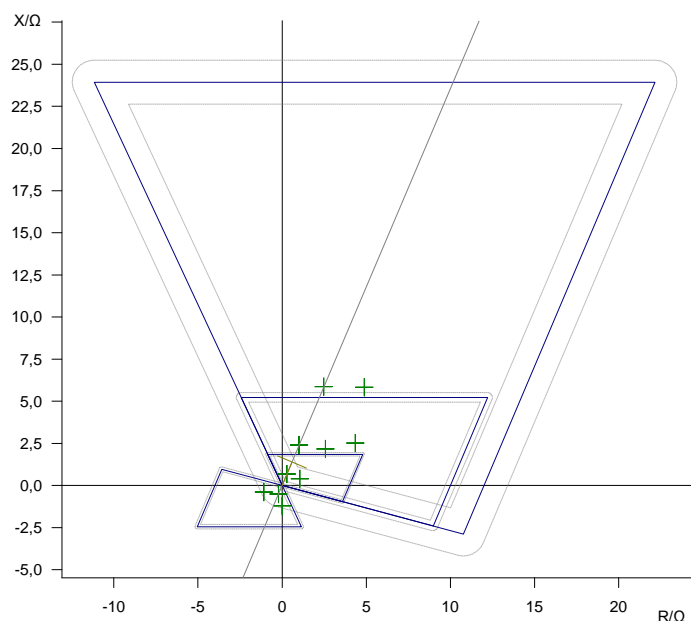


Figura 6.8: Pontos de teste para faltas monofásicas

Tabela 6.11: Resultado do teste de distância para faltas A-N.

$ Z $	Phi	t nom	t real	Desv.	ITeste	Resultado
726,5 mΩ	67,00 °	0,000 s	26,40 ms	26,40 ms	10,00 A	Aprovado
2,599 Ω	67,00 °	400,0 ms	428,0 ms	7 %	10,00 A	Aprovado
6,356 Ω	67,00 °	1,500 s	1,520 s	1,313 %	9,810 A	Aprovado
5,019 Ω	30,00 °	400,0 ms	428,9 ms	7,225 %	10,00 A	Aprovado
7,595 Ω	50,00 °	1,500 s	1,518 s	1,187 %	8,210 A	Aprovado
554,1 mΩ	-113,00 °	2,500 s	2,520 s	0,788 %	10,00 A	Aprovado
1,148 Ω	-160,00 °	2,500 s	2,524 s	0,972 %	10,00 A	Aprovado
1,214 Ω	-90,00 °	2,500 s	2,532 s	1,28 %	10,00 A	Aprovado
1,123 Ω	20,00 °	0,000 s	20,30 ms	20,30 ms	10,00 A	Aprovado
3,374 Ω	40,00 °	400,0 ms	429,7 ms	7,425 %	10,00 A	Aprovado

Tabela 6.12: Resultado do teste de distância para faltas B-N.

$ Z $	Phi	t nom	t real	Desv.	ITeste	Resultado
726,5 mΩ	67,00 °	0,000 s	21,70 ms	21,70 ms	10,00 A	Aprovado
2,599 Ω	67,00 °	400,0 ms	431,0 ms	7,75 %	10,00 A	Aprovado
6,356 Ω	67,00 °	1,500 s	1,523 s	1,547 %	9,810 A	Aprovado
5,019 Ω	30,00 °	400,0 ms	432,6 ms	8,15 %	10,00 A	Aprovado
7,595 Ω	50,00 °	1,500 s	1,519 s	1,253 %	8,210 A	Aprovado
554,1 mΩ	-113,00 °	2,500 s	2,519 s	0,752 %	10,00 A	Aprovado
1,148 Ω	-160,00 °	2,500 s	2,521 s	0,844 %	10,00 A	Aprovado
1,214 Ω	-90,00 °	2,500 s	2,528 s	1,104 %	10,00 A	Aprovado
1,123 Ω	20,00 °	0,000 s	19,10 ms	19,10 ms	10,00 A	Aprovado
3,374 Ω	40,00 °	400,0 ms	418,9 ms	4,725 %	10,00 A	Aprovado

Tabela 6.13: Resultado do teste de distância para faltas C-N.

$ Z $	Phi	t nom	t real	Desv.	ITeste	Resultado
726,5 mΩ	67,00 °	0,000 s	26,50 ms	26,50 ms	10,00 A	Aprovado
2,599 Ω	67,00 °	400,0 ms	427,5 ms	6,875 %	10,00 A	Aprovado
6,356 Ω	67,00 °	1,500 s	1,518 s	1,18 %	9,810 A	Aprovado
5,019 Ω	30,00 °	400,0 ms	430,1 ms	7,525 %	10,00 A	Aprovado
7,595 Ω	50,00 °	1,500 s	1,519 s	1,267 %	8,210 A	Aprovado
554,1 mΩ	-113,00 °	2,500 s	2,521 s	0,832 %	10,00 A	Aprovado

1,148 Ω	-160,00 $^\circ$	2,500 s	2,520 s	0,796 %	10,00 A	Aprovado
1,214 Ω	-90,00 $^\circ$	2,500 s	2,535 s	1,396 %	10,00 A	Aprovado
1,123 Ω	20,00 $^\circ$	0,000 s	20,70 ms	20,70 ms	10,00 A	Aprovado
3,374 Ω	40,00 $^\circ$	400,0 ms	427,0 ms	6,75 %	10,00 A	Aprovado

6.3. Teste da Proteção de Sobrecorrente

No esquema de proteção elaborado para a linha de transmissão LT UTE São João – SJB2, os estágios 1 e 2 da proteção de sobrecorrente, tanto de fase como residual, foram dedicados à função de sobrecorrente direcional de fase. Porém, como não foram realizados testes com esta função, o seu estudo não será realizado.

Os estágios 3 e 4 foram utilizados para a função de sobrecorrente não direcional. Esta função é utilizada como sobrecorrente de emergência para o caso de falta de tensão no TP, pois nesta situação não é mais possível utilizar a proteção de distância. No estágio 3, foi ajustada a proteção de sobrecorrente instantânea e no estágio 4 foi configurada a função do sobrecorrente temporizada.

O ajuste da função de sobrecorrente, tanto de fase como residual, é realizado em duas etapas. Na primeira etapa, são realizados os ajustes das correntes e tensões de base e dos ângulos que determinam as características direcionais da função. Os ajustes feitos nesta primeira etapa são válidos para todos os estágios da função de sobrecorrente. Neste ponto é importante lembrar que não foram utilizadas características direcionais durante os testes, porém para o funcionamento da função é necessário ajustar os ângulos característicos apresentados na seção 5.1.3 deste função.

6.3.1.1. Sobrecorrente de Fase

A Figura 6.9 mostra os ajustes realizados na primeira etapa de configuração da função de sobrecorrente de fase. De maneira semelhante à função de distância, os ajustes da função de sobrecorrente foram feitos com base no estudo de seletividade [25].

Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
General					
Operation		On			
I _{Base}		600	A	1	99999
U _{Base}		138.00	kV	0.05	2000.00
Angle _{RCA}		65	Deg	40	65
Angle _{ROA}		80	Deg	40	89
StartPhSel		1 out of 3			

Figura 6.9: Ajustes iniciais da função de sobrecorrente de fase.

O ajuste *StartPhSel* corresponde ao número de fases que devem ultrapassar o valor de ajuste da função para que ocorra a atuação da proteção de sobrecorrente. Na segunda etapa é realizado o ajuste de cada estágio da função de sobrecorrente.

O estudo de seletividade prevê a atuação do elemento instantâneo para faltas no início da linha que, de acordo com a Tabela 6.2, vale 3583A. Este elemento também deve atuar bem acima (>150%) da corrente de fase para curtos em SJB2 que vale 1761A.

Com base nestas características foram realizados os seguintes ajustes:

$$I_{\text{ajuste}} \text{ acima de } 150\% \text{ de } 1761 = 2641.5\text{A} \approx 2700\text{A}$$

$$I_{\text{ajuste}} = 2700\text{A} = 450\%I_b$$

O elemento temporizado deve ter sensibilidade para atuar para o menor valor de curto-circuito em SJB2, que equivale a 1028A. Este elemento também deve ser ajustado para atuar acima da corrente de carga, por isto o estudo adotou o valor de 133%*I_b* ou 800A.

Para a realização dos testes foi necessária uma modificação nos valores das correntes de ajuste, pois a saída de corrente da mala de teste é limitada em 12,5A, que equivale a 225%*I_b*. Portanto, para tornar possível a execução dos testes o elemento instantâneo foi ajustado para atuar em 200%*I_b* e o elemento temporizado foi ajustado para 110%*I_b*. Os ajustes realizados para os estágios 3 e 4 podem ser vistos nas Figuras 6.10 e 6.11.

Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
Step 3					
DirMode3		Non-directional			
Characterist3		IEC Def. Time			
I3>		200	%IB	1	2500
t3		0.000	s	0.000	60.000
k3		0.05		0.05	999.00
t3Min		0.000	s	0.000	60.000

Figura 6.10: Ajuste da função de sobrecorrente instantânea, estágio 3

Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
Step 4					
DirMode4		Non-directional			
Characterist4		IEC Norm. inv.			
I4>		110	%IB	1	2500
t4		0.500	s	0.000	60.000
k4		0.05		0.05	999.00
t4Min		0.000	s	0.000	60.000

Figura 6.11: Ajuste da função de sobrecorrente temporizada, estágio 4

A constante k_4 corresponde à constante de tempo da curva normalmente inversa IEC e os valores de $t_{3\min}$ e $t_{4\min}$ correspondem ao tempo mínimo de atuação de cada estágio.

Para o ajuste do software OMICRON *overcurrent*, foram inseridas as características dos dois estágios utilizados. Para facilitar a configuração do software da mala de testes, todos os ajustes foram feitos em valores percentuais da corrente de referência, que foi ajustada para 5A. As Figuras 6.12 e 6.13 mostram os ajustes feitos no software da mala de testes para a inserção das características de tempo definido e inverso do relé.

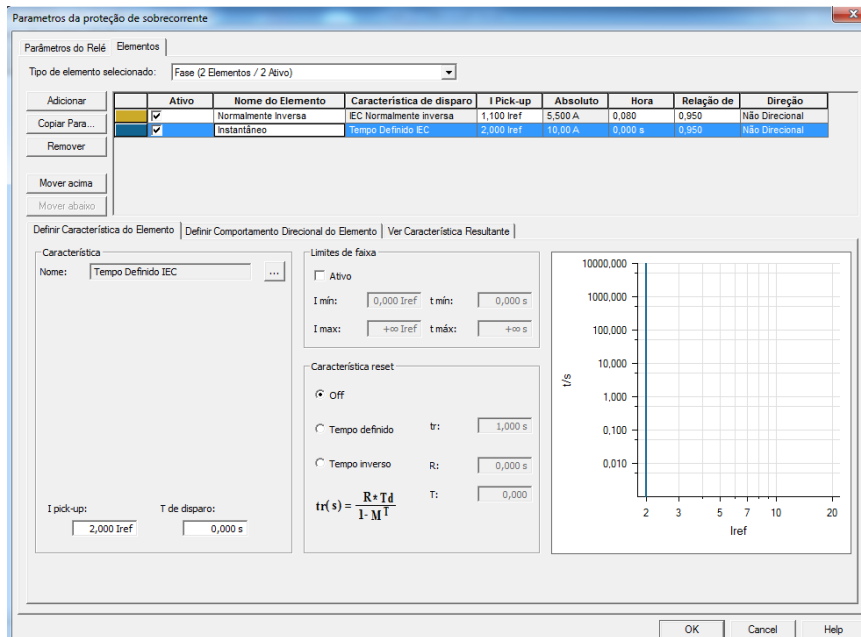


Figura 6.12: Ajuste da característica de tempo definido

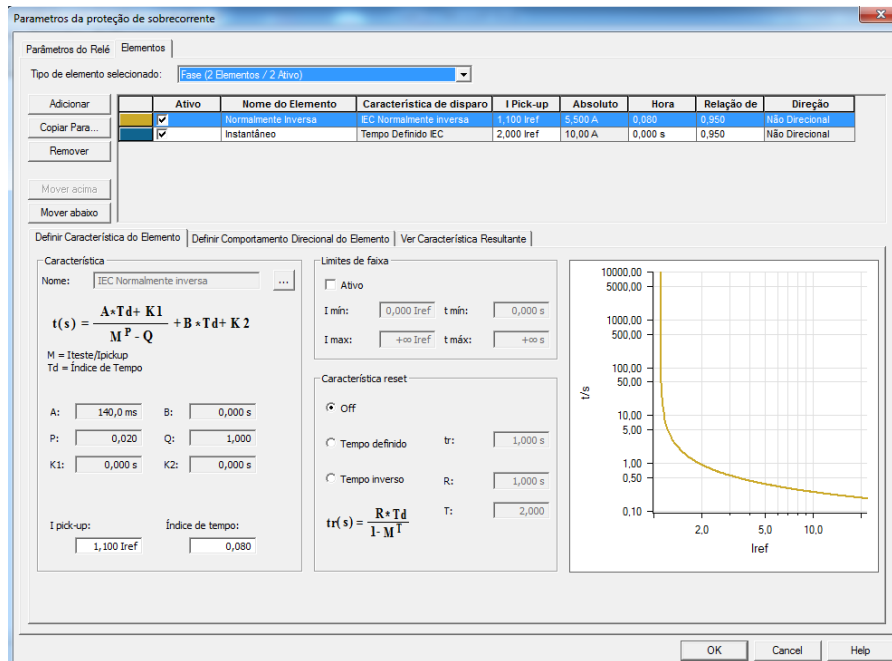


Figura 6.13: Ajuste da característica de tempo inverso

O índice de tempo, que aparece na Figura 6.13, necessário para o ajuste da característica normalmente inversa, corresponde ao parâmetro k4 ajustado no estágio 4 da função de sobrecorrente .

Para a realização do teste de sobrecorrente de fase, foram testadas faltas entre as fases AB, BC, CA e faltas trifásicas. Foram aplicados valores de corrente entre 1,1 e 2,2Iref. Os resultados dos testes podem ser observados na Tabela 6.14.

Tabela 6.14: Resultado dos testes de sobrecorrente de fase

Tipo	Relativo A	Magnitude	Ângulo	tnom	treal	Resultado
A-B	Temporizado	1,10 In	-60,00 °	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
A-B	Temporizado	1,30 In	-60,00 °	2,09 s	2,14 s	Aprovado
A-B	Temporizado	1,50 In	-60,00 °	1,12 s	1,16 s	Aprovado
A-B	Temporizado	1,70 In	-60,00 °	0,80 s	0,83 s	Aprovado
A-B	Temporizado	1,90 In	-60,00 °	0,64 s	0,66 s	Aprovado
A-B	Instantâneo	2,00 In	-60,00 °	0,58 s	0,60 s	Aprovado
A-B	Instantâneo	2,10 In	-60,00 °	0,02 s	0,03 s	Aprovado
A-B	Instantâneo	2,20 In	-60,00 °	0,02 s	0,02 s	Aprovado
B-V	Temporizado	1,10 In	-60,00 °	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
B-V	Temporizado	1,30 In	-60,00 °	2,09 s	2,14 s	Aprovado
B-V	Temporizado	1,50 In	-60,00 °	1,12 s	1,15 s	Aprovado
B-V	Temporizado	1,70 In	-60,00 °	0,80 s	0,82 s	Aprovado
B-V	Temporizado	1,90 In	-60,00 °	0,64 s	0,66 s	Aprovado
B-V	Instantâneo	2,00 In	-60,00 °	0,58 s	0,60 s	Aprovado
B-V	Instantâneo	2,10 In	-60,00 °	0,00 s	0,02 s	Aprovado
B-V	Instantâneo	2,20 In	-60,00 °	0,00 s	0,03 s	Aprovado
V-A	Temporizado	1,10 In	-60,00 °	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
V-A	Temporizado	1,30 In	-60,00 °	2,09 s	2,14 s	Aprovado
V-A	Temporizado	1,50 In	-60,00 °	1,12 s	1,15 s	Aprovado
V-A	Temporizado	1,70 In	-60,00 °	0,80 s	0,83 s	Aprovado
V-A	Temporizado	1,90 In	-60,00 °	0,64 s	0,67 s	Aprovado
V-A	Instantâneo	2,00 In	-60,00 °	0,58 s	0,61 s	Aprovado
V-A	Instantâneo	2,10 In	-60,00 °	0,00 s	0,03 s	Aprovado
V-A	Instantâneo	2,20 In	-60,00 °	0,00 s	0,03 s	Aprovado
A-B-V	Temporizado	1,10 In	-60,00 °	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
A-B-V	Temporizado	1,30 In	-60,00 °	2,09 s	2,14 s	Aprovado
A-B-V	Temporizado	1,50 In	-60,00 °	1,12 s	1,16 s	Aprovado
A-B-V	Temporizado	1,70 In	-60,00 °	0,80 s	0,83 s	Aprovado
A-B-V	Temporizado	1,90 In	-60,00 °	0,64 s	0,66 s	Aprovado
A-B-V	Instantâneo	2,00 In	-60,00 °	0,58 s	0,60 s	Aprovado
A-B-V	Instantâneo	2,10 In	-60,00 °	0,00 s	0,02 s	Aprovado
A-B-V	Instantâneo	2,20 In	-60,00 °	0,00 s	0,02 s	Aprovado

6.3.1.2.Sobrecorrente Residual

A Figura 6.14 mostra os ajustes realizados na primeira etapa de configuração da função de sobrecorrente residual.

AA474E1Q1FP1 - Parame...					
Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
General					
Operation		On			
IBase		600	A	1	99999
UBase		138.00	kV	0.05	2000.00
AngleRCA		65	Deg	-180	180
polMethod		Voltage			
UPolMin		5	%UB	1	100
IPolMin		10	%IB	2	100
RnPol		5.00	ohm	0.50	1000.00
XnPol		40.00	ohm	0.50	3000.00
In>Dir		3	%IB	1	100
2ndHarmStab		20	%	5	100

Figura 6.14: Ajustes iniciais da função de sobrecorrente residual

Onde: polMethod: Tipo de polarização, Tensão/Corrente/ Dual;

UPolMin: Mínimo valor de tensão para polarização;

IPolMin: Mínimo valor de corrente para polarização;

RnPol: Parte real da impedância de polarização por corrente;

XnPol: Parte imaginaria da impedância de polarização por corrente;

In>Dir: Nível da corrente residual para atuação da função direcional;

2ndHamStab: Restrição de operação por segundo harmônico.

O estudo de seletividade prevê a atuação do elemento instantâneo para faltas no início da linha que, de acordo com a Tabela 6.2, valem 1805A e acima da maior corrente para defeitos em SJB2, que valem 1364A. Com adequada margem de segurança o estudo de seletividade adotou o valor de ajuste de 1680A, que equivale a 280%Ib.

O elemento temporizado deve ter sensibilidade para atuar no caso de defeitos em SJB2, que equivale a 927A. Para ter maior sensibilidade para curtos-circuitos fase-terra com alta impedância, o ajuste deve ser o mais sensível possível, porém acima de 10 a 20% da corrente nominal. Isso é importante para evitar atuações indevidas em caso de desequilíbrios no sistema. Levando em consideração estes requisitos, o estudo de seletividade adotou o valor de 20%Ib.

Novamente, a corrente de ajuste da função temporizada ultrapassou a capacidade da mala de teste. Portanto, para a realização dos testes foram adotados os valores de 50%Ib

para o elemento instantâneo e 20%Ib para o elemento temporizado. Os ajustes dos estágios 3 e 4 podem ser observados nas Figuras 6.15 e 6.16.

Group / Parameter Name	PC Value	Unit
▶ Step 3		
DirMode3	Forward	
Characterist3	IEC Def. Time	
IN3>	50	%IB
t3	0.000	s
k3	0.27	
t3Min	0.000	s
HarmRestrained3	Off	

Figura 6.15: Ajuste do elemento instantâneo da função de sobrecorrente residual

Group / Parameter Name	PC Value	Unit
▶ Step 4		
DirMode4	Forward	
Characterist4	IEC Norm. inv.	
IN4>	20	%IB
t4	0.050	s
k4	0.05	
t4Min	0.300	s
HarmRestrained4	Off	

Figura 6.16: Ajuste do elemento instantâneo da função de sobrecorrente residual

Os ajustes da mala de teste foram realizados de maneira semelhante aos realizados para a proteção de fase. Para a realização do teste de sobrecorrente residual foram testadas as faltas monofásicas do tipo AN, BN e CN. Para a realização dos testes foram aplicados valores de corrente entre 0,15 e 0,70 Iref.

Tabela 6.15: Resultado dos testes de sobrecorrente residual

Tipo	Relativo A	Magnitude	Ângulo	tnom	trear	Resultado
A-N	Temporizado	010 In	-60,00°	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
A-N	Temporizado	0,15 In	-60,00°	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
A-N	Temporizado	0,20 In	-60,00°	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
A-N	Temporizado	0,25 In	-60,00°	1,57 s	Sem disparo	Aprovado
A-N	Temporizado	0,30 In	-60,00°	0,96 s	1,01 s	Aprovado
A-N	Temporizado	0,35 In	-60,00°	0,72 s	0,77 s	Aprovado
A-N	Temporizado	0,40 In	-60,00°	0,55 s	0,60 s	Aprovado
A-N	Temporizado	0,45 In	-60,00°	0,43 s	0,47 s	Aprovado
A-N	Temporizado	0,50 In	-60,00°	0,32 s	0,35 s	Aprovado
A-N	Instantâneo	0,55 In	-60,00°	0,03 s	0,03 s	Aprovado
A-N	Instantâneo	0,60 In	-60,00°	0,03 s	0,03 s	Aprovado

A-N	Instantâneo	0,70 In	-60,00°	0,03 s	0,03 s	Aprovado
B-N	Temporizado	0,10 In	-60,00°	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
B-N	Temporizado	0,15 In	-60,00°	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
B-N	Temporizado	0,20 In	-60,00°	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
B-N	Temporizado	0,25 In	-60,00°	1,57 s	Sem disparo	Aprovado
B-N	Temporizado	0,30 In	-60,00°	0,96 s	1,01 s	Aprovado
B-N	Temporizado	0,35 In	-60,00°	0,72 s	0,76 s	Aprovado
B-N	Temporizado	0,40 In	-60,00°	0,55 s	0,60 s	Aprovado
B-N	Temporizado	0,45 In	-60,00°	0,43 s	0,47 s	Aprovado
B-N	Temporizado	0,50 In	-60,00°	0,32 s	0,35 s	Aprovado
B-N	Instantâneo	0,55 In	-60,00°	0,03 s	0,03 s	Aprovado
B-N	Instantâneo	0,60 In	-60,00°	0,03 s	0,03 s	Aprovado
B-N	Instantâneo	0,70 In	-60,00°	0,03 s	0,03 s	Aprovado
V-N	Temporizado	0,10 In	-60,00°	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
V-N	Temporizado	0,15 In	-60,00°	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
V-N	Temporizado	0,20 In	-60,00°	Sem disparo	Sem disparo	Aprovado
V-N	Temporizado	0,25 In	-60,00°	1,57 s	Sem disparo	Aprovado
V-N	Temporizado	0,30 In	-60,00°	1,57 s	Sem disparo	Aprovado
V-N	Temporizado	0,35 In	-60,00°	0,96 s	1,01 s	Aprovado
V-N	Temporizado	0,40 In	-60,00°	0,72 s	0,77 s	Aprovado
V-N	Temporizado	0,45 In	-60,00°	0,55 s	0,60 s	Aprovado
V-N	Temporizado	0,50 In	-60,00°	0,43 s	0,46 s	Aprovado
V-N	Instantâneo	0,55 In	-60,00°	0,32 s	0,35 s	Aprovado
V-N	Instantâneo	0,60 In	-60,00°	0,03 s	0,03 s	Aprovado
V-N	Instantâneo	0,70 In	-60,00°	0,03 s	0,03 s	Aprovado

6.4. Teste da Proteção de Sobretensão

O sistema de proteção da LT UTE São João – SJB2 contempla a função de sobretensão, que tem o objetivo de abrir os disjuntores da linha quando há ocorrência de sobretensões sistêmicas, para proteger os equipamentos. A função de sobretensão temporizada foi ajustada para atuar para valores de tensão acima de 120% da tensão nominal, com temporização de 4s.

Semelhantemente à função de sobrecorrente, o ajuste desta função é dividido em duas etapas. Na primeira etapa, mostrada na Figura 6.16, é definida apenas a tensão de base e o estado da função (ligada ou desligada). A segunda etapa consiste no ajuste de cada estágio da função e pode ser observado na Figura 6.17

Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
General					
Operation		On			
UBase		138.00	kV	0.05	2000.00

Figura: 6.16: Primeira etapa de ajuste da função de sobretensão

Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
Step 1					
OperationStep1		On			
Characterist1		Definite time			
OpMode1		1 out of 3			
U1>		120	%UB	1	200
t1		4.00	s	0.00	6000.00
t1Min		4.000	s	0.000	60.000
k1		0.05		0.05	1.10
HystAbs1		0.5	%UB	0.0	100.0

Figura 6.17: Segunda etapa de ajuste da função de sobretensão

O teste da função de sobretensão foi realizado usando o módulo de teste OMICRON *State Sequencer*. No módulo de teste, foram programados 3 estágios de teste. No primeiro estágio foi aplicada uma tensão simétrica com valor de $1,0V_{base}$, por um intervalo de 5,0 segundos. Em seguida, foi aplicada uma tensão de $1,205V_{base}$, que foi ajustada pra ser aplicada por um intervalo de 8s ou até que houvesse uma atuação por parte do relé. No terceiro estágio, apenas para finalizar o sequenciador, foi ajustada uma tensão com amplitude de 0V por um intervalo de 1s. O ajuste da mala de testes pode ser visto na Figura 6.18.

	1			2			3		
Nome	Pré-Falta			Falta			Pós-Falta		
V A-N	1,000 Vn	0,00 °	1,000 fn	1,205 Vn	0,00 °	1,000 fn	0,000 Vn	0,00 °	1,000 fn
V B-N	1,000 Vn	-120,00 °	1,000 fn	1,205 Vn	-120,00 °	1,000 fn	0,000 Vn	-120,00 °	1,000 fn
V C-N	1,000 Vn	120,00 °	1,000 fn	1,205 Vn	120,00 °	1,000 fn	0,000 Vn	120,00 °	1,000 fn
Trigger	⌚	5,000 s		⌚	8,000 s		⌚	1,000 s	

Figura 6.18: Ajuste do software para o teste da função de sobretensão

O resultado do teste pode ser visto na Tabela 6.16.

Tabela 6.16: Resultado do teste de sobretensão

Nome	Ignorar antes	Início	Parar	Tnom	Tdesv-	Tdesv+	Treal	Tdesv	Aval.
59T Tempo	Pré-Falta	Falta	Disparo 0>1	4,000 s	200,0 ms	200,0 ms	4,029 s	29,20 ms	Aprovado

6.5. Registro de Eventos e Oscilografia

O estudo de seletividade, baseado nas recomendações do proprietário da linha, também indica como devem ser ajustados os parâmetros da função de oscilografia. O ajuste desta função é dividida em duas etapas sendo que o estudo de seletividade indica apenas o ajuste da primeira. Os ajustes sugeridos pelo estudado podem ser vistos na Figura 6.19

▶	DisturbanceReport(RDRE)		
	Operation	On	
	PreFaultRecT	0.30	s
	PostFaultRecT	2.0	s
	TimeLimit	2.5	s
	PostRetrig	Off	
	ZeroAngleRef	1	Ch
	OpModeTest	Off	

Figura 6.19: Ajustes da função de registro de oscilografia.

Onde:

PostRetrig: Caso alguma nova falta ocorra durante o tempo de gravação pós-falta este parâmetro define se este novo distúrbio deve ser registrado.

OpModeTest: Habilita ou desabilita o registro de eventos no modo de teste

Na segunda etapa deve ser realizado o ajuste de cada canal a ser gravado. Para isto é necessário, apenas conectar os sinais, analógicos ou digitais a serem registrados, no bloco da função de oscilografia durante a primeira etapa de ajuste.

O Anexo I, mostra um exemplo de registro de distúrbio feito pelo dispositivo de proteção utilizado. Este anexo mostra um exemplo de registro para atuação de zona 1, feito em um dos pontos de testes realizados para a proteção de distância.

O registro de eventos não precisa ser configurado na etapa de ajuste de parâmetros. Para ativar a função e escolher quais eventos serão registrados é necessário apenas conectar os sinais desejados no bloco da função de registro de eventos na etapa

de configuração da aplicação. A Tabela 6.17 mostra os 33 primeiros registros feitos pelo dispositivo de proteção durante o teste de distância.

Tabela: 6.17: Registro de eventos

Dia e Hora	Nome do Sinal	Valor
12/20/2011 4:38:36 PM.510	TRIP-21	1
12/20/2011 4:38:36 PM.507	TRIP-Z2	1
12/20/2011 4:38:36 PM.507	TRIP-FASE-A	1
12/20/2011 4:38:36 PM.507	TRIP-FASE-B	1
12/20/2011 4:38:36 PM.507	TRIP-FASE-V	1
12/20/2011 4:38:36 PM.507	TRIP-GERAL	1
12/20/2011 4:38:36 PM.107	PART-Z2	1
12/20/2011 4:38:36 PM.103	PART-Z3	1
12/20/2011 4:38:34 PM.333	TRIP-FASE-A	0
12/20/2011 4:38:34 PM.333	TRIP-FASE-B	0
12/20/2011 4:38:34 PM.333	TRIP-GERAL	0
12/20/2011 4:38:34 PM.333	TRIP-FASE-V	0
12/20/2011 4:38:34 PM.250	79-BLOQUEADO	0
12/20/2011 4:38:34 PM.247	TRIP-21	0
12/20/2011 4:38:34 PM.243	PART-Z3	0
12/20/2011 4:38:34 PM.243	PART-Z2	0
12/20/2011 4:38:34 PM.243	TRIP-Z2	0
12/20/2011 4:38:34 PM.183	79-BLOQUEADO	1
12/20/2011 4:38:34 PM.183	TRIP-21	1
12/20/2011 4:38:34 PM.180	TRIP-FASE-A	1
12/20/2011 4:38:34 PM.180	TRIP-FASE-V	1
12/20/2011 4:38:34 PM.180	TRIP-GERAL	1
12/20/2011 4:38:34 PM.180	TRIP-FASE-B	1
12/20/2011 4:38:34 PM.180	TRIP-Z2	1
12/20/2011 4:38:33 PM.780	PART-Z2	1
12/20/2011 4:38:33 PM.777	PART-Z3	1
12/20/2011 4:38:32 PM.010	TX_21	0
12/20/2011 4:38:31 PM.960	TRIP-FASE-A	0
12/20/2011 4:38:31 PM.960	TRIP-FASE-V	0
12/20/2011 4:38:31 PM.960	TRIP-FASE-B	0
12/20/2011 4:38:31 PM.960	TRIP-GERAL	0
12/20/2011 4:38:31 PM.873	PART-79	0
12/20/2011 4:38:31 PM.873	TRIP-21	0
12/20/2011 4:38:31 PM.870	PART-Z3	0
12/20/2011 4:38:31 PM.870	PART-Z2	0
12/20/2011 4:38:31 PM.870	TRIP-Z1	0
12/20/2011 4:38:31 PM.870	PART-Z1	0

7. Conclusão

Este trabalho abordou a avaliação de desempenho de relés digitais. Inicialmente, foi apresentada uma revisão dos relés de proteção, incluindo a tecnologia e as funções de proteção usualmente adotadas.

A avaliação do desempenho de relés é uma tarefa fundamental na implementação de um sistema de proteção, pois tem impacto direto em um dos seus principais requisitos, que é a confiabilidade.

Foi estudado o relé digital REL670 (ABB), que foi ajustado e testado experimentalmente utilizando a mala de testes CMC 256-6 (Omicron). Os ajustes utilizados corresponderam aos ajustes de funções de distância, sobrecorrente e sobretensão de um sistema de proteção de uma linha real do Sistema Interligado Nacional.

Durante a etapa de configuração do relé REL670, o dispositivo mostrou-se amigável ao usuário e a primeira etapa de configuração, que consiste na configuração da lógica de proteção, que demonstrou ser a mais complexa já vem pré-ajustada de fábrica facilitando a configuração do dispositivo. Porém, caso o usuário necessite fazer alterações nestas lógicas é necessário um estudo mais aprofundado do dispositivo, pois há uma grande diversidade de blocos de funções que devem ser concatenados de maneira correta, a fim de evitar erros de lógica.

Como visto no Capítulo 4 os ajustes da tolerância de tempo da mala de teste é feita em valores percentuais e absolutos do tempo nominal de disparo. Conseqüentemente as avaliações automáticas realizadas pelos módulos de teste estão baseados nestes valores, que por serem baixo já são o suficiente para aprovação do teste e a aceitação do mesmo para a aplicação desejada.

Porém, analisando os erros absolutos dos tempos reais de disparo do relé de proteção é possível observar que o maior erro encontrado, para os elementos instantâneos e de tempo definido foi de 35,0ms. Em relação aos testes com elementos de tempo inverso é possível observar que nenhum teste teve erro superior a 65ms. Portanto, de acordo com o estudo realizado na Seção 5.2, o relé apresentou tempos de disparo dentro da margem de erro esperada.

O manual da mala de teste e as interfaces gráficas dos seus módulos se mostraram extremamente amigáveis ao usuário. A única dificuldade encontrada durante os testes em relação à utilização da mala de teste foi em relação à comunicação entre a mala e o computador que é realizada por uma porta serial. Esse tipo de porta é incomum nos computadores atuais. Em modelos mais atuais de malas de teste, esta comunicação é realizada através de uma porta *ethernet*.

Nestes testes também foi possível perceber a importância da realização dos testes antes da instalação do dispositivo, pois estes além de permitir a verificação dos ajustes, permitem ao usuário criar familiaridade com o dispositivo de proteção, pois é possível analisar o comportamento do relé para diferentes condições de operação.

7.1. Trabalhos Futuros

Como visto no decorrer do presente trabalho o REL670 apresenta outras funções de proteção e controle que não foram abordadas no presente trabalho. Então futuramente espera-se que sejam realizados outros trabalhos estudando as demais funções de proteção e teleproteção bem como as características de controle.

Também a expectativa que futuramente sejam realizados testes semelhantes com equipamentos de diferentes fabricantes a fim de conhecer as diferentes funcionalidades e características de configuração e proteção de cada aparelho.

Bibliografia

- [1] J. Lewis Blackburn, Thomas J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications*, 3 ed. EUA, Taylor & Francis Group,
- [2] Walter A. Elmore, *Protective Relaying Theory and Applications*, 2 ed. New York, Marcel Dekker Inc, 2004.
- [3] Marcos A. Dias de Almeida, *Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos*, UFRN, Natal, Fevereiro de 2000.
- [4] Power System Relaying Committee, “IEEE Standart for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus”, EUA, January 2006.
- [5] Switchgear Committee of the IEEE Power Engineering Society, “IEEE Standard Definitions for Power Switchgear”, Revision C37.100-1981, EUA, March 1992.
- [6] L.G. Hewitson, Mark Brown, Ramesh Balakrishnan, *Practical Power System Protection*. 1 ed. Netherlands, Elsever, 2004.
- [7] Geraldo Kindermann, *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência – Vol 1*, 2 ed. UFSC, Florianópolis, 2005.
- [8] Paulo Koiti Maezono, *Proteção de Sistemas Elétricos – Proteção de Transformadores de Potência e Reatores Shunt*, Virtus Consultoria e Serviços LTDA, São Paulo, 2006.
- [9] Paulo Koiti Maezono, *Proteção de Sistemas Elétricos – Proteção de Linhas de Transmissão*, Virtus Consultoria e Serviços LTDA, São Paulo, 2006
- [10] Rui Menezes de Moraes, *Filosofia de Proteção de Sistemas Elétricos*, UFF, 2009

- [11] J. Roberts, A. Guzman, E. O. Schweitzer, “*Z = V/I Não faz um relé de distância*”. 20th Annual Western Protective Relay Conference, Washington, EUA, October 19 – 21, 1993. Disponível em <http://www.selinc.com.br>, Acesso em 11 de Janeiro de 2012
- [12] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Submódulo 11.1 – Proteção e controle: visão geral. Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em 29 de outubro de 2011
- [13] Paulo C. Almeida, Ricardo B. Prada, *Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica*, 1 ed. EPUB, Rio de Janeiro, 2005.
- [14] Wagner de Oliveira, Fujio Sato, “*A Evolução nos Procedimentos para os Ensaios de Desempenho de Relés de Proteção*”. 9th IEEE/IAS International Conference, São Paulo, Brasil, 8-10 Nov. 2010.
- [15] J.P. Gosalia, “*Relay Performance Testing*”. VII STPC – Seminário Técnico de Proteção e Controle, Rio de Janeiro, Brasil, 23 a 27 de Janeiro de 2003.
- [16] IEEE Special Publication, “*Relay Performance Testing*”. Power System Relaying Committee, *Report of Working Group I 13*.
- [17] Conprove Industria e Comércio, “*CE – 6006 : Testador Universal Hexafásico e Analisador de Energia Microprocessado com protocolo IEC 61850 (Mala de Testes de Relés Hexafásica)*” Versão 5.2, 2009. Disponível em: www.conprove.com.br
- [18] Rafael dos Santos Freitas, *Aplicação do Relé de Distância Digital SEL 311-C*. Trabalho de conclusão de curso de graduação, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil 2010.
- [19] Abilio José da Rocha Cardoso, *Ensaio Das Funções De Sobrecorrente e Distância Utilizando Relé Digital De Proteção E Aplicação De Sinais Com Caixa De Teste*. Trabalho de conclusão de curso de graduação, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil 2010.

[20] Rafael dos Santos Freitas, *Aplicação do Relé de Distância Digital SEL 311-C*. Trabalho de conclusão de curso de graduação, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil 2009.

[20] ABB Substation Automation, *Line distance protection REL670 - Pre-configured Product Guide*, Version 1.2, May 2011.

[21] ABB Substation Automation, *Line distance protection REL670 – Technical deference manual*, Revisão A, 2011

[22] ABB Substation Automation, *Line distance protection REL670 – Application manual*, Revisão A, 2011

[23] OMICRON electronics, *CMC 256 Hardware Reference Manual teste universe*, Version C256.AE.3, 2004

[24] OMICRON electronics, *Testing Directional Overcurrent Protection – TEST UNIVERSE*, Version DirOvcrAppNote.AE.1, 2010

[25] Paulo Koiti Maezono, *Estudo de Seletividade e Cálculos dos Ajustes das Proteções da LT São João da Boa Vista 2 – 138kV*, Virtus Consultoria e Serviços LTDA, São Paulo, 2010.

Anexo 1



ABB - Disturbance Report

General data

Name	Value
Station name	SESAJ BAYSJB2 PP
Object name	BAY_SJB2
Unit name	AA474E1Q1FP1
Line length	28.4
System Frequency	60.0 Hz
Recording number	961
Trigger signal name	PART-Z1
Trig date and time	12/20/2011 4:35:19.10
Pre-trig recording time	298 ms
Post trig recording time	0 ms
Total recording time	2800 ms
Max. recording time	2500 ms
Recording in Test mode	No
Type of time synchronization	NONE
IED type	L67I11 01
IED version	1.101
Sampling frequency	1.2 kHz
Disturbance recorder	Installed
Event recorder	Installed
Fault locator	Installed
Active setting group during recording	1



ABB - Disturbance Report

Fault location

Name	Value
Fault loop type	L1-L2
Fault location	0.1 (0.4 %)
Status of fault calculation	Ok
Fault Direction	Forward



ABB - Disturbance Report

Analog channels

Number	Channel name	Prefault RMS	Prefault angle	Fault RMS	Fault angle
1	VA	79.3 kV	0.0°	39.9 kV	-55.3°
2	VB	81.2 kV	-120.3°	39.9 kV	-63.7°
3	VV	79.8 kV	118.6°	79.6 kV	120.5°
4	IA	0.0 kA	136.0°	0.6 kA	1.0°
5	IB	0.0 kA	156.9°	0.6 kA	-179.0°
6	IV	0.0 kA	-136.7°	0.0 kA	-138.5°
8	VB-BARRA	0.0 kV	-26.6°	0.0 kV	-4.0°



ABB - Disturbance Report

Digital channels

Number	Channel name	Trigger enabled	Trig level	Channel value at trig time	Trigger status at trig time
1	PART-Z1	1	1	1	1
2	TRIP-Z1	1	1	1	0
3	PART-Z2	1	1	1	0
4	TRIP-Z2	1	1	0	0
5	PART-Z3	1	1	1	0
6	TRIP-Z3	1	1	0	0
7	PART-Z4	1	1	0	0
8	TRIP-Z4	1	1	0	0
9	PART-Z5	0	1	0	0
10	TRIP-Z5	0	1	0	0
11	BLOQ-68	0	1	0	0
12	BLOQ-60U	0	1	0	0
13	BLOQ-60Z	0	1	0	0
14	TRIP-SOTF	1	1	0	0
15	TRIP-21	1	1	0	0
16	TRIP-21N	1	1	0	0
17	PART-67I	1	1	0	0
18	TRIP-67I	1	1	0	0
19	PART-67NT	1	1	0	0
20	TRIP-67NT	1	1	0	0
21	PART-27M	1	1	0	0
22	TRIP-27M	1	1	0	0
23	PART-59I	1	1	0	0
24	TRIP-59I	1	1	0	0
25	PART-59T	1	1	0	0
26	TRIP-59T	1	1	0	0
27	TRIP-GERAL	1	1	1	0
28	TRIP-FASE-A	1	1	1	0
29	TRIP-FASE-B	1	1	1	0
30	TRIP-FASE-V	1	1	1	0
31	PART-79	1	1	0	0
32	79-EM-PROGRES	0	1	0	0
33	ORDEM-RELIG	0	1	0	0
34	25-OK	0	1	0	0
35	79-BLOQUEADO	0	1	0	0
36	PART-67T	0	1	0	0
37	TRIP-67T	1	1	0	0
38	PART-67NI	1	1	0	0
39	TRIP-67NI	1	1	0	0
40	TRIP-50	1	1	0	0
41	TRIP-51	1	1	0	0
42	TRIP-50N	1	1	0	0
43	TRIP-51N	1	1	0	0
44	RX_21	0	1	0	0
45	RX_67	0	1	0	0
46	TX_21	0	1	1	0
47	TX_67	0	1	0	0
48	RX_TDD	1	1	0	0
49	TRIP_87B_50BF	1	1	0	0



ABB - Disturbance Report

Total recording

Trigger time: 12/20/2011 4:35:19.107 PM

ms 0 400 800 1200 1600 2000 2400 2800

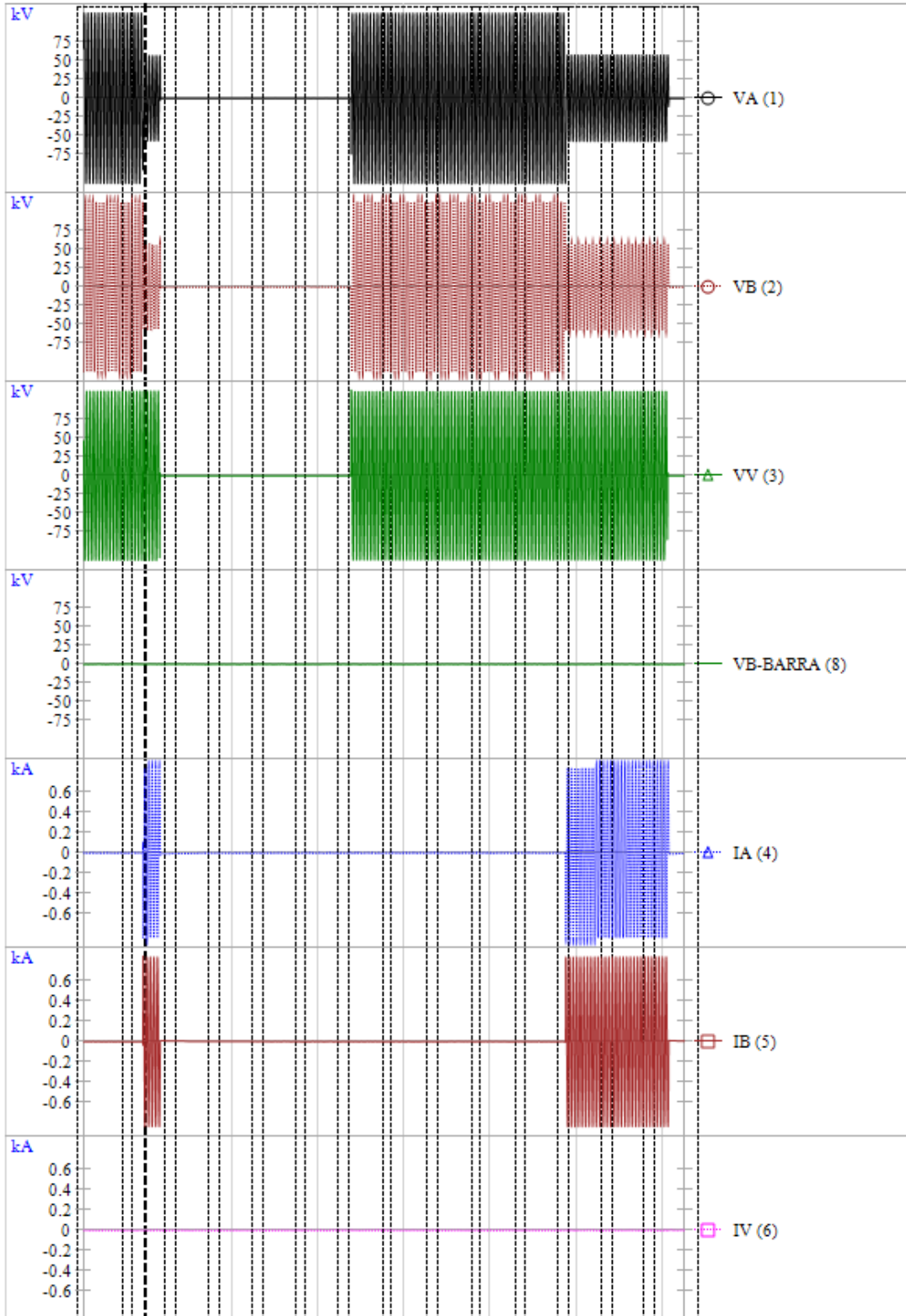




ABB - Disturbance Report

Total recording

Trigger time: 12/20/2011 4:35:19.107 PM

ms 0 400 800 1200 1600 2000 2400 3000

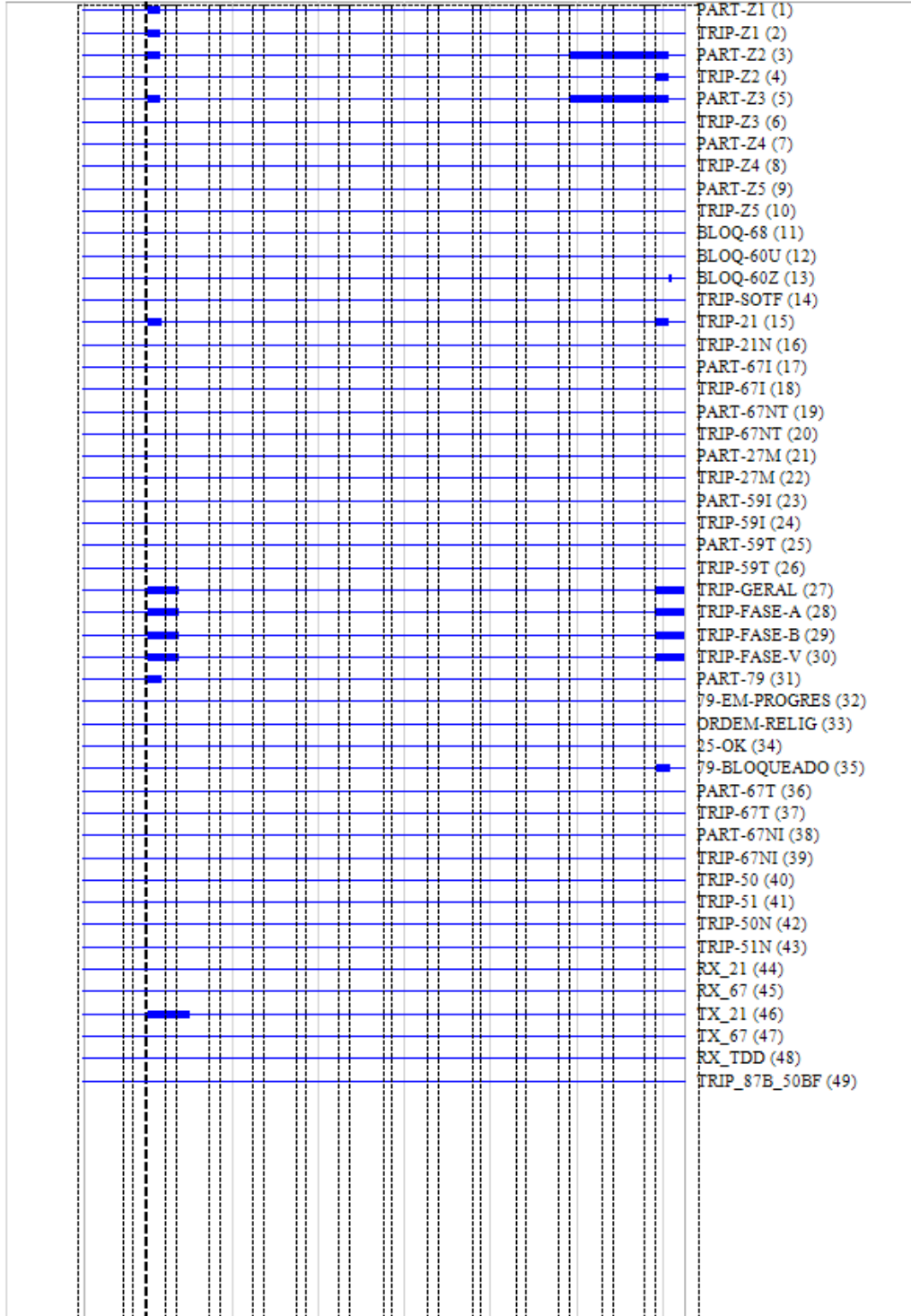




ABB - Disturbance Report

Disturbance 1

Trigger time: 12/20/2011 4:35:19.107 PM

ms -275 -250 -225 -200 -175 -150 -125 -100 -76

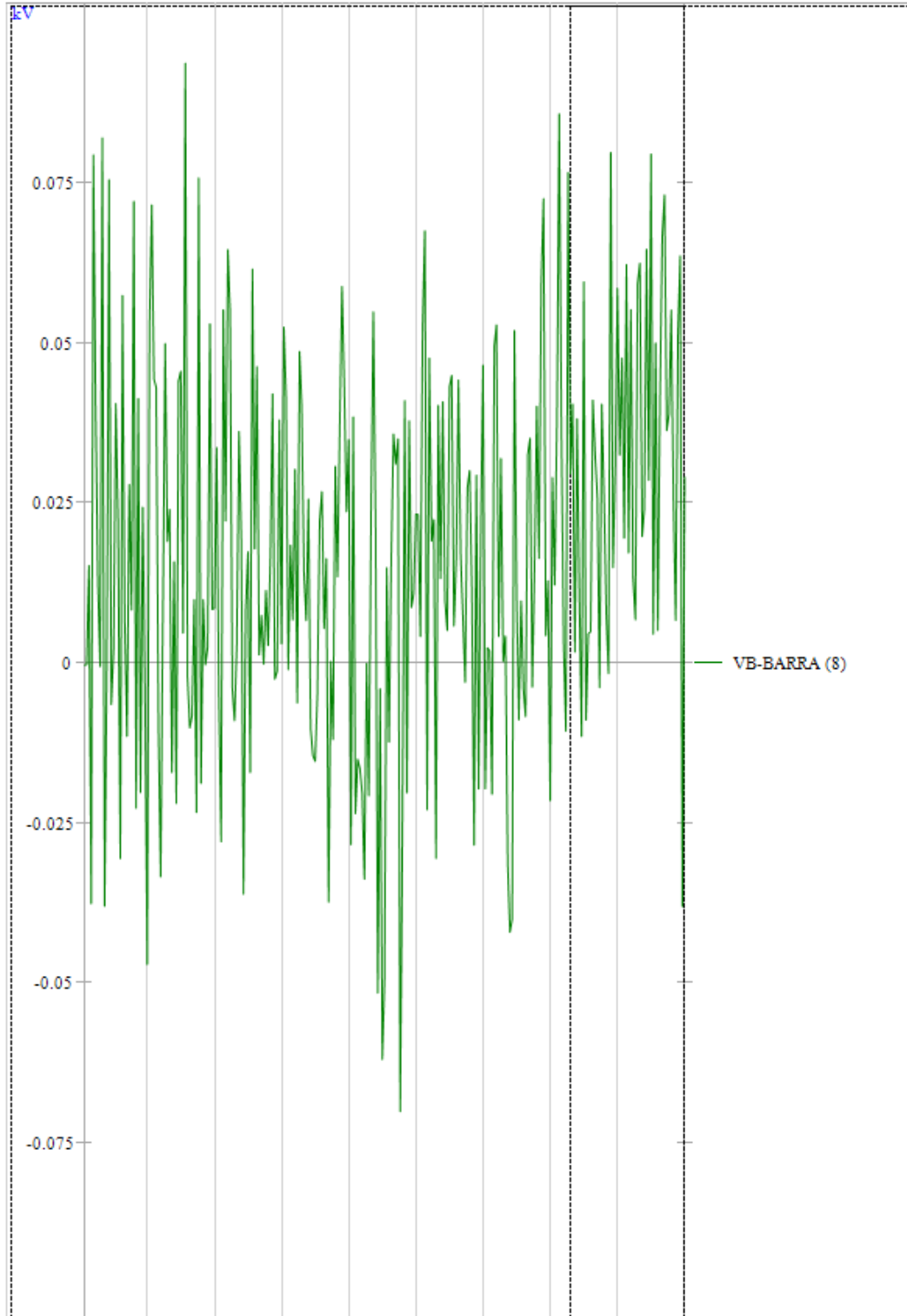




ABB - Disturbance Report

Event list

Number	Name	Status	Time
1	PART-Z1	On	12/20/2011 4:35:19.107 PM
2	TRIP-Z1	On	12/20/2011 4:35:19.107 PM
3	PART-Z2	On	12/20/2011 4:35:19.107 PM
5	PART-Z3	On	12/20/2011 4:35:19.107 PM
27	TRIP-GERAL	On	12/20/2011 4:35:19.107 PM
28	TRIP-FASE-A	On	12/20/2011 4:35:19.107 PM
29	TRIP-FASE-B	On	12/20/2011 4:35:19.107 PM
30	TRIP-FASE-V	On	12/20/2011 4:35:19.107 PM
46	TX_21	On	12/20/2011 4:35:19.107 PM
15	TRIP-21	On	12/20/2011 4:35:19.110 PM
31	PART-79	On	12/20/2011 4:35:19.110 PM
1	PART-Z1	Off	12/20/2011 4:35:19.170 PM
2	TRIP-Z1	Off	12/20/2011 4:35:19.170 PM
3	PART-Z2	Off	12/20/2011 4:35:19.170 PM
5	PART-Z3	Off	12/20/2011 4:35:19.170 PM
15	TRIP-21	Off	12/20/2011 4:35:19.174 PM
31	PART-79	Off	12/20/2011 4:35:19.174 PM
27	TRIP-GERAL	Off	12/20/2011 4:35:19.257 PM
28	TRIP-FASE-A	Off	12/20/2011 4:35:19.257 PM
29	TRIP-FASE-B	Off	12/20/2011 4:35:19.257 PM
30	TRIP-FASE-V	Off	12/20/2011 4:35:19.257 PM
46	TX_21	Off	12/20/2011 4:35:19.307 PM
3	PART-Z2	On	12/20/2011 4:35:21.074 PM
5	PART-Z3	On	12/20/2011 4:35:21.074 PM
4	TRIP-Z2	On	12/20/2011 4:35:21.474 PM
27	TRIP-GERAL	On	12/20/2011 4:35:21.474 PM
28	TRIP-FASE-A	On	12/20/2011 4:35:21.474 PM
29	TRIP-FASE-B	On	12/20/2011 4:35:21.474 PM
30	TRIP-FASE-V	On	12/20/2011 4:35:21.474 PM
15	TRIP-21	On	12/20/2011 4:35:21.477 PM
35	79-BLOQUEADO	On	12/20/2011 4:35:21.480 PM
3	PART-Z2	Off	12/20/2011 4:35:21.537 PM
4	TRIP-Z2	Off	12/20/2011 4:35:21.537 PM
5	PART-Z3	Off	12/20/2011 4:35:21.537 PM
12	BLOQ-60U	On	12/20/2011 4:35:21.537 PM
13	BLOQ-60Z	On	12/20/2011 4:35:21.537 PM
12	BLOQ-60U	Off	12/20/2011 4:35:21.540 PM
15	TRIP-21	Off	12/20/2011 4:35:21.540 PM
35	79-BLOQUEADO	Off	12/20/2011 4:35:21.547 PM
13	BLOQ-60Z	Off	12/20/2011 4:35:21.550 PM