

CURSO DE PROTEÇÃO

CONCEITOS E PRINCÍPIOS BÁSICOS DE PROTEÇÃO POR RELÉS PARA SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

1	Emissão	06/11/2002	Virtus		P. Maezono
Edição	MODIFICAÇÃO	DATA	POR	DATA	APROV.
 <i>Consultoria e Serviços S/C Ltda.</i>	<i>CLIENTE</i> 				
<i>PROJETO</i> CURSO DE PROTEÇÃO	<i>DETALHE</i> BLOCO II – Caderno 1 / 3 Filosofias, Conceitos e Princípios Básicos de Proteção por Relés				
<i>Direitos Reservados:</i> Virtus Consultoria e Serviços S/C Ltda.	<i>Autor:</i> Paulo Koiti Maezono	<i>Instrutores:</i> Paulo Koiti Maezono Toshiaki Hojo		<i>Total de Páginas</i> 131	

SOBRE O AUTOR

Eng. Paulo Koiti Maezono

Formação

Graduado em engenharia elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 1969. Mestre em Engenharia em 1978, pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá, com os créditos obtidos em 1974 através do Power Technology Course do P.T.I – em Schenectady, USA. Estágio em Sistemas Digitais de Supervisão, Controle e Proteção em 1997, na Toshiba Co. e EPDC – Electric Power Development Co. de Tokyo – Japão.

Engenharia Elétrica

Foi empregado da CESP – Companhia Energética de São Paulo no período de 1970 a 1997, com atividades de operação e manutenção nas áreas de Proteção de Sistemas Elétricos, Supervisão e Automação de Subestações, Supervisão e Controle de Centros de Operação e Medição de Controle e Faturamento. Participou de atividades de grupos de trabalho do ex GCOI, na área de proteção, com ênfase em análise de perturbações e metodologias estatísticas de avaliação de desempenho.

Atualmente é consultor e sócio da Virtus Consultoria e Serviços S/C Ltda. em São Paulo – SP. A Virtus tem como clientes empresas concessionárias no Brasil e na Colômbia, empresas projetistas na área de Transmissão de Energia, fabricantes e fornecedores de sistemas de proteção, controle e supervisão, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, CEDIS – Instituto Presbiteriano Mackenzie.

Área Acadêmica

Foi professor na Escola de Engenharia e na Faculdade de Tecnologia da Universidade Presbiteriana Mackenzie no período de 1972 a 1987. É colaborador na área de educação continuada da mesma universidade, de 1972 até a presente data.

É colaborador do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da EPUSP – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, desde 1999 até o presente, com participação no atendimento a projetos especiais da Aneel, Eletrobrás e Concessionárias de Serviços de Eletricidade.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	6
2. REQUISITOS E CONCEITOS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS.....	6
2.1 FINALIDADE DE UMA PROTEÇÃO.....	6
2.2 TERMINOLOGIA.....	6
2.3 REQUISITOS BÁSICOS DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO	7
2.4 COORDENAÇÃO	9
2.5 ZONAS DE PROTEÇÃO.....	9
2.6 PROTEÇÃO PRINCIPAL E PROTEÇÃO DE RETAGUARDA.....	11
2.6.1 <i>Proteção Principal</i>	11
2.6.2 <i>Proteção de Retaguarda</i>	11
2.7 PROTEÇÃO PRIMÁRIA E PROTEÇÃO ALTERNADA.....	12
3. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO.....	13
3.1 FUNÇÃO DE SOBRECORRENTE.....	13
3.1.1 <i>Elos + Chaves Fusíveis</i>	13
3.1.2 <i>Religadores para Circuitos de Distribuição</i>	15
3.1.3 <i>Relés de Sobrecorrente</i>	15
3.1.3.1 Características de Tempo.....	15
3.1.3.2 Elemento Instantâneo	17
3.1.3.3 Funções de Sobrecorrente em Relés Digitais.....	17
3.1.3.4 Conexão dos TC's – Proteção Convencional.....	20
3.1.3.5 Conexão dos TC's – Proteção Digital.....	21
3.1.3.6 TC de Neutro – Corrente de Terra no Neutro	22
3.1.4 <i>Condições para a Proteção de Sobrecorrente</i>	23
3.1.5 <i>Sensibilidade das Funções de Sobrecorrente de Fase e de Terra</i>	24
3.1.6 <i>Exemplo de Ajuste de Função de Sobrecorrente</i>	24
3.2 FUNÇÃO DE SEQUÊNCIA NEGATIVA.....	29
3.3 FUNÇÃO DIRECIONAL DE SOBRECORRENTE.....	30
3.3.1 <i>Conexão</i>	30
3.3.2 <i>Filosofia de Atuação e Aplicação</i>	31
3.3.3 <i>Polarização</i>	32
3.4 FUNÇÃO DIRECIONAL DE POTÊNCIA	37
3.5 FUNÇÃO DE TENSÃO	38
3.6 FUNÇÃO DE DISTÂNCIA	41
3.6.1 <i>Princípio</i>	41
3.6.2 <i>Representação de Linha de Transmissão e de Ponto de Curto-Circuito em Diagrama de Impedâncias</i>	42
3.6.3 <i>Requisitos Desejados para uma Função de Distância</i>	44
3.6.4 <i>Características de impedância de uma proteção de distância</i>	47
3.6.5 <i>Zonas de Alcance</i>	50
3.6.6 <i>Loops de Medição de Falta em Relés de Distância</i>	52
3.6.6.1 Loops de Medição para Falhas entre Fases	52
3.6.6.2 Loop de Medição para Curto-circuito Fase Terra	55
3.6.7 <i>Circuitos de Detecção de Falta (Partida)</i>	57

3.6.7.1	Partida por Sobrecorrente (pura)	58
3.6.7.2	Partida por ($U < e I >$) ou ($U/I < \varphi$)	58
3.6.7.3	Partida por Impedância (ou Subimpedância)	59
3.6.8	Considerações sobre a Resistência de Falta	61
3.6.8.1	Arco entre condutores ou através de isoladores	61
3.6.8.2	Resistência de Pé de Torre	64
3.6.9	Consideração sobre Circuitos Paralelos	66
3.7	FUNÇÕES EXTRAS PARA PROTEÇÃO DE LINHA	67
3.7.1	Oscilação de Potência	67
3.7.2	Fechamento sobre Falta ("Switch on to fault protection") – Função 50/27	67
3.7.3	Proteção STUB Bus	68
3.8	FUNÇÃO COMPARAÇÃO DE FASE	69
3.9	FUNÇÃO ONDAS TRAFEGANTES	75
3.10	FUNÇÃO DIFERENCIAL	77
3.10.1	Requisitos de uma Proteção Diferencial	78
3.10.2	Proteção de Transformador (87T)	78
3.10.2.1	Estabilidade para Carga e para Curto-circuito Trifásico Externo	78
3.10.2.2	Estabilidade para Curto-circuito Fase-Terra Externo	79
3.10.2.3	Bloqueio para Corrente de Sequência Zero	80
3.10.2.4	Caso de Relés Digitais	82
3.10.2.5	Configurações Mais Frequentes	82
3.10.3	Proteção de Reator "Shunt" e de Máquinas Rotativas	84
3.10.4	Proteção de Barras ou Sistema de Barramentos (87B)	85
3.10.5	Proteção de Linhas Aéreas ou Linha de Cabos (87L)	86
3.10.6	Tipos Básicos de Função Diferencial	86
3.10.6.1	Simples Balanço de Corrente	86
3.10.6.2	Diferencial Percentual	87
3.10.6.3	Diferencial de Alta Impedância	88
3.10.6.4	Diferencial Restrita de Terra	90
3.11	FUNÇÃO DE SOBRECARGA TÉRMICA	91
3.12	FUNÇÃO DE FREQUÊNCIA (81)	96
3.13	FUNÇÃO FALHA DE DISJUNTOR	97
3.13.1	Esquema de Falha de Disjuntor	98
3.13.2	O Sensor de Corrente 50BF	99
3.14	FUNÇÃO RELIGAMENTO AUTOMÁTICO E FUNÇÃO CHECK DE SINCRONISMO	101
3.14.1	Função Religamento Automático (79)	101
3.14.2	Função Check de Sincronismo (48)	104
3.15	CÓDIGOS DA NORMA ANSI	105
4.	TECNOLOGIAS EMPREGADAS EM SISTEMAS DE PROTEÇÃO	113
4.1	TECNOLOGIA ELETROMECHANICA	113
4.2	TECNOLOGIA MISTA	115
4.3	TECNOLOGIA ESTÁTICA	116
4.4	TECNOLOGIA DIGITAL	118
5.	COMPONENTES E PRINCÍPIOS BÁSICOS DE RELÉS	121
5.1	DISPOSITIVOS ELETROMECHANICOS	121
5.1.1	Atração Magnética	121
5.1.2	Indução Magnética	122
5.1.3	Bobina Móvel (Corrente Contínua)	123

5.1.4	<i>Elementos térmicos</i>	123
5.1.5	<i>Comparadores de magnitudes (amplitudes)</i>	123
5.1.6	<i>Comparador de ângulo de fase (entre duas grandezas senoidais)</i>	125
5.2	DISPOSITIVOS MISTOS	126
5.2.1	<i>Comparadores de magnitudes (amplitudes)</i>	126
5.2.2	<i>Comparador de ângulo de fase (entre duas grandezas senoidais)</i>	127
5.2.3	<i>Elemento Direcional</i>	128
5.3	DISPOSITIVOS ESTÁTICOS – RELÉS ANALÓGICOS	129
5.3.1	<i>Componentes</i>	129
5.3.2	<i>Exemplo de Aplicação em Relés</i>	130
5.4	RELÉ DIGITAL	130
6.	BIBLIOGRAFIA	131

1. INTRODUÇÃO

Este material se destina primordialmente a engenheiros e técnicos que desejam adquirir uma noção geral das Filosofias e Conceitos aplicados à Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, seja iniciando a carreira especializada em Proteção, seja adquirindo conhecimentos em consideração às áreas afins que necessitam desses conceitos.

Trata de aspectos filosóficos e conceituais da Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, além de mostrar princípios básicos de relés e funções de proteção.

A aplicação da proteção em equipamentos ou instalações específicas não é mostrada neste material, sendo assunto do Bloco seguinte do Curso de Proteção.

2. REQUISITOS E CONCEITOS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

2.1 FINALIDADE DE UMA PROTEÇÃO

Uma proteção é aplicada para detectar as anomalias que ocorrem na instalação protegida, desligando-a e protegendo-a contra os efeitos da deterioração que poderiam decorrer da permanência da falha ou defeito por tempo elevado.

Além dos efeitos da deterioração, podem ocorrer também instabilidades no Sistema de Potência no caso de falhas sustentadas por tempos acima de determinados limites.

Assim, o Sistema de Proteção deve detectar a anomalia e remover o componente do Sistema Elétrico sob falha, o mais rápido possível e de preferência, somente o componente sob falha.

2.2 TERMINOLOGIA

RELÉS OU DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

São equipamentos ou instrumentos especialmente projetados e devidamente aplicados para detectar condições anormais, indesejáveis e intoleráveis no sistema elétrico e prover, simultânea ou parcialmente, os seguintes eventos:

- Pronta remoção de serviço (desligamento) dos componentes sob falta, ou dos componentes sujeitos a danos, ou ainda dos componentes que de alguma forma possam interferir na efetiva operação do restante do sistema.
- Adequadas sinalizações, alarmes e registros para orientação dos procedimentos humanos posteriores.
- Acionamentos e comandos complementares para se garantir confiabilidade, rapidez e seletividade na sua função de proteção.

SISTEMAS DE PROTEÇÃO

Conjuntos de relés e dispositivos de proteção, outros dispositivos afins, equipamentos de teleproteção, circuitos de corrente alternada e corrente contínua, circuitos de comando e sinalização, disjuntores, etc. que associados, têm por finalidade proteger componentes ou partes do sistema elétrico de potência quando de condições anormais, indesejáveis ou intoleráveis.

Quando se fala em Sistema de Proteção, usualmente se entende tal sistema como “Relé de Proteção”. Na realidade um Sistema de Proteção consiste, além dos relés de proteção, também de outros subsistemas que participam do processo de remoção da falha. Tais subsistemas são mostrados na figura a seguir:

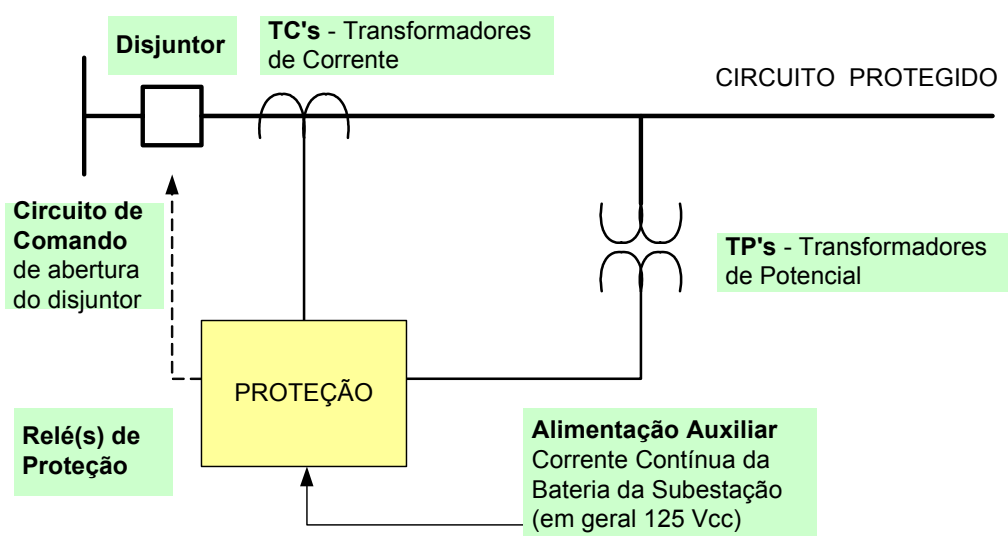


Figura 2.1 – Sistema de Proteção

FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

Entende-se como **função de proteção** um conjunto de atributos desempenhados por um sistema de proteção, para fins previamente estabelecidos e definidos, dentro de uma determinada categoria ou modalidade de atuação.

Um relé ou dispositivo de proteção pode ter **uma ou mais funções** de proteção incorporadas (a chamada proteção “multifuncional”).

2.3 REQUISITOS BÁSICOS DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO

Seletividade

É a capacidade do Sistema de Proteção prover a máxima continuidade de serviço do Sistema Protegido com um mínimo de desconexões para isolar uma falta no sistema.

Confiabilidade

É a habilidade do relé ou do Sistema de Proteção atuar corretamente quando necessário (**dependabilidade**) e evitar operação desnecessária (**segurança**).

Velocidade

Característica que garante o mínimo tempo de falha, para um mínimo de danos ou instabilidade no componente ou sistema protegido.

Economia

No sentido de se ter máxima proteção ao menor custo, considerando sempre o aspecto custo x benefício, que é a essência da ENGENHARIA.

Simplicidade

Característica que considera a utilização mínima de equipamentos e circuitos na execução da Proteção.

Mantenabilidade

É a capacidade da proteção permitir manutenção rápida e precisa, reduzindo-se ao mínimo o tempo fora de serviço e os custos de manutenção.

PRECEITOS

Os seguintes preceitos são generalizados para qualquer Sistema de Proteção:

- A Proteção deve desligar o mínimo necessário de componentes para isolar a falha ou anormalidade, no mínimo de tempo possível (seletividade e velocidade).
- A Proteção deve ter sensibilidade suficiente para cobrir a maior parte possível do universo de possibilidade de falhas e anormalidades no componente ou sistema protegido (dependabilidade).
- A Proteção não deve atuar desnecessariamente (segurança).
- Deve haver, sempre, uma segunda Proteção, local ou remota, para a detecção de uma mesma anormalidade (dependabilidade).
- Um esquema mais simples de proteção, desde que cobertos os requisitos básicos, apresenta uma menor probabilidade de atuação desnecessária (simplicidade incrementando a segurança, com economia).
- Quanto mais caro o Sistema Protegido, mais se justifica o investimento na confiabilidade (dependabilidade) do Sistema de Proteção (economia = custo x benefício).

2.4 COORDENAÇÃO

O estudo e a prática de aplicação de Proteção por Relés não constituem uma ciência exata. Muito de arte e bom senso estarão sempre associados à técnica empregada. Assim, a experiência assume um aspecto significativo para qualquer profissional que trate do assunto.

Entende-se como **coordenação de relés e sistemas de proteção**, o estudo e a aplicação de ajustes e esquemas no sentido de se garantir os requisitos básicos de seletividade e velocidade, e garantir também que haja sempre uma segunda ou terceira proteção que detecte a mesma anormalidade como retaguarda (dependabilidade do sistema de proteção) sem, no entanto, comprometer a seletividade.

2.5 ZONAS DE PROTEÇÃO

A filosofia geral de proteção de um sistema elétrico é dividi-lo em “zonas de proteção” de modo que, quando da ocorrência de uma anormalidade, haja o mínimo de desligamentos possível, preservando o máximo de continuidade dos serviços.

O sistema é dividido em zonas de proteção para:

- Geradores
- Transformadores
- Barras
- Linhas de Transmissão e Subtransmissão
- Dispositivos e Sistemas de Compensação Reativa
- Circuitos de Distribuição
- Transformadores de Distribuição
- Motores
- Outras cargas

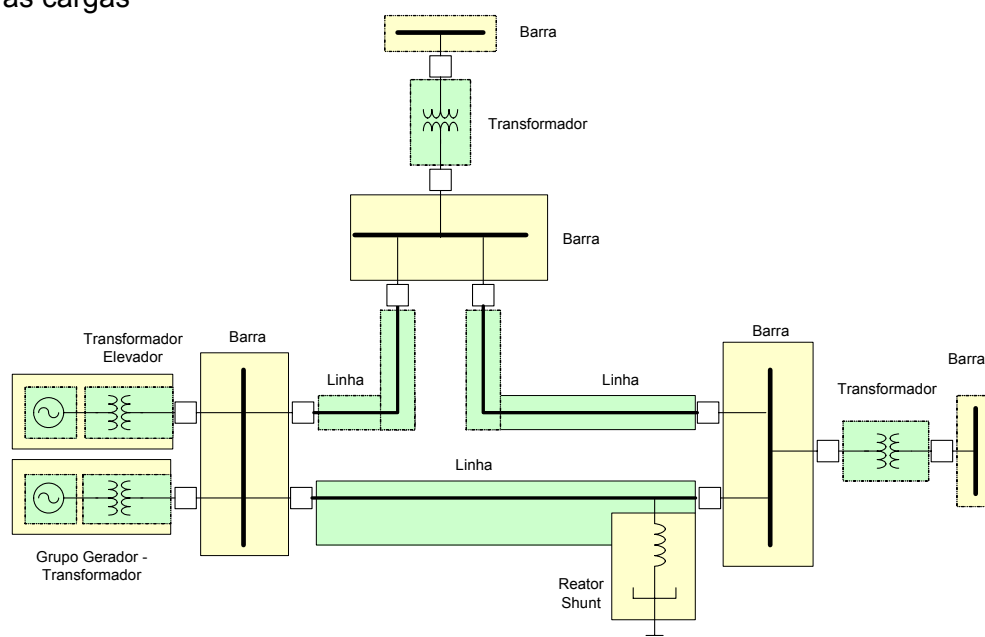


Figura 2.2 – Zonas de Proteção

A separação das zonas se dá através da localização de **Disjuntores** e **Transformadores de Corrente** que alimentam os relés de proteção. As figuras a seguir mostram detalhes dessa fronteira de zonas:

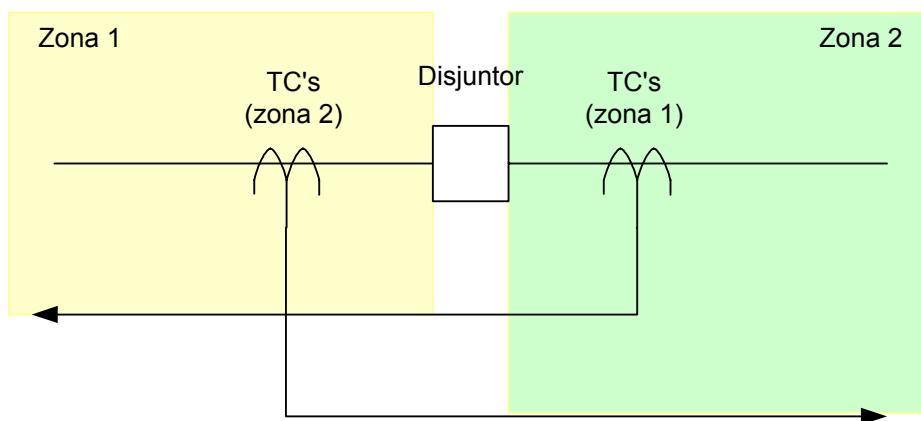


Figura 2.3 – Limites de Zona – Exemplo 1

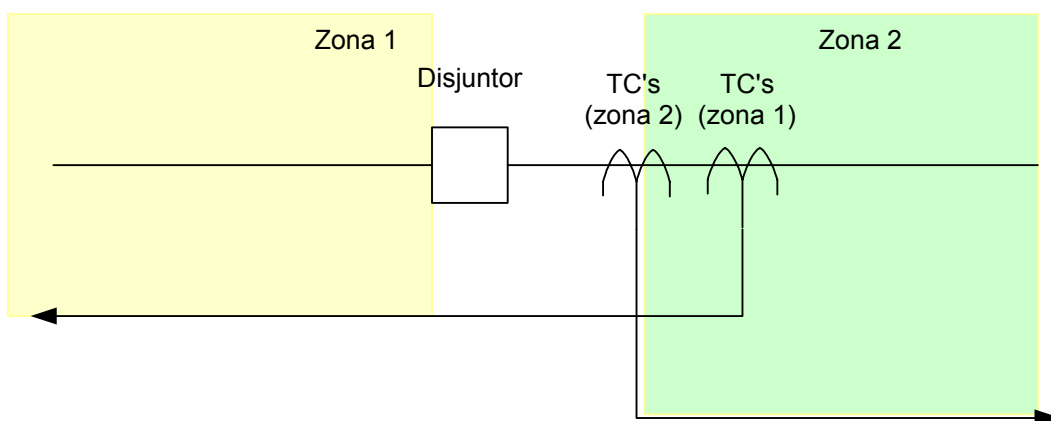


Figura 2.4 – Limites de Zona – Exemplo 2

No exemplo 1 tem-se a utilização de TC's de ambos os lados do disjuntor. No exemplo 2 os TC's de um lado apenas do disjuntor.

Nesse segundo caso, verifica-se que há uma “zona morta” entre o disjuntor e o equipamento TC sem aparente cobertura. Há esquemas especiais para cobrir essa zona morta, para instalações importantes (geralmente em Extra Alta Tensão ≥ 345 kV).

2.6 PROTEÇÃO PRINCIPAL E PROTEÇÃO DE RETAGUARDA

Para se garantir o requisito básico de confiabilidade (dependabilidade) para o Sistema de Proteção, há necessidade para a maioria dos casos, da existência de uma **segunda proteção**, pelo menos, **para a detecção da mesma falha** no componente protegido.

Resultam deste aspecto os conceitos de Proteção Principal e Proteção de Retaguarda:

2.6.1 Proteção Principal

É aquela que, por especificação e escolha de projeto, tem condição para detectar uma anormalidade para a qual foi concebida, no componente protegida, contemplando os requisitos de seletividade, confiabilidade e de velocidade.

Dependendo da importância do componente protegido, pode existir projeto com duas proteções principais, que no caso de serem iguais são denominadas “**duplicadas**” ou “**primária + alternada**”. O que caracteriza o fato de serem “principais” é o atendimento aos requisitos básicos de velocidade, seletividade e confiabilidade.

2.6.2 Proteção de Retaguarda

É aquela que, também por especificação e escolha de projeto, tem a finalidade de ser a segunda ou terceira proteção a detectar uma mesma anormalidade em um dado componente do sistema de potência, atuando o respectivo disjuntor quando da falha da proteção principal.

Para garantia da seletividade a proteção de retaguarda utiliza **temporização intencional** para que se aguarde a atuação da proteção principal. Apenas no caso de falha da principal, após uma temporização ajustada, é que atuaria a proteção de retaguarda.

Retaguarda Local

Uma proteção de retaguarda pode estar instalada no mesmo local da proteção principal. Neste caso é denominada de “retaguarda local”.

Retaguarda Remota

Ou pode estar instalada em um outro componente adjacente àquele original. Neste caso é denominada de “retaguarda remota”:

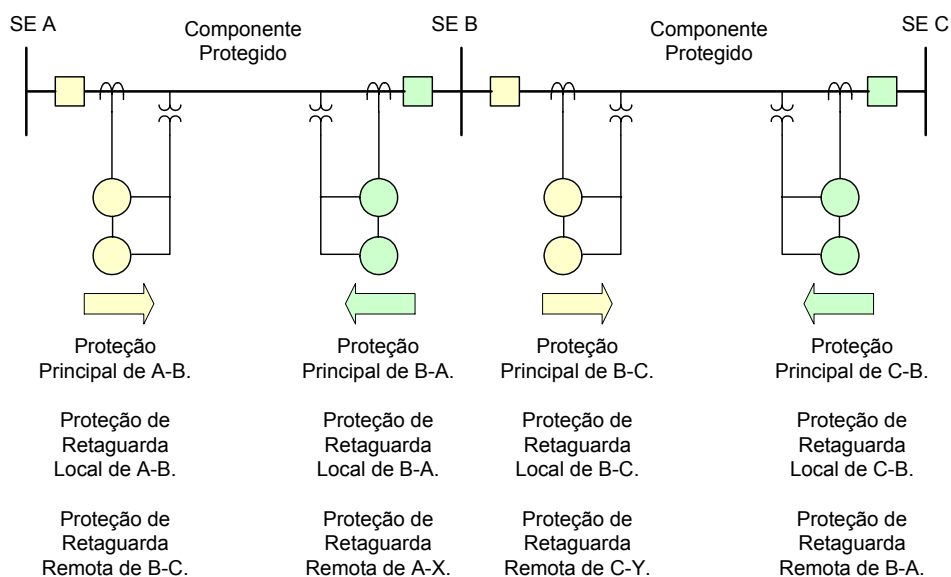


Figura 2.5 – Conceito de Proteção Principal e Proteção de Retaguarda

2.7 PROTEÇÃO PRIMÁRIA E PROTEÇÃO ALTERNADA

Mais recentemente no Brasil optou-se por duplicar relés ou funções principais para proteção de linhas de transmissão de Extra Alta Tensão (níveis de tensão iguais ou superiores a 345 kV) como exigência da Aneel para novas instalações. Neste caso, pode-se ter as seguintes opções:

- Utilização de relés de mesma fabricação, tecnologia e modelo (duplicação plena);
- Utilização de relés de mesma fabricação, tecnologia e modelos diferentes (duplicação parcial, eventualmente em algumas funções diferentes);
- Utilização de relés de diferentes origens (fabricação), mesma tecnologia e com duplicação de funções;
- Utilização de relés de tecnologias diferentes e mesmas funções.

A tendência atual é o item a, com plena duplicação quanto ao modelo e funções de proteção. Este aspecto ajuda na manutenção da proteção e a retirada de operação de uma delas sem maiores preocupações.

3. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

3.1 FUNÇÃO DE SOBRECORRENTE

A função sobrecorrente de uma Proteção, como o próprio nome diz, serve para detectar níveis de corrente acima de limites estabelecidos e acionar providências para desconectar o componente protegido. Assim, tal função serve para **detectar condições de curto-circuito** onde, quase sempre, uma corrente de fase é sensivelmente maior do que a corrente de carga.

Há dois tipos de corrente a detectar:

- **Correntes de fase** superiores a correntes de carga, decorrentes de curtos-circuitos.
- **Correntes de terra** decorrentes de curtos-circuitos à terra.

Para **correntes de fase**, utiliza-se Função de Sobrecorrente de Fase. Para **correntes de terra**, utiliza-se Função de Sobrecorrente de Terra.

Para correntes de carga, não deve ocorrer atuação desta função. Isto é, a função de sobrecorrente não é para detectar condição de sobrecarga em equipamento ou instalação.

Funções de Sobrecorrente individuais em relés específicos, ou incorporadas em outros conjuntos de proteção, bem como Religadores de Distribuição e Elos Fusíveis têm esta característica.

Função de sobrecorrente é utilizada para proteção de:

- Linhas de transmissão e de subtransmissão.
- Barramentos e circuitos de acoplamento de barras.
- Alimentadores primários de distribuição e ramais.
- Transformadores de potência e de distribuição.
- Transformadores de serviço auxiliar em subestações.
- Motores.
- Geradores.
- Equipamentos de compensação reativa.

3.1.1 Elos + Chaves Fusíveis

Aplicação

Para todos os níveis de tensão, desde a baixa tensão até as tensões de subtransmissão, é possível a utilização de elos fusíveis para proteção de equipamentos, redes ou linhas. Serve primordialmente para a proteção de equipamentos ou circuitos **em configuração radial**.

São dispositivos diretamente conectados, em série, nos condutores primários do circuito ou equipamento protegido, conforme ilustrado na figura a seguir.

Para níveis de tensão de alimentadores de Distribuição (2,4 a 34,5 kV) seu uso é bastante generalizado para proteção de transformadores e ramais de distribuição como mostra a figura a seguir. Nesses circuitos, com a fusão de um elo (uma fase) há desarme da respectiva chave, geralmente de modo trifásico.

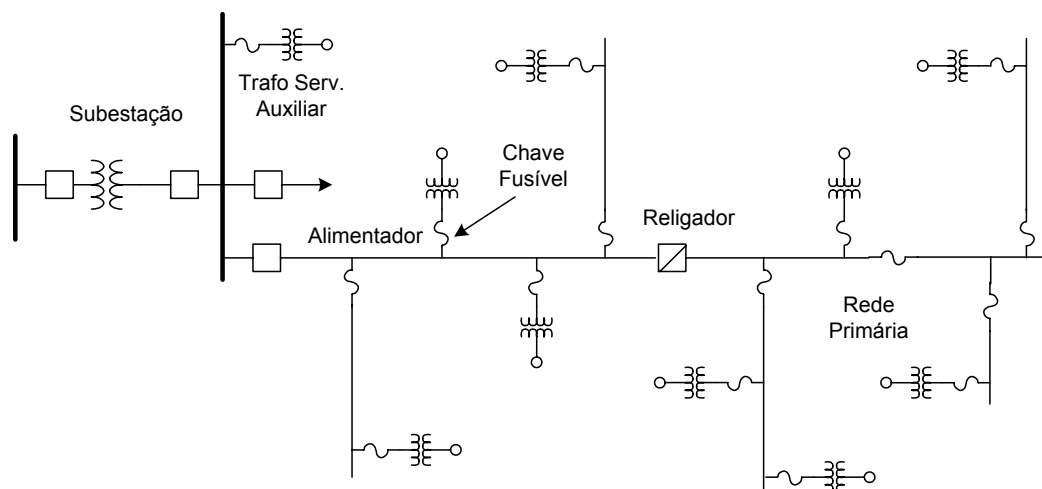


Figura 3.1 – Chaves Fusíveis Aplicados em Rede Primária de Distribuição

Para níveis de tensão de subtransmissão (69 a 138 kV) sua aplicação é razoável para linhas radiais, onde as correntes de curto-circuito são relativamente elevadas. Entretanto, nos sistemas mais recentes do nosso País sua aplicação tem se limitado à proteção de circuitos de tensão iguais ou inferiores a 88 kV.

Características

Os elos fusíveis têm a característica inversa na relação tempo x corrente, isto é, quanto maior a corrente de curto circuito, menor o tempo de fusão do elo:

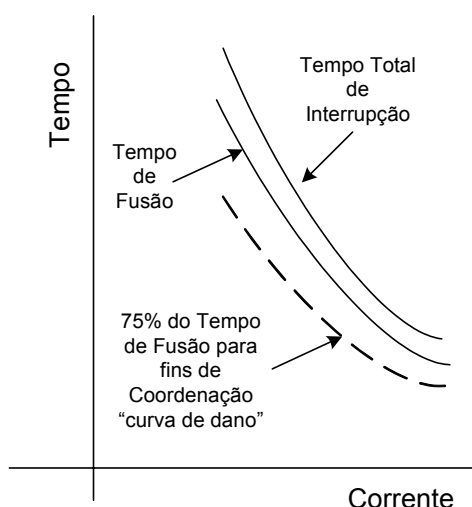


Figura 3.2 – Elo Fusível – Característica para Coordenação com Outras Funções de Sobrecorrente

O **tempo total de interrupção** representa o tempo total de atuação do elo, incluindo o tempo do arco e a tolerância estimada pelo fabricante. O **tempo de fusão** é o tempo mínimo, baseado em testes de fábrica, no qual o elo irá fundir. A **curva de dano** é a margem de segurança para coordenação com outras funções de sobrecorrente, em série com o elo, como outro elo ou religador (geralmente é adotado o valor de 75% da curva de fusão).

Os fusíveis utilizados, geralmente, nos circuitos de distribuição são do tipo **K** rápidos, que são mais inclinadas que os fusíveis do tipo **T**, o que possibilita uma operação mais rápida para curtos-circuitos com correntes de intensidade elevada.

Para proteção de transformadores de distribuição são utilizados fusíveis do tipo **H**, que suporta durante certo intervalo de tempo uma corrente transitória de alto valor.

3.1.2 Religadores para Circuitos de Distribuição

A figura 1.6 mostrou um religador de distribuição. São dispositivos de manobra automática com proteções de sobrecorrente de fase e de terra integradas, para desligamento automático seguido de religamento automático.

São instalados em redes primárias de distribuição para seccionar circuitos longos ou para ramais, de tal modo que seus elementos de proteção tenham sensibilidade para detectar falta no seu trecho protegido. Deve-se notar que nem sempre o disjuntor da subestação, com suas proteções de sobrecorrente, tem sensibilidade para detectar curtos em toda a rede de distribuição conectada ao alimentador correspondente.

3.1.3 Relés de Sobrecorrente

São dispositivos ligados no lado secundário dos transformadores de corrente, e portanto são acionados por correntes proporcionais àquelas primárias (no circuito ou equipamento protegido), concebidos e construídos para exercer a função sobrecorrente. Atuam sobre disjuntores ou religadores que, por sua vez, isolam o circuito defeituoso.

3.1.3.1 Características de Tempo

Quanto às características tempo x corrente, estes relés podem ser classificados em:

Relés **Instantâneos** e relés **Temporizados**. Os relés temporizados podem ser classificados conforme sua característica tempo x corrente:

- Relés de Tempo Definido
- Relés de Tempo Inverso
 - Normalmente Inverso
 - Muito Inverso
 - Extremamente Inverso

O relé instantâneo é assim denominado porque não introduz temporização intencional quando se atinge o limite de corrente ajustado. A sua atuação apresenta apenas uma temporização inerente, que depende da tecnologia e da construção do relé.

Os relés temporizados apresentam características conforme mostradas a seguir:

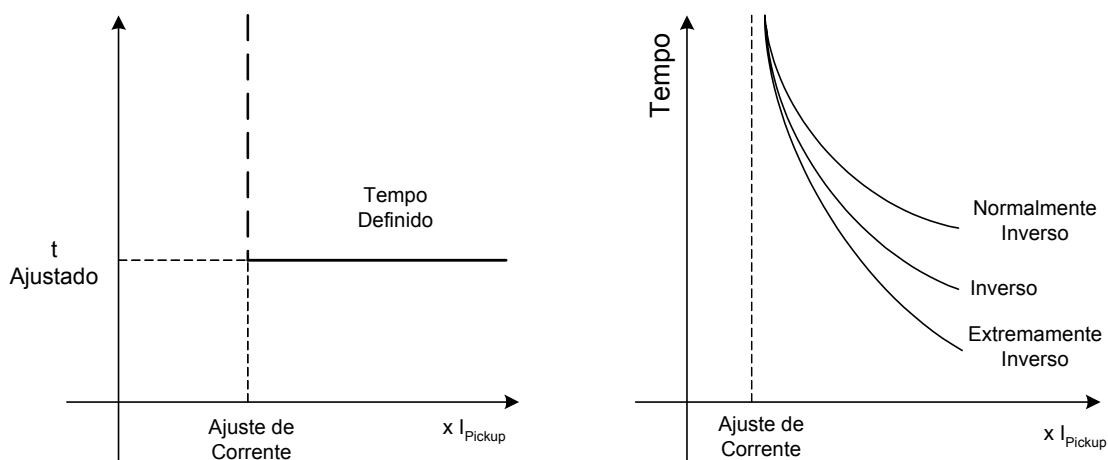


Figura 3.3 –Característica de Tempo para Funções de Sobrecorrente

No relé de tempo definido, para qualquer corrente de curto-circuito acima do valor de ajuste, há atuação com um tempo **definido** (ajustável). Nos demais, existe a **relação inversa** entre a corrente e o tempo.

Normalmente um relé de tempo inverso (ou muito inverso, ou extremamente inverso) apresenta várias curvas, de mesma característica, escalonadas no tempo, sendo que uma das quais pode ser escolhida quando do ajuste da proteção através da “Alavanca de Tempo” (“Time Lever”):

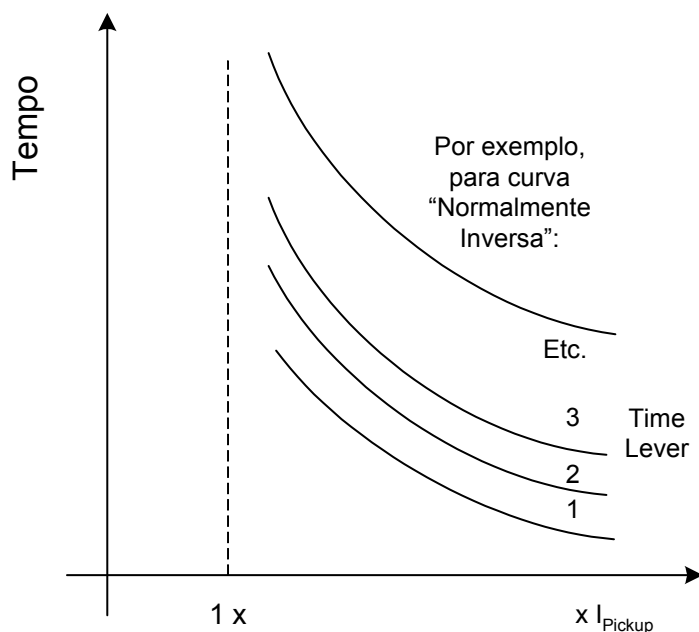


Figura 3.4 – Ajuste do Tempo em Relé de Tempo Inverso

3.1.3.2 Elemento Instantâneo

Para relé de tempo inverso, pode-se ajustar também um valor para o chamado “elemento instantâneo”. Isto é, a partir de um dado valor de corrente (expresso em múltiplo da corrente nominal do relé), a proteção passa a atuar instantaneamente e não mais de acordo com sua curva característica. A figura a seguir ilustra o mencionado.

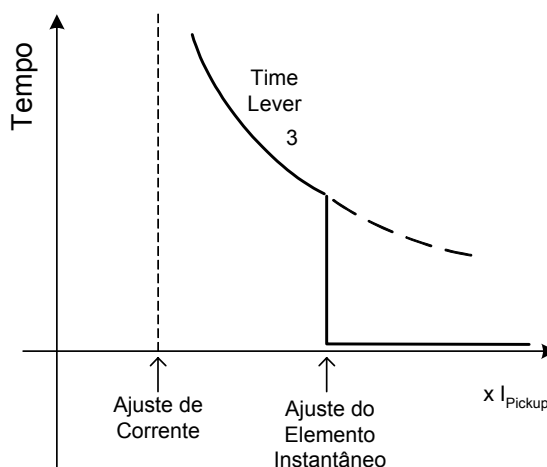


Figura 3.5 –Ajuste do Elemento Instantâneo

Para relés eletromecânicos e grande parte dos estáticos, todas estas características eram definidas quando da especificação da proteção e procurava-se acomodar situações onde se desejava estabelecer uma adequada coordenação entre proteções do Sistema Elétrico, dependendo de cada aplicação e componente protegido. E quando de ajustes era necessário utilizar as curvas desenhadas em papel logarítmico.

3.1.3.3 Funções de Sobrecorrente em Relés Digitais

As funções de sobrecorrente nos modernos **relés digitais** de tecnologia microprocessada há uma flexibilidade bem maior. É possível escolher um tipo de curva (“inclinação”) dentre muito normalizados (norma IEC ou IEEE / ANSI) e aplicando fórmula para determinação do tempo de atuação.

A fórmula normalizada e aplicada para as funções de sobrecorrente em relés digitais é a seguinte:

$$t = T \cdot \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha - 1} \right) + L$$

T = Múltiplo de Tempo (equivalente ao “Time Lever” da proteção eletromecânica).

K = Coeficiente (vide tabela a seguir).

I = Corrente no Relé.

I_s = Corrente de Atuação Ajustada para a Função.

α = Coeficiente (vide tabela a seguir).

L = Coeficiente (vide tabela a seguir).

Tipo de Curva	Norma	K	α	L
Standard Inverse	IEC	0,14	0,02	0
Very Inverse		13,5	1	0
Extremely Inverse		80	2	0
Moderately Inverse	IEEE / ANSI	0,0515	2	0,18
Very Inverse		19,61	2	0,491
Extremely Inverse		28,2	2	0,1215

Tabela 3.1 – Coeficientes para Função de Sobrecorrente em Relés Digitais

Exemplo das Características da Norma IEC

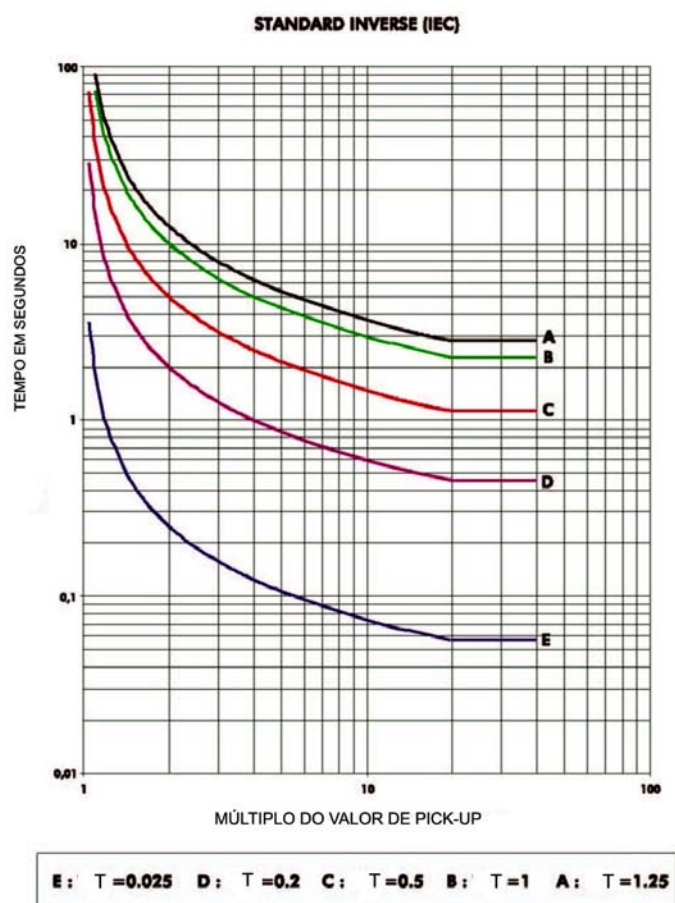


Figura 3.6 –Curvas IEC de Característica Inversa

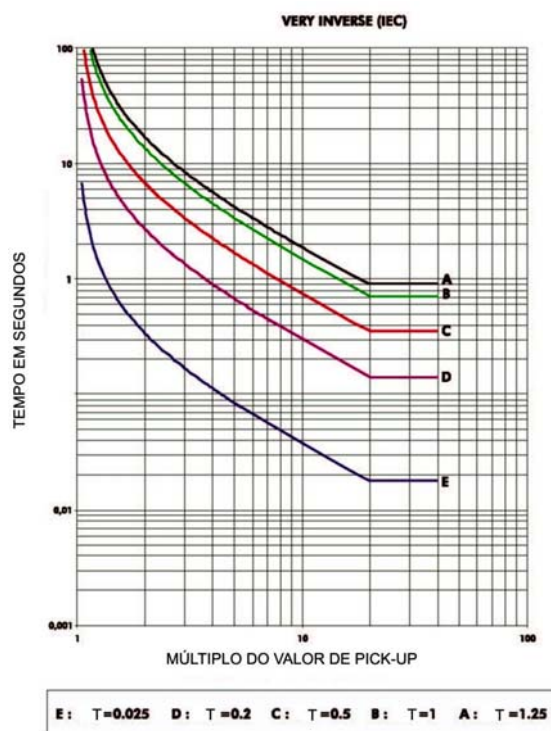


Figura 3.7 – Curvas IEC de Características Muito Inversa

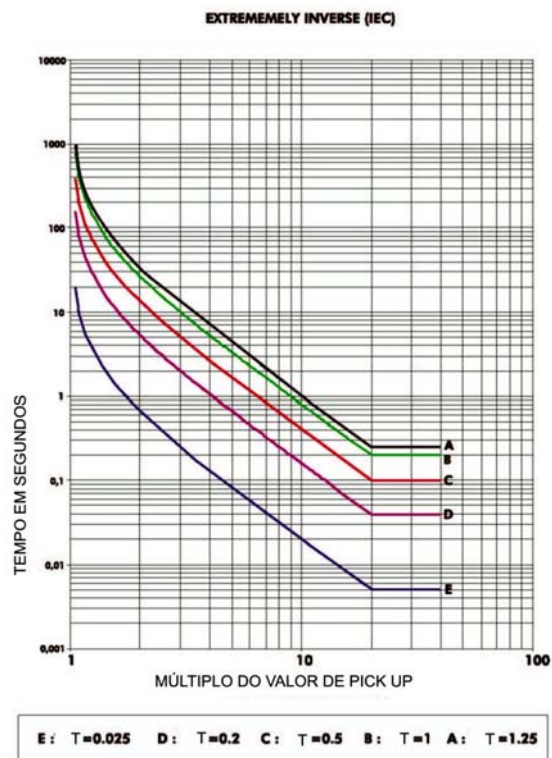


Figura 3.8 – Curvas IEC de Características Extremamente Inversa

3.1.3.4 Conexão dos TC's – Proteção Convencional

A conexão da proteção aos Transformadores de Corrente para relés (eletromecânicos ou estáticos) individuais é mostrada na figura a seguir:

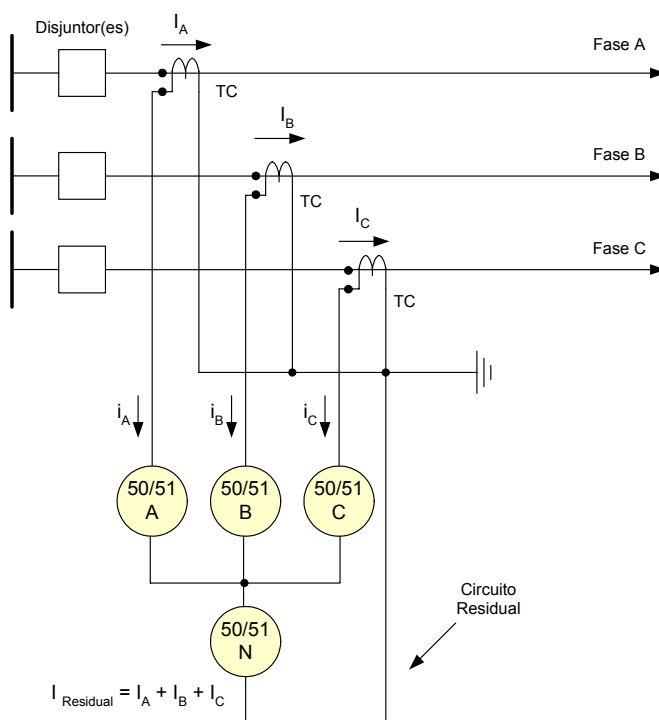


Figura 3.9 – Conexão de Relés de Sobrecorrente (3 de fase e 1 de terra)

Onde,

I_A , I_B e I_C – Correntes primárias.

i_A , i_B e i_C – Correntes secundárias.

50/51 A, B e C - Elemento Instantâneo (50) / Elemento Temporizado (51) das Funções de Sobrecorrente das fases A, B e C respectivamente.

50/51 N – Elemento Instantâneo (50) / Elemento Temporizado (51) da Função de Sobrecorrente de Terra.

TC - Transformador de Corrente.

A relação entre a corrente primária (I) e a corrente secundária (i) em cada fase corresponde à relação de transformação do TC. Por exemplo, para um TC de 300/5 Ampères, a relação é de 60 para 1. A corrente secundária é mais baixa que a primária.

Os relés são ajustados para a corrente secundária (i), levando-se em conta a corrente do lado primário (I).

A simbologia 50 ou 51 corresponde à antiga norma ASA (Americana), atual ANSI, e significam: “elemento, relé ou função de sobrecorrente instantâneo” e “elemento, relé ou função de sobrecorrente temporizado”, respectivamente.

Para **funções de fase**, a sensibilidade da proteção é limitada pela carga no circuito protegido. Para **função de terra**, a limitação é a relação de transformação dos TC's utilizados, isto é, quanto maior a relação de transformação, menor será a sensibilidade da função.

3.1.3.5 Conexão dos TC's – Proteção Digital

Numa proteção digital, a conexão é feita de modo semelhante, porém as funções das fases A, B e C e a função de Terra são executadas digitalmente após a conversão A/D:

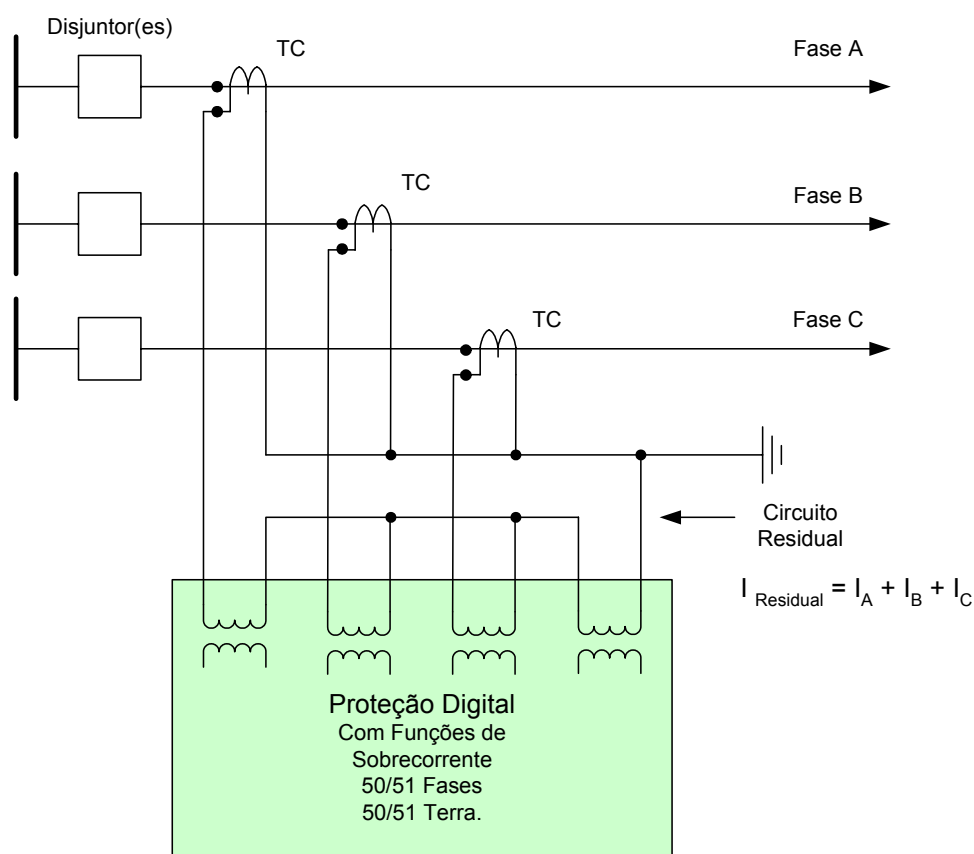


Figura 3.10 – Conexão de Proteção Digital de Sobrecorrente. Opção 1.

Observa-se que há digitalização das correntes de fase e também do circuito residual. Uma alternativa seria a digitalização apenas das correntes de fase (3) e a corrente residual seria calculada, como mostra a figura a seguir.

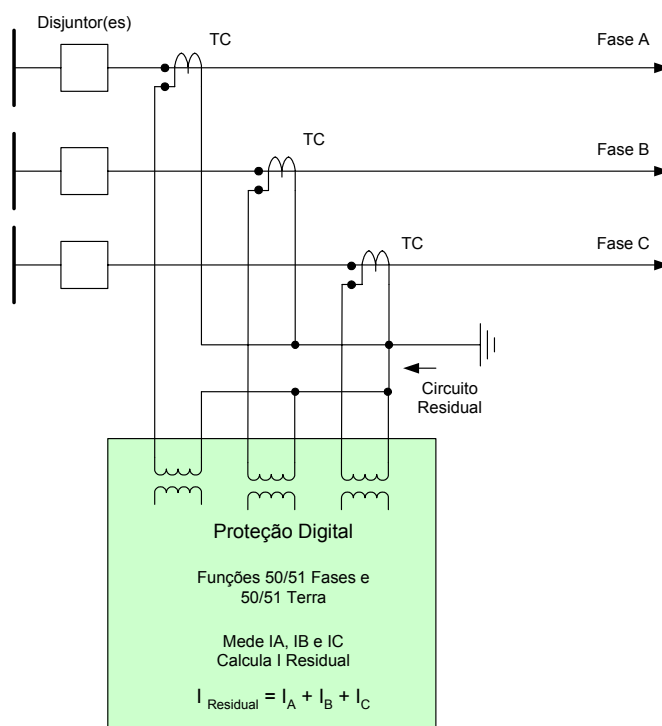


Figura 3.11 – Conexão de Proteção Digital de Sobrecorrente. Opção 2.

3.1.3.6 TC de Neutro – Corrente de Terra no Neutro

Um TC de neutro de neutro de equipamento mede diretamente a corrente de terra que passa pelo neutro como mostra a figura a seguir.

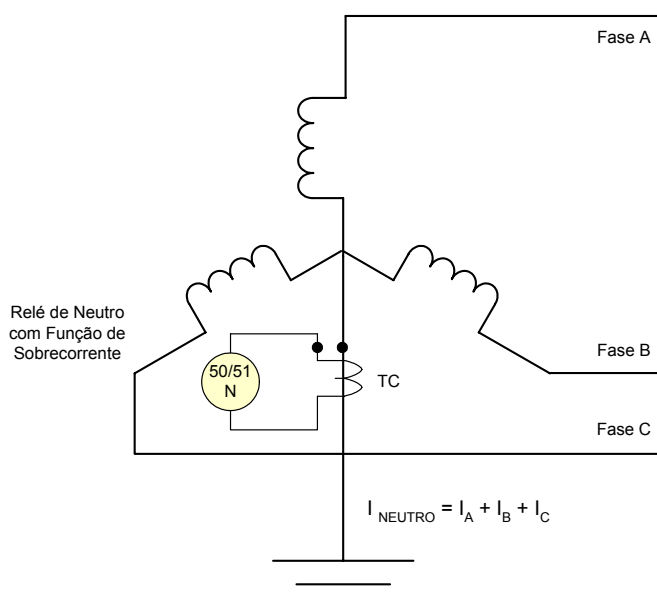


Figura 3.12 – Conexão de Proteção de Sobrecorrente de Neutro

3.1.4 Condições para a Proteção de Sobrecorrente

Condição Normal de Operação

Em condição normal, as correntes das três fases são equilibradas entre si. Nessas condições, não há corrente no circuito residual ou em neutro de equipamento. E também, as correntes secundárias (i) devem estar aquém da sensibilidade mínima da proteção de sobrecorrente (“tap” mínimo ajustável) e os relés permanecem sem atuação.

Condição de Curto Circuito Trifásico

Neste caso as correntes I_A , I_B e I_C , apesar de equilibradas entre si, são elevadas. Geralmente muito maiores que na condição de carga normal. E as correntes secundárias (i) atuam os relés instalados nas fases ou as funções de fase. Não há corrente no circuito residual, portanto não há atuação do relé ou da função 50/51N.

Condição de Curto-Circuito Fase-Terra

Neste caso, haverá aparecimento de corrente elevada de curto circuito apenas em uma fase. Por exemplo, (I_A). Proporcionalmente a correspondente corrente secundária (i_a) será elevada. Devido ao desequilíbrio à terra, o retorno da corrente (i_a) se dará pelo circuito residual (i_n). Nestas condições, há condição de atuação das funções 50/51A e 50/51N, dependendo dos seus ajustes.

Uma atuação da função 50/51N indica que houve desequilíbrio envolvendo terra (curto à terra). Dai sua denominação “Relé de Terra”.

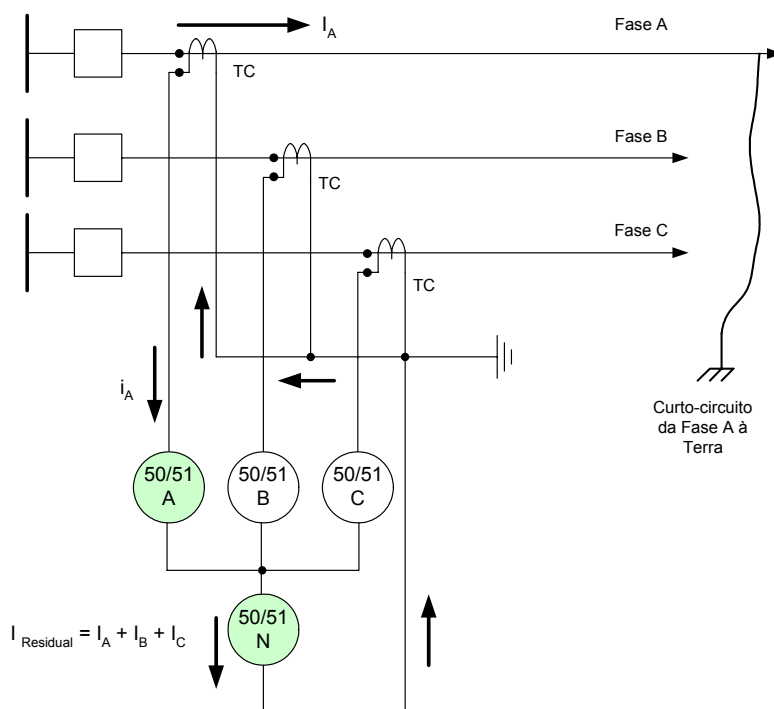


Figura 3.13 – Condição de Curto-Circuito da Fase A à Terra

3.1.5 Sensibilidade das Funções de Sobrecorrente de Fase e de Terra

A função de sobrecorrente de fase não pode ser ajustada para correntes próximas à corrente de carga máxima prevista no equipamento ou circuito protegido. Assim, sua sensibilidade é limitada pela carga.

Por outro lado, como em condições normais de operação em um sistema trifásico equilibrado não há corrente pelo circuito residual dos TC's, a função de sobrecorrente de terra pode ser ajustada bem sensível. Isto é, quando há corrente no circuito residual, isto significa que há curto-circuito à terra. Normalmente ajustam-se esses relés de terra na máxima sensibilidade. A seletividade se obtém ajustando adequadamente seu tempo de atuação.

3.1.6 Exemplo de Ajuste de Função de Sobrecorrente

Vamos supor que os TC's que alimentam as funções de sobrecorrente têm a relação **2000 / 5 A**.

Considerar para as funções de fase:

- Que devam ser ajustados para atuar a partir de um valor de corrente primária de 2.530 A (já considerando a margem para carga).
- Que devam atuar com cerca de 1,0 s para 5.136 A.
- Que devam atuar instantaneamente para cerca de 9.000 A

Considerar para a função de terra:

- Que devam ser ajustados para atuar a partir de um valor sensível.
- Que devam atuar com cerca de 1,0 s para 4.470 A.
- Que devam atuar instantaneamente para cerca de 12.500 A

Considerar que as seguintes faixas de ajustes estão disponíveis para as funções de sobrecorrente 50/51 ou 50/51N de corrente nominal $I_n = 5$ A:

- Dois estágios independentes de sobrecorrente de fase: $I>$, $I>>$

$$\begin{array}{ll} I> & 0,1 - 25 \times I_n \\ I>> & 0,5 - 40 \times I_n \end{array}$$

- Dois estágios independentes de sobrecorrente de terra: $I_t>$, $I_t>>$

$$\begin{array}{ll} I_t> & 0,1 - 25 \times I_n \\ I_t>> & 0,5 - 40 \times I_n \end{array}$$

- Temporizações independentes para cada estágio: $tI>$, $tI>>$

Para cada um, possibilidade de escolha de tempo inverso (IDTM) ou tempo definido (DTM). Para tempo inverso, possibilidade de escolhas entre curvas IEC e ANSI.

DTM: 0 – 150 s em degraus de 10 ms.

IDMT: Multiplicador de Tempo (T): 0,025 a 1,5 em degraus de 0.025 s.

Ajustes de Sobrecorrente de Fase

In do relé: 5 A

$I_{Ajuste} = 2.530$ A primários (6,325 A secundários)

$I_{Ajuste} / I_n = 6,325 / 5 = 1,26 \times I_n$

Ajuste Pick-up para o Primeiro Estágio: $I_p = 1,26 \times I_n$

Deverá operar com cerca de 1,0 s para 5.136 A.

$5.136 / 400 = 12,84$ A secundários.

$12,84 / 5 = 2,57 \times I_n$

Múltiplo do pickup: $(2,57 \times I_n) / (1,26 \times I_n)$

Considerando a curva **normalmente inversa da norma IEC**, para $2,57 \times I_n$ deve-se ter aproximadamente 1,0 s

$$t = T_x \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha - 1} + L \right)$$

Onde

t = tempo para trip

K = Coeficiente (0,14 para curva standard inverse do IEC)

α = Fator alfa (0,02 para curva standard inverse do IEC)

L = Fator L (0 para curva standard inverse do IEC)

I = Valor medido da corrente

I_s = Valor de pick up

T = Multiplicador de Tempo (0,025 a 1,5)

$$1,0 = T_x \left(\frac{0,14}{\left(\frac{2,57}{1,26} \right)^{0,02} - 1} + 0 \right)$$

$T = 0,10255 \implies T = 0,10$ (múltiplos de 0,025)

T = 0,10 para o primeiro estágio

Assim, a curva do relé será:

$$t = \left(\frac{0,014}{\left(\frac{I}{1,26} \right)^{0,02} - 1} \right)$$

Assim, para 2.57 x In o tempo será de **t = 0,98 s**

Por exemplo, para 1,7 x In o tempo será de **t = 2,3 s**

Elemento Instantâneo (Utilizando o Segundo Estágio)

9.000 / 400 = 22,5 A secundários.

22,5 / 5 = 4,5 x In >>> 2,57 x In

Esta grande diferença entre permite a utilização do segundo estágio da proteção para valores nesta faixa.

Ajuste Pick-up para o Segundo Estágio: I> = 3,5 x In

Sendo: 3,5 x In < 4,5 x In garante-se que se detecte 4,5 In mesmo que mude condição de curto.

tl> = DMT (tempo definido)

Temporização = 0 ms (sem temporização intencional para o segundo estágio)

Ajustes de Sobrecorrente de Terra

In do relé: 5 A

Adotando valor de pickup de 0,1 x In tem-se sensibilidade máxima (3I₀ = corrente de terra = 0,1 x 5 = 0,5 A secundários. Isso equivale a 400 x 0,5 = 200 A primários.

Ajuste Pick-up para o Primeiro Estágio: It> = 0,1 x In

Critérios de tempo para a proteção de terra: deve operar com cerca de 1,0 s para 4.470 A.

$4.470 / 400 = 11,175$ A secundários.

$11,175 / 5 = 2,235 \times I_n \approx 2,24 \times I_n$

Considerando a curva **normalmente inversa da norma IEC**, para $2,24 \times I_n$ deve-se ter aproximadamente 1,0 s

$$t = Tx \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha - 1} + L \right)$$

Onde t = tempo para trip

K = Coeficiente (0,14 para curva standard inverse do IEC)

α = Fator alfa (0,02 para curva standard inverse do IEC)

L = Fator L (0 para curva standard inverse do IEC)

I = Valor medido da corrente

I_s = Valor de pick up

T = Multiplicador de Tempo (0,025 a 1,5)

$$1,0 = Tx \left(\frac{0,14}{\left(\frac{2,24}{0,10} \right)^{0,02} - 1} + 0 \right)$$

$T = 0,45825 \implies T = 0,450$ (múltiplos de 0,025)

T = 0,45 para o primeiro estágio

Assim, a curva do relé será:

$$t = \left(\frac{0,063}{\left(\frac{I}{0,10} \right)^{0,02} - 1} \right)$$

Assim, para $2,24 \times I_n$ o tempo será de **t = 0,98 s**. Por exemplo, para $0,97 \times I_n$ o tempo será de **t = 1,35 s**.

Elemento Instantâneo (Utilizando o Segundo Estágio)

$12.500 / 400 = 31,25$ A secundários.

$31,25 / 5 = 6,25 \times I_n \gggg 2,24 \times I_n$

Esta grande diferença entre permite a utilização do segundo estágio da proteção de terra para valores nesta faixa.

Ajuste Pick-up para o Segundo Estágio: $I_{t>} = 4 \times I_n$

Sendo: $4,0 \times I_n \leq 6,25 \times I_n$ (garante margem para detectar 6,25)

e $4,0 > 2,24$ (margem para seletividade)

$t_{lt>} = DMT$ (tempo definido)

Temporização = 0 ms (sem temporização intencional para o segundo estágio)

3.2 FUNÇÃO DE SEQUÊNCIA NEGATIVA

Qualquer desbalanço num sistema trifásico, com ou sem terra, faz com que apareça componentes simétricas de sequência negativa. A componente de sequência negativa pode ser calculada através da expressão:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad \text{Donde, } I_{a2} = \frac{1}{3} (I_a + a^2 I_b + a I_c) \quad \text{onde } a = 1 \angle 120^\circ$$

Para tensão, vale a mesma expressão. Assim, uma proteção pode calcular a corrente de sequência negativa I_2 através das correntes de fase. Em condições normais de operação, com o sistema trifásico equilibrado, essa corrente é Zero.

Isto é, o surgimento da componente de sequência negativa I_2 significa que há desbalanço de corrente através do circuito onde está aplicada a proteção e pode ser causada por:

- Uma fase aberta
- Duas fases abertas
- Carga desequilibrada (comum para circuitos primários de Distribuição)
- Curto-circuito fase-terra.
- Curto-circuito bifásico.
- Curto-circuito bifásico-terra.

Um critério de desbalanço poderia ser o valor percentual da corrente I_2 (sequência negativa) com relação à corrente I_1 (sequência positiva).

O desbalanço de corrente é um fator grave para máquinas rotativas, uma vez que induz correntes de frequência dupla no rotor (ferro), causando aquecimento.

Portanto a função de sequência negativa é utilizada principalmente para proteção de motores e geradores. Seu código ANSI é **46**.

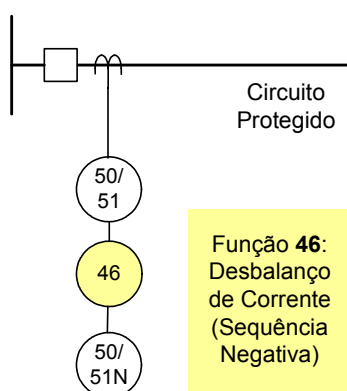


Figura 3.14 – Função de Desbalanço de Corrente

3.3 FUNÇÃO DIRECIONAL DE SOBRECORRENTE

A única diferença entre uma função de sobrecorrente e uma função direcional de sobrecorrente é que esta última tem uma característica extra associada à direção da corrente medida, e não apenas ao módulo da corrente medida.

Para que isto seja possível, deverá haver, para cada relé, uma referência de Tensão. Isto é, os mesmos devem ser **Polarizados**.

Há duas funções direcionais de terra: aquela para **corrente de fase** e aquela para **corrente de terra**. O código ANSI para a função direcional de sobrecorrente é **(67)**. Pode ter, também, elemento instantâneo, porém não há código específico para esse elemento instantâneo.

3.3.1 Conexão

A figura a seguir mostra uma conexão trifásica para 02 relés direcionais de sobrecorrente de fase e um relé direcional de sobrecorrente de terra.

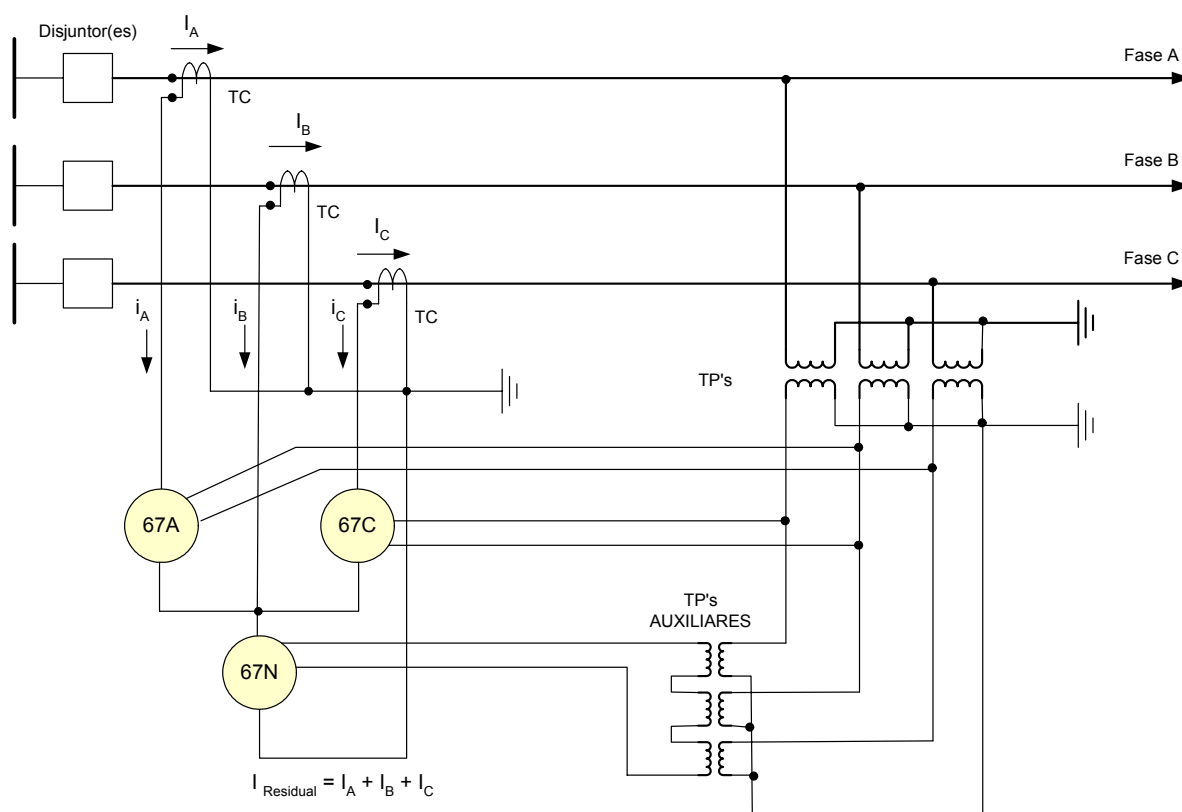


Figura 3.15 – Conexão para relés direcionais de sobrecorrente convencionais

No caso de proteção digital, esse mesmo conceito é executado, isto é, há necessidade de informações de tensão através de TP's de linha ou de barra. As correntes e tensões residuais podem ser calculadas, como mostra a figura a seguir.

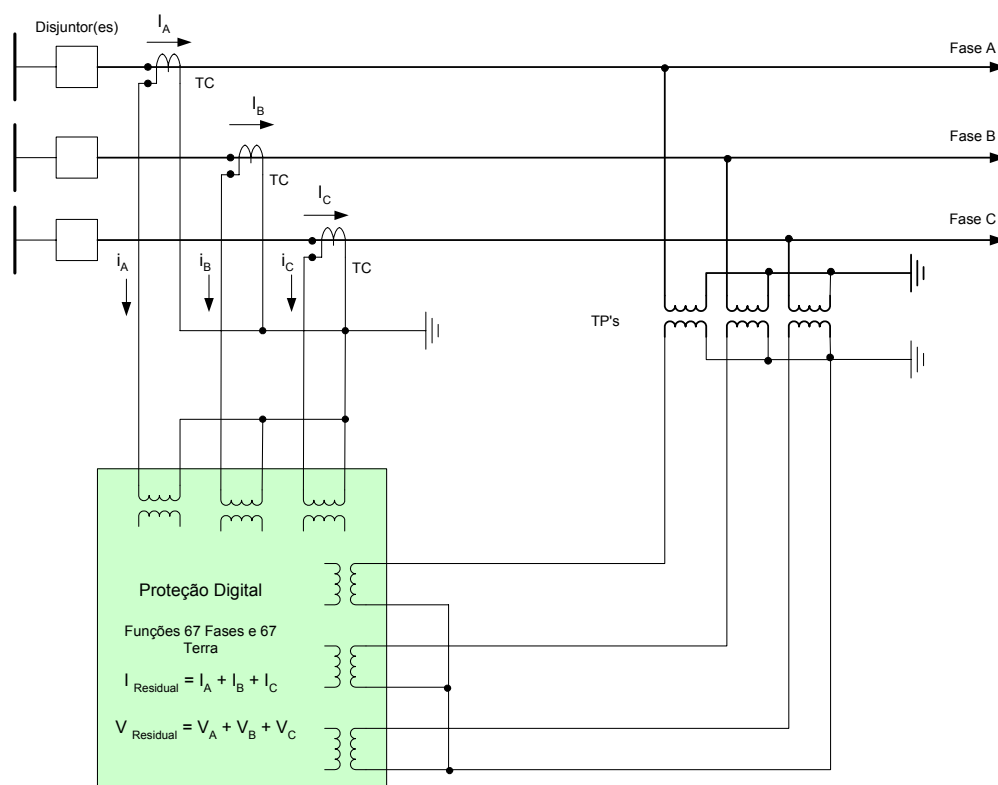


Figura 3.16 – Conexão para proteção digital - direcional de sobrecorrente

3.3.2 Filosofia de Atuação e Aplicação

A função direcional de sobrecorrente deve atuar apenas se duas condições forem satisfeitas:

- Intensidade de corrente acima do limite mínimo de ajuste.
- Corrente em um determinado sentido.

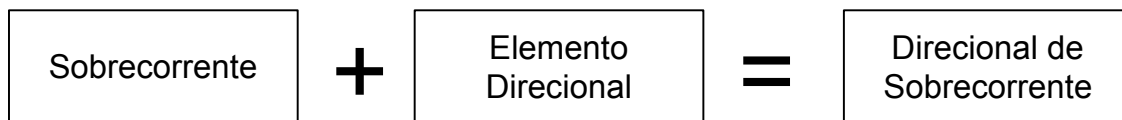


Figura 3.17 – Conceito da Função 67

Os relés são conectados para atuar, por exemplo, para correntes saindo da barra para a linha. Caso haja corrente no sentido inverso, mesmo que de grande intensidade (condição de curto circuito), essa função direcional de sobrecorrente não atua:

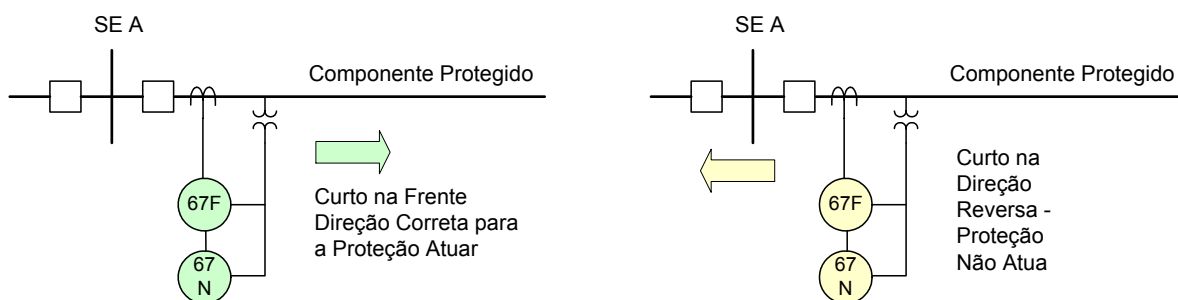


Figura 3.18 – Atuação direcional da Função 67

Esta característica é muito importante para um esquema adotado de Proteção, uma vez que, delimitando as condições com a imposição do fator direção, há maiores facilidades para obter seletividade (isto é, desligar o mínimo de componentes do Sistema, para isolar a falha) no menor tempo possível.

As funções direcionais de sobrecorrente de fase e de terra são utilizadas principalmente para proteção de **Linhas de Transmissão e Subtransmissão**, geralmente como proteção de retaguarda. Em alguns casos também se utiliza para proteção de Transformadores, quando o fator “direção” torna-se necessário para uma boa coordenação da proteção em um sistema elétrico.

Em **circuitos radiais não há necessidade** de uso de função 67, a menos em casos específicos com fontes de terra no circuito (nesse caso pode haver necessidade de 67N – terra, mas depende das condições de curto-circuito do sistema).

Modernas proteções digitais de sobrecorrente de aplicação geral, já incluem (geralmente) funções 67 para uso opcional. Deve-se sempre lembrar que há necessidade de TP's para informação de tensão de polarização.

3.3.3 Polarização

A tensão de polarização deve ser tal que forneça uma firme referência de direção de corrente (determinado pelo ângulo entre fasores medidos ou calculados). A figura a seguir mostra os fasores de tensão de um sistema trifásico, com corrente de falta na fase A.

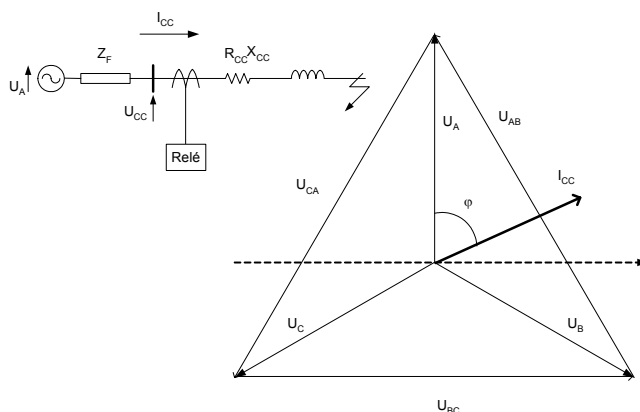


Figura 3.19 – Fasores num sistema trifásico.

A corrente de curto-circuito I_{cc} deve ter uma tensão de referência para que a proteção determine sua direção.

Uso da Tensão da Fase Correspondente (no caso, U_A)

Neste caso, haveria uma boa referência de direção, pois ângulos indutivos significam falta na frente do relé. Porém há as seguintes desvantagens:

- Quando de curto-circuito imediatamente à frente da proteção, essa tensão pode ir a Zero e a proteção poderá perder a referência.
- Quando de linha com compensação série (capacitância em série na LT), a tensão de referência pode inverter.
- Quando de curto-circuito imediatamente à frente da proteção, com resistência de arco, o ângulo pode chegar a Zero graus entre a tensão de referência e a corrente de curto.

Uso de Referência Cruzada [1]

Uma boa solução para dirimir as dificuldades citadas é o uso de referência cruzada. A tabela a seguir mostra as tensões de referência para uma proteção (no caso digital) para que as correntes de falta tenham sempre uma referência firme, com base nos fasores mostrados na Figura 3.16:

Falta	Tensão de Referência	Corrente
Fase A	$U_B - U_C = U_{BC}$	I_A
Fase B	$U_C - U_A = U_{CA}$	I_B
Fase C	$U_A - U_B = U_{AB}$	I_C
Loop AB	$U_{BC} - U_{CA}$	$I_A - I_B$
Loop BC	$U_{CA} - U_{AB}$	$I_B - I_C$
Loop CA	$U_{AB} - U_{BC}$	$I_C - I_A$

Tabela 3.2 – Polarização Cruzada para Elementos Direcionais

Na figura a seguir mostra-se a tensão de referência U_{BC} para a corrente na fase A. Deve-se notar que a tensão da fase em curto (denominada U_{cc}) não é a tensão que havia antes (U_A), pois há a influência da impedância da fonte Z_F (sistema) no ponto de instalação da proteção.

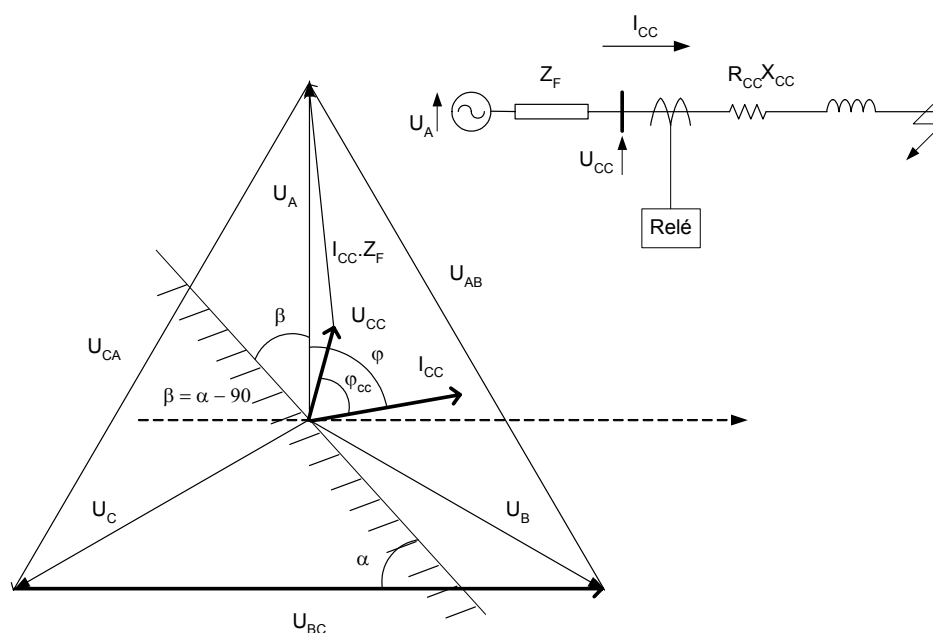


Figura 3.20 – Fasores para Polarização Cruzada.

Por exemplo, se para uma falta na fase A, a tensão U_{CC} for para zero, haverá referência U_{BC} .

Na concepção da função direcional faz-se com que haja **direcionalidade** para todo I_{CC} que esteja à direita da referência hachurada de direção, que tem um ângulo α com relação à tensão U_{BC} .

Os “loops” AB, BC e CA indicados na tabela 3.2 servem para curtos-circuitos entre fases (bifásicos ou trifásico). Para curto-circuito bifásico sempre haverá referência firme relacionada com a fase não afetada.

Para curto trifásico rígido, bem à frente da proteção, todas as tensões podem ir a zero. Neste caso não haveria referência. Entretanto, as proteções mais elaboradas (para linhas de AT ou EAT) possuem memória de tensão (informações sobre a tensão antes do curto-circuito).

Para proteções eletromecânicas essa memória era feita através de circuitos ressonantes. Para proteções digitais, são utilizados dados de um “buffer” com as informações do passado. Memórias com duração entre 0,4 e 0,5 s são comuns para proteções mais elaboradas.

Uso de Componentes Simétricas [3]

Dependendo do fabricante da proteção, pode haver concepção com base nas componentes simétricas (seqüências positiva, negativa e zero). A referência [3] dá uma boa idéia sobre este aspecto. Por exemplo, pode-se usar a tensão de seqüência zero ($U_A + U_B + U_C$) / 3 para servir de referência para corrente de seqüência zero ($I_A + I_B + I_C$) / 3 na execução da função direcional de sobrecorrente de terra.

A figura a seguir mostra a componente de seqüência zero no local de aplicação da proteção:

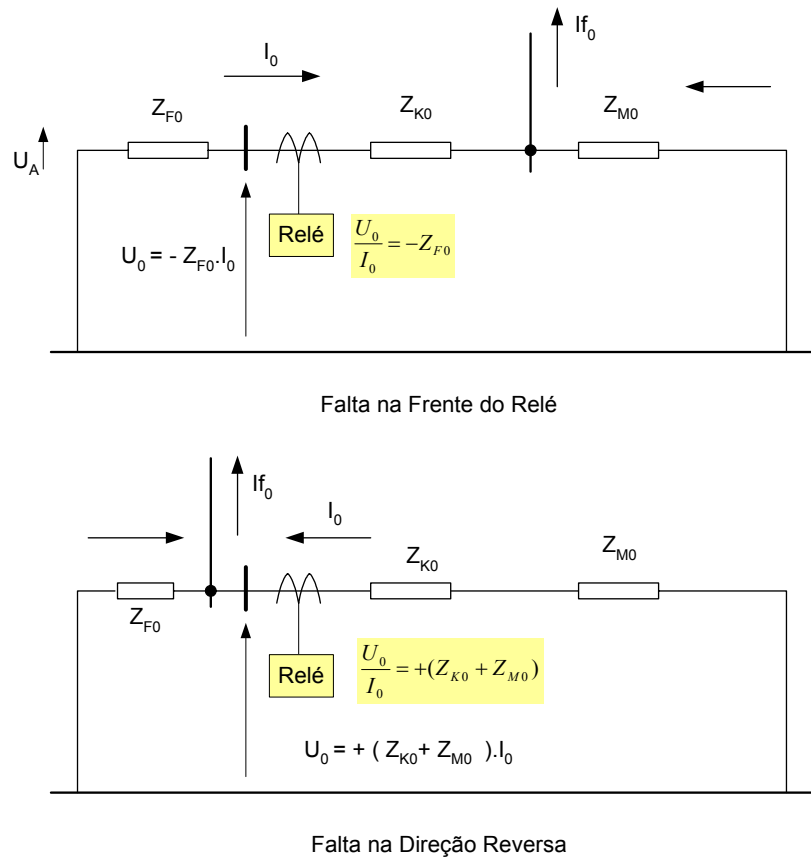


Figura 3.21 – Fasores de Seqüência Zero na Proteção

Com base nesse conceito, pode-se ter uma referência para a corrente de terra, como mostrado a seguir:

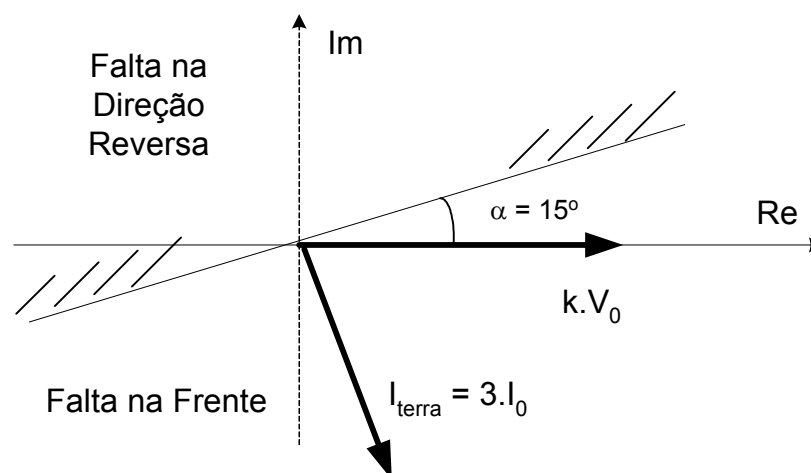


Figura 3.22 – Polarização por tensão de seqüência zero

Polarização por Corrente de Terra

Para função direcional de sobrecorrente de terra, há também (para algumas proteções digitais) **opção** de uso de corrente de terra que sobe pelo neutro do transformador da subestação (fonte de terra para corrente de curto na linha protegida) como grandeza de polarização.

Como essa corrente tem mais ou menos a mesma direção da corrente de terra do circuito protegido, serve como referência de direção:

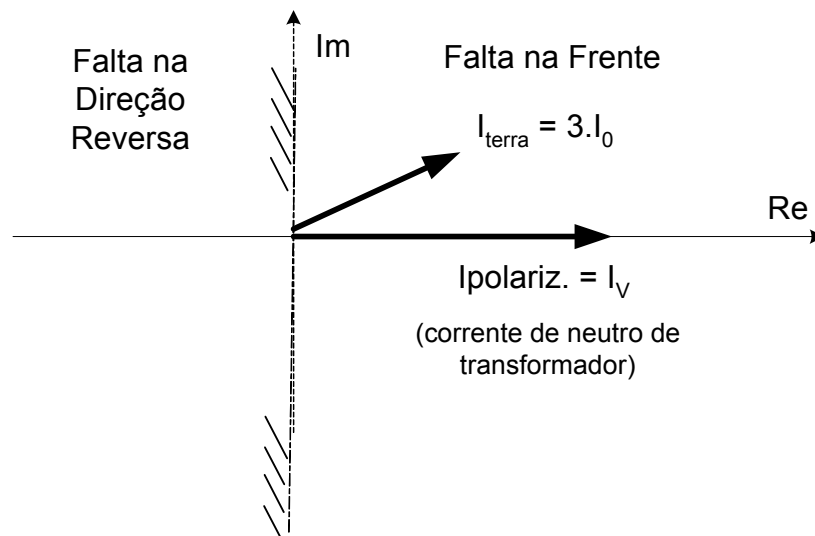


Figura 3.23 – Polarização por corrente de neutro de transformador (3 x seqüência zero)

3.4 FUNÇÃO DIRECIONAL DE POTÊNCIA

Existem também relés de proteção com a função Direcional de Potência (Função 32) para potência ativa (Watts). A conexão externa é a mesma que a realizada para a função de sobrecorrente direcional de fase, porém se calculando a potência (Ativa) ao invés da corrente.

Basicamente se detecta a direção da potência ativa que flui no ponto de aplicação da função e seu valor. Esta função é aplicada:

1. Para máquinas girantes (geradores), onde o retorno de energia para a máquina pode ser prejudicial.
2. Para pontos de interligação com auto-produtores, quando não se deseja inversão do sentido da potência ativa.
3. Para transformadores específicos onde se deseja direção de potência ativa apenas num sentido.

Deve-se observar que essa função não serve para proteção contra curtos-circuitos ou outros tipos de falta (anormalidades).

3.5 FUNÇÃO DE TENSÃO

Como o próprio nome menciona, é uma função para detectar condições de tensão superiores ou inferiores aos valores normalmente aceitos para a Operação do Sistema ou do Equipamento.

São realizados através de relés específicos conectados nos lados secundários dos Transformadores de Potencial.

Proteção de Sobretensão – Código 59

Para detectar condição de tensão superior a um valor aceitável. Pode ser de dois tipos: Função de Sobretensão Instantânea ou Função de Sobretensão Temporiza.

A função **instantânea** não possui temporização intencional, isto é, seu tempo de atuação depende apenas de suas características construtivas e inerentes ou do seu algoritmo (no caso de ser digital). Por outro lado, a função **temporizada** é construída para introduzir uma temporização intencional e ajustável. Os relés de sobretensão temporizados são, geralmente, de característica definida de tempo (não inversa):

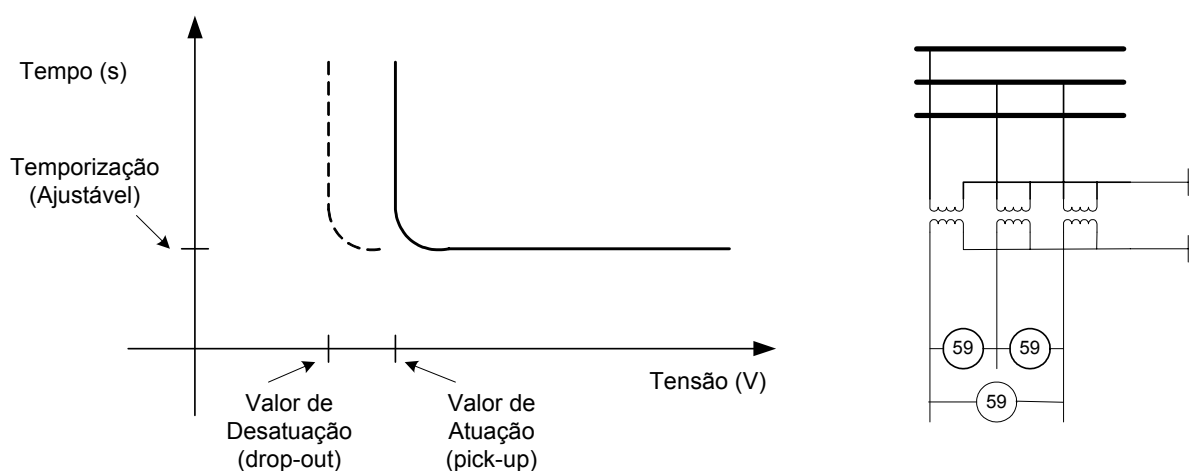


Figura 3.24 – Função 59, de tempo definido, para tensões de linha.

Dependendo do nível de sobretensão esperado, utiliza-se função instantânea ou temporizada.

Uma característica muito importante numa função ou num relé de sobretensão é a chamada **“relação pick-up / drop-out”**. Num relé de sobretensão, dependendo da sua construção e da tecnologia utilizada, há sua atuação quando se atinge o nível de tensão ajustado e há desatuação quando a tensão retorna às condições normais. A tensão em que o relé deixa de atuar (“drop-out”) é sempre menor que a tensão de atuação. E a relação “pick-up / drop-out” pode ser definida como:

$$\text{Relação “pick-up / drop-out”} = (\text{tensão de atuação} / \text{tensão de desatuação}) * 100 \%$$

Se esta relação é muito grande, significa que há necessidade de redução acentuada de tensão para que a função retorne à condição de não atuação. Haverá sempre o perigo de se ter uma proteção de sobretensão atuada após a tensão do sistema protegido ter retornado ao normal.

Este valor é sempre superior a 100 %. Quanto menor esta relação, mais segura a aplicação da função de sobretensão. Um modelo ideal de função de sobretensão seria uma relação de 100 %, isto é, qualquer abaixamento de tensão aquém do valor ajustado provocaria a desatuação da função. Relés modernos, com tecnologia digital, permitem relação próxima a 100 %.

Utiliza-se a função de sobretensão na proteção de Transformadores, Reatores e Máquinas Rotativas, isto é, na proteção de equipamentos que podem ter sua isolação deteriorada no caso de exposição a condições de sobretensão.

Em EAT é aplicada em linhas para que tenha uma função sistêmica, isto é, para desligar trechos do sistema afetados por sobretensão (excesso de reativos na região).

Proteção de Sobretensão para Terra em Circuitos Isolados – Código 59N ou 64.

Uma função 59 pode ser conectada para detectar o valor $3.V_0$, isto é, a tensão residual, através de secundários de TP's em "delta aberto".

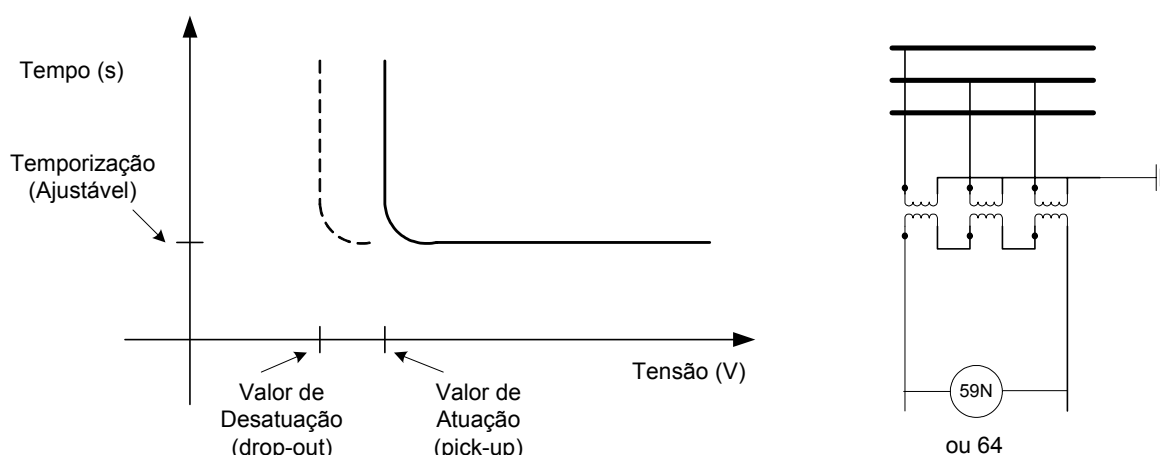


Figura 3.25 – Função 59 Terra, de tempo definido, para faltas a terra em sistema isolado.

Neste caso a tensão através do relé será: $V_{RESIDUAL} = 3.V_0 = V_{AN} + V_{BN} + V_{CN}$

Num sistema solidamente aterrado, essa tensão residual é pequena, quando de um curto circuito para terra. Entretanto, para um sistema isolado, ou para um sistema aterrado através de resistência ou reatância, o valor é grande para faltas a terra.

Assim, utiliza-se essa proteção para se detectar curtos de uma fase à terra, por exemplo, num sistema 13,8 kV conectado no terciário em Delta de um transformador (sistema isolado, sem neutro). Daí identificar essa proteção também como **64** (proteção terra).

Proteção de Subtensão ou Relé de Subtensão – Código 27

A função atua quando a tensão cair abaixo de um valor ajustado. Esta função pode ser utilizada como proteção para equipamentos que não podem operar com tensão abaixo de um certo limite (geralmente máquinas rotativas), ou pode ser utilizada apenas como relé de subtensão para desligamento automático de circuito quando de falta de tensão (relé de manobra).

Para utilização da função 27 para manobra de circuitos (desligamento por falta de tensão), a relação “drop-out / “pick-up”) não é muito significativa pois há uma grande diferença entre “existir tensão” e “não existir”. Entretanto, para proteção, a relação é importante, como já mencionado para a função 59.

3.6 FUNÇÃO DE DISTÂNCIA

3.6.1 Princípio

A função **Distância** mede, através da leitura das correntes e tensões do circuito protegido, a impedância entre o ponto de aplicação da proteção e o ponto onde ocorreu o curto-circuito.

A dimensão da grandeza calculada é Ohms:
$$Impedância = \frac{Tensão}{Corrente}$$

Como a impedância da linha de transmissão protegida é proporcional ao seu comprimento, (ohms / km), pode-se associar a impedância medida com a distância até o ponto de curto-circuito. Daí a denominação “distância” quando a função de impedância é utilizada para proteção de linha de transmissão. O código ANSI para a função de impedância é 21.

Nota: Quando a função de impedância é aplicada para proteção de linha de transmissão, ela é chamada de “distância”. Quando a função de impedância é aplicada para proteção de máquina ou transformador, a mesma é chamada “impedância”.

Considerando o princípio, torna-se evidente que uma função de distância deve ser alimentada por TC's (correntes) e TP's (tensões):

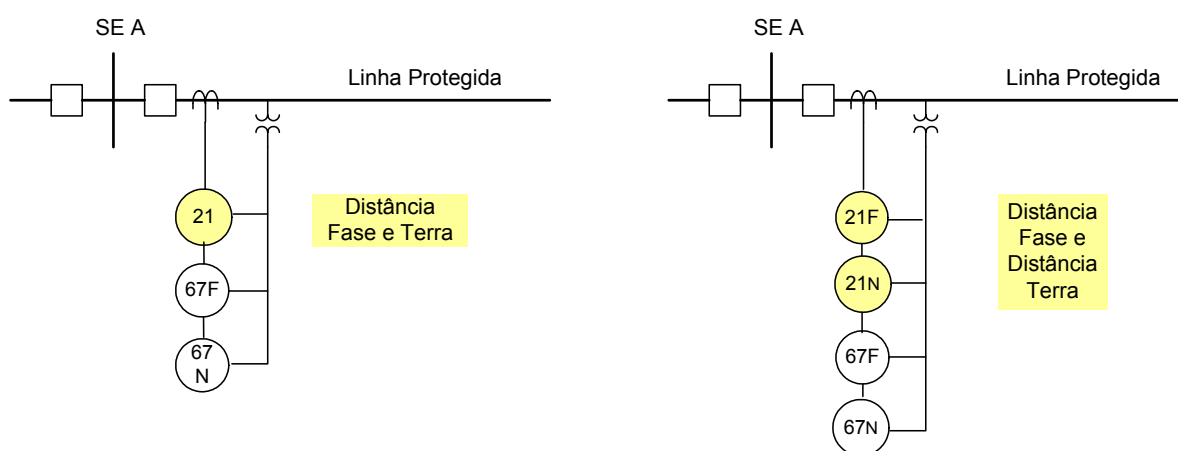


Figura 3.26 – A Proteção de Distância Necessita Dados dos TC's e dos TP's

Ajustes são realizados e aplicados de modo que os critérios de coordenação adotados garantam os itens de seletividade e velocidade da proteção.

Como a impedância da linha protegida é conhecida, pode-se ajustar a proteção de modo que para cada ponto de curto-circuito esperado se tenha um critério previamente inserido na proteção, como parâmetro de desempenho esperado.

3.6.2 Representação de Linha de Transmissão e de Ponto de Curto-Circuito em Diagrama de Impedâncias

Uma impedância de linha de transmissão pode ser representada graficamente num diagrama R-X. Na figura a seguir observa-se que o ângulo θ do vetor impedância da linha está relacionado com a relação R-X dos parâmetros da linha:

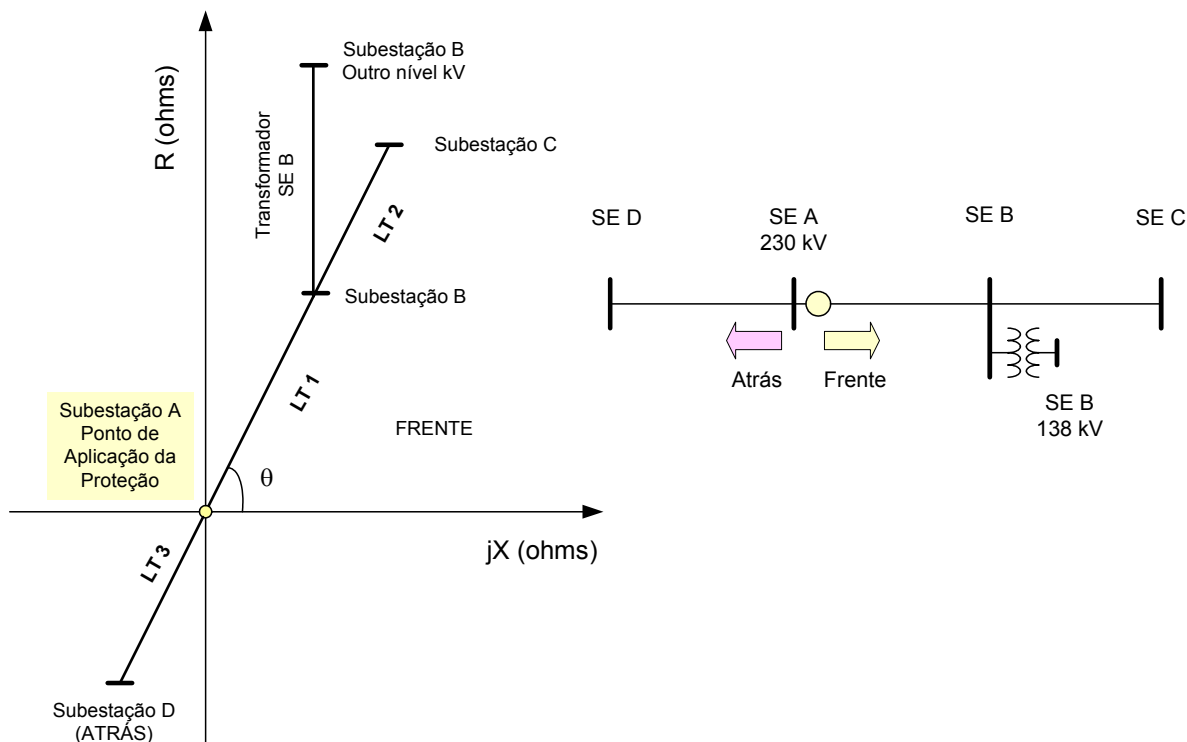


Figura 3.27 – Linha de Transmissão representada em diagrama R-X

O ângulo, que pode variar de 65 a 89 graus dependendo do tipo e nível de tensão da LT, mostra que uma linha de transmissão aérea tem característica predominantemente indutiva. Quanto maior o nível de tensão da linha, maior seu ângulo com relação ao eixo dos R. Um transformador de potência é considerado puramente indutivo em Alta Tensão. Mas para transformadores de distribuição deve-se considerar também a resistência.

Deve-se observar, também, que uma linha de cabos pode ter ângulos menores que os das linhas aéreas.

Quando ocorre um curto-circuito na linha, a queda de tensão provocada pela corrente de através da mesma é limitada por essa impedância. As tensões e correntes no ponto de aplicação da proteção dependem, portanto, do “loop” de impedâncias formado através do curto-circuito, podendo incluir o retorno por terra quanto de faltas à terra.

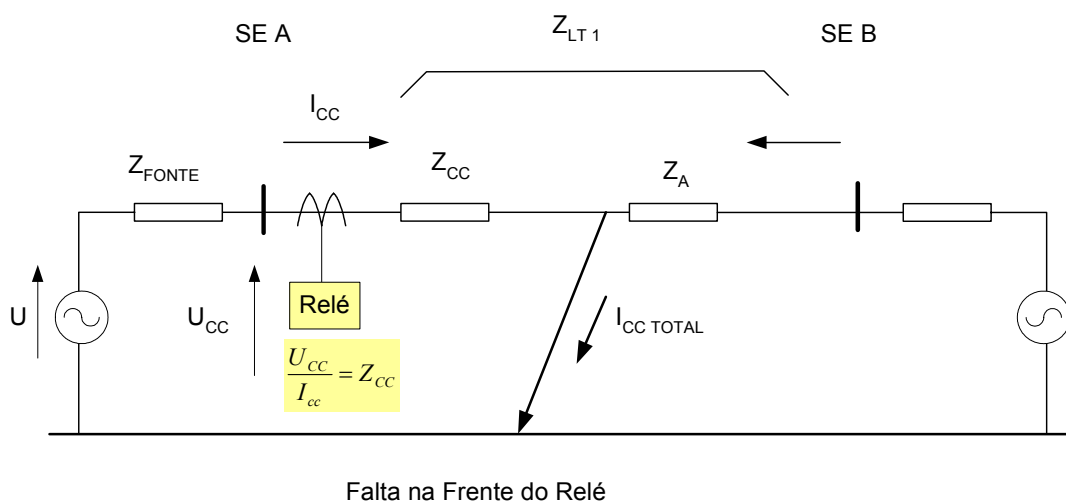


Figura 3.28 – Curto circuito na linha e o “loop” de impedâncias

Assim, nos quadrantes do diagrama R-X pode-se ter:

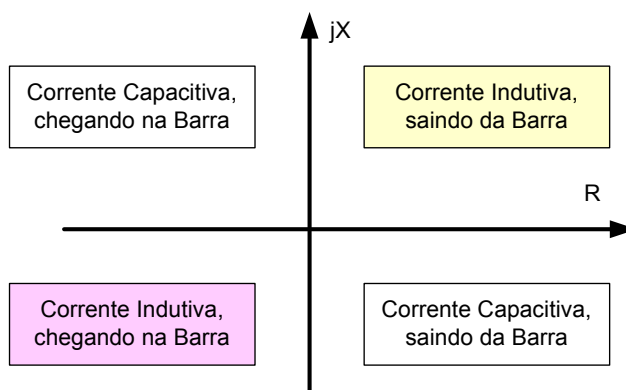


Figura 3.29 – Diagrama R-X e os quadrantes.

Quando de curtos-circuitos na linha, as correntes são sempre atrasadas com relação à tensão. Assim, pode-se considerar os seguintes casos:

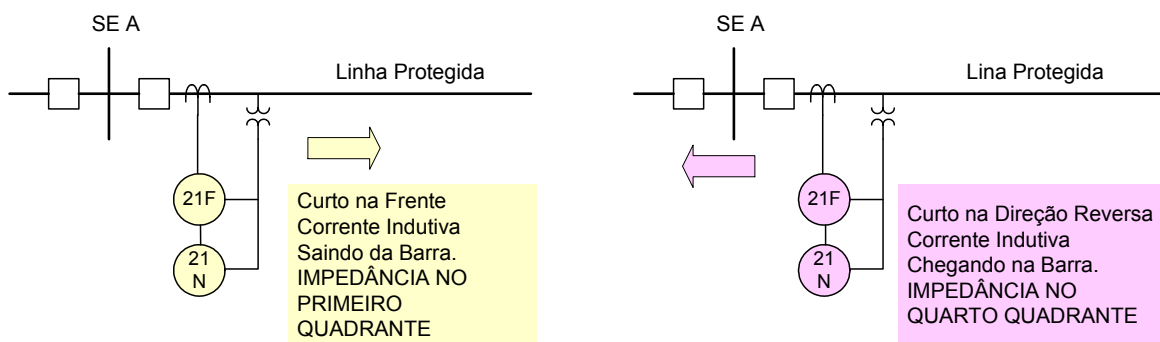


Figura 3.30 – Direção da Corrente de Curto e os Quadrantes no Diagrama R-X

Verifica-se que a impedância medida é $Z_{CC} = U_{CC} / I_{CC}$ que é a impedância do ponto de aplicação da proteção até o ponto de curto circuito, e que essa impedância pode ser representada no diagrama R-X como mostra a figura a seguir:

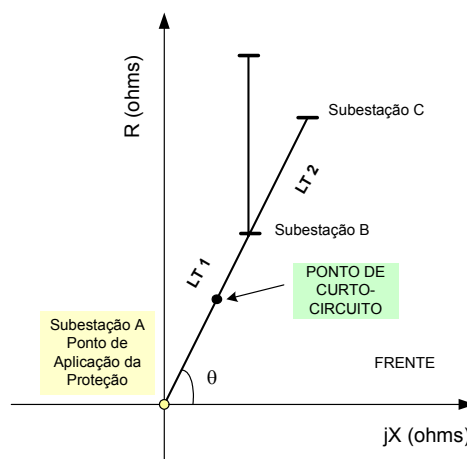


Figura 3.31 – Indicação do ponto de curto-circuito no diagrama R-X

3.6.3 Requisitos Desejados para uma Função de Distância

Condição de curto-circuito na LT

A impedância série de uma linha de transmissão $Z_{Linha} = R + jX$ tem um ângulo característico entre 65 e quase 88 graus, isto é, bastante indutivo. Daí o fato de se ter os relés de distância concebidos com **característica mais sensível nesta faixa de ângulo** (primeiro quadrante).

Se o relé de impedância estiver ajustado com um valor $Z_{ajustado}$ maior do que o Z_{cc} , o valor medido cairia dentro de sua característica e o relé atuaria. Essa idéia está ilustrada na figura a seguir:

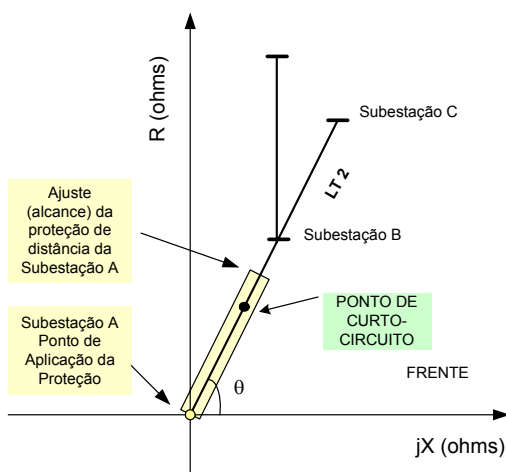


Figura 3.32– Indicação do Ajuste do Relé no diagrama R-X

Condição de carga na LT

A carga através da linha, saindo da barra da subestação A é indicada na figura a seguir. Essa carga pode ser calculada através de:

$$Z_{CARGA} = \frac{kV^2}{MVA} \text{ ohms / fase.}$$

Onde kV é a tensão de linha (entre fases) e o MVA é a potência aparente no ponto de aplicação da proteção.

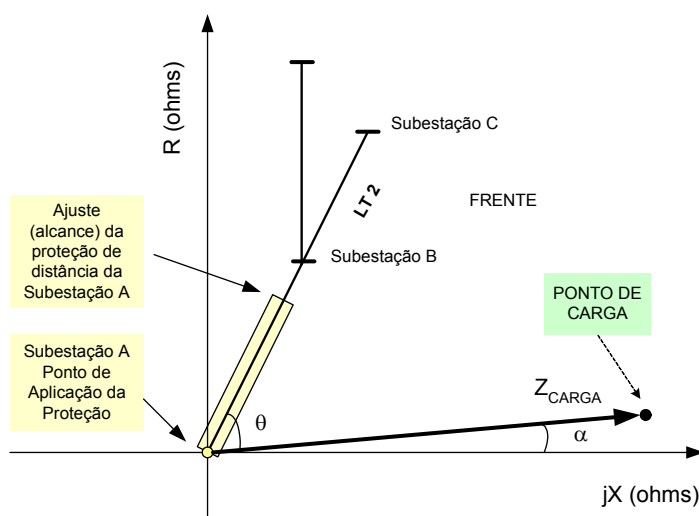


Figura 3.33– Indicação do Ajuste do Relé no diagrama R-X

A figura anterior representa o ponto de carga (impedância da carga) com o seu ângulo α , correspondente ao fator de potência. **Não se deseja que a proteção de distância atue para condição de carga e também que permita as sobrecargas esperadas em condições de emergência.**

Verifica-se então que a proteção deve ser sensível para ângulos indutivos acentuados (condição de curto-circuito na direção para frente) e não seja sensível para ângulos indutivos pequenos (carga indutiva saindo da barra).

Condição de Curto-Circuito com Resistência de Falta (R_F)

Por outro lado, os curtos-circuitos em linhas de transmissão estão, quase sempre, associados a Resistências de Falta, que podem decorrer de:

- Resistência de Arco (arco através da cadeia de isoladores ou entre fases).
- Resistência de Pé de Torre (do sistema de aterramento das torres e seus cabos guarda).

- Resistência de Contato e Outras (árvore, água, rocha, etc.)

Uma resistência de falta R_F é representada no diagrama R-X através de uma grandeza na direção do eixo dos R, como mostra a figura a seguir:

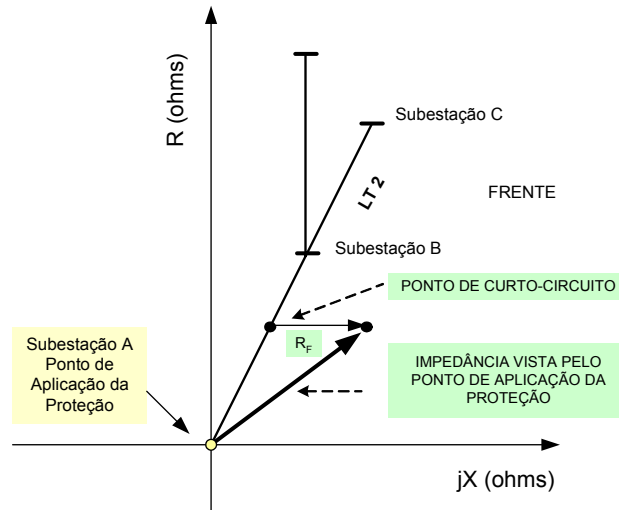


Figura 3.34 – Indicação do Ajuste do Relé no diagrama R-X

A proteção de distância deve detectar essa impedância de curto-circuito considerando a resistência de falta R_F .

Conclui-se que a proteção deve ser sensível não apenas através do ângulo da linha, mas também para ângulos menores que consideram a resistência, tomando-se o cuidado de não alcançar a impedância de carga.

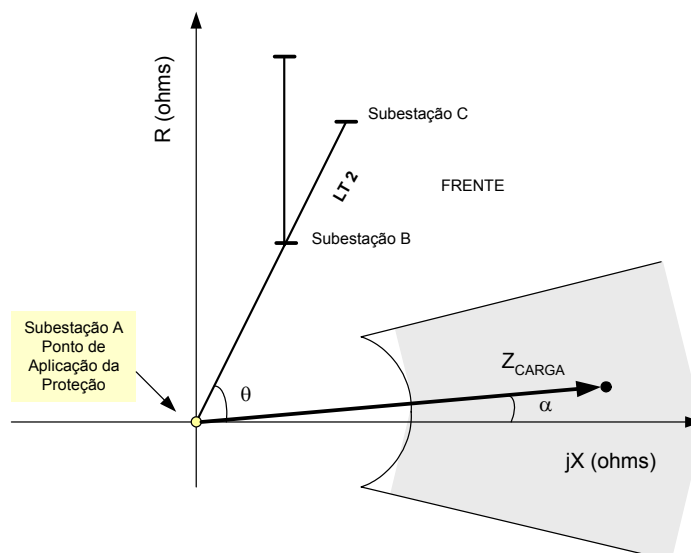


Figura 3.35 – Requisitos de Sensibilidade de uma Proteção de Distância

A figura mostra a região da carga, onde não deve haver alcance da proteção de distância.

3.6.4 Características de impedância de uma proteção de distância

Baseado nos requisitos mostrados apresenta-se neste item as características mais comuns utilizados para relés ou funções de distância:

Tais características **são as pré-estabelecidas** de impedância da função de distancia, como resultado da concepção da proteção e seus ajustes e parâmetros.

Análise de característica circular para a função de distância

Se um dispositivo de impedância (21) é construído apenas para medir o módulo, sem considerar o ângulo entre a tensão e a corrente, sua característica seria a mostrada na figura a seguir:

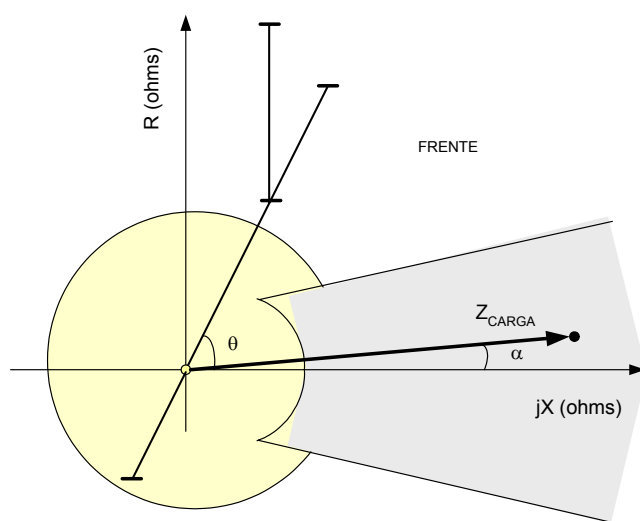


Figura 3.36 – Característica Circular para uma Proteção de Distância

Observa-se que esta característica apresenta a mesma sensibilidade (alcance em ohms) para qualquer ângulo, seja de curto-circuito, seja de carga, o que não é conveniente para uma proteção de distância.

E também detecta curtos-circuitos na direção reversa, isto é, não apresenta característica direcional a menos que seja complementado por um elemento direcional semelhante ao mostrado para a proteção 67.

Característica Mho

A figura a seguir mostra a chamada característica **Mho** para função de distância. Observa-se que ela é inerentemente direcional, isto é, tem alcance apenas no sentido direcional. Ao mesmo tempo, tem pouca sensibilidade para ângulos de carga (na direção do eixo dos X). Essa característica **Mho** é muito utilizada, principalmente nos relés de distância eletromecânicos e estáticos.

Muitas proteções com tecnologia digital também apresentam opção de escolha de característica deste tipo.

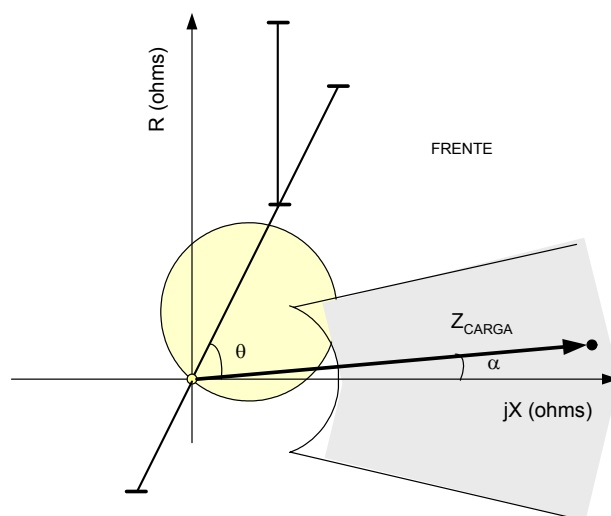


Figura 3.37 – Característica MHO para uma Proteção de Distância

Característica Offset - Mho

A figura a seguir mostra a chamada característica **Offset - Mho** para função de distância. Observa-se que ela é um Mho deslocado. Como tem parte de seu alcance na direção reversa, exige um elemento direcional adicional.

Também é uma característica que era muito usada em algumas proteções de distância eletromecânicas.

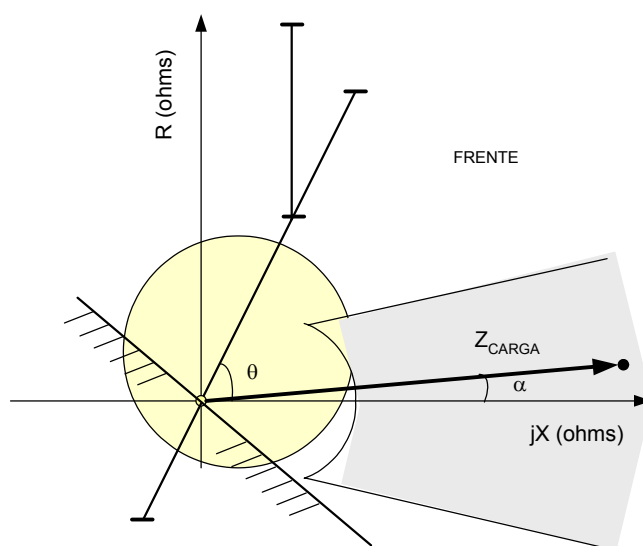


Figura 3.38 – Característica OFFSET - MHO para uma Proteção de Distância

Esta característica permite que para $R=0$ e $X=0$ haja maior facilidade de discriminação de direção do curto-circuito, o que poderia ser um problema para a característica Mho, dependendo da concepção do elemento de medição da proteção (eletromecânica).

Outras Características

A figura a seguir mostra outros tipos de características, sempre com a preocupação de se ter menos sensibilidade na região de carga, mas com sensibilidade suficiente para detectar curtos com altas resistências de falta.

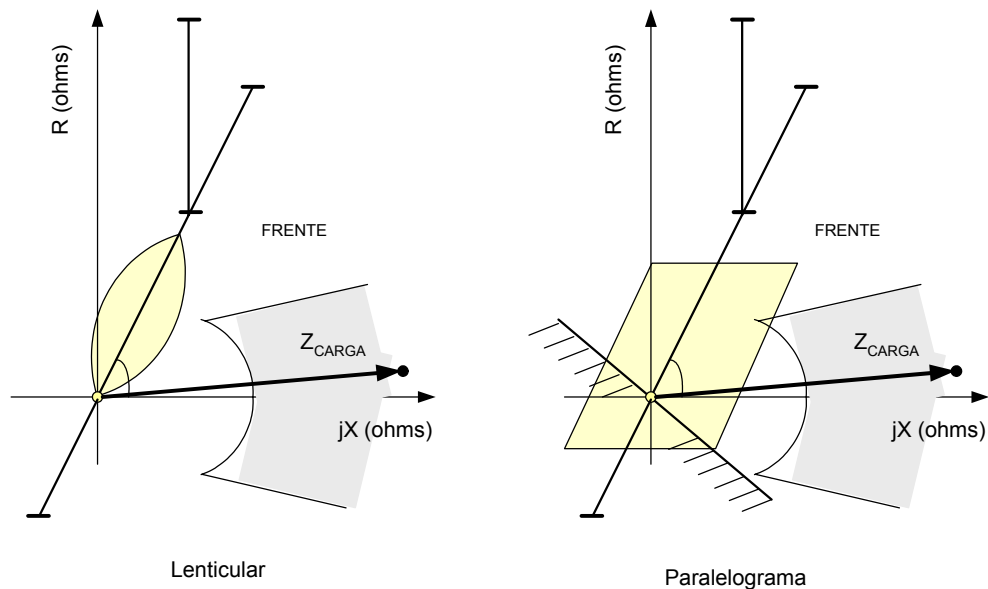


Figura 3.39 – Outros tipos de características

Características Típicas das Modernas Proteções Digitais

A seguir estão mostradas algumas das características típicas das modernas funções de distância em proteções digitais.

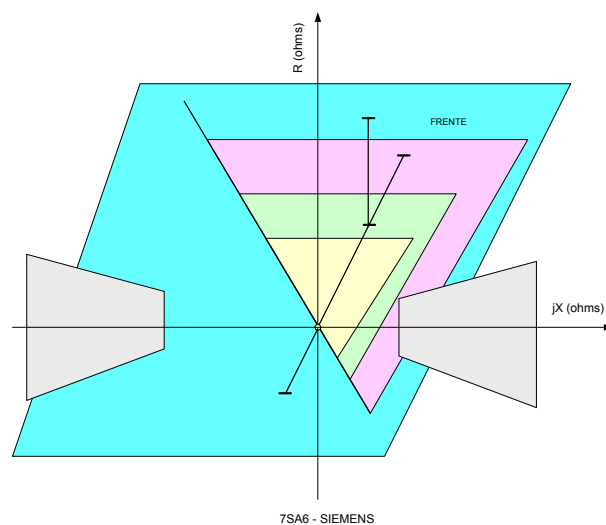


Figura 3.40 – Exemplo Siemens

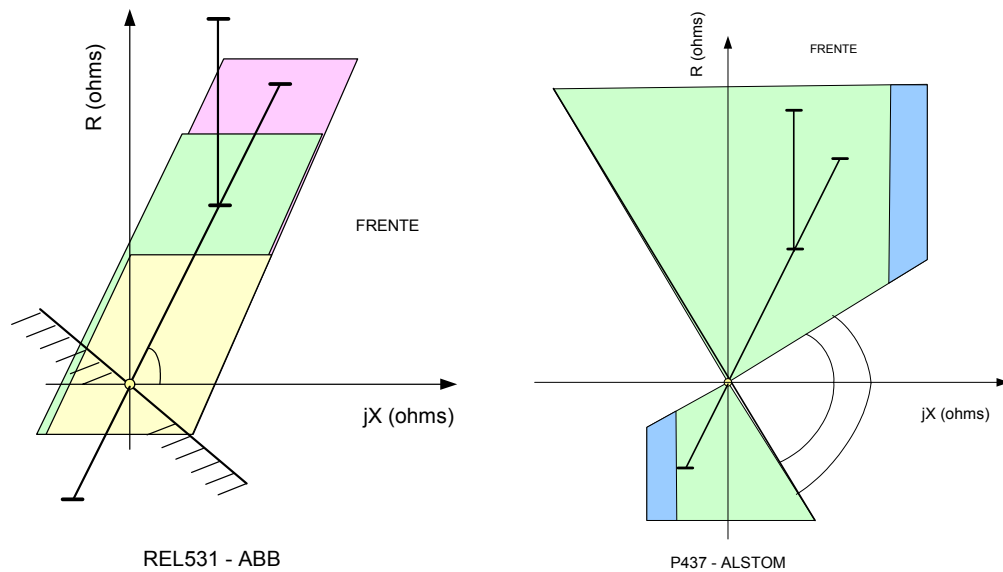


Figura 3.41 – Exemplos ABB e ALSTOM

3.6.5 Zonas de Alcance

Uma proteção de distância não possui apenas uma **zona** de alcance, como mostrado no item anterior. Ela possui várias zonas, sendo que **cada zona** pode ser ajustada com seus respectivos valores de alcance e tempo.

A figura a seguir ilustra o caso de uma proteção com três zonas de alcance no sentido direcional e uma zona de alcance não direcional.

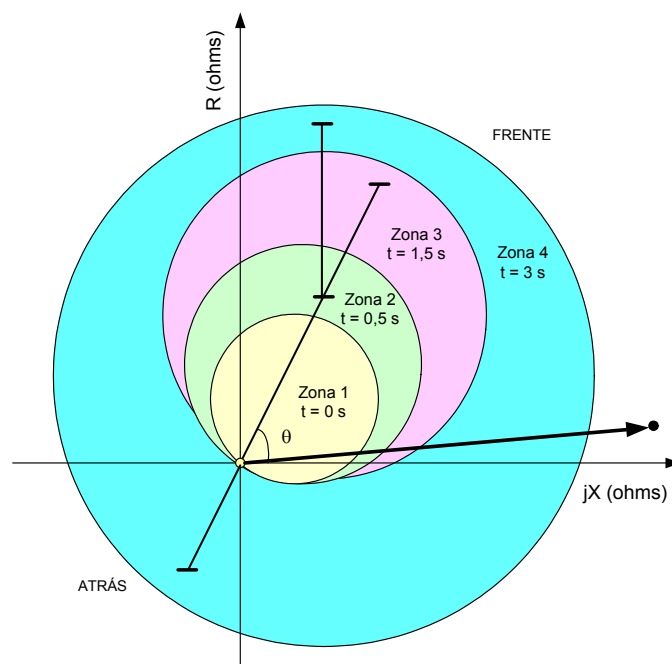


Figura 3.42 – Zonas de Alcance

Isto é, temporizando adequadamente cada zona de proteção, pode-se obter seletividade e garantir uma proteção de retaguarda para faltas em outros componentes ou linhas adjacentes.

Uma maneira simplificada de representar as zonas de alcance de uma proteção de distância está mostrada na figura a seguir:

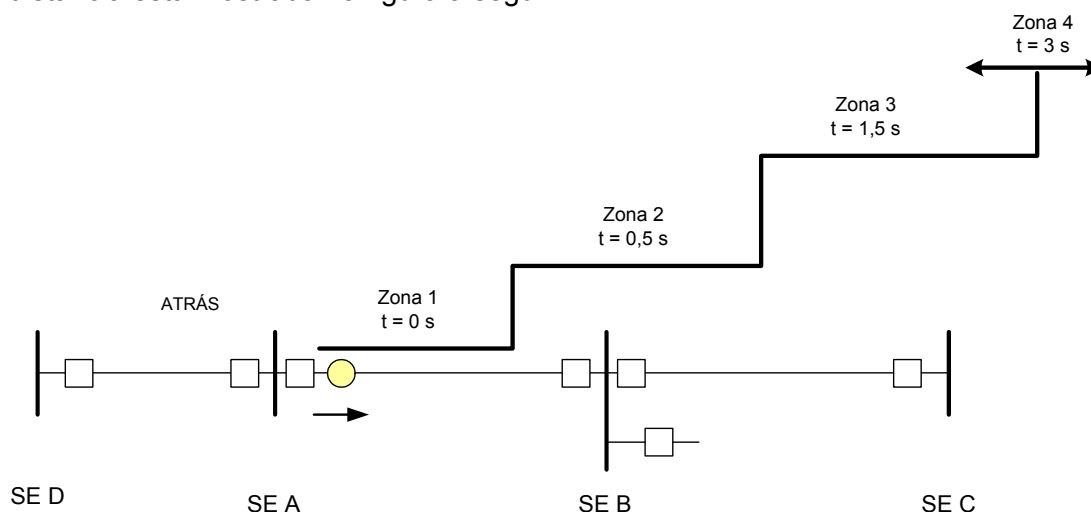


Figura 3.43 – Representação Simplificada das Zonas de Alcance

Ajustes de zonas e tempos

Ajustar um relé de impedância para cobrir uma determinada distância de uma linha de transmissão não apresenta dificuldade pelo fato de se ter impedância da linha pré-calculada, com muita precisão.

Assim, é comum ter-se elementos de distância ajustados em 80 %, 85 %, 120 %, 150 %, etc. da impedância total da Linha protegida, sendo estas porcentagens dependentes da finalidade de cada um desses elementos.

Esta facilidade para um relé de distância se torna mais evidente quando se tenta ajustar, por exemplo, e por sua vez, um relé de sobrecorrente. No caso de elemento de sobrecorrente, o valor a ser ajustado dependerá do valor de corrente de curto-circuito pré-calculado. Na prática, a corrente de curto-circuito poderá, no máximo ser aproximadamente igual ao calculado. Entretanto, é comum ter-se correntes menores ou muito menores que o previsto, em vista das impedâncias envolvidas caso a caso. Assim, para o caso de função de sobrecorrente, nunca se terá garantia de precisão.

Devido a este aspecto (precisão), a função impedância (relé de distância) é a mais utilizada para Proteção de Linhas.

3.6.6 Loops de Medição de Falta em Relés de Distância

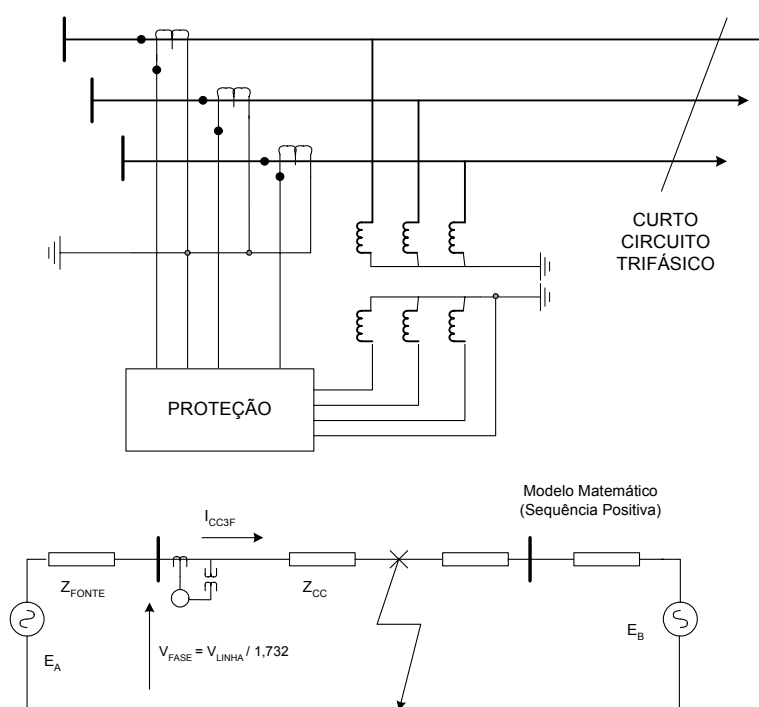
Um “loop” de medição falta é o circuito elétrico de onde a proteção de distância adquire valores de corrente e tensão para medida de distância até a falta, comparando valores medidos com os ajustes estabelecidos para a proteção. Uma proteção de distância mais completa para linhas de EAT tem, geralmente, 6 “loops” de medição, conforme mostrado a seguir.

3.6.6.1 Loops de Medição para Faltas entre Fases

São três loops de medição para faltas entre fases. Para que se meça corretamente a distância para curtos trifásicos e bifásicos, sabendo-se que um curto bifásico no mesmo ponto de um curto trifásico apresenta corrente $\frac{\sqrt{3}}{2}$ da corrente trifásica (86,667%), uma proteção de distância utiliza medição de tensão de linha ao invés de tensão de fase, para o loop de medição entre fases, adotando as correntes:

$(I_A - I_B)$ ao invés de I_A e tensão $(V_A - V_B)$
ou
 $(I_B - I_C)$ ao invés de I_B e tensão $(V_B - V_C)$
ou
 $(I_C - I_A)$ ao invés de I_C e tensão $(V_C - V_A)$

Curto-circuito Trifásico



. Figura 3.44 – Curto Trifásico e o Loop de Medição da Proteção

Do loop de falta para o diagrama anterior, tem-se em cada uma das fases:

$$V_{FASE} = E_A - Z_{FONTE} \cdot I_{CC3F}$$

$$V_{FASE} / I_{CC3F} = Z_{CC} \text{ ohms / fase}$$

Mas como o relé utiliza corrente $I_A - I_B$ ao invés de I_A (uma fase), tem-se da mesma expressão anterior:

$$V_{LINHA_AB} / (1,732 \cdot I_{CC3F}) = Z_{CC} \text{ ohms / fase}$$

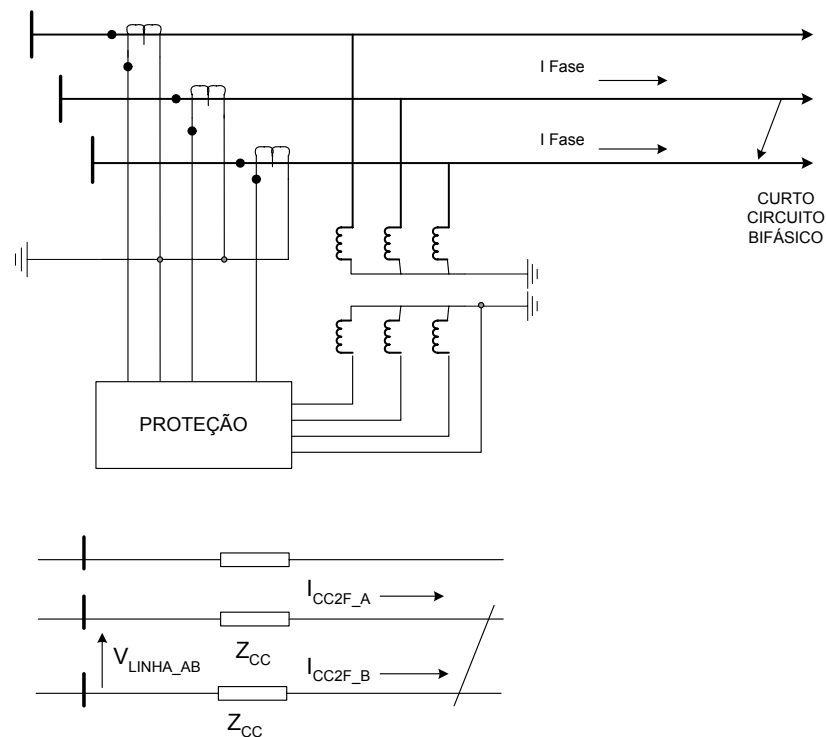
$$V_{LINHA_AB} = 1,732 \cdot I_{CC3F} \cdot Z_{CC} \text{ ohms / fase}$$

$$V_{LINHA_AB} = I_{CC3F_A} - I_{CC3F_B} \cdot Z_{CC} \text{ ohms / fase}$$

$$\frac{V_{LINHA_AB}}{I_{CC3F_A} - I_{CC3F_B}} = Z_{CC} \text{ ohms / fase}$$

A impedância vista pelo relé é aquela da fase, no loop da falta.

Curto-circuito Bifásico



. Figura 3.45 – Curto Bifásico e o Loop de Medição da Proteção

A referência de corrente (+) é sempre saindo da barra.

$$V_{LINHA_AB} = I_{CC2F_A} \cdot Z_{CC} - I_{CC2F_B} \cdot Z_{CC}$$

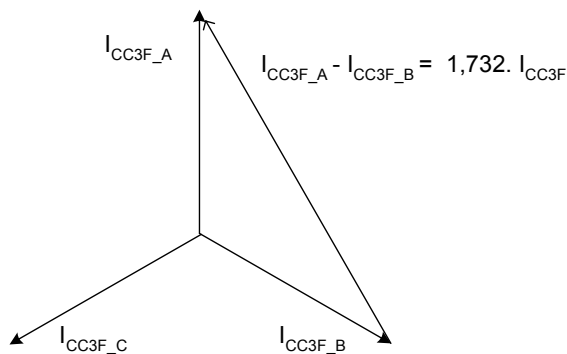
$$V_{LINHA_AB} = Z_{CC} (I_{CC2F_A} - I_{CC2F_B})$$

$$\frac{V_{LINHA_AB}}{I_{CC2F_A} - I_{CC2F_B}} = Z_{CC}$$

Observa-se que tomando a tensão de linha e a corrente (A-B) tem-se a impedância do curto-circuito, como ocorre também no caso do curto trifásico.

Percebe-se que:

Para Curto Trifásico se teria:



Para Curto Trifásico se teria:

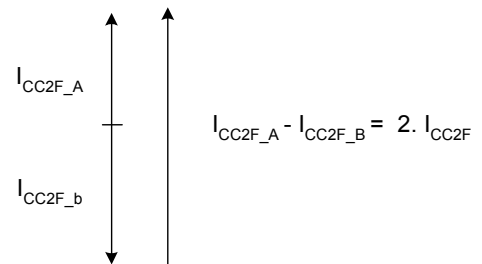


Figura 3.46 – Lopp Fase-Fase para Curtos Bifásicos e Trifásicos

Para o relé, tem-se para as duas situações:

a) Para curto Trifásico: V_{LINHA} e $\sqrt{3} \cdot I_{CC3F}$

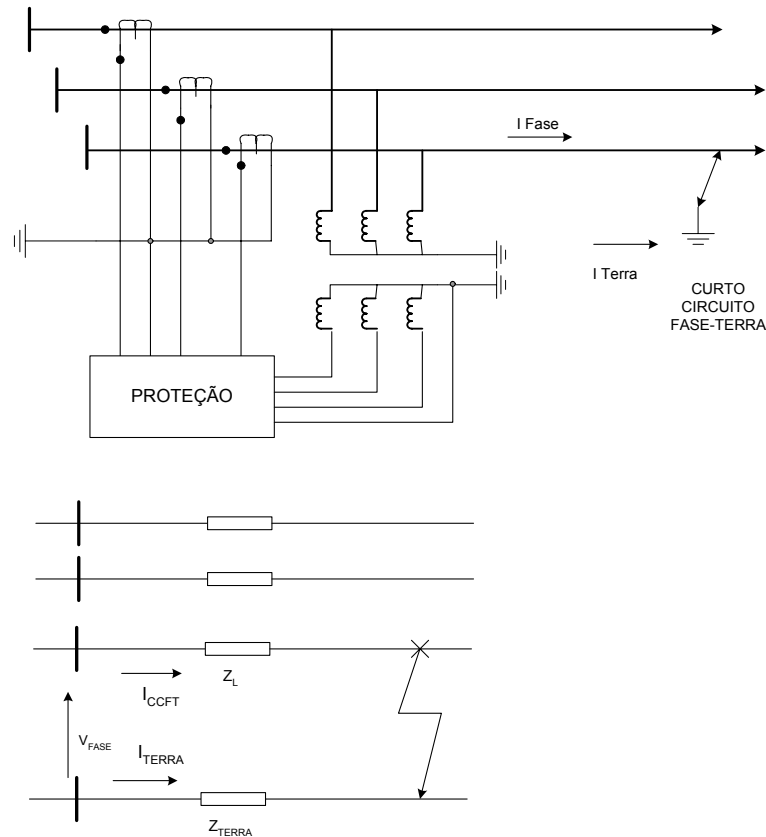
b) Para curto Bifásico: V_{LINHA} (o mesmo que no caso Trifásico) e

$$2 \cdot I_{CC2F} = 2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} I_{CC3F} = \sqrt{3} \cdot I_{CC3F}$$

Confirma-se que há o mesmo valor medido de impedância, tanto para curto bifásico como para curto trifásico.

3.6.6.2 Loop de Medição para Curto-circuito Fase Terra

São três loops de medição de faltas à terra.



. Figura 3.47 – Curto-circuito Fase-terra e o Loop de Medição da Proteção

A referência para a corrente (+) é sempre saindo da barra.

Para curto fase-terra, o loop envolve a fase onde se localiza a falta.

$$V_{FASE} = I_{CCFT} \cdot Z_L - I_{TERRA} \cdot Z_{TERRA}$$

Se a linha é radial e não há nenhuma contribuição para o curto circuito da outra extremidade, $I_{TERRA} = I_{CCFT}$. Mas quando há contribuição do outro lado, na linha de transmissão o I_{TERRA} é diferente do I_{CCFT} .

$$V_{FASE} = I_{CCFT} \cdot Z_L - I_{TERRA} \cdot Z_L \cdot (Z_{TERRA} / Z_L)$$

$$Z_L = \frac{V_{FASE}}{I_{CCFT} - \frac{Z_{TERRA}}{Z_L} I_{TERRA}}$$

É a impedância do loop fase terra vista pelo relé.

O relé de proteção não faz diretamente a medida V_{FASE}/I_{CCFT} . Ele faz o cálculo:

$Z_{FASE-NEUTRO} = V_{FASE} / (I_{CCFT} - k_0 \cdot I_{TERRA})$, comparando essa impedância com o Z_L medido.

O fator k_0 é chamado de compensação residual ou compensação de terra e é ajustável no relé.

O relé medirá então:

$$Z_{FASE-NEUTRO} = \frac{Z_L (I_{CCFT} - \frac{Z_{TERRA}}{Z_L} \cdot I_{TERRA})}{I_{CCFT} - k_0 \cdot I_{TERRA}}$$

Haverá **correta medição de distância** quando k_0 ajustado no relé for igual a Z_{TERRA} / Z_L , e portanto $Z_{FASE-NEUTRO} = Z_L$.

Lembrar que, para um curto-circuito fase terra, em termos de componentes simétricos se tem:

$$I_{CCFT} = I_1 + I_2 + I_0 \quad \text{e} \quad I_{TERRA} = 3 \cdot I_0$$

$$Z_{TERRA} = (Z_0 - Z_1) / 3$$

Considerações sobre o Fator de Compensação Residual

Alguns fabricantes chamam esse fator de k_G e outros de k_N . Deve-se observar que, na realidade, k_0 é um numero complexo (módulo e ângulo):

$$k_0 = \frac{Z_{TERRA}}{Z_L} = \frac{Z_0 - Z_1}{3 \cdot Z_1} = \left| \frac{Z_{TERRA}}{Z_L} \right| \cdot e^{j \cdot (\theta_{TERRA} - \theta_L)}$$

$$\theta_{TERRA} = \text{Arctg}(X_{TERRA} / R_{TERRA}) \quad - \text{Ângulo da impedância de terra}$$

$$\theta_L = \text{Arctg}(X_L / R_L) \quad - \text{Ângulo da impedância da linha}$$

VALORES TÍPICOS							
	Seq. (+)		Seq. (0)		Terra		Ângulo do k_0
	R + jX	Ângulo	R + jX	Ângulo	R + jX	Ângulo	
	Ohms / km	Graus	Ohms / km	Graus	Ohms / km	Graus	Graus
440 kV (Aérea)	0,024 + j0,31	86	0,33 + j1,31	76	0,102 + j 0,334	73	-13
345 kV (Aérea)	0,016 + j0,29	87	0,23 + j0,92	76	0,070 + j0,209	72	-14
345 kV (Cabos)	0,014 + j0,25	87	0,07 + j0,07	45	0,019 - j 0,061	- 73	-160
230 kV (Aérea)	0,065 + j0,37	80	0,41 + j1,36	73	0,116 + j0,329	70	-10

Tabela 3.3 – Valores Típicos de Impedância de Terra e de Sequência Zero para Linhas

Para relés eletromecânicos, somente o módulo do k_0 é ajustado. Conseqüentemente há desvios de medição. Somente com os relés estáticos tornou-se possível ajustar também o ângulo do k_0 . Entretanto, há relés estáticos que não apresentam esse recurso.

Os relés numéricos de tecnologia digital apresentam o recurso de se poder ajustar tanto o módulo como o ângulo do k_0 . Dependendo do modelo / fabricante da proteção, pode haver entrada de parâmetros separados para as partes resistivas e indutivas de $Z_1 = R_1 + jX_1$ e $Z_0 = R_0 + jX_0$ com a proteção calculando o que for necessário, como R_{TERRA} e X_{TERRA} .

3.6.7 Circuitos de Detecção de Falta (Partida)

A finalidade de um circuito de detecção de falta (que alguns fabricantes chamam de “partida”) é detectar e classificar os curtos-circuitos que ocorrem no sistema.

Ele precisa ser seletivo para a fase afetada, isto é, deve detectar as fases afetadas, não partindo nas fases não afetadas. Isso é importante onde se utiliza religamento automático monopolar.

A seleção correta das fases afetadas é importante também para algumas proteções eletromecânicas ou estáticas do tipo “chaveado” (origem européia), isto é que possuem 1 ou 3 elementos de medida para 6 loops possíveis de medição e elementos de partida que selecionam as grandezas para esses elementos.

Um exemplo típico de proteção eletromecânica comutada de origem européia, com 1 elemento de medição são os relés LZ32 e L3WyaS da BBC que possuem 3 elementos de partida por subimpedância e um elemento de partida por corrente residual, cada relé com 3 zonas de alcance direcionais, sendo a partida caracterizada como 4ª Zona não direcional.

Tradicionalmente os relés (eletromecânicos) de origem americana (GE e Westinghouse) apresentam:

- ou um relé por zona de atuação, sendo cada relé com elementos para cada loop de medição;
- ou um relé por fase, cada relé com 3 zonas de atuação.

Cada relé atua independente do outro. Tradicionalmente para curtos à terra utilizam relés direcionais de sobrecorrente de terra com esquema de teleproteção. Relés de distância para faltas à terra são menos utilizados. Assim, para relés tradicionais de origem americana, o conceito de circuito de detecção de falta pode ser resumir à “corrente mínima para atuação da proteção de distância”.

Para correta seleção de fases afetadas, deve-se evitar que o relé da fase afetada não detecte incorretamente a falta na outra fase.

3.6.7.1 Partida por Sobrecorrente (pura)

É o modo mais simples e rápido de detecção de falta. Utilizado para sistemas onde a corrente de curto-circuito é muito maior que a corrente de carga (menor corrente de curto maior que o dobro da carga).

Um exemplo de ajuste, para esse caso seria $I_{partida} = 1,3 \times I_{máx_carga}$ para fase e $I_{partida_terra} = 0,5 \times I_{n_TC}$. Mas trata-se de um ajuste relativamente complexo, uma vez que todas as contingências de carga devem ser levadas em consideração, ao mesmo tempo em que se deve procura manter a sensibilidade para curto-circuito. A flexibilidade de ajuste é limitada.

A sensibilidade pode ser obtida para faltas à terra pelo ajuste sensível de relé de terra, mas fica ainda pendente a necessidade de se selecionar a fase em falta, o que pode não ser possível com elemento de sobrecorrente de fase (menos sensível).

E para fases, curtos bifásicos devem ser considerados (menor corrente de fase) ao invés de curtos trifásicos.

3.6.7.2 Partida por ($U < e I >$) ou ($U/I/\phi$)

Deve-se salientar que para a Siemens o termo “partida por subimpedância” é utilizado com significado diferente da “partida por subimpedância” de alguns outros fabricantes. Aquele fabricante entende-se como partida por subimpedância um sistema onde se tem “partida por subtensão supervisionado pela intensidade da corrente”, conforme mostrado na figura a seguir:

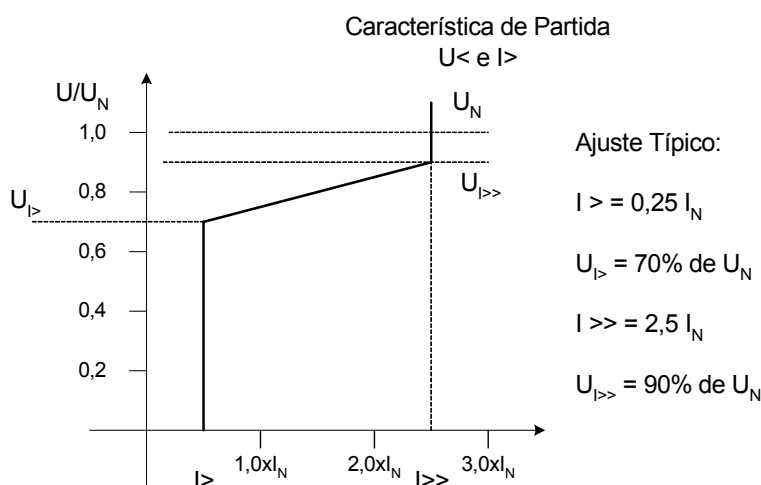


Figura 3.48 – Característica de Partida $U <$ com $I >$

Para corrente inferior a $I >$, não há partida. Entre $I >$ e $I >>$, quanto menor a corrente, menor deve ser a tensão (subtensão) de partida.

Assim, não há partida para correntes pequenas em condições de carga (tensão entre 90% e 100%). A partir de $I >>$, há partida com tensão normal (partida por sobrecorrente).

Uma variação deste esquema de partida é mostrada na figura a seguir. Para ângulos de curto-circuito, que são maiores que o ângulo de carga (ajustáveis), se tem sensibilidade maior:

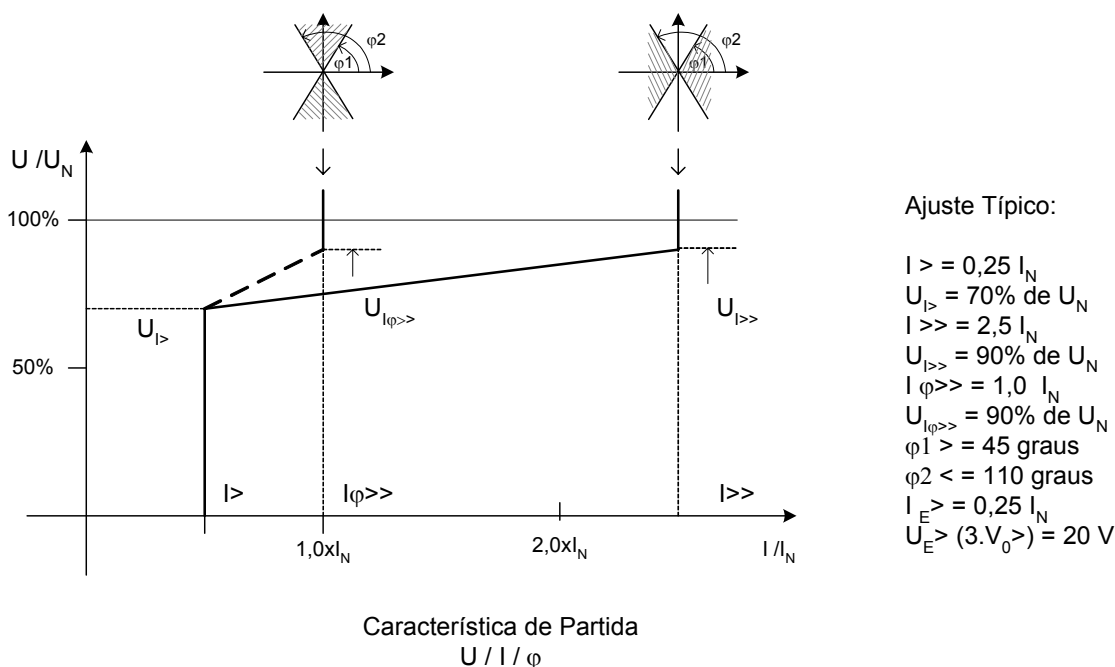


Figura 3.49 – Característica de Partida $U / I / \phi$

Isto é, para ângulos de curto circuito ($\phi_1 > 45$ graus, no exemplo), tem-se partida para corrente entre 0,5 e 1,0 I_N . Enquanto que para ângulo de carga, tem-se partida com tensão normal apenas para 2,5 I_N .

A Alstom por exemplo, chama esse tipo de partida de “partida por subtensão e sobrecorrente”, utilizando o termo “subimpedância” para a partida por característica de impedância mostrado no parágrafo a seguir.

3.6.7.3 Partida por Impedância (ou Subimpedância)

Neste caso utiliza-se uma característica de impedância típica de proteção de distância para distinguir entre condição de carga e condição de curto-circuito. Evidentemente deve-se ter maior sensibilidade para ângulo de curto-circuito que para os ângulos de carga.

As figuras a seguir ilustram diversos tipos de característica de impedância de partida, mostradas nos desenhos através de linhas cheias:

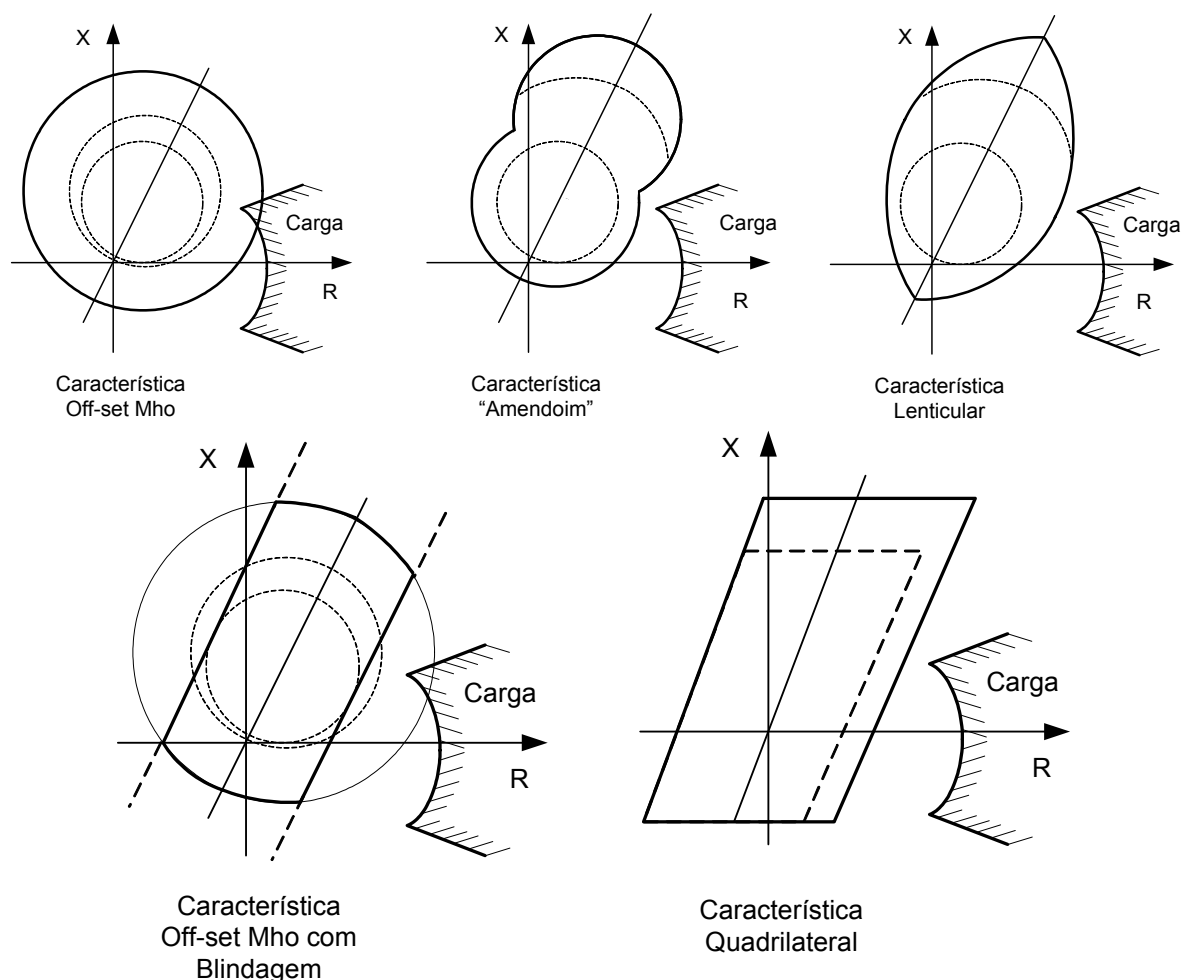


Figura 3.50 – Características de Partida por Subimpedância

O objetivo é ter alcance maior no sentido do eixo dos X para se ter sensibilidade para detectar curtos remotos e ao mesmo tempo apresentar uma “banda” lateral para acomodar resistências de falta como por exemplo a resistência de arco.

Por outro lado, quanto maior a área de Partida, maior a possibilidade de ocorrer partida também nas fases não afetadas, para curto-circuito fase-terra. Essa partida em “fase boa” afeta a seleção de fases para desligamento e religamento monopolar. Também neste caso, a maior dificuldade se observa para característica off-set mho.

Para proteções numéricas, deve-se observar que para um relé de 6 loops (3 fase-fase e 3 fase-terra) e num curto-circuito fase-terra, os 5 loops restantes continuam medindo as impedâncias:

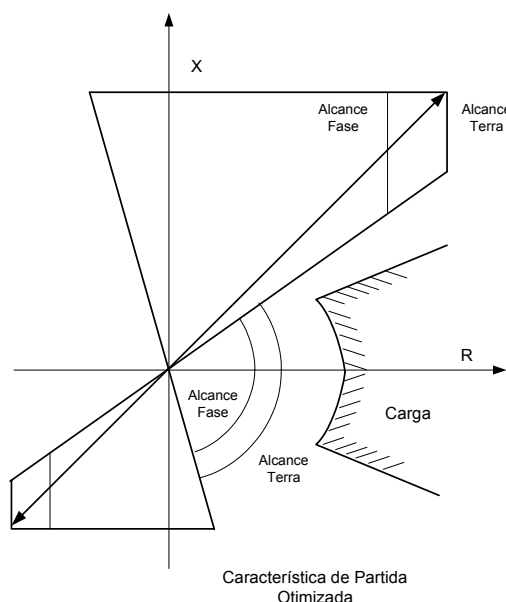
$$Z_{A_Terra} = \frac{V_{A_Neutro}}{I_A - k_0 \cdot I_{TERRA}} \quad (\text{Fase em Falta}) \quad Z_{B_Terra} = \frac{V_{B_Neutro}}{I_B - k_0 \cdot I_{TERRA}} \quad (\text{Fase Sã})$$

$$Z_{C_Terra} = \frac{V_{C_Neutro}}{I_C - k_0 \cdot I_{TERRA}} \quad (\text{Fase S\~a}) \quad Z_{A_B} = \frac{V_A - V_B}{I_A - I_B} \quad (\text{Loop A-B})$$

$$Z_{B_C} = \frac{V_B - V_C}{I_B - I_C} \quad (\text{Loop B-C}) \quad Z_{C_A} = \frac{V_C - V_A}{I_C - I_A} \quad (\text{Loop C-A})$$

O mesmo ocorre para relés de terra (um por fase) do tipo americano tradicional.

Assim, alguns modelos de proteção (numérica ou estática) de distância apresentam características otimizadas para ângulos de carga e para a região onde poderiam cair as impedâncias medidas nas fases boas (loops), como mostrado na figura a seguir:



. Figura 3.51 – Exemplo de Característica de Partida Otimizada

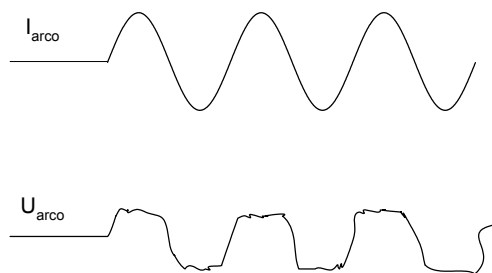
O objetivo, além de não detectar a carga, é permitir uma boa seleção de fases.

3.6.8 Considerações sobre a Resistência de Falta

3.6.8.1 Arco entre condutores ou através de isoladores

Os itens anteriores mencionaram a resistência de arco. Este item tem a finalidade de fornecer maiores informações teóricas a respeito.

Num arco, a corrente e a tensão estão em fase, como mostra a figura a seguir [1]. Assim, o arco pode ser considerado como uma resistência no loop de medição da falta:



. Figura 3.52 – Corrente de Arco em fase com a Tensão de Arco

A tensão através do arco é trapezoidal e essa tensão é adicionada à queda de tensão senoidal através da linha. A deformação da tensão é mais acentuada durante faltas com arco próximas à proteção. Para relés digitais essa influência não apresenta preocupação devido aos filtros digitais.

Resistência do Arco

Segundo Warrington [4], a resistência do arco pode ser estimada pela seguinte fórmula empírica:

$$R_{ARCO_Sem_Vento} = \frac{28700 \cdot \ell}{I_{ARCO}^{1,4}} \text{ ohms}$$

Nota: a fórmula original está apresentada no sistema de medida Inglês. A fórmula acima é resultado da conversão para o sistema métrico.

Por outro lado, segundo Ziegler [1], a resistência do arco pode ser estimada pela seguinte fórmula empírica:

$$R_{ARCO_Sem_Vento} = \frac{2500 \cdot \ell}{I_{ARCO}} \text{ ohms}$$

Onde:

ℓ = espaçamento (m) do isolador ou entre condutores

I_{ARCO} = corrente do arco em A

Influência do Vento

Com o vento, o arco se alonga. O comprimento do arco então, dependerá da velocidade do vento e o tempo antes da interrupção.

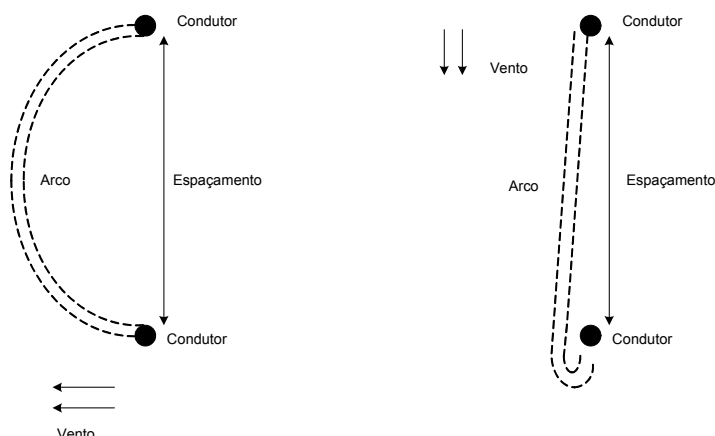


Figura 3.53 – Arco e a influência do vento

Segundo Ziegler [bibliografia (3)], a influência da velocidade do vento, no tempo, pode ser estimada por:

$$R_{ARCO} = R_{ARCO_Sem_Vento} \cdot \left(1 + \frac{5 \cdot v \cdot t}{\ell_{ARCO}}\right)$$

Onde:

v = velocidade do vento em m/s

t = tempo de duração do arco em s

ℓ_{ARCO} = comprimento do arco em m

Trata-se do aproveitamento de uma fórmula de Warrington, adaptada por Ziegler. Note que para uma primeira zona de atuação de uma proteção de distância, o tempo t na fórmula acima pode ser considerado 0.

Exemplo de Cálculo

Vamos supor um arco de 6 m de extensão (com vento de 3 m/s, o que equivale a 10,8 km/h) no sistema 440 kV, com corrente de 4.000 A.

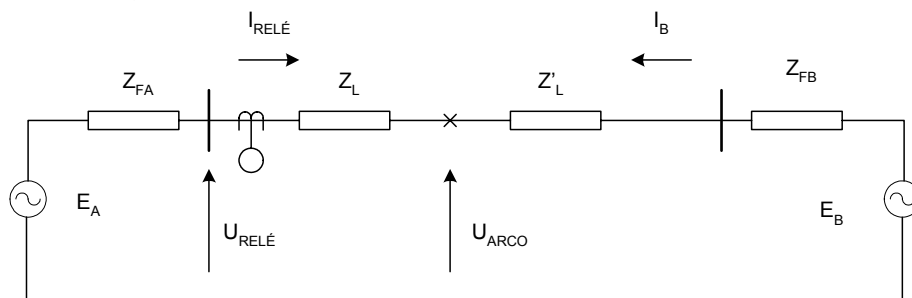
	Segundo Ziegler	Segundo Warrington
	Ohms primários	Ohms primários
Para primeira zona (t = 0 s)	3,75	1,56
Para segunda zona (t = 0,5 s)	3,75 x 2,25 = 8,4	1,56 x 2,25 = 3,51
Para terceira zona (t = 1,0 s)	3,75 x 3,5 = 13,1	1,56 x 3,5 = 5,46

Tabela 3.4 – Exemplo de Cálculo da Resistência de Arco com Vento

Avaliação da Resistência de Arco

A tensão através do arco, numa primeira aproximação, é sempre constante (Ziegler) ou decai em função da corrente elevada a um fator (Warrington). A resistência do arco, portanto, **não é constante**.

Na representação de um curto-circuito com arco, obtém-se melhor aproximação quando se despreza a dependência da corrente num primeiro enfoque, considerando a **tensão de arco constante**, ao invés de considerar uma resistência de arco fixa:



. Figura 3.54 – Avaliação da resistência de arco.

$$U_{RELÉ} = I_{RELÉ} \times Z_L + U_{ARCO}$$

$$Z_{RELÉ} = U_{RELÉ} / I_{RELÉ} = Z_L + U_{ARCO} / I_{RELÉ}$$

Verifica-se que a resistência de arco aparente ($U_{ARCO} / I_{RELÉ}$) independe da corrente da outra extremidade da LT (o que não seria verdadeiro se fosse considerada uma resistência fixa).

Assim, uma melhor aproximação se obtém quando se considera **tensão do arco constante por unidade de comprimento** (segundo Ziegler). O resultado é mais conservador em termos de ajustes da proteção.

Para verificação de ajuste de relé, recomenda-se adotar então a fórmula de Ziegler tanto para a primeira zona como também para considerar a influência do vento no tempo (segunda e terceira zonas) com valor ôhmico considerado como ($U_{ARCO} / I_{RELÉ}$) com tensão fixa e não uma resistência fixa

3.6.8.2 Resistência de Pé de Torre

Os itens anteriores mencionaram a resistência de pé de torre. Este item tem a finalidade de fornecer maiores informações teóricas a respeito.

Muitas das faltas em linhas aéreas de transmissão resultam de “flash-over” nos isoladores. A corrente de curto-circuito, neste caso, flui do condutor para a estrutura da torre e daí para a terra. Nessas condições a resistência de pé de torre está em série com a resistência do arco.

Em linhas com cabo guarda aterrado em todas as torres, a corrente flui através de vários aterramentos em paralelo (resistências de pé de torre em paralelo). Isso significa na prática que, para essas linhas, o valor efetivo da resistência de falta é pequeno.

A [bibliografia (1)] mostra uma fórmula de cálculo (aproximada) dessa resistência de pé de torre que leva em consideração vários aterramentos em paralelo:

$$Z_{EFETIVO} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{R_{PT} \cdot |Z_{CG}| \cdot \ell_T} \cdot e^{j \cdot \frac{\varphi_{CG}}{2}}$$

$$|Z_{CG}| = \sqrt{R_{CG}^2 + X_{CG}^2} \quad \varphi_{CG} = \text{Arctg}(X_{CG} / R_{CG})$$

Onde:

R_{PT} = Resistência de Pé de Torre médio da LT (ohms)

R_{CG} = Resistência do Cabo Guarda (ohms/km)

X_{CG} = Reatância do Cabo Guarda (ohms/km)

ℓ_T = distância média do vão da LT (km)

Exemplo de Cálculo

Para $R_{PT} = 20$ ohms, $R_{CG} = 0,234$ ohms/km, $X_{CG} = 0,748$ ohms/km e $\ell_T = 230$ m (0,23 km), tem-se:

$$Z_{EFETIVO} = \frac{1}{2} \sqrt{20 \times 0,784 \times 0,230} e^{j \cdot 72,6^\circ} = 0,95 \cdot e^{j \cdot 36,3^\circ} = 0,76 + j \cdot 0,56 \text{ ohms}$$

É aparente então que a resistência efetiva do pé de torre é muito pequena (desprezível) para cabo guarda em boas condições e aterrado em todas as torres.

Observa-se também que não é pura resistência, tendo parcela indutiva devido aos cabos guarda que conduzem corrente de terra.

Isso introduz uma reatância adicional. Para se ter uma ordem de grandeza, deve-se mencionar que $j \cdot 0,56$ ohms correspondem a cerca de 2,0 km em linha de transmissão de 345 kV. Isso significa 20% em 10 km, 3,33% em 60 km ou 2% em 100 km de linha.

Considerações Quanto à Resistência de Pé de Torre

A resistência de pé de torre, geralmente estimada no seu valor médio em 20 ohms em cada pé de torre (valor conservador) só deve ser considerada diretamente como resistência de falta para linhas sem cabo guarda aterrado em todas as torres.

Para linhas com cabo guarda aterrado em todas as torres (o que é o caso das linhas 440, 345 e 230 kV da rede básica), o valor resistivo torna-se pequeno porém aparece uma reatância indutiva devido às características $R + jX$ do cabo guarda. Essa reatância indutiva adicional pode ter influência no desempenho do relé (alcance) para linhas curtas e para contribuições proporcionalmente elevada de corrente da outra extremidade da

linha, para o curto circuito medido pelo relé. Deve-se observar, entretanto, que essa dificuldade é superada com o adequado uso de esquema de teleproteção.

3.6.9 Consideração sobre Circuitos Paralelos

Quando circuitos de linhas de transmissão percorrem trechos paralelos, existirá um acoplamento indutivo mútuo entre os circuitos.

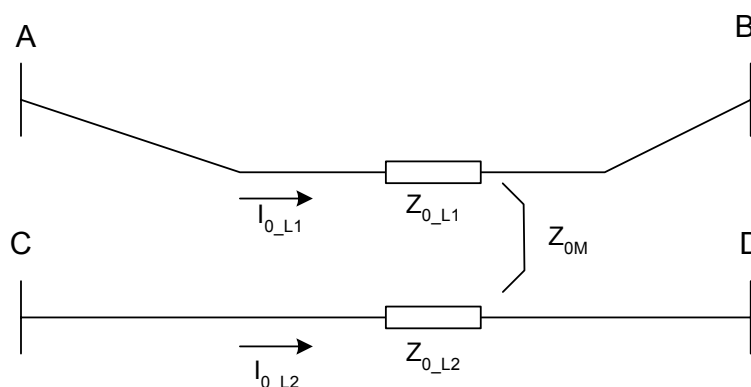
Para linhas transpostas ou geometricamente equilibradas, os efeitos nas seqüências positiva e negativa podem ser desprezados (reatâncias mútuas inferiores a 5%).

O efeito torna-se significativo apenas quando de correntes para terra, quando há acoplamento mútuo para correntes de seqüência zero (que não apresentam defasamento entre as fases).

Para efeitos práticos, todos os acoplamentos mútuos de seqüência zero para circuitos de linhas que estejam na mesma estrutura, para linhas médias e longas, devem ser considerados. Lembrar que $I_{TERRA} = 3 \cdot I_0$.

A impedância mútua de seqüência zero depende das características geométricas da linha de transmissão e da existência ou não de cabos guarda. Programas de cálculo de parâmetros de linha de transmissão calculam essas impedâncias.

A corrente de seqüência zero de um circuito induz tensão no outro circuito e vice-versa. A figura a seguir ilustra o conceito:



. Figura 3.55 – Influência do Acoplamento Mútuo de Seqüência Zero.

$$U_{0_AB} = I_{0_L1} \cdot Z_{0_L1} + I_{0_L2} \cdot Z_{0M}$$

$$U_{0_CD} = I_{0_L2} \cdot Z_{0_L2} + I_{0_L1} \cdot Z_{0M}$$

Maiores considerações sobre o acoplamento mútuo de seqüência zero para proteções de distância serão feitas no Bloco III – ‘Proteção de Linhas de Transmissão’ deste Curso de Proteção.

3.7 FUNÇÕES EXTRAS PARA PROTEÇÃO DE LINHA

3.7.1 Oscilação de Potência

A oscilação de potência entre dois centros geradores em decorrência de severas variações de carga ou condição de operação ou de curto-circuito, pode fazer com que a impedância medida pela proteção de distância entre na zona de atuação da mesma.

Para evitar atuações não desejadas da proteção, a função de oscilação de potência (código 78) mede o tempo que o vetor impedância medido pela proteção leva para cruzar duas características, como mostrado na figura a seguir:

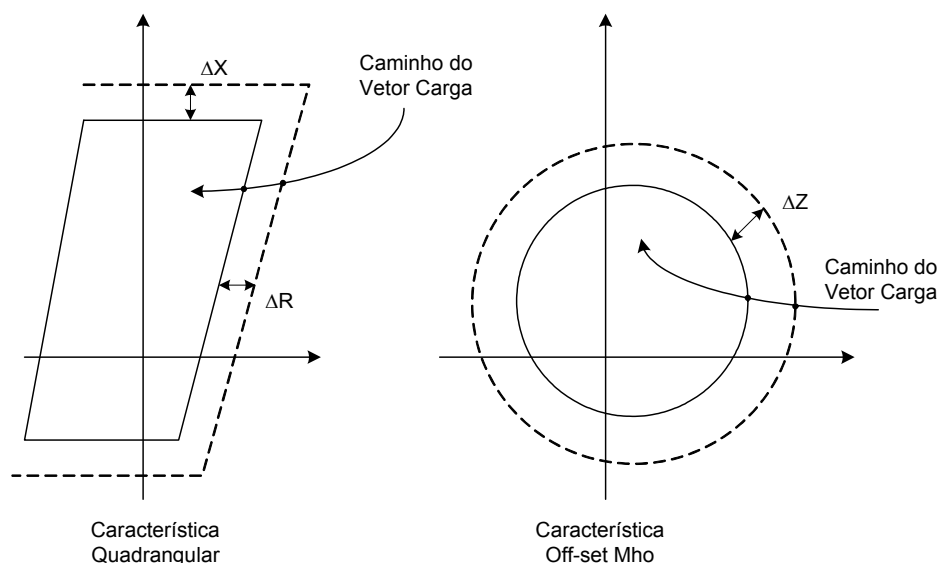


Figura 3.56 – Função “Out of Step”

Se o tempo medido for superior a um valor pré-determinado (ordem de ms), a função pode bloquear o “trip” da proteção. Deve-se observar que é relativamente grande o tempo que o vetor carga leva para cruzar a característica tracejada até atingir a característica de proteção (linha cheia), ao contrário do caso de um curto-circuito quando esse tempo é quase instantâneo.

Pode-se ajustar ΔR , ΔX ou ΔZ para um tempo fixo, pré estabelecido.

3.7.2 Fechamento sobre Falta (“Switch on to fault protection”) – Função 50/27.

O fechamento de um disjuntor pode inadvertidamente a um curto circuito trifásico pleno, por exemplo, quando um aterramento de linha feito quando de manutenção da mesma não é removido.

A função de “Fechamento sobre Falta” proporciona uma atuação instantânea da proteção (sem temporização intencional) durante um intervalo de tempo ajustável após um

fechamento manual do respectivo disjuntor. Não deve haver tensão na LT, antes do fechamento manual (supervisionado pela função 27).

Há diferentes tipos de lógica para a execução dessa função, dependendo do tipo da proteção ou do fabricante. Por exemplo, durante um período de tempo após um fechamento manual de disjuntor, a proteção poderia dar trip instantâneo apenas com a partida da mesma.

Há proteção que aplica essa lógica também para o religamento automático.

3.7.3 Proteção STUB Bus

Quando, numa configuração disjuntor e meio, a seccionadora de linha está aberta com pelo menos um disjuntor do terminal fechado, há possibilidade de ocorrer curto-circuito entre o(s) disjuntor(es) e a seccionadora de linha. A figura a seguir ilustra o mencionado.

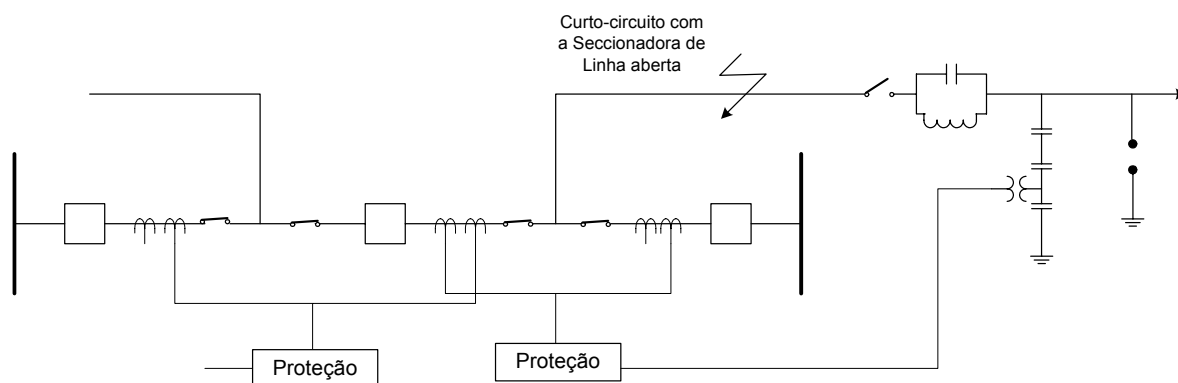


Figura 3.57 – Função STUB

A proteção de linha, para este esquema de barras, deve ter uma função denominada “STUB Bus” que detecta esta condição. A proteção de linha deve ter a informação de seccionadora aberta (deve haver cablagem para tanto, para uma entrada digital da proteção).

A proteção STUB é proporcionada por uma função de Sobrecorrente (50-STUB) que atua instantaneamente para o curto e desliga o(s) disjuntor(es) quando a seccionadora está aberta.

3.8 FUNÇÃO COMPARAÇÃO DE FASE

A função de proteção conhecida genericamente como "comparação de fase" funciona comparando os ângulos de fase (**polaridades**) das correntes dos 2 terminais de uma linha de transmissão. Para um curto-circuito interno à LT, as correntes nas duas extremidades são aproximadamente opostas, como mostra a figura a seguir:

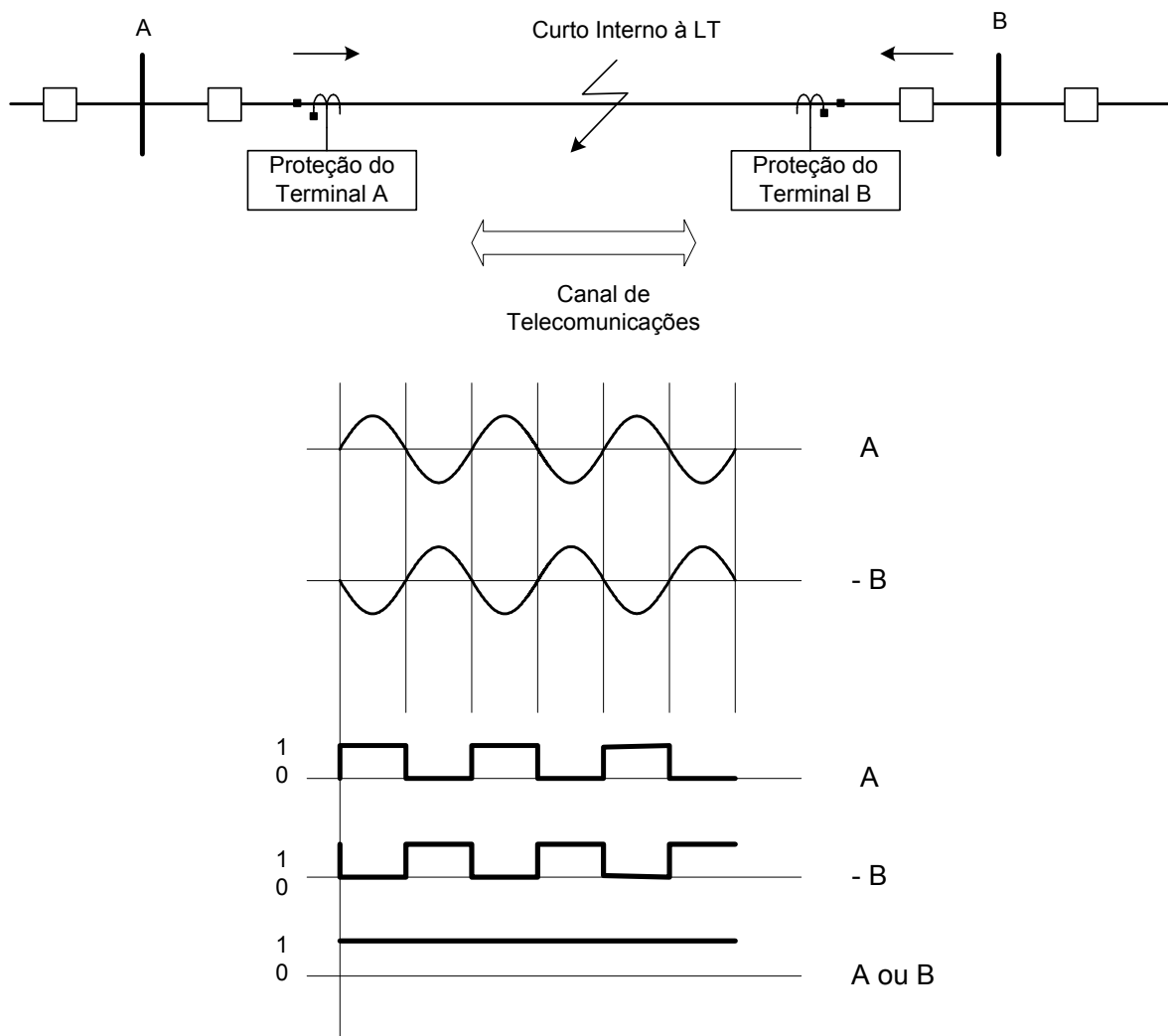


Figura 3.58 – Comparação de Fase para Curto Interno à LT

Em cada extremidade, se faz a comparação das **polaridades** das correntes das duas extremidades e se efetua uma verificação lógica a cada meio ciclo. Na figura acima se observa sinal constante A ou B, o que dá uma condição de "trip".

Quando o curto-circuito for externo à LT, tem-se o mostrado na figura a seguir:

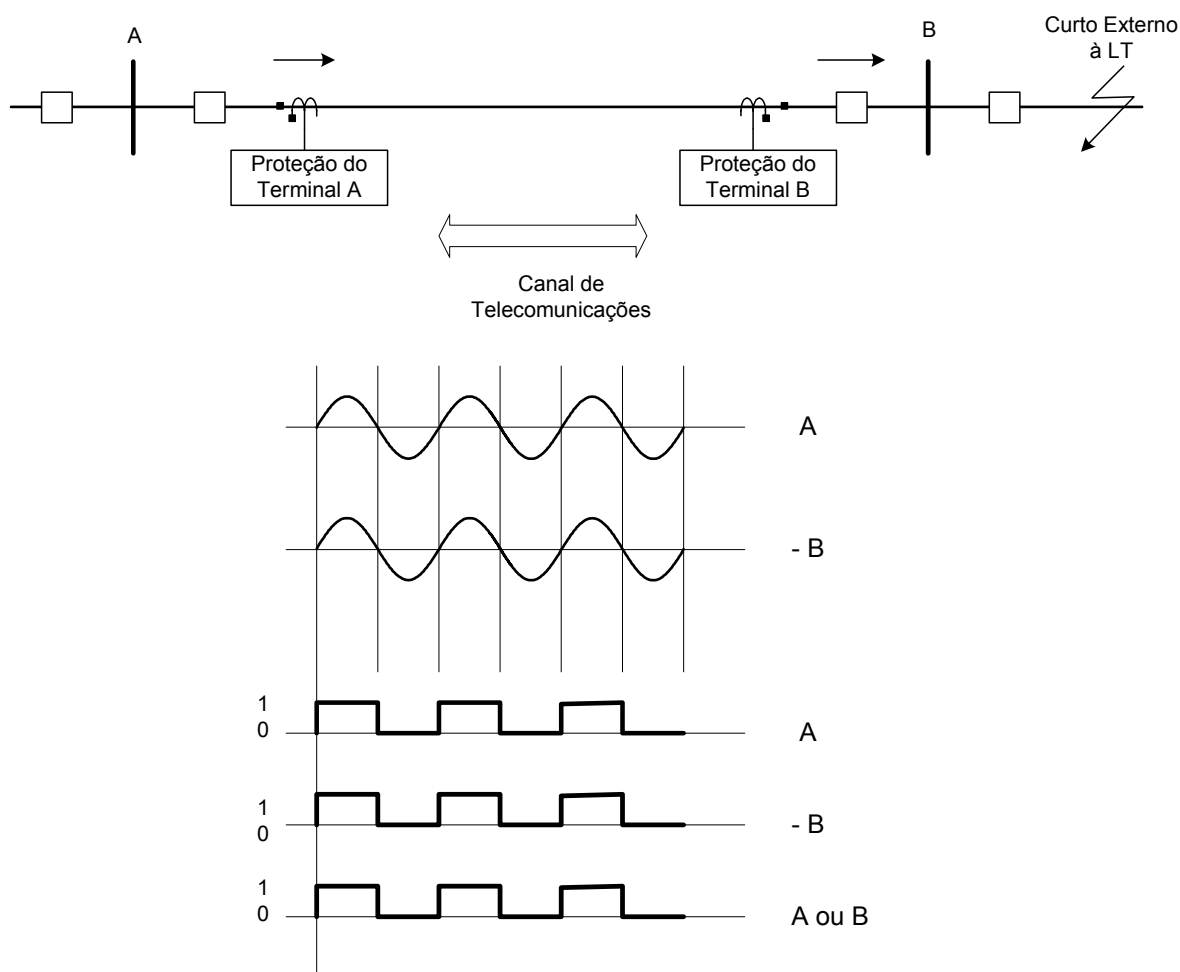


Figura 3.59 – Comparação de Fase para Curto Externo à LT

Nestas condições, há intermitência de A ou B, o que configura uma condição de “não trip”.

Devido à capacitância da LT, os ângulos de fase não são coincidentes nas duas extremidades, portanto não há exata coincidência das polaridades comparadas. Assim, o esquema possui temporizadores para adaptar essa situação, sendo que o tempo de compensação depende do defasamento que a capacitância da linha introduz nas correntes em condição normal de operação.

Este esquema apresenta, teoricamente, a vantagem de ser imune a oscilações de potência (não usa tensão) e não apresenta dificuldades para proteção de linhas com compensação (capacitor) série.

Por outro lado, o princípio mostrado, se diretamente aplicado, não funciona para condição de saturação de TC de linha ou para deslocamento acentuado do eixo (componente DC com variação exponencial), pois é baseado no princípio de detecção de cruzamento da senóide com o eixo.

Para superar essa dificuldade, se desenvolveram, no passado, proteções com este princípio, mas que operavam com componentes simétricas, para linhas sem possibilidade

de saturação de TC's (exemplo, tipo SPCU da Westinghouse). A tecnologia era estática e a comparação era feita com a utilização de conversores, temporizadores, amplificadores e circuitos de comparação.

Em virtude de dificuldades tecnológicas na época, se fazia a comparação **apenas das polaridades**, como mostram as ondas quadradas dos semiciclos positivos, com as desvantagens citadas.

Havia necessidade de sistema de telecomunicações rápido e preciso, o que nem sempre era possível com os sistemas "Carrier" (Onda Portadora sobre Linhas de Alta Tensão – OPLAT). O esquema apresentava uma confiabilidade apenas razoável.

Modernas Proteções de Comparação de Fase

Com o advento da fibra óptica para telecomunicações e proteção com tecnologia digital microprocessada, foi possível uma melhor implementação da idéia de comparar fases nas duas extremidades, com cálculos e comparações adicionais, melhorando conseqüentemente a confiabilidade dessa proteção.

Para fins de ilustração do que é possível com a tecnologia digital microprocessada implementando uma proteção de comparação de fase, apresenta-se neste item um exemplo que é a proteção 7SD511 da Siemens.

Deve-se salientar que outros fabricantes também possuem proteções de comparação de fase, com a sofisticação requerida mesmo que seja com processos ou algoritmos diferentes deste exemplo. Todas essas modernas proteções dos diversos fabricantes efetuam comparação das correntes de fase das duas extremidades (através de um sistema de telecomunicações de alta velocidade como sistema óptico, ou mesmo conexão direta por cabos de cobre para linhas muito curtas) envolvendo mais variáveis, além de uma simples comparação de polaridades das correntes.

A proteção da Siemens, basicamente, efetua a cada instante:

Comparação Dinâmica

Após **filtragem**, a corrente num instante **$i(t)$** é comparada localmente com a amostra de 2 ciclos antes **$i(t-2T)$** . Se o nível dinâmico (ajustado) é excedido, a **polaridade da diferença** de corrente é transmitida para a outra extremidade para **comparação de polaridades**.

Comparação em Regime

Se a corrente ultrapassa o valor de regime, sua **polaridade** é transmitida para a outra extremidade para **comparação de polaridades**.

Com este princípio, mostra-se uma condição de carga normal na figura a seguir:

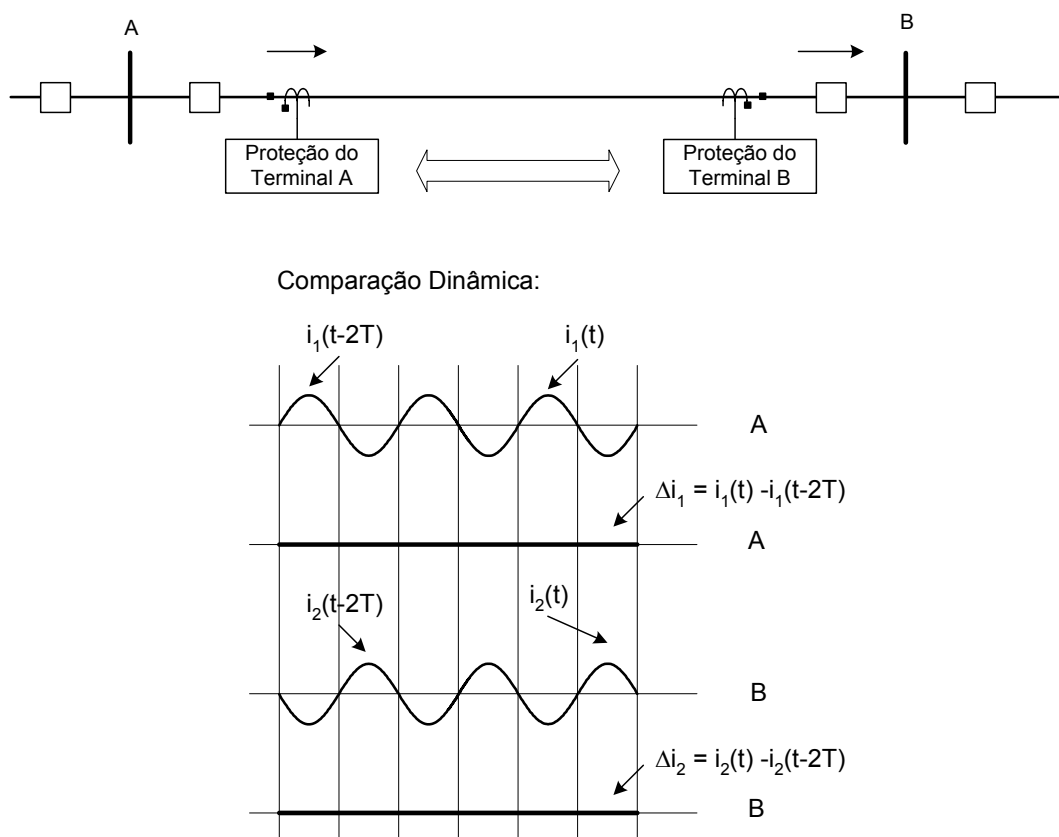


Figura 3.60 – Comparação de Fase em Condição Normal. Proteção Digital.

Isto é, em condição de regime, não há diferença de corrente nos comparadores dinâmicos e nada é transmitido.

Quando de um **curto circuito interno** à Linha de Transmissão, durante 02 ciclos haverá a diferença de corrente no módulo de comparação dinâmica em cada terminal. E nesse período a polaridade é transmitida para outra extremidade, para comparação de polaridades, como mostra a figura seguinte:

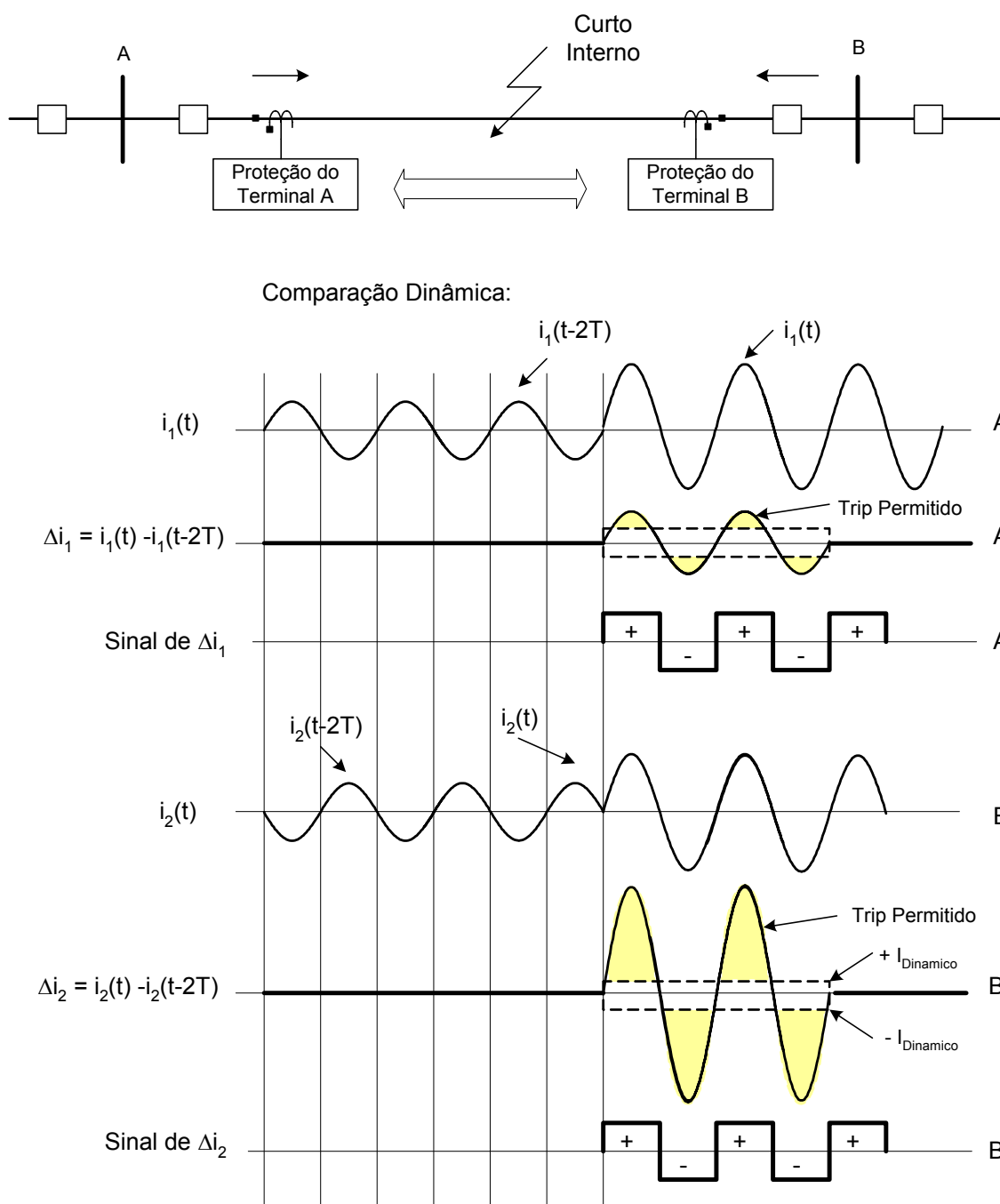


Figura 3.61 – Comparação de Fase para Curto Interno à LT. Proteção Digital.

Em cada extremidade haverá trip se duas condições forem satisfeitas:

- Polaridades coincidentes, como mostrado na figura.
- Nível dinâmico de diferença de corrente maior do que o valor ajustado.

Condições essas que são satisfeitas nesta figura.

Quando de um **curto circuito externo** à Linha de Transmissão, durante 02 ciclos haverá a diferença de corrente no módulo de comparação dinâmica em cada terminal. Também nesse período a polaridade é transmitida para outra extremidade, para comparação de polaridades, como mostra a figura seguinte:

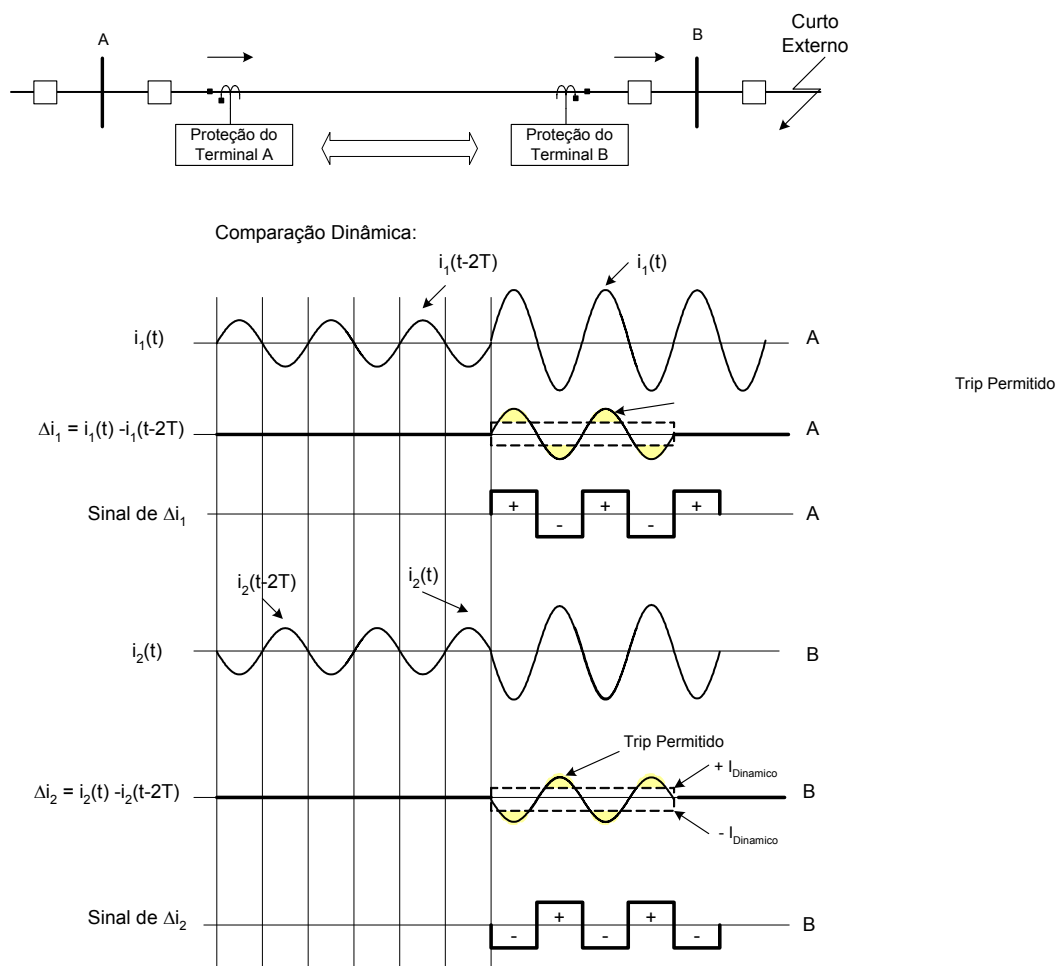


Figura 3.62 – Comparação de Fase para Curto Externo à LT. Proteção Digital.

O nível dinâmico da diferença de corrente pode ser atingido, mas as polaridades dessa diferença de corrente não são coincidentes, e assim não haverá trip.

Deve-se observar que, pelo fato de haver filtragem anterior, a componente DC é eliminada antes dessa comparação dinâmica.

Todo esse processo de se comparar polaridades das diferenças de corrente é feito para que a proteção continue a operar corretamente, tanto para curtos internos como para curtos externos, mesmo com saturação de TC's em ambas as extremidades da LT.

Esse tipo de sofisticação só foi possível com o advento da proteção digital, como mostrou o exemplo.

3.9 FUNÇÃO ONDAS TRAFEGANTES

Qualquer distúrbio numa Linha de Transmissão se propaga como uma Onda Trafegante sobre a linha. Isto é, a alteração de um estado normal de operação para um estado em curto-circuito num determinado ponto se faz sentir quase instantaneamente no Sistema (por exemplo, nas duas extremidades da Linha) pela **propagação de ondas de surto** da tensão de curto circuito e da corrente de curto circuito.

Isto é, o abaixamento de tensão e a corrente de curto-circuito que aparecem nas extremidades ocorrem em função da onda de surto gerado pelo distúrbio que se propaga e chega quase instantaneamente nas duas extremidades.

R = Ponto de instalação do Relé

F = Ponto de Ocorrência da Falta

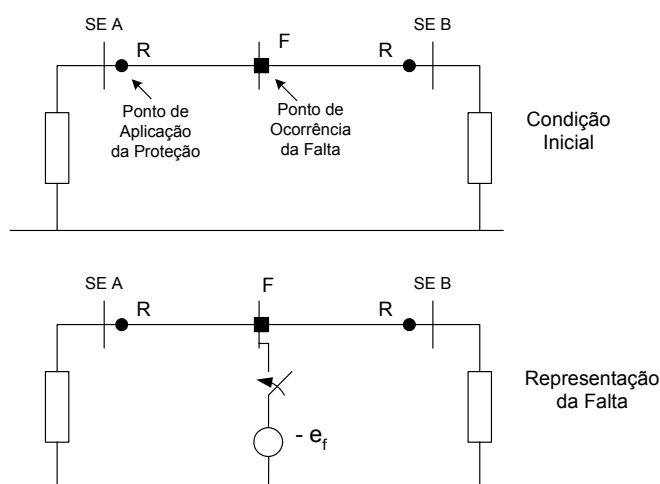


Figura 3.63 – Ocorrência de Falta gerando onda de surto.

O curto-circuito representado pelo fechamento da chave se propaga ao longo da linha de transmissão e se faz sentir nas extremidades.

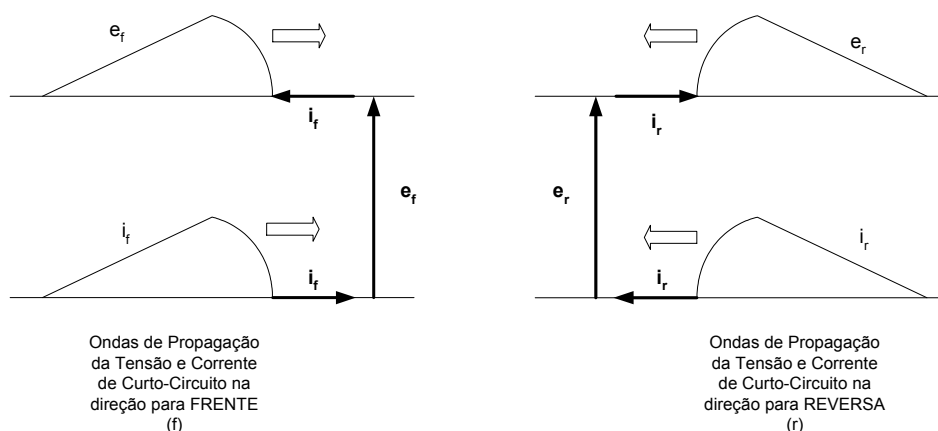


Figura 3.64 – Ondas de Propagação para Frente e na direção Reversa.

A velocidade da propagação depende da Indutância e Capacitância por unidade, da linha. Para se ter uma idéia, para valores típicos de L e C, a velocidade calculada para uma linha trifásica está em torno de

$$v = 2,8 \times 10^5 \text{ km/s}$$

Isto é, 280.000 km/s (quase a velocidade da luz). Esta velocidade depende da impedância de surto da Linha (dependente do L e do C) que está em torno de 800 ohms.

A função de proteção conhecida como de "ondas trafegantes" é concebida para detectar e medir as citadas ondas e pode ser de dois tipos:

- De detecção de direção das Ondas Trafegantes.
- De detecção de direção das Ondas e da distância até o ponto de Falta.

Deteção de Direção

Com a tecnologia do passado, se detectava a direção da onda de propagação que chega ao terminal através da utilização de conversores, detectores ou supressores de frequência, amplificadores e outros dispositivos adequados. Era possível distinguir condições de curto-circuito no sentido direcional e na direção reversa. Através da comparação direcional nas duas extremidades da linha (usando recursos de telecomunicações) se determinava se o curto-circuito era interno ou externo à linha protegida.

Cálculo de Distância

Era também possível medir as diferenças de tempo entre várias reflexões de ondas trafegantes no terminal e calcular a distância do ponto de medição até o ponto de falta F.

Este tipo de função de proteção de "Ondas Trafegantes" é mais complexo e inclui também a determinação da direção. Sua vantagem é a facilidade de aplicação, de modo semelhante aos relés de distância.

Experiência de utilização

Este tipo de proteção surgiu nos anos 70. Apesar de ter uma boa concepção quanto ao princípio de funcionamento, talvez em decorrência da tecnologia existente na época para detecção e medição a proteção não teve, de modo geral, um desempenho satisfatório.. Considerando também o aspecto custo x benefício, as proteções convencionais quanto à concepção prevaleceram e esta proteção caiu em desuso.

Uso da Tecnologia Digital

Apenas agora, com o uso da tecnologia digital microprocessada, a implementação desse tipo de função está sendo retomada, com o uso de algoritmos e sistemas especiais de aquisição de dados (alta frequência).

3.10 FUNÇÃO DIFERENCIAL

Na proteção de sistemas elétricos de potência, uma das funções mais utilizadas na proteção de equipamentos, máquinas, barras ou na proteção de linhas é a função DIFERENCIAL. Como o próprio nome indica, seu princípio de funcionamento baseia-se na comparação entre grandezas (ou composição de grandezas) que entram no circuito protegido e grandezas de mesma natureza que saem do circuito protegido.

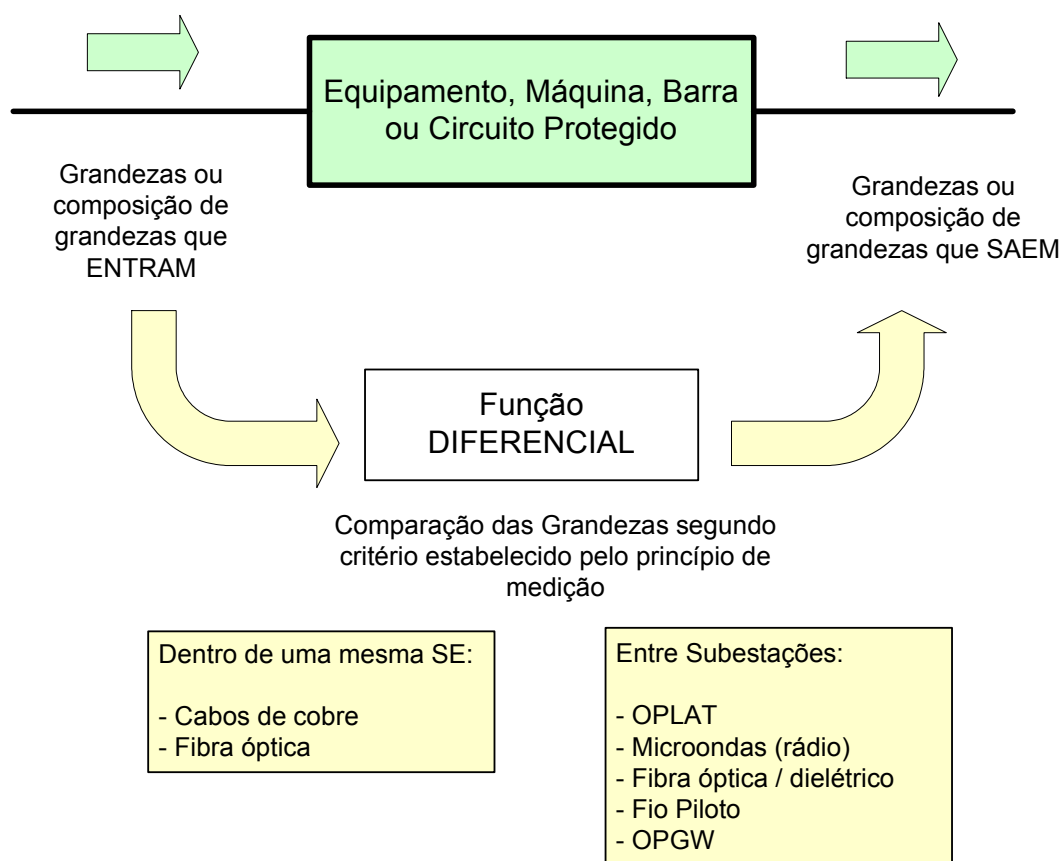


Figura 3.65 – Princípio da Proteção Diferencial

No caso de se apurar diferença entre grandezas comparadas, descontando-se os aspectos esperados das condições de contorno como erros de TC's, defasamentos angulares e diferenças de potencial entre os lados comparados, pode-se concluir quanto à existência de anormalidade no componente protegido.

A função DIFERENCIAL é utilizada na proteção de transformadores, equipamentos de compensação reativa, máquinas rotativas, sistemas de barramentos, cabos e linhas de transmissão.

3.10.1 Requisitos de uma Proteção Diferencial

Os seguintes são os requisitos básicos de qualquer proteção diferencial:

- Deve considerar os efeitos de erros de precisão nos TC's e TC's auxiliares utilizados para conexão da proteção.
- Deve manter a estabilidade (não atuar) para curto-circuito externo à área protegida, mesmo com saturação de TC.
- Deve manter a estabilidade para correntes de magnetização transitória (energização) quanto aplica a transformadores de potência.
- Deve ter rápida atuação para curto-circuito interno, mesmo para aquelas faltas de baixa corrente.

3.10.2 Proteção de Transformador (87T)

É o caso específico onde se compara correntes medidas em níveis de tensão diferentes e com defasamentos introduzidos pelo tipo de conexão do transformador protegido. Portanto as correntes devem ser devidamente condicionadas antes da medição da diferença entre as correntes de um lado e do outro. Os seguintes aspectos devem ser considerados:

- a) As correntes primárias em ambos os lados do transformador são inversamente proporcionais aos respectivos níveis de tensão.
- b) Uma conexão estrela - triângulo introduz defasamento (geralmente) de $+ 30^\circ$ ou $- 30^\circ$ entre as tensões do lado primário e do lado secundário.

Utiliza-se TC's acrescidos ou não de TC's auxiliares com relações de transformação diferentes e escolhidas de tal modo que compensem a relação de transformação do transformador.

Utilizam-se conexões de TC's ou de TC's auxiliares que compensem o defasamento introduzido pela tipo de conexão do transformador protegido.

3.10.2.1 Estabilidade para Carga e para Curto-circuito Trifásico Externo

A figura a seguir mostra um exemplo de conexão de proteção diferencial para um transformador de potência Delta / Estrela Aterrada, que leva em consideração o mencionado, analisado para o caso de carga normal ou curto-circuito trifásico externo.

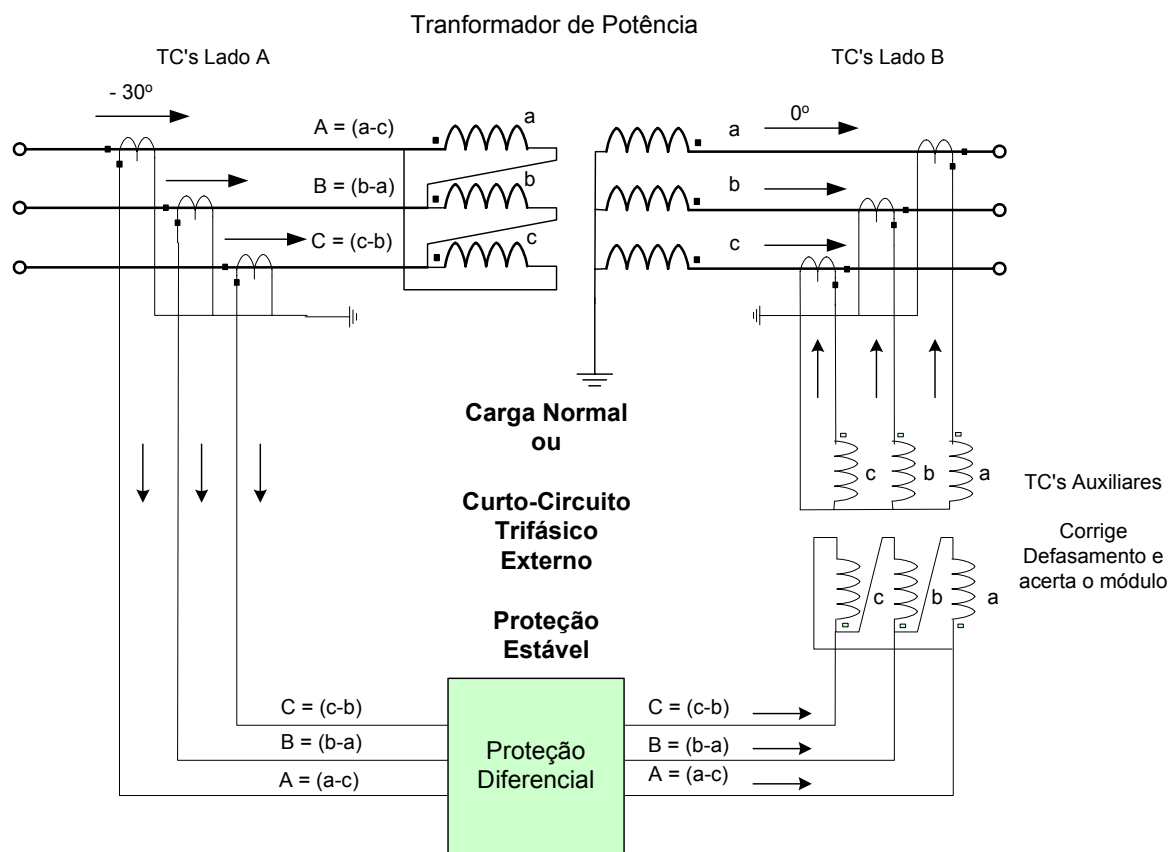


Figura 3.66 – Correção de Módulo e de Ângulo antes da medição pela Proteção Diferencial

Para condição de carga normal, as correntes que entram e saem da proteção diferencial (em cada fase) necessitam ser iguais entre si, em módulo e ângulo.

Os TC's auxiliares corrigem o defasamento angular da corrente do lado B. Tanto os TC's principais como os TC's auxiliares têm relações de transformação escolhidas de tal modo que o relé compara correntes iguais em condição normal de operação.

Nestas condições o relé é estável para carga e para curto-circuito trifásico externo à zona de proteção. Note que a zona de proteção da proteção diferencial é delimitada pelos TC's principais. Qualquer curto-circuito dentro da zona de proteção implicará em atuação da proteção diferencial.

Diz-se que a proteção diferencial é inerentemente seletiva, uma vez que a seletividade depende apenas da localização da falta, se dentro ou fora da área de proteção diferencial.

3.10.2.2 Estabilidade para Curto-circuito Fase-Terra Externo

A figura a seguir mostra o mesmo transformador, com as mesmas conexões, analisado para o caso de um curto circuito fase-terra externo. Sendo a falta externa à área protegida, a proteção deve permanecer estável.

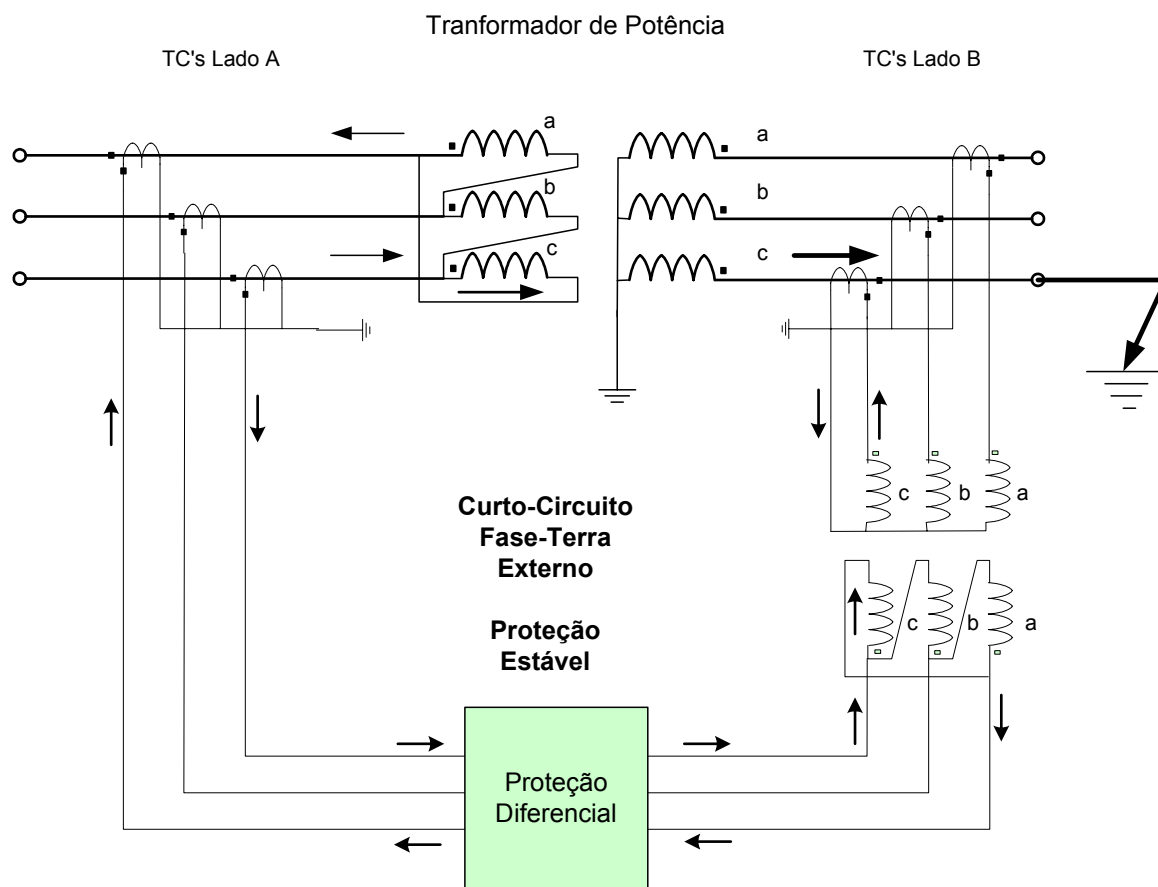


Figura 3.67 – TC's Auxiliares reproduzem no lado secundário o defasamento do transformador protegido

Observa-se que os **TC's auxiliares estão com polaridades e conexões exatamente iguais aos do Transformador de Potência protegido**. Isso permite que, quando de um curto circuito fase-terra externo, a proteção diferencial tenha correntes iguais, em módulo e ângulo, sendo comparadas.

3.10.2.3 Bloqueio para Corrente de Seqüência Zero

O uso de TC's auxiliares no lado secundário com polaridades e conexões exatamente iguais ao do transformador de potência protegido permite a estabilidade para qualquer tipo de curto-circuito externo.

Essa providência pode ter **um outro tipo de compreensão**, quando se analisa a situação de um curto circuito fase-terra externo em termos de **componentes simétricos**.

O mesmo caso anterior pode ser representado através de componentes simétricos como mostra a figura seguinte:

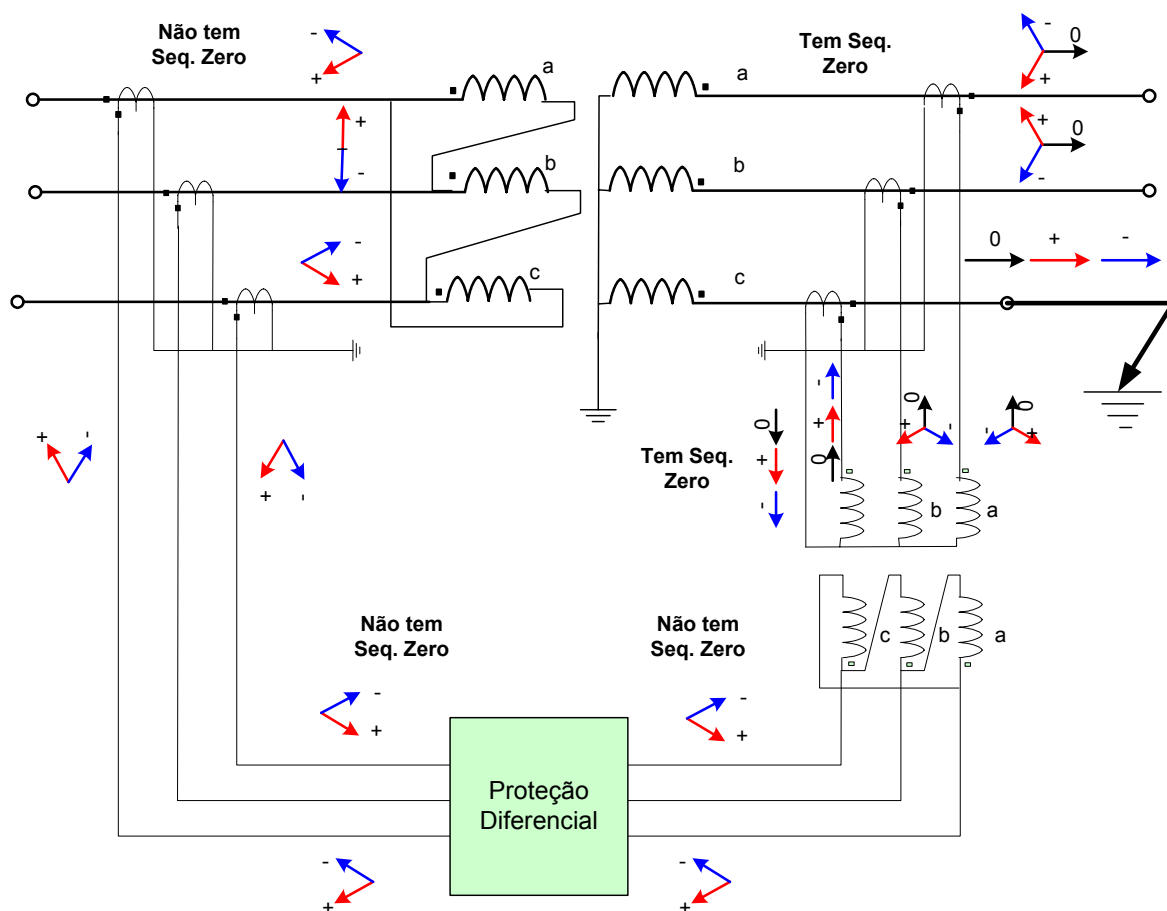


Figura 3.68 – A Conexão Delta dos TC's Auxiliares Bloqueia a Sequência Zero

Observa-se em termos de componentes simétricos que, da mesma maneira que ocorre para o transformador de potência, a conexão Delta nos TC's auxiliares é um circuito aberto para a componente de corrente de sequência Zero.

No transformador de potência não há corrente de sequência Zero do lado delta. Assim, as correntes que chegam na proteção diferencial através dos TC's do lado A não possuem componente de sequência zero.

Portanto, **deve haver um Delta nos TC's do lado B do transformador**, seja nos TC's principais ou nos TC's auxiliares (como na figura), para que não chegue corrente de sequência zero na proteção diferencial pelo lado B – caso contrário, não haveria estabilidade para a proteção diferencial para curtos à terra externos ao transformador.

Regra Prática:

- No lado Delta do Transformador de Potência, os TC's devem ser conectados em estrela aterrada.

- No lado Estrela Aterrada do Transformador de Potência: Tem que haver uma conexão Delta no circuito dos TC's.

Regra Prática:

- Seja através dos TC's principais ou através dos TC's auxiliares, deve-se representar no circuito dos TC's (lado secundário – cablagem) a mesma conexão com as mesmas polaridades do Transformador de Potência protegido (lado primário – potência).

3.10.2.4 Caso de Relés Digitais

Os relés de proteção de transformadores de tecnologia digital possuem função diferencial (87T), que realizam, para cada entrada de corrente, a função de “TC's auxiliares”, que permite adequar as conexões (estrela – delta ou estrela – estrela) e corrigir as relações de transformação. Isto é feito digitalmente, não havendo mais necessidade de dispositivos físicos. A vantagem é a grande flexibilidade, precisão (evita erros que podiam chegar a 10%) e economia.

3.10.2.5 Configurações Mais Frequentes

As configurações mais frequentes para proteção diferencial de transformadores são mostradas nas figuras a seguir.

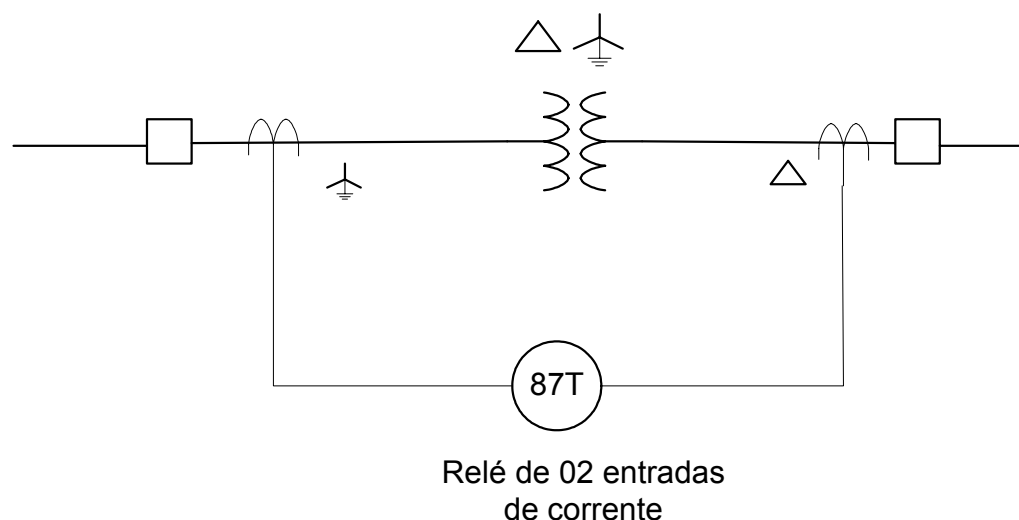


Figura 3.69 – Transformador de Dois Enrolamentos

Observe a conexão estrela aterrada para os TC's do lado de Delta e conexão delta do lado de estrela aterrada do Transformador de Potência. A necessidade ou não de TC's auxiliares dependerá das relações de transformação dos TC's principais.

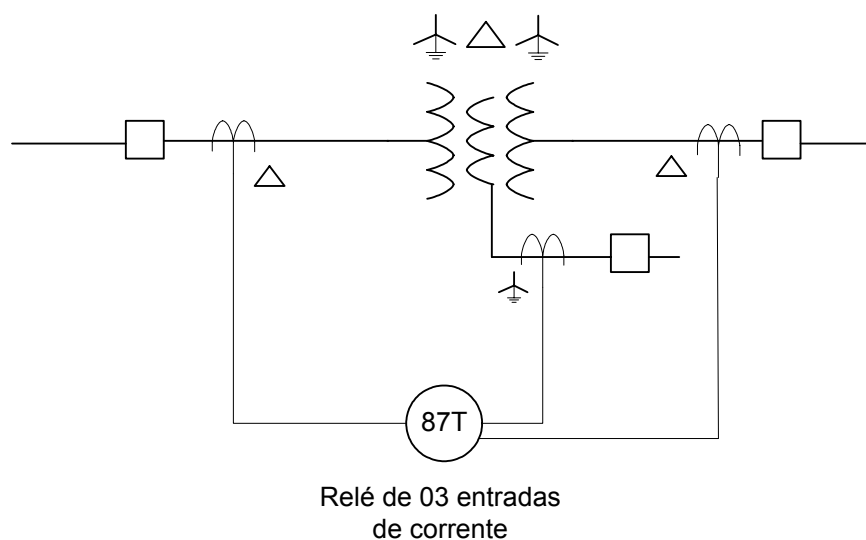


Figura 3.70 – Transformador de Três Enrolamentos

Observa-se que neste caso a proteção diferencial deve possuir três entradas de corrente. A soma das três correntes é que permitirá a verificação de existência de corrente diferencial (curto-circuito dentro da área de proteção).

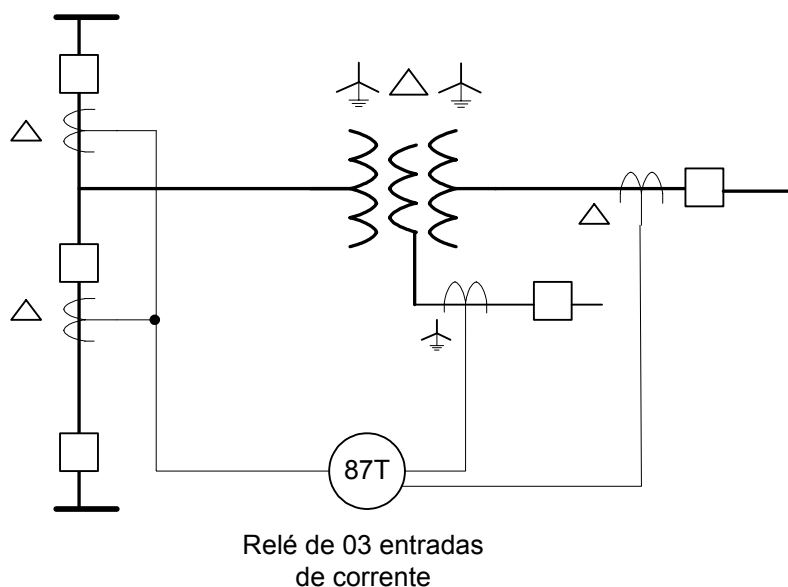


Figura 3.71 – Transformador de Três Enrolamentos em configuração disjuntor e meio

Verifica-se neste caso que há soma de correntes do lado do esquema “disjuntor e meio” através da conexão em paralelo dos lados secundários dos TC’s do vão. A conexão de TC’s em paralelo para barras “disjuntor e meio” ou em “anel” é uma prática muito comum.

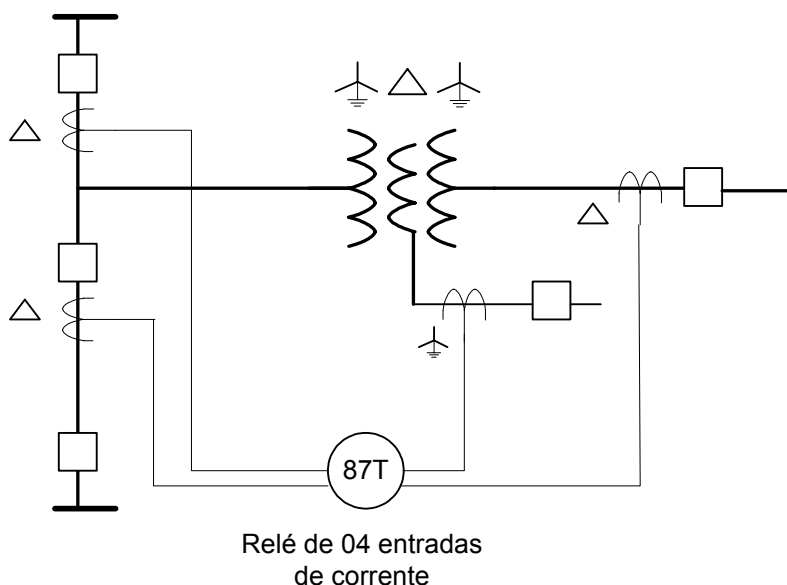


Figura 3.72 – Transformador de Três Enrolamentos com relé de 4 entradas de corrente.

Relés de proteção de transformadores, com função diferencial associadas a 04 entradas de corrente começaram a surgir recentemente. Alguns usuários especificam entradas de corrente separadas para os dois TC's do lado do disjuntor e meio, pois preferem não usar TC's em paralelo.

Deve-se mencionar, entretanto, que a prática de conectar TC's em paralelo pelo lado secundário é uma prática difundida em todo o mundo. Não se tem registrado, na prática, dificuldades quanto a este aspecto.

3.10.3 Proteção de Reator “Shunt” e de Máquinas Rotativas

Neste caso não há transformação de nível de tensão e a corrente que flui nos dois lados do equipamento protegido como reator, motor ou gerador é a mesma (lado da linha e lado do neutro). Assim sendo não há dificuldades como aqueles mencionados para o caso de transformador, como a adequação de defasamentos ou correção de módulos.

Utiliza-se TC's de mesma relação em ambos os lados, de preferência.

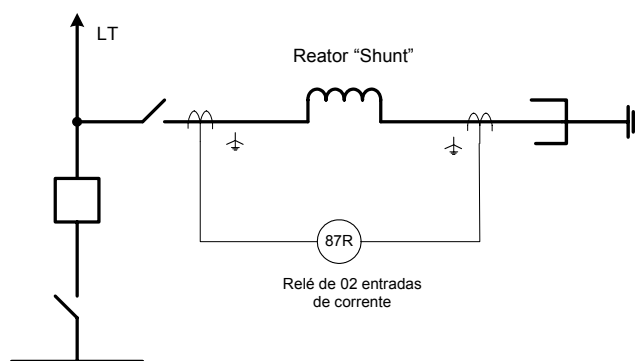
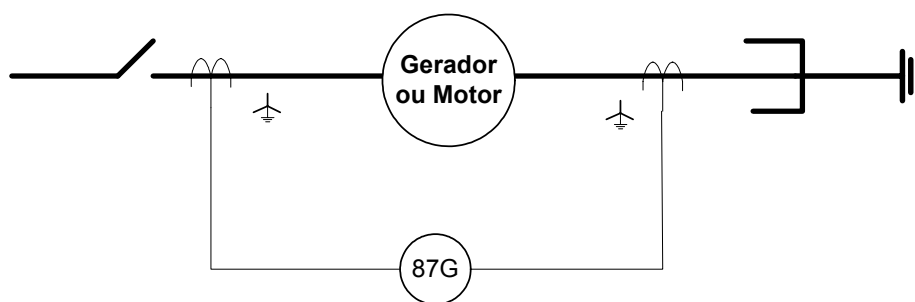


Figura 3.73 – Reator Shunt



Relé de 02 entradas de corrente

Figura 3.74 – Gerador ou Motor

3.10.4 Proteção de Barras ou Sistema de Barramentos (87B)

A proteção considera todos os terminais que chegam ou saem da barra ou do sistema de barramentos, adquirindo os valores respectivos de corrente através de TC's, que estão todos no mesmo nível de tensão. Eletricamente a barra corresponde a um nó e a proteção diferencial faz a verificação de "Kirschhoff" para ver se há falta interna ou não.

Para a maior parte das proteções disponíveis, a preferência é que todos os TC's tenham a mesma relação de transformação. Para modernos relés digitais pode-se fazer o condicionamento dos dados de cada TC (através de "TC's auxiliares digitais") e há muito mais flexibilidade quanto a este aspecto.

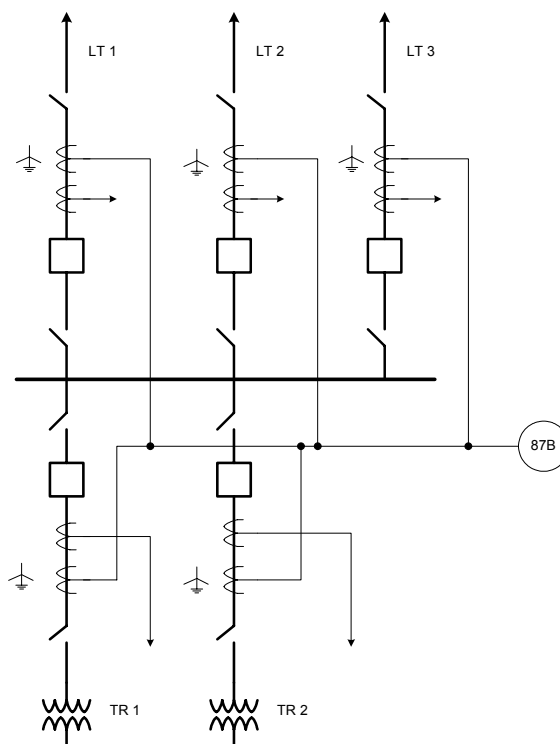


Figura 3.75 – Barra

3.10.5 Proteção de Linhas Aéreas ou Linha de Cabos (87L)

As correntes das duas extremidades da linha de transmissão são comparadas através do uso de um meio de comunicação que une as duas subestações. Parece evidente que esse meio de comunicação deve ser de alta confiabilidade quanto ao desempenho, de alta velocidade. Também a segurança desse meio de comunicação é um aspecto importante considerando que esse meio de comunicação pode passar por ambientes não controlados e relativamente expostos.

Esse é o aspecto que faz com que a proteção diferencial de linha de transmissão seja tratada de modo diferenciado do caso de equipamentos ou barras que estão confinados em ambientes de subestações.

Com o advento da tecnologia de comunicação através de fibra óptica, geralmente associada a cabo pára-raio (OPGW), tem havido grande impulso na aplicação da função diferencial para linhas.

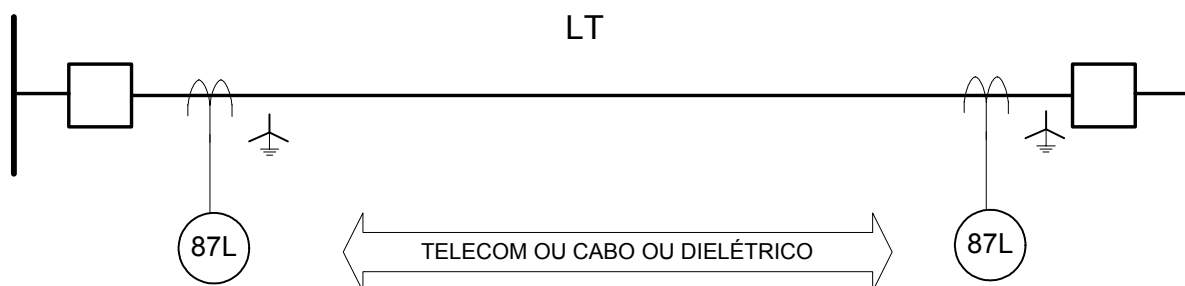


Figura 3.76 – Linha

3.10.6 Tipos Básicos de Função Diferencial

3.10.6.1 Simples Balanço de Corrente

Uma proteção que utilizasse um simples relé de sobrecorrente para medir a corrente diferencial seria chamada de “simples balanço de corrente”. A corrente diferencial seria a soma de todas as correntes medidas com base numa referência única (polaridades coerentes):

$$I_{\text{Diferencial}} = \sum (I_A + I_B + I_C + \dots I_X)$$

Observa-se que mesmo em condições normais de carga, sem curto-circuito, haveria corrente diferencial devido a erros nos TC's. Chamando de I_A a corrente que “entra” num trecho protegido e I_B a corrente que “sai”, a corrente diferencial (I_d) seria:

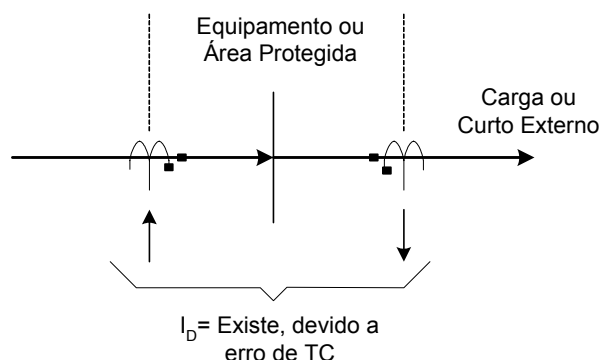


Figura 3.77 – Corrente Diferencial

Em condição normal de carga, o erro pode não ser muito grande, mas numa condição de curto circuito, esse erro seria amplificado.

Assim, esse relé de sobrecorrente que mediria I_D teria que ser ajustado com um valor alto, o que impediria que a proteção tivesse sensibilidade para curtos internos de baixa corrente.

Esse esquema de simples balanço de corrente foi tentado apenas nos primórdios da tecnologia de Proteção (primeira metade do século 20), ou adotado apenas em esquemas improvisados na falta de outros melhores.

3.10.6.2 Diferencial Percentual

O chamado princípio “diferencial percentual” tem a finalidade de permitir uma proteção sensível para curtos-circuitos internos à área protegida, apresentando, ao mesmo tempo, uma boa estabilidade para curtos-circuitos externos, mesmo com erros de transformação nos TC's (em condição de curto pode chegar a 10% cada TC). O princípio está ilustrado na figura a seguir:

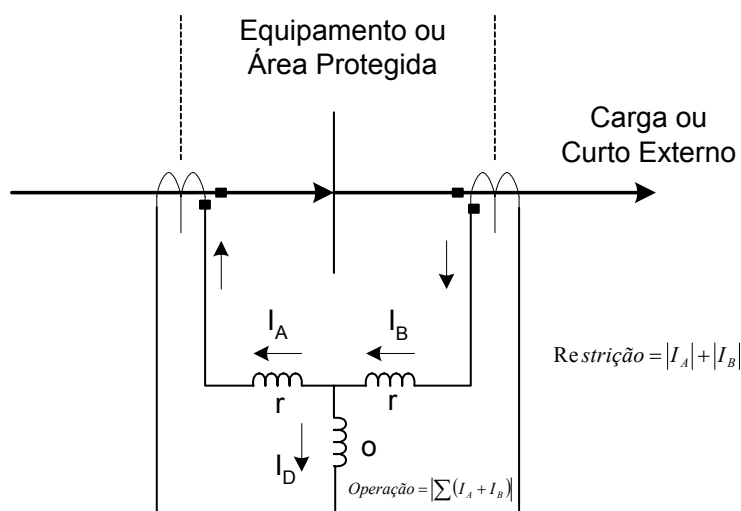


Figura 3.78 – Diferencial Percentual

As correntes $|I_A| + |I_B|$ nas bobinas de **restrição (r)** tendem a RESTRINGIR a atuação do relé. A corrente diferencial $(I_A + I_B)$ pela bobina de **operação (o)** tende a OPERAR o relé e é ajustado num valor percentual com relação à restrição.

Para um curto externo, com grande corrente diferencial, a restrição também seria grande, com o valor percentual da corrente diferencial não atingindo o valor de atuação. Para um curto interno, a restrição continuaria grande, mas percentualmente a corrente diferencial seria grande, e a proteção atuaria. Num gráfico, teríamos:

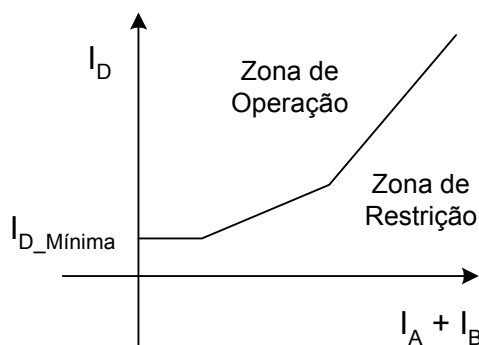


Figura 3.79 – Característica da Proteção Diferencial Percentual

O princípio Diferencial Percentual é muito utilizado para proteção de todos os tipos de equipamentos e também para barras.

Esse princípio que era tradicionalmente implementado para as proteções eletromecânicas e estáticas, continua sendo implementado também para as proteções de tecnologia digital.

Em condição onde há possibilidade de saturação total de um TC (em sistemas de EAT próximos a grandes Usinas Geradoras), a proteção diferencial, entretanto, poderia apresentar problema.

3.10.6.3 Diferencial de Alta Impedância

A chamada proteção de “alta impedância” é indicada onde há possibilidade de saturação completa de TC e se deseja, mesmo assim, estabilidade da proteção diferencial para curto-circuito externo à área protegida.

Seu princípio de funcionamento se baseia nas seguintes premissas:

- Quando um TC está totalmente saturado, o seu circuito secundário pode ser representado por um valor resistivo, sem imposição de corrente pelo seu lado primário.
- A corrente diferencial resultante da situação percorre o circuito diferencial e também o circuito secundário desse TC saturado.

Nessas condições, haveria uma divisão de corrente, em circuitos resistivos. A figura a seguir ilustra o mencionado:

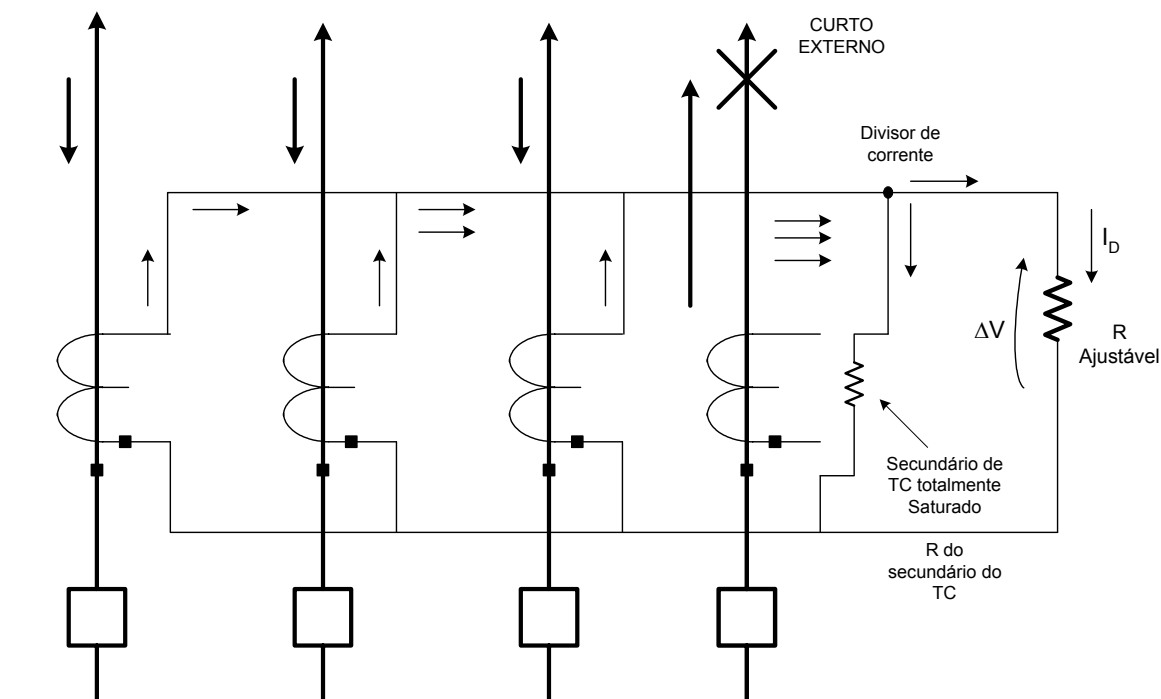


Figura 3.80 – Princípio da Proteção de Alta Impedância

Instala-se uma resistência ajustável no circuito diferencial, de modo que a tensão através desse circuito diferencial tenha um determinado valor para um TC totalmente saturado como mostrado na figura.

Se a proteção for ajustada para operar com **valor** $> \Delta V$, então ela será estável para curto externo, mesmo com um TC totalmente saturado. Para ajuste dessa proteção há necessidade de se conhecer:

- Valor das resistências dos cabos secundários dos TC's até a proteção (adota-se a maior resistência).
- Valor da resistência do secundário do TC (valor de fábrica).

Para curto interno à área protegida, a possibilidade de saturação de TC é mínima. Então haverá grande corrente diferencial e a tensão será sempre maior que o ΔV ajustado.

Esse tipo de proteção é muito utilizado para proteção de barras e também de reatores ou transformadores.

3.10.6.4 Diferencial Restrita de Terra

Uma proteção diferencial que mede apenas a corrente residual dos circuitos dos TC's (correspondente à corrente de terra), chama-se Proteção Diferencial Restrita de Terra ("REF – Restricted Earth Fault"). Geralmente é aplicada a um enrolamento de Transformador (desde que seja enrolamento estrela – aterrada). A figura a seguir mostra um esquema típico:

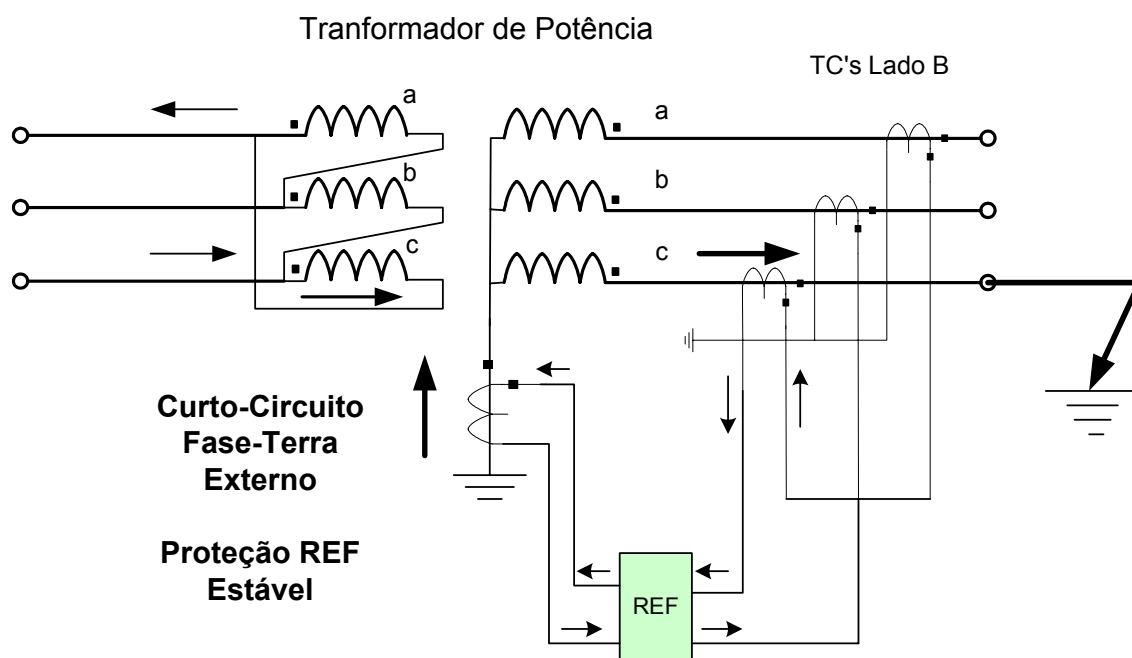


Figura 3.81 – Diferencial Restrita de Terra

Observa-se que é uma proteção exclusivamente para **curtos à terra no enrolamento** protegido. O princípio de medição pode ser de "alta impedância" ou "elemento direcional".

É utilizado, geralmente, quando se deseja maior sensibilidade para curtos à terra no enrolamento. Modernas proteções diferenciais de tecnologia digital apresentam, quase sempre, elementos REF para proteção de enrolamentos do tipo estrela-aterrada de transformadores de potência (uso opcional).

3.11 FUNÇÃO DE SOBRECARGA TÉRMICA

Uma proteção de sobrecarga, seja de equipamento, máquina rotativa ou de cabos ou linhas tem a ver, sempre, com a temperatura que pode chegar o componente protegido em função de carga excessiva.

Qualquer equipamento ou instalação não se aquece instantaneamente em função de carga excessiva. Para um determinado degrau de corrente, para mais, a temperatura desse componente variará exponencialmente em função da sua constante de tempo de aquecimento.

A figura a seguir mostra o conceito de constante de tempo para o aquecimento de um corpo homogêneo, para uma variação exponencial:

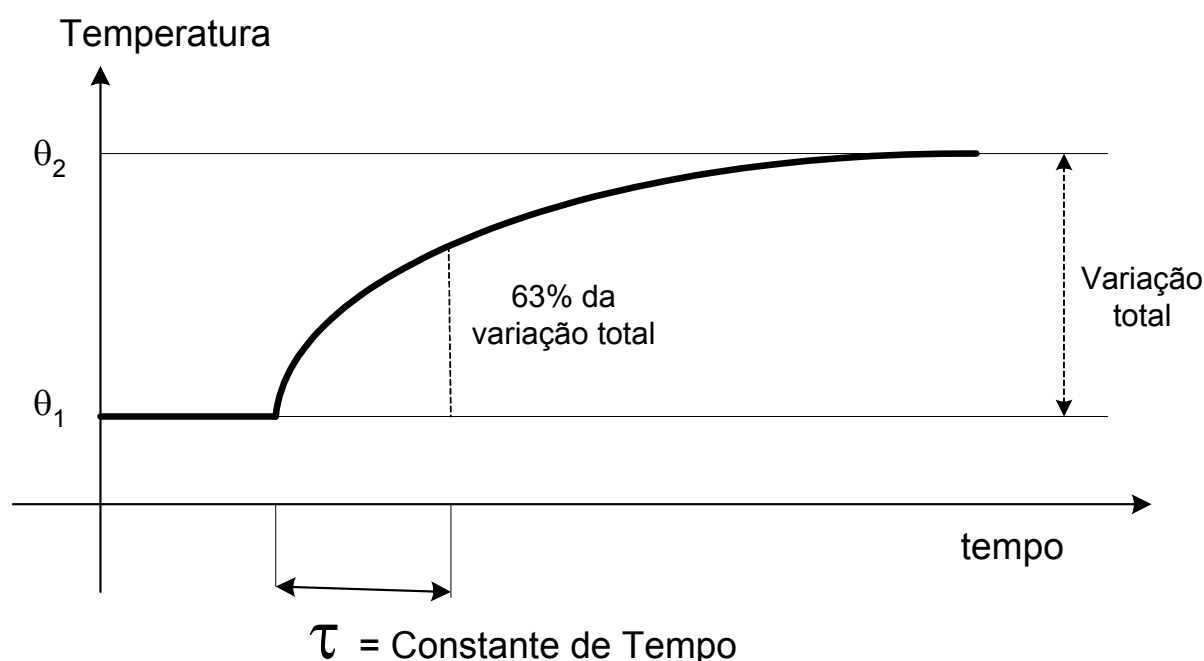


Figura 3.82 – Definição de Constante de Tempo de Aquecimento

Uma proteção de sobrecarga (proteção térmica – Código 49) deve, portanto, emular as condições de aquecimento do componente protegido em função da corrente através desse componente.

No passado, procurou-se construir relés térmicos com tecnologia eletromecânica que, através de dissipadores térmicos (alumínio), tentavam simular a constante de tempo do equipamento protegido. Mas esses dispositivos nunca conseguiram prover uma boa proteção para sobrecarga. Eram viáveis apenas para alguns tipos de motores. A figura a seguir mostra o esquema de um relé térmico com tecnologia eletromecânica:

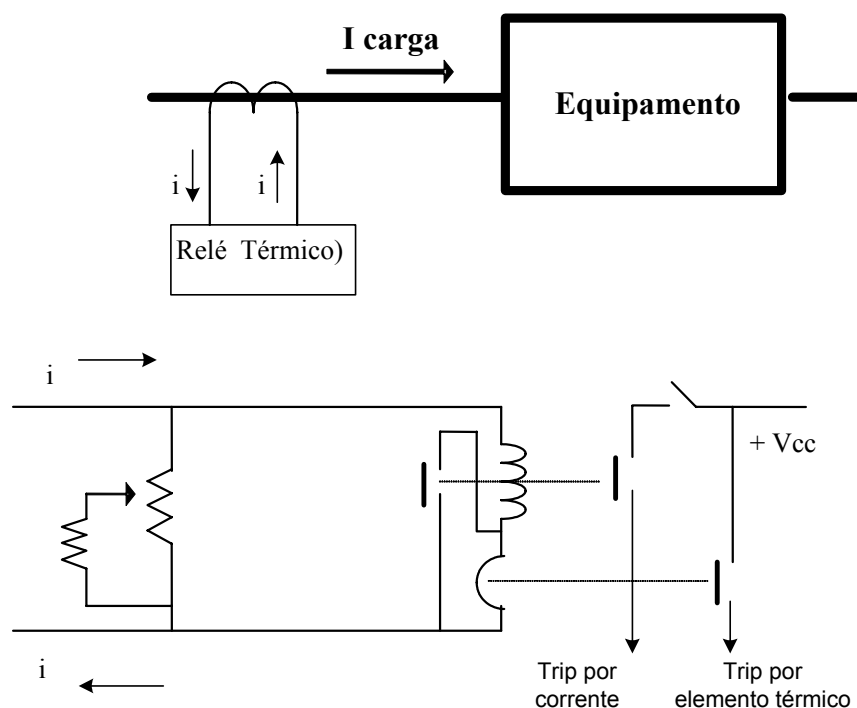


Figura 3.83 – Esquema de Relé Térmico com Tecnologia Eletromecânica

Para transformadores de potência, por exemplo, não se utilizavam esses tipos de relés eletromecânicos por absoluta falta de compatibilidade quanto às características térmicas. Assim para transformadores, por muitos anos, confiava-se nos dispositivos intrínsecos como a Imagem Térmica e os termômetros de óleo e de enrolamento.

Modernas Proteções Digitais

A tecnologia digital tornou possível, através de algoritmos específicos, a emulação de constantes de tempo de aquecimento e demais parâmetros associados ao aquecimento de transformadores, máquinas girantes, cabos e linhas.

Assim, modernos relés possuem a função 49 de “Sobrecarga Térmica” para ser devidamente aplicada na detecção de aquecimentos provocados por sobrecargas, o que passa a ser uma opção de utilização não existente num passado recente. Baseiam-se na modelagem de uma réplica térmica com base na corrente de carga. O calor gerado, por exemplo, em cabo ou transformador é função do tipo $I^2 \cdot R \cdot t$, isto é, proporcional à corrente ao quadrado. O quadrado da corrente é integrado no tempo, para modelagem.

Assim, os diversos fabricantes nos seus diversos relés de proteção digitais apresentam possibilidade de modelagem térmica do equipamento ou instalação a proteger contra temperaturas elevadas causadas por sobrecarga.

A grande dificuldade no uso dessa função está na determinação da constante de tempo e demais parâmetros (relacionados a normas) do componente protegido.

Exemplo: Proteção de sobrecorrente da série 7SJ600 da Siemens

A função 49 provê trip ou alarme baseado no cálculo do modelo térmico a partir da medição da corrente de fase. Há duas opções: uma característica que não considera a condição de carga prévia e outra que considera.

Para a opção que não considera a condição de carga prévia:

Atuação para $I \geq I_L$ (I_L = corrente de carga máxima)

Tempo de atuação: $t = \frac{35}{\left(\frac{I}{I_L}\right)^2 - 1} \cdot T_L$ Onde I é a corrente de sobrecarga e T_L o

multiplicador para constante de tempo (ajustável). Nota-se que o tempo depende de uma relação que envolve constante de tempo de aquecimento e também a corrente ao quadrado.

Faixa de Pick-up $I_L/I_N = 0,4$ a $4,0$

Multiplicador de Tempo = 1 a 120 s.

Para a opção que considera a condição de carga prévia:

Nessa opção, mais sofisticada e que procura se aproximar mais do comportamento de um equipamento, a função 49 efetua cálculos constantemente, atualizando o modelo térmico do componente protegido, independentemente do valor da corrente de fase. O tempo de atuação é calculado de acordo com:

$$t = 35,5 \cdot T_L \cdot \ln \frac{\left(\frac{I}{k \cdot I_N}\right)^2 - \left(\frac{I_{Pre}}{k \cdot I_N}\right)^2}{\left(\frac{I}{k \cdot I_N}\right)^2 - 1}$$
 Onde T_L é o multiplicador para constante de tempo

(ajustável), k é um fator que depende da Norma IEC 255-8 (relativo ao equipamento protegido), I_N é a corrente nominal do equipamento, I_{Pre} a corrente de carga prévia, I a corrente de sobrecarga.

$k = 0,40$ a $2,00$ de acordo com a Norma.

Constante de Tempo $\tau_{TH} = 35,5 \cdot T_L = 1,0$ a $999,9$ minutos.

$\theta_{Alarme} / \theta_{Trip} = 50$ a 99%

Fator de prolongamento específico para motor $k_t = 1,0$ a $10,0$

A característica de atuação pode ser mostrada num gráfico t (minutos) em função de $\frac{I}{k.I_N}$ para vários ajustes de constante de tempo de aquecimento.

Enfim, o exemplo mostra que se procura modelar termicamente o equipamento protegido, o que implica em conhecer a constante de tempo de aquecimento e os limites térmicos definidos pela norma que norteou a fabricação desse equipamento.

Exemplo: Proteção de sobrecorrente P122 da Alstom

Também essa proteção apresenta mesma conceituação e uma modelagem semelhante ao exemplo anterior envolvendo constante de tempo de aquecimento, constante k , corrente de carga máxima, corrente em condição de sobrecarga, corrente de pré carga, etc.

A característica térmica de um cabo, um banco de capacitores, um transformador a seco, etc. é dada pela expressão:

$$\exp(-t/\tau) = \frac{[I^2 - (k.I_{Plena})^2]}{I^2 - I_{Pré}^2}$$

Onde:

$t =$	tempo para trip após início da sobrecarga.
$\tau =$	constante de tempo de aquecimento ou esfriamento
$I =$	corrente de carga / sobrecarga
$k =$	fator associado a fórmula (constante), depende de norma/fabricante. Se $k = 1,05$, então a instalação ou equipamento suporta Continuamente $< 1,05 \cdot I_{Plena}$.
$I_{Plena} =$	Corrente de Plena Carga (norma ou fabricante)
$I_{Pré} =$	Corrente previamente existente, antes da sobrecarga

Mais fácil estimar constante de tempo de aquecimento para transformadores secos, reator com núcleo a ar, banco de capacitores, linhas aéreas e barras (isto é, equipamentos ou instalações sem óleo de refrigeração), A tabela a seguir mostra um exemplo de valores aproximados e típicos de constantes de tempo de aquecimento:

Instalação	Constante de tempo em minutos
Transformador Seco até 400 kVA	40
Transformador Seco entre 400 e 800 kVA	60 a 90
Reator de Núcleo a Ar	40

Instalação	Constante de tempo em minutos
Banco de Capacitores	10
Linhas Aéreas	10
Barras	60
Cabo blindado ou isolado a Polipropileno (150 mm ² 66 kV)	60
Cabo blindado ou isolado a Polipropileno (150 mm ² 33 kV)	40

O relé utiliza a seguinte fórmula matemática para atuação:

$$t_{TRIP} = T_e \cdot \ln \left[\frac{|K^2 - \theta^2|}{|K^2 - \theta_{TRIP}^2|} \right]$$

Onde:

t_{TRIP} = Tempo para trip

T_e = Constante de tempo térmica (segundos)

K = Sobrecarga térmica = $\frac{I_{equiv}}{k \cdot I_\theta}$

I_{equiv} = Corrente de carga / sobrecarga. No relé, a maior corrente de fase.

k = fator associado à fórmula do estado térmico.

I_θ = corrente a plena carga da mesma fórmula do estado térmico

θ^2 = Estado térmico inicial (Exemplo, se 30%, então $\theta^2 = 0,3$)

θ_{TRIP}^2 = Estado térmico do trip (Exemplo, se 100%, então $\theta_{TRIP}^2 = 1,0$)

A proteção calcula o estado térmico a cada 100 ms através da expressão:

$$\theta_{t+1} = \left(\frac{I_{Equiv}}{k I_{\theta>}} \right)^2 \cdot \left[1 - \exp\left(-\frac{t}{T_e}\right) \right] + \theta_t \cdot \exp\left(-\frac{t}{T_e}\right)$$

3.12 FUNÇÃO DE FREQUÊNCIA (81)

As funções de sobre-frequência e sub-frequência são utilizadas tanto para condições específicas do sistema elétrico (proteção sistêmica) como para proteção de máquinas sensíveis à baixas ou altas frequências. Exemplos:

- Esquemas de rejeição de carga, para condição de sub-frequência, no sentido de tentar salvar o sistema quando de perturbações com excesso de carga e falta de geração.
- Esquemas de controle de emergência para ilhamentos em condições específicas, também no sentido de salvar parte do sistema quando de perturbações.
- Proteção de máquinas girantes, térmicas, que são sensíveis a altas ou baixas frequências.
- Alternativa elétrica para proteção contra sobre-velocidade de máquinas geradoras.

São conectados aos lados secundários dos TP's.

3.13 FUNÇÃO FALHA DE DISJUNTOR

Trata-se de uma função que tem a finalidade de detectar falha de abertura de disjuntor quando de um comando automático de desligar. O disjuntor é parte integrante do sistema de proteção, sendo que sua função é, através do seu desligamento, isolar o componente ou trecho sob falha ou sob anormalidade.

No caso de ocorrência de não desligamento quando de um comando dado por uma proteção, haverá necessidade imediata de desconectar outros disjuntores cujos circuitos alimentam diretamente o disjuntor defeituoso. Estes outros disjuntores podem estar na mesma subestação ou em uma subestação remota.

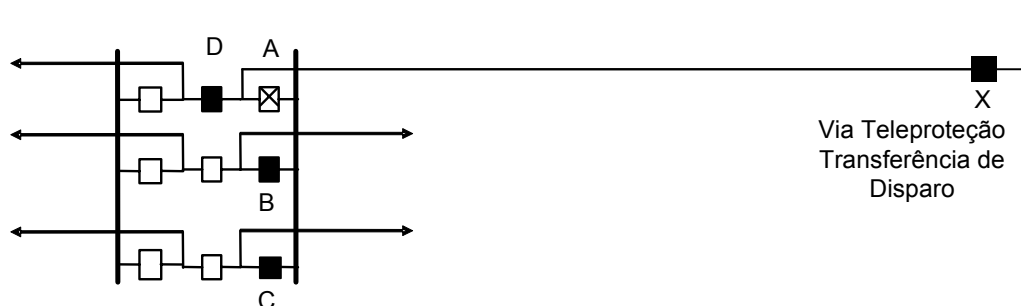


Figura 3.84 – Esquema Falha de Disjuntor. Exemplo 01.

Na figura acima, ocorrendo falha de abertura do disjuntor A, o esquema desliga os disjuntores D, B e C da subestação e transmite sinal de disparo para o disjuntor X da subestação remota.

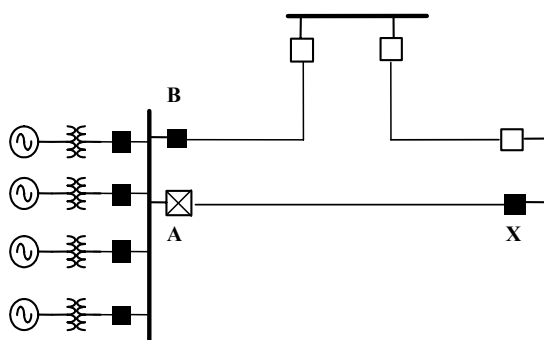


Figura 3.85 – Esquema Falha de Disjuntor. Exemplo 02.

Na figura acima, ocorrendo falha de abertura do disjuntor A, o esquema desliga os disjuntores de todas as máquinas geradoras e o disjuntor B da subestação e transmite sinal de disparo para o disjuntor X da subestação remota.

Observa-se que a configuração dos disjuntores influi diretamente nas conseqüências da falha de um disjuntor. A configuração mais favorável entre os mostrados nos exemplos é aquela denominada “disjuntor e meio”, que preserva, em grande parte, a continuidade do serviço.

3.13.1 Esquema de Falha de Disjuntor

A figura a seguir mostra a conexão dos sensores de sobrecorrente de uma proteção de falha de disjuntor, sendo um sensor (50BF) para cada disjuntor:

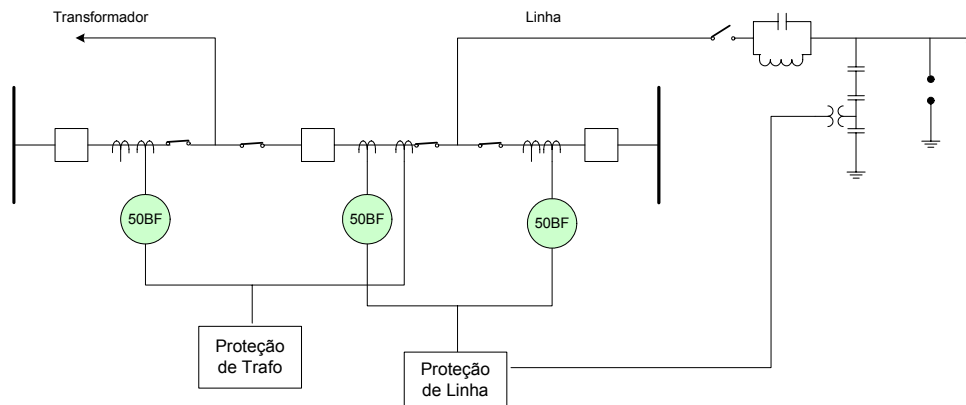


Figura 3.86 – Falha de Disjuntor. Conexão dos sensores por disjuntor.

Para cada disjuntor é configurado um esquema, semelhante ao mostrado na figura a seguir:

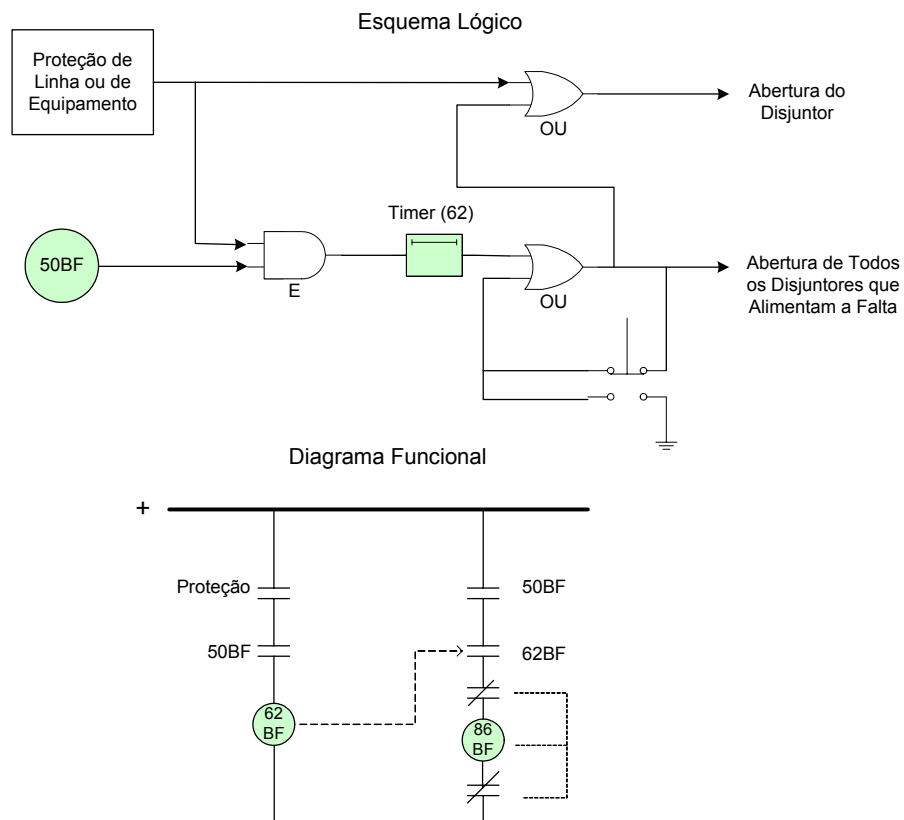


Figura 3.87 – Falha de Disjuntor. Esquema Lógico e Funcional.

Após a atuação da proteção, desde que o sensor de corrente 50BF ainda detecte a existência de falta (disjuntor não abriu), conta-se um tempo através do temporizador 62BF (geralmente 0,3 s) e aciona-se o esquema de desligamentos na subestação e a transferência direta de sinal para o disjuntor da outra extremidade (ser for o caso).

No caso de proteção de transformador ou de reator, há possibilidade de atuação de proteção do mesmo para faltas insipientes ou por dispositivo de proteção inerente. Neste caso, não haveria corrente suficiente para acionar o sensor 50BF. Nesses casos se utiliza uma variação do esquema anterior, acrescentado contato tipo NA (tipo a) do disjuntor supervisionado, conforme mostra o esquema a seguir:

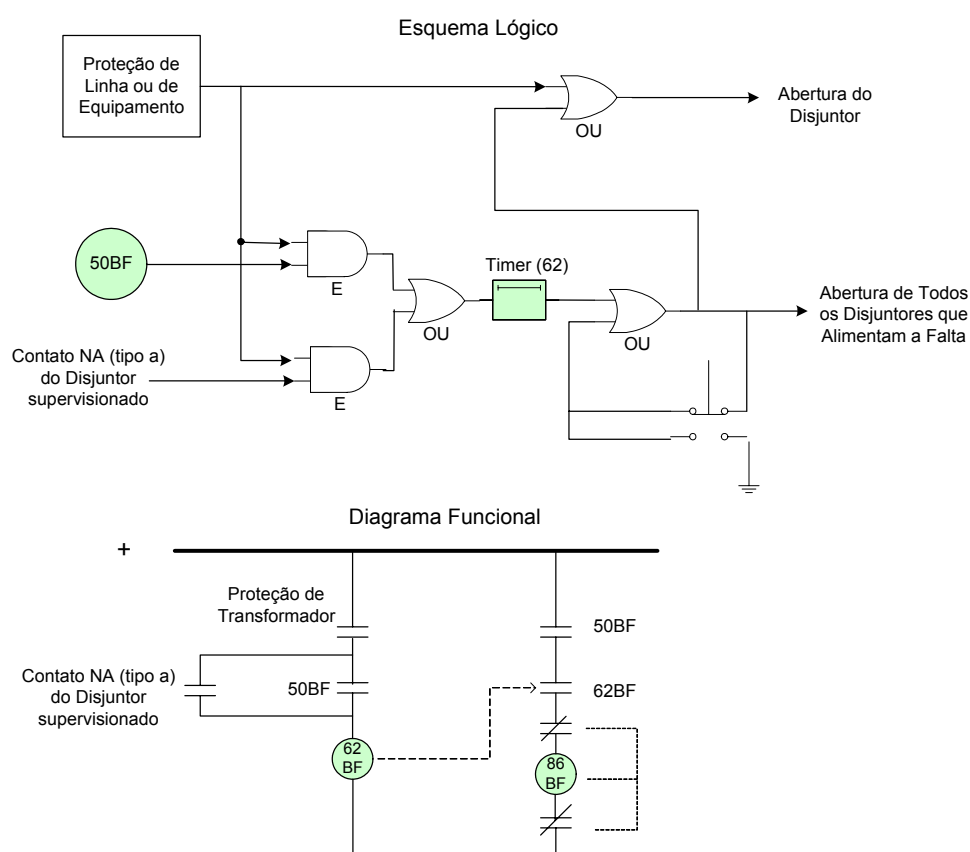


Figura 3.88 – Falha de Disjuntor. Esquema Lógico e Funcional para Transformador ou Reator.

3.13.2 O Sensor de Corrente 50BF

É sempre desejável que o sensor de corrente 50BF detecte correntes de fase e também de terra, para que o mesmo tenha sensibilidade suficiente para curtos à terra com baixa corrente.

Para linhas de transmissão há necessidade de haver segregação de fases para o sensor 50BF, isto é, tenha um para cada fase, de modo que a eventual falha de disjuntor seja discriminada por fase. Isso é necessário para linhas onde se deseja utilizar esquema de religamento automático monopolar.

A unidade 50BF necessita ser ajustado de tal modo que detecte todas as condições de curto circuito que possam estar associadas ao disjuntor respectivo. Em algumas instalações, essas correntes podem ser inferiores à corrente de carga (para sensores de fase). Neste caso, pode-se até manter esses ajustes inferiores à carga, portanto com o elemento 50BF constantemente atuado em condição de carga.

3.14 FUNÇÃO RELIGAMENTO AUTOMÁTICO E FUNÇÃO CHECK DE SINCRONISMO.

3.14.1 Função Religamento Automático (79)

Trata-se de uma função que tem a finalidade de acionar, automaticamente, o fechamento do disjuntor desligado pela proteção, após temporização ajustável.

O religamento automático é possível e é altamente desejável para o caso onde a falta é do tipo “fugitivo”, isto é, um curto circuito que se extingue uma vez desligada a linha (por exemplo, “flash-over” em cadeia de isoladores devido a descarga atmosférica).

Para caso de falta do tipo “permanente”, isto é, um curto-circuito que é provocado por falha na linha que exige intervenção da manutenção, uma tentativa de religamento automático pode ocorrer, mas haverá nova atuação da proteção e o disjuntor será aberto definitivamente.

A função de religamento automático (79) é utilizada então para:

- Linhas de Transmissão e Subtransmissão Aéreas.
- Circuitos Primários de Distribuição.

O esquema de religamento automático é implementado segundo esquema mostrado a seguir:

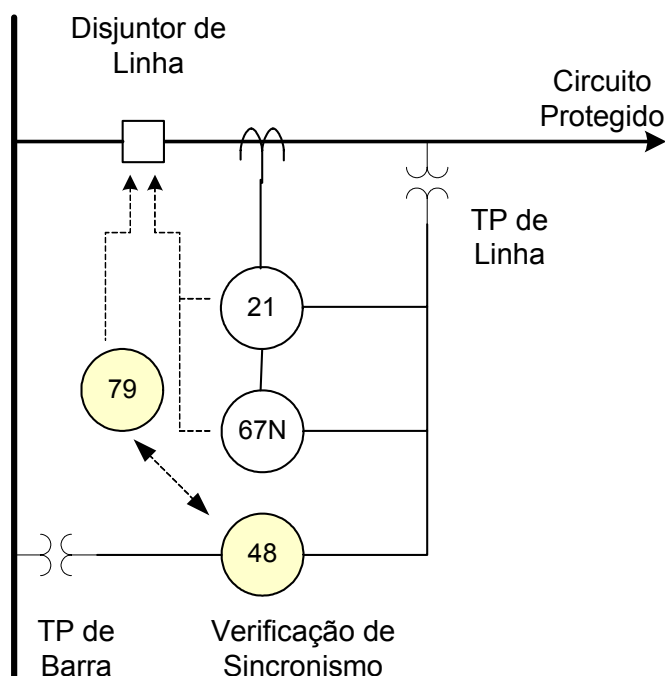


Figura 3.89 – Religamento Automático com Check de Sincronismo. Diagrama Unifilar

O processo de religamento automático é iniciado pela atuação da proteção de linha, conforme ilustrado na figura a seguir:

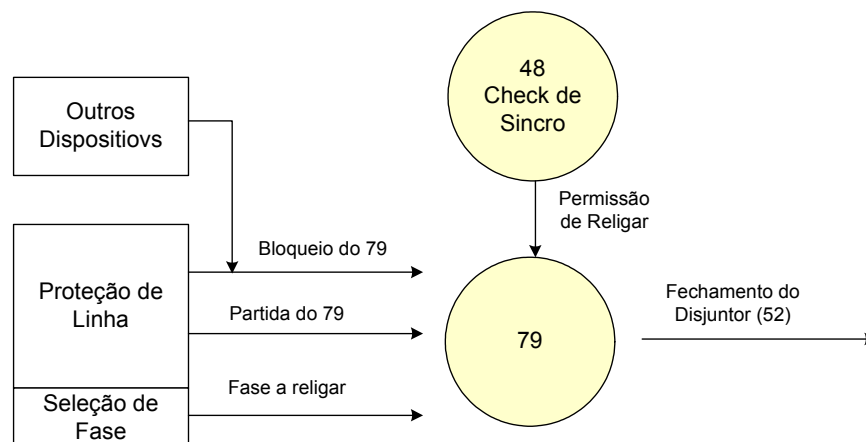


Figura 3.90 – Religamento Automático. Sinais de Controle.

O religamento deve ocorrer para:

- Faltas internas na linha de transmissão protegida.
- Atuação da proteção principal (ou alternada) na primeira zona ou pela Teleproteção.
- Todos os tipos de falta na linha (ou para alguns tipos, a escolher – ajustável).

O religamento não deve ocorrer para:

- Faltas externas à linha, com atuação da proteção de retaguarda.
- Para atuação de outras proteções como falha de disjuntor e diferencial de barra.
- Para atuações temporizadas da proteção principal.

Pode-se ajustar (através do circuito de bloqueio do 79) para que o religamento automático não ocorra, por exemplo, para faltas trifásicas ou bifásicas. Depende da filosofia adotada para a linha ou pela empresa usuária.

No caso de religamento automático monopolar, a proteção é que irá determinar a fase a desligar e conseqüentemente selecioná-la para religamento, informando a função 79.

Quando ocorre curto-circuito diferente do tipo fase-terra, o desligamento será tripolar e, dependendo do esquema, poderá haver tentativa de religamento tripolar.

O esquema a seguir mostra as temporizações envolvidas e ilustra a terminologia empregada:

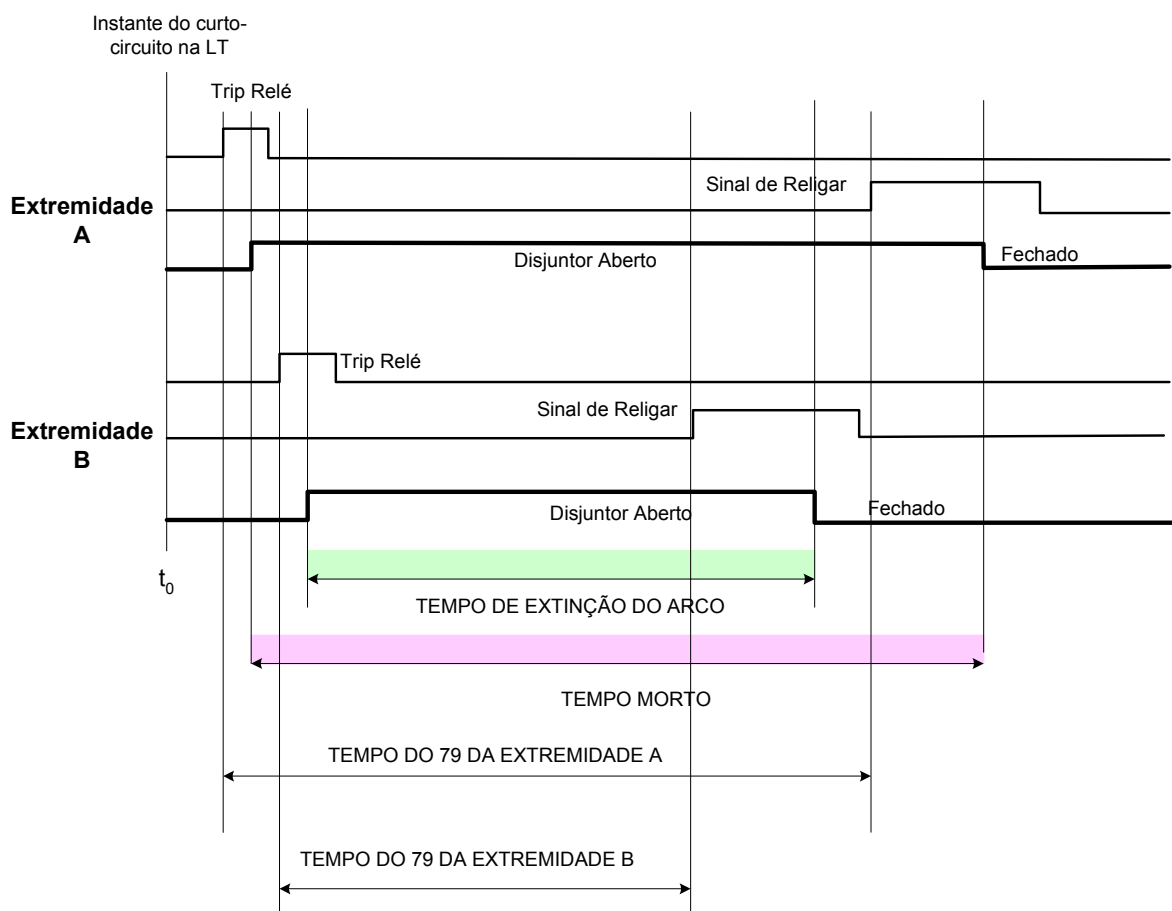


Figura 3.91 – Temporizações envolvidas no Religamento Automático

Tempo Morto

Tempo em que a linha de transmissão ou alimentador de distribuição fica sem transportar energia.

Tempo de Extinção de Arco

Tempo em que a linha de transmissão ou alimentador de distribuição fica sem tensão.

Tempo de Religamento Automático

Tempo da função 79, desde o instante do acionamento (pela atuação) da proteção até o instante do comando de fechamento do respectivo disjuntor.

3.14.2 Função Check de Sincronismo (48)

A função (48), de verificação de sincronismo, é utilizado quando de **religamento automático tripolar** e executa um dos seguintes itens, dependendo de uma chave seletora:

- Permite religamento com tensão na linha e sem tensão na barra (linha viva / barra morta).
- Permite religamento com tensão na barra e sem tensão na linha (linha morta / barra viva).
- Permite religamento com tensão em ambos os lados, com:
 - Verificação da diferença de módulos das tensões comparadas (ajustável).
 - Verificação do ângulo de fase entre as tensões comparadas (ajustável).
 - Verificação do escorregamento (diferença de frequência) entre as tensões comparadas (ajustável).

Como mostrado na figura 3.89, as informações de tensão da linha e da barra (ambos os lados do disjuntor a religar) devem chegar à função.

3.15 CÓDIGOS DA NORMA ANSI

Número de Dispositivo	Definição e Função	Original em Inglês
1	Elemento Mestre – Dispositivo de iniciação como uma chave de controle, relé de tensão, etc. que serve para colocar um equipamento em operação, seja diretamente ou indiretamente através de dispositivos de permissão como relés de proteção ou temporizadores.	Master Element.
2	Relé temporizador para partida ou fechamento , cuja função é permitir uma temporização intencional antes ou após qualquer ponto de operação numa seqüência de chaveamento ou sistema de proteção por relés, exceto as funções 48, 62 e 79 descritos a seguir.	Time-delay starting or closing relay.
3	Relé de verificação ou intertravamento , que opera em resposta à posição de uma quantidade de outros dispositivos (ou a um número de condições pré – determinadas), em um equipamento, para permitir uma seqüência de procedimento operativo, para parar ou para providenciar uma verificação da posição daqueles dispositivos ou daquelas condições, para qualquer propósito.	Checking or interlocking relay.
4	Contator Mestre – Dispositivo geralmente controlado pelo Dispositivo número 1 ou equivalente, e os requeridos dispositivos de permissão ou dispositivos de proteção, que serve para fechar ou abrir os necessários circuitos de controle para colocar um equipamento em operação sob as condições desejadas, e para colocá-lo fora de operação sob outras condições, inclusive condições anormais.	Master contactor.
5	Dispositivo de parada – Dispositivo de controle usado primordialmente para colocar um equipamento fora de operação (“shut down”) e mantê-lo fora de operação. [O dispositivo pode ser atuado manual ou eletricamente, mas exclui a função de travamento elétrico em condições anormais – Vide dispositivo número 86].	Stopping device.
6	Disjuntor de partida – Dispositivo cuja principal função é conectar uma Máquina à sua fonte de partida.	Starting circuit breaker.
7	Disjuntor de anodo – É aquele usado nos circuitos de anodo de um retificador de potência, com o propósito principal de interromper o circuito retificador quando de uma ocorrência de fenômeno de “arc back”.	Anode circuit breaker.
8	Dispositivo de desconexão de potência de controle – Dispositivo de desconexão - como uma chave faca, disjuntor ou chave fusível de expulsão – usado para conectar ou desconectar as fontes de energia de controle para e da barra de controle ou equipamento. Nota: Inclui-se como “potência de controle” a potência auxiliar que alimentam instalações como pequenos motores e aquecedores.	Control power disconnecting device.

9	Dispositivo de reversão – Utilizado para reverter o campo de uma máquina ou para executar qualquer outra função de reversão.	Reversing device.
10	Chave de seqüência de unidade – Usada para mudar a seqüência na qual unidades podem ser colocadas ou retiradas de serviço, em equipamentos multi-unidades.	Unit sequence switch.
11	Reservado para futuras aplicações.	
12	Dispositivo de sobre-velocidade. É usualmente uma chave de velocidade, diretamente conectado em máquina rotatória.	Over-speed device.
13	Dispositivo de velocidade síncrona. Como uma chave de centrífuga, um relé de frequência, um relé de tensão, um relé de sub-corrente ou qualquer outro tipo de dispositivo que opera aproximadamente à velocidade síncrona de uma máquina.	Synchronous-speed device.
14	Dispositivo de sub-velocidade. Funciona quando a velocidade de uma máquina cai abaixo de um valor pré-determinado.	Under-speed device.
15	Dispositivo de velocidade ou frequência. Dispositivo para emparelhar e manter a velocidade ou a frequência de uma máquina ou de um sistema, igual ou aproximadamente igual a de uma outra máquina, fonte ou sistema.	Speed or frequency device.
16	Reservado para futuras aplicações.	
17	Chave de Descarga ou de “Shunting” – Serve para abrir ou fechar um circuito de “shunting” em uma peça ou instalação (exceto resistor), como por exemplo o campo de uma máquina, a armadura de uma máquina, um capacitor ou um reator. Nota: Não inclui dispositivos de “shunt” como aqueles necessários para o processo de partida de uma máquina através de dispositivos 6 ou 42 ou equivalentes, e também exclui o dispositivo 73 que serve para chaveamento de resistores.	Shunting or discharge switch.
18	Dispositivo de Aceleração ou Desaceleração. Usado para fechar ou causar o fechamento de circuitos para aumentar ou diminuir a velocidade de uma máquina.	Accelerating or decelerating device.
19	Contator de Transição Entre os Estados de Partida e o de Regime. Dispositivo que opera para iniciar ou causar a transferência automática de uma máquina do estado de partida para o estado de regime.	Starting-to-running transition contactor.
20	Válvula operada eletricamente. Uma válvula de controle de fluido, operada, monitorada ou controlada eletricamente.	Electrically operated valve.

21	Relé de Distância. Dispositivo que funciona quando a admitância, impedância ou reatância de um circuito aumenta ou diminui além ou aquém de um limite pré-determinado.	Distance relay.
22	Disjuntor Equalizador – Disjuntor que serve para controlar ou inserir ou desinserir o equalizador, ou conexões de balanceamento de corrente para o campo de uma máquina, ou para equipamento de regulação numa instalação multi unidades.	Equalizer circuit breaker.
23	Dispositivo de Controle de Temperatura. Funciona para elevar ou diminuir a temperatura de uma máquina ou outra instalação, ou de qualquer meio, quando a temperatura caia abaixo ou suba acima de um valor pré-determinado.	Temperature control device.
24	Reservado para futuras aplicações.	
25	Dispositivo de Sincronização ou Verificação de Sincronismo. Opera quando dois circuitos de Corrente Alternada estão dentro de limites desejados de frequência, ângulo de fase ou tensão, para permitir ou para causar o paralelismo desses dois circuitos.	Synchronizing or synchronism-check device.
26	Dispositivo Térmico. Funciona quando a temperatura de um campo shunt ou de um enrolamento amortecedor de uma máquina, ou de um resistor de divisão de carga, ou de um líquido, ou de outro meio excede um valor pré-determinado. Ou se a temperatura da instalação protegida, como um retificador de potência ou qualquer meio decaia abaixo de um valor pré-determinado.	Apparatus Thermal Device.
27	Relé de Sub-Tensão. É um dispositivo que funciona em um dado valor de subtensão.	Undervoltage relay.
28	Detector de Chama. Dispositivo que monitora a presença de uma chama piloto em instalação como turbina a gás ou gerador de vapor.	Flame detector.
29	Contator de Isolação. Usado expressamente para desconectar um circuito de outro em condições de operação em emergência, de manutenção ou de testes.	Isolating contactor.
30	Relé Anunciador. Dispositivo de reset não automático, que dá uma quantidade de indicações visuais separadas, para atuações de proteções, que podem, inclusive, ser arranjos para funções de bloqueio.	Annunciator relay.
31	Dispositivo Separado de Excitação. Conecta um circuito como o campo shunt de um conversor síncrono, para uma fonte de excitação separada, durante uma equência de partida. Ou energiza os circuitos de excitação e ignição de um retificador de potência.	Separate excitation device.

32	Relé Direcional de Potência. Funciona com um valor desejado de potência fluindo em uma determinada direção. Ou quando de reversão de potência em um retificador de potência resultante de “arc back” em circuitos de anodo ou catodo.	Directional power relay.
33	Chave de Posição. Fecha ou abre contato quando o dispositivo principal ou peça de instalação, que não tem número de dispositivo, atinge uma dada posição.	Position switch.
34	Dispositivo Mestre de Sequenciamento. É um dispositivo, como por exemplo, uma chave multi-contato operado a motor ou equivalente, ou um computador, que estabelece ou determina a seqüência operativa dos dispositivos principais de um equipamento, durante partida ou parada, ou durante outras operações de chaveamentos seqüenciais.	Master sequence device.
35	Operador de Escova, ou Curto-circuitador de Anel de Escorregamento. Usado para elevar, abaixar ou deslocar as escovas de uma máquina, ou para curto circuitar seus anéis de escorregamento, ou para acoplar ou desacoplar os contatos de um retificador mecânico.	Brush-operating, or slip-ring-short-circuiting device.
36	Dispositivo de Polaridade ou Dispositivo de Tensão de Polarização. O dispositivo opera ou permite a operação de outro dispositivo em uma pré-determinada polaridade, ou verifica a presença de uma tensão de polarização em um equipamento.	Polarity or polarizing voltage device.
37	Relé de Subcorrente ou Subpotência. Funciona quando o fluxo de corrente ou potência diminui abaixo de um valor pré-determinado.	Undercurrent or underpower relay.
38	Dispositivo de Proteção de Mancal. Funciona quando de temperatura excessiva de mancal, ou outra condição mecânica anormal que possa resultar em temperatura excessiva.	Bearing protective device
39	Monitor de Condições Mecânicas. Dispositivo que funciona quando da ocorrência de condições mecânicas anormais, exceto aquelas associadas a.- função número 38 -, como por exemplo uma excessiva vibração, excentricidade, expansão, choque ou falha de selagem.	Mechanical condition monitor.
40	Relé de Campo. Funciona quando de uma dada anormalidade, valor baixo ou falha da corrente de campo da máquina, ou um valor excessivo de componente reativo na corrente de armadura de uma máquina, indicando excitação de campo anormalmente baixo.	Field relay.
41	Disjuntor de Campo. Disjuntor que funciona para aplicar, ou para remover, o campo de excitação de uma máquina.	Field circuit breaker.
42	Disjuntor “running”. Dispositivo cuja principal função é conectar uma máquina à sua fonte ou tensão de operação. Esta função pode também ser utilizada para um dispositivo como um contator, usado em série com um disjuntor ou outro meio de proteção, primordialmente para aberturas e fechamentos frequentes do circuito.	Running circuit breaker.

43	Chave de Transferência Manual ou Dispositivo Seletor Manual. Transfere circuitos de controle para modificar um plano de operação de equipamentos chaveados, ou de alguns dos dispositivos.	Manual transfer or selector device.
44	Relé de partida de seqüência de unidade – Usado para partir a próxima unidade disponível em um equipamento multi-unidades, quando de uma falha ou quando de uma indisponibilidade de unidade precedente.	Unit sequence starting relay
45	Monitor de Condições Atmosféricas (ambientais). Dispositivo que funciona quando da ocorrência de condição atmosférica anormal, como misturas explosivas, fumaça ou fogo.	Atmospheric condition monitor.
46	Relé de Corrente de Fase Reversa ou Balanço de Fase (Ou Relé de Seqüência Negativa). Funciona quando as correntes em um sistema polifásico estão em seqüência reversa, ou quando há desbalanço entre fases, ou quando há corrente de seqüência negativa acima de um dado limite.	Reverse phase, or phase-balance, current relay.
47	Relé de Tensão de Seqüência de Fase. Funciona quando de uma determinada quantidade de tensão polifásica, em uma seqüência de fase desejada.	Phase-sequence voltage relay.
48	Relé de Seqüência Incompleta. É um relé que geralmente faz com que o equipamento retorne a uma condição normal, ou desligada, e mantém o mesmo bloqueado, quando a seqüência normal de partida, de operação ou de parada não é completada dentro de um tempo pré-determinado. Se o dispositivo é utilizado para Alarme, pode ser designado como 48A.	Incomplete sequence relay.
49	Relé Térmico. Relé para máquina rotativa ou transformador, que funciona quando a temperatura da armadura da máquina ou outro enrolamento que conduz a corrente de carga excede um valor pré-determinado.	Thermal relay.
50	Relé de Sobrecorrente Instantâneo, ou Relé de Taxa de Elevação. É um relé que funciona instantaneamente quando de um valor excessivo de corrente, ou um valor excessivo na taxa de elevação de corrente, indicando assim uma falta no equipamento ou circuito protegido.	Instantaneous overcurrent, or rate-of-rise relay.
51	Relé de Sobrecorrente Temporizado (Corrente alternada). Relé de característica de tempo definido ou de tempo inverso, que funciona quando a corrente em um circuito excede um valor pré-determinado.	AC time overcurrent relay.
52	Disjuntor (Corrente Alternada). Dispositivo utilizado para fechar e para interromper um circuito de potência de corrente alternada sob condições normais, ou para interromper o circuito sob condições de falta ou emergência.	AC circuit breaker.
53	Relé de Excitatriz ou Gerador CC. É um relé que força a formação do campo de excitação durante a partida de uma máquina CC, ou que funciona quando a tensão da máquina tenha atingido um determinado valor.	Exciter or DC generator relay.

54	Reservado para futuras aplicações.	
55	Relé de Fator de Potência. Um relé que opera quando o fator de potência de um circuito CA cai abaixo ou sobe acima de um valor pré-determinado.	Power factor relay.
56	Relé de Aplicação de Campo. Relé que automaticamente controla a aplicação da excitação no campo de um motor CA num determinado ponto do ciclo de escorregamento.	Field Application Relay.
57	Dispositivo de Aterramento ou de Curto-Circuito. Dispositivo de chaveamento de circuito de potência (primário) que funciona para curto-circuitar ou aterrar um circuito em resposta a uma solicitação manual ou automática.	Short-circuiting or grounding device.
58	Relé de falha de retificação. Funciona quando de anormalidades em um ou mais anodos de um retificador de potência, ou quando de falha em diodo para conduzir ou bloquear propriamente.	Rectification failure relay.
59	Relé de Sobretenção. É um relé que funciona para um dado valor de sobretenção.	Overvoltage relay.
60	Relé de Balanço de Tensão ou Corrente. É um relé que opera para uma dada diferença em tensão, ou entrada ou saída de ou corrente de dois circuitos.	Voltage or current balance relay.
61	Reservado para futuras aplicações.	
62	Relé temporizado de parada ou abertura. Relé temporizador em circuitos de parada ou de operação de abertura, em uma sequência automática.	Time-delay stopping or opening relay
63	Chave de Pressão. Chave que opera para dados valores ou para uma dada taxa de variação de pressão.	Pressure switch.
64	Relé de Proteção de Terra. Relé que funciona quando de falha de isolamento de uma máquina ou de um transformador ou outro dispositivo para a Terra, ou quando há "flash-over" de uma máquina CC para a terra. Nota: Esta função é designada somente para um relé que detecta o fluxo de corrente de uma carcaça de máquina para a terra, ou de caixa ou estrutura de um dispositivo para a terra. Ou ainda relé que detecte terra anormal em um circuito normalmente isolado. Não é aplicado a relé conectado nos lados secundários de TC's.	Ground Protective relay
65	Distribuidor. Montagem de equipamentos de controle elétrico, mecânico ou de fluidos, usado para regular o fluxo de água, vapor ou outro meio para a turbina, para propósito de partida, de manutenção de velocidade, de tomada de carga ou parada.	Governor.
66		Notching or jogging device.
67	Relé de Sobrecorrente Direcional (Corrente alternada). Funciona para um valor desejado de corrente AC fluindo em uma direção pré determinada.	AC Directional Overcurrent Relay.

68	Relé de Esquemas de Bloqueio. Relé para esquemas “Blocking” de teleproteção, ou para bloquear “trip” ou religamento em condições de perda de sincronismo ..	Blocking relay.
69	Dispositivo de controle permissivo. É geralmente uma chave de duas posições operada manualmente que em uma posição permite o fechamento de um disjuntor ou a colocação em operação de um equipamento, e em outra posição não permite o fechamento do disjuntor ou a operação do equipamento.	Permissive control device.
70	Reostato. Dispositivo de resistência variável usado em circuito elétrico para diversos fins.	Rheostat.
71	Chave de Nível. Chave que opera para dados valores, ou dadas taxas de variação, de Nível.	Level switch.
72	Disjuntor CC. Usado para fechar ou interromper um circuito de potência em CC sob condições normais, ou para interromper o circuito em condições de falta ou emergência.	DC circuit breaker
73	Contator de Resistor de Carga. Usado para inserir , desinserir estágios ou partes de carga resistiva em circuitos elétricos.	Load-resistor contactor.
74	Relé de Alarme. Dispositivo diferente daquele definido para o número de função 30, que é usado para operar ou operar em conexão com, um alarme visual ou auditivo.	Alarm relay.
75	Mecanismo de mudança de posição. Mecanismo que é usado para mover um dispositivo principal de uma posição para outra.	Position changing mechanism.
76	Relé de Sobrecorrente de CC. Relé que atua quando a corrente em um circuito de corrente contínua excede um dado valor.	DC Overcurrent relay
77	Transmissor de Pulso. Usado para gerar e transmitir pulsos através de um sistema de telemetria ou de fio piloto para fins de indicação remota. Ou o dispositivo receptor.	Pulse transmitter.
78	Relé de Comparação de Fases ou Relé de Perda de Sincronismo. Relé que funciona comparando ângulos de fase ou para um determinado ângulo de fase entre duas tensões ou correntes AC.	Phase angle measuring or out-of-step protective relay.
79	Relé de Religamento Automático CA. Controla o religamento automático de um disjuntor.	AC Reclosing relay
80	Chave de Fluxo. Opera para dados valores ou uma dada taxa de variação de Fluxo.	Flow switch.
81	Relé de Frequência. Funciona para um valor pré determinado de frequência. Relé de sobre ou de subfrequência. Ou ainda relé de taxa de variação de frequência.	Frequency relay
82	Relé de Religamento Automático CC. Controla o fechamento e o religamento automático de um circuito em corrente alternada.	DC reclosing reláy
83	Relé de Controle Seletivo Automático ou Relé de Transferência. Relé que opera para selecionar automaticamente fontes ou condições num equipamento, ou executa operação de transferência de circuitos de forma automática.	Automatic selective control or transfer relay.

84	Mecanismo de Operação. Um completo mecanismo elétrico ou servo-mecanismo, incluindo motor de operação, solenóides, chaves de posição, etc. para mudança de taps, regulação ou qualquer outra peça similar que não tenha número de dispositivo.	Operating mechanism.
85	Receptor de Teleproteção. Relé que é operado por uma recepção de sinal remoto, para fins de proteção.	Receiver relay
86	Relé de Bloqueio. Relé eletricamente operado, com “reset” manual ou elétrico, que funciona para desligar e manter fora de serviço um equipamento de potência, na ocorrência de condições anormais.	Locking-out relay.
87	Relé de Proteção Diferencial. Relé que funciona comparando duas grandezas, de entrada e de saída de um equipamento ou circuito.	Differential protective relay
88	Motor auxiliar ou Motor Gerador. Usado para operar equipamentos auxiliares como bombas, excitatrizes, etc.	Auxiliary motor or motor generator.
89	Chave de Linha. Usado para interruptor de carga, ou chave de isolamento em um circuito de potência CA ou CC, quando este dispositivo é eletricamente operado ou tem acessórios elétricos como uma chave auxiliar, trava magnética, etc.	Line switch
90	Dispositivo de Regulação. Funciona para regular uma quantidade ou quantidades como tensão, corrente, potência, velocidade, frequência, temperatura e carga a um certo valor ou entre certos limites.	Regulating device.
91	Relé Direcional de Tensão. Relé que opera quando a tensão através de um disjuntor ou contator aberto excede um dado valor numa dada direção.	Voltage directional relay
92	Relé direcional de Tensão e Potência. Relé que permite ou causa a conexão de dois circuitos quando a diferença de tensão entre eles excede um dado valor numa direção pré determinada e, causa a desconexão destes circuitos quando a potência fluindo entre eles excede um dado valor na direção oposta.	Voltage and power directional relay
93	Contator de Mudança de Campo. Funciona para aumentar ou diminuir em um degrau o dador da excitação do campo de uma máquina.	Field changing contactor
94	Relé de “trip” ou de permissão de “trip”	Tripping or trip-free relay
95	Usados para aplicações específicas, quando nenhuma das anteriores atende.	
96		
97		

4. TECNOLOGIAS EMPREGADAS EM SISTEMAS DE PROTEÇÃO

O histórico mundial na evolução da tecnologia empregada em relés de proteção pode ser observado na figura a seguir:

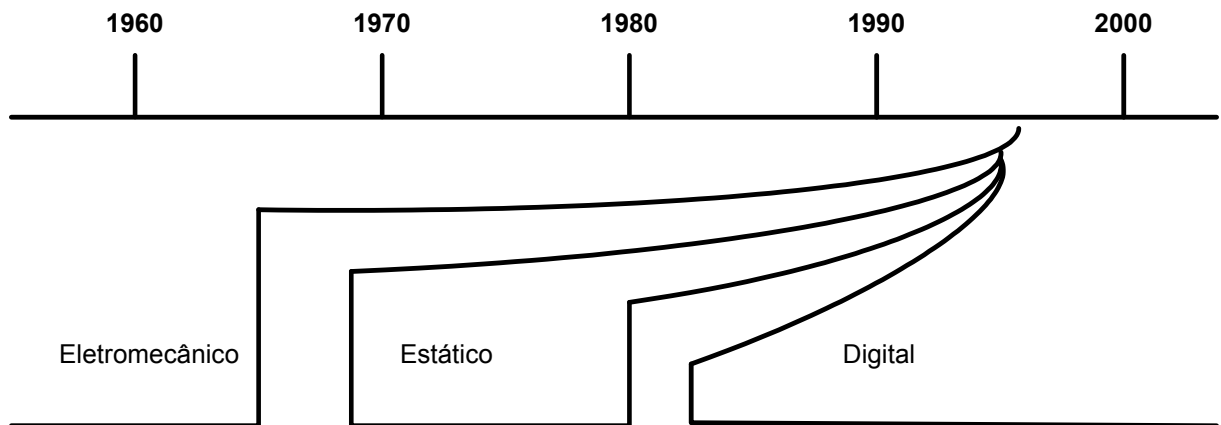


Figura 4.1 – Evolução Tecnológica de Relés de Proteção

Evidentemente, nos países desenvolvidos, o emprego da proteção digital tem ocorrido num ritmo mais acentuado.

E como pano de fundo, tem-se o aumento da complexidade do Sistema de Potência, os requisitos sociais e econômicos para a prestação dos serviços de energia elétrica e, o desenvolvimento, evolução e barateamento das tecnologias associadas à Proteção.

Na área de evolução tecnológica, tem-se:

Componentes

Eletromecânico \Rightarrow Transistor \Rightarrow Microprocessador

Telecomunicações

Carrier \Rightarrow Frequency Divided Modulation \Rightarrow Time Divided Modulation

Analógico \Rightarrow Digital \Rightarrow Fibra Ótica

4.1 TECNOLOGIA ELETROMECAÂNICA

Desde o advento de sistemas elétricos no fim do século passado e até os anos 80, a tecnologia eletromecânica era empregada em grande escala para os relés de proteção.

São dispositivos de medição de módulos e ângulos de grandezas elétricas senoidais e dispositivos de chaveamento, baseados em princípios do eletromagnetismo como:

- Unidades de atração magnética
- Unidades de indução magnética (disco e cilindro magnético)
- Unidades D'Arsonval (bobina móvel)
- Unidades térmicas

A composição dessas unidades, através de circuitos elétricos adequados permite a formação dos chamados dispositivos eletromecânicos nas mais diversas funções, como:

- Comparadores de amplitude
- Comparadores de ângulo de fase
- Unidades auxiliares
- Unidades de temporização
- Elementos térmicos
- Etc.

E a composição desses elementos permite a construção de Relés de Proteção, com funções e aplicações específicas.

Vantagens

Uma proteção eletromecânica apresenta as seguintes características que podem ser consideradas vantajosas:

Durabilidade e Robustez. Com a devida manutenção, um relé eletromecânico pode apresentar tempo de vida útil superior de 40 anos.

Tolerância a Altas Temperaturas de Operação. A temperatura ambiente de instalação da proteção ou a temperatura de operação não são fatores críticos para o bom funcionamento desses relés.

Baixa sensibilidade a surtos eletromagnéticos. Há necessidade de uma energia de surto relativamente grande para danificar um relé eletromecânico. Os surtos normais que ocorrem em uma instalação elétrica, em geral, não afetam as proteções eletromecânicas.

Confiabilidade. Em decorrência do desenvolvimento contínuo da tecnologia de construção desses relés, ao longo de dezenas de anos, têm-se como resultados dispositivos de alta confiabilidade, seja do ponto de vista de segurança contra operações desnecessárias como do ponto de vista de dependabilidade.

Desvantagens

Por outro lado, as seguintes características de um relé eletromecânico podem ser consideradas desvantagens:

Custo. Uma proteção eletromecânica tem um custo que pode ser considerado, hoje, elevado em função da tecnologia que envolve dispositivos de alta precisão, inclusive no aspecto mecânico, que demandam infra-estrutura e mão de obra especializada na sua fabricação. Ainda mais para funcionalidades mais complexas, a composição e o ajuste de elementos eletromecânicos apresenta custos elevados.

Custo da Instalação e Cablagens. O uso de relés eletromecânicos não permite usufruir a maior parte dos recursos hoje existentes de comunicações (digitais, em fibras ópticas), demandando instalações onerosas e pesadas quanto a painéis e cablagens.

Precisão. Quanto mais preciso um dispositivo eletromecânico, maior seu custo, em função dos necessários recursos de eletromagnetismo e de mecânica fina. E há limite para essa precisão em função da própria tecnologia.

Manutenção especializada. A manutenção de relés e dispositivos eletromecânicos exige capacitação específica e muita experiência de campo e de laboratório. Conseqüentemente, pode ser considerada uma manutenção cara. A possibilidade de obsolescência associada a falta de componentes de reposição é muito grande. Os fabricantes das proteções eletromecânicas já não possuem especialistas na manutenção desses relés eletromecânicos.

Limitação de Funcionalidades. Funcionalidades requeridas para redução de custos de manutenção e garantia da confiabilidade não são, na maior parte dos dispositivos eletromecânicos, possíveis de serem implementados. E também quanto às funções de proteção desejadas, quanto mais elaborada a função, mais complexa a proteção eletromecânica. Quanto mais complexa uma proteção eletromecânica, menor a sua confiabilidade ou a sua velocidade.

Considerando as vantagens e desvantagens citadas, ainda podem existir aplicações onde a proteção eletromecânica seria necessária, pelo menos até o presente. São aplicações em ambientes agressivos a componentes eletrônicos, estáticos ou microprocessados, onde o custo da preparação do ambiente para modernas tecnologias exigiria investimento desproporcional ao benefício esperado.

4.2 TECNOLOGIA MISTA

Pouco se utilizou a eletrônica convencional como aplicação maciça, na área de proteção por relés. Esta tecnologia foi utilizada, na maior parte dos casos e a partir dos anos 50, na composição de elementos específicos como as unidades lógicas e elementos direcionais de relés eletromecânicos (tecnologia mista).

Através da utilização de diodos, tiristores, associação de resistores e capacitores, construíram-se dispositivos que propiciaram maior rapidez e precisão nos relés de proteção, menor carga ligada aos TC's e TP's, além de uma maior facilidade de manutenção pela eliminação de muitas partes móveis com tecnologia eletromecânica.

Na realidade, com exceção das proteções mais simples como as de sobrecorrente ou sobretensão, os atuais relés chamados eletromecânicos são, na realidade, proteções com tecnologia mista.

4.3 TECNOLOGIA ESTÁTICA

A partir da segunda metade dos anos 60 e com ênfase nos anos 70, iniciou-se a maciça utilização de tecnologia eletrônica com componentes semicondutores, inclusive com circuitos integrados, na chamada tecnologia estática para confecção de relés de proteção.

Os dispositivos eletromecânicos, nessas proteções, se restringiram a partes muito específicas como os contatores de saída, onde o chaveamento de circuitos exigia algo mais robusto. E mesmo assim, não na totalidade dos casos.

Todas as funções de proteção, das mais simples às composições mais complexas foram concebidas e fabricadas com a tecnologia estática, com maciça utilização de circuitos integrados, acopladores, conversores, fontes DC / DC e filtros. Várias gerações de relés estáticos, cada geração incorporando inovações, se sucederam desde o fim dos anos 60 até os anos 80.

Os chamados relés analógicos são aqueles nos quais as quantidades AC medidas (dos $Tp's$ e $Tc's$) são manipuladas na forma analógica e subseqüentemente convertidas em ondas quadradas de tensão (binário). Circuitos lógicos e amplificadores operacionais comparam amplitudes e ângulos de fase das ondas quadradas ou sinais retificados, para tomar decisões. São típicos da tecnologia estática.

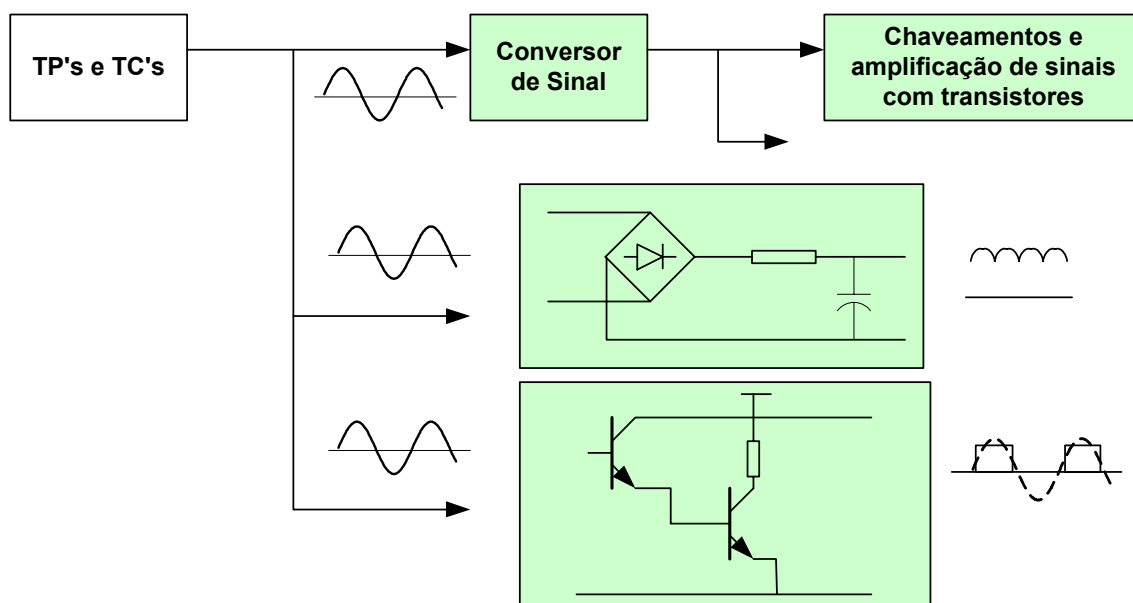


Figura 4.2 – Tecnologia Estática para Relés de Proteção

Vantagens

Entre as vantagens das proteções estáticas, podem ser citadas as seguintes:

Menor Custo. Se comparadas com as eletromecânicas com as mesmas funções.

Maior velocidade. Como consequência direta da tecnologia empregada, foi possível a fabricação de relés muito rápidos, que finalmente chegaram a atender as exigências de determinados sistemas e situações críticas.

Baixo Consumo e Menor Carga. As dificuldades observadas no passado quanto ao consumo de energia das proteções eletromecânicas e quanto à carga imposta nos lados secundários dos transformadores de instrumentos (TP's e TC's) passaram a não mais existir para terminais com proteções de tecnologia estática.

Facilidade de manutenção. A manutenção tornou-se mais simples e direta. Isto se refletiu diretamente nos custos de manutenção. A manutenibilidade foi incrementada com circuitos de autodiagnose naqueles relés de geração mais recente.

Confiabilidade. A experiência no uso de relés estáticos ao longo de 15 a 25 anos, nos Sistemas Interligados Brasileiros, demonstrou que essas proteções eram tão confiáveis quanto as eletromecânicas, porém para uma vida útil bem menor (máximo 20 anos).

Deve-se observar, entretanto, que todas essas vantagens, no caso da experiência brasileira, foram adquiridas gradualmente, ao longo dos anos. Principalmente quanto à confiabilidade dessas proteções, que depende direta e integralmente da sua correta manutenção.

Cerca de 10 anos foram necessários para que as empresas concessionárias de energia elétrica dos Sistemas Interligados pudessem absorver e dominar, totalmente, a manutenção dessas proteções. Ao sair de uma tecnologia eletromecânica convencional, partindo para uma nova tecnologia estática no início dos anos 70, foram necessários anos de experiência e de capacitação e formação de mão de obra especializada para fazer frente aos desafios.

Relés com tecnologia estática estão, hoje, aplicadas na proteção da maior parte das linhas de transmissão de Extra Alta Tensão do nosso País. Para linhas de Alta Tensão, ainda existe uma parte significativa de proteções eletromecânicas (tecnologia mista) instaladas.

Desvantagens

As seguintes desvantagens das proteções estáticas podem ser citadas:

Maior sensibilidade a surtos. Componentes eletrônicos exigem menor energia de surto que os eletromecânicos para se danificarem. Instalações nas subestações e usinas tiveram que ser melhoradas quanto à proteção para surtos desses tipos de relés.

Envelhecimento. Os relés estáticos possuem componentes que perdem suas características num prazo de 8 a 20 anos. Capacitores eletrolíticos têm que ser substituídos a cada 8 anos em média. Circuitos inteiros de medição podem perder sua característica em 20 anos, o que pode demandar na necessidade de troca da proteção. Para os sistemas brasileiros, este é um aspecto muito sério.

Limitação de Funcionalidades. Funcionalidades requeridas de proteção continuaram difíceis de serem implementadas nos relés estáticos. Basicamente, o uso de componentes e sistemas eletrônicos para a execução da função desejada, se complexa, torna-se difícil e caro.

4.4 TECNOLOGIA DIGITAL

Conseqüência do uso de recursos que tiveram avanço significativo nos anos 80 e 90, principalmente microprocessadores, memórias e conversores A/D. A conseqüência imediata do uso dessa moderna tecnologia é o barateamento do custo da proteção, com a redução de circuitos que exigiam engenharia complexa para a sua realização.

Os chamados relés numéricos são, na essência, computadores (inclusive com processamento paralelo) que realizam as diversas funções de proteção. Isto é, passou-se a usar programas computacionais para realizar as funcionalidades desejadas, que antes eram feitos por sistemas eletromecânicos ou circuitos eletrônicos.

São relés nos quais os valores AC medidos são seqüencialmente adquiridos por amostragem e convertidos na forma de dados numéricos através de multiplexadores e conversores analógicos / digitais. Microprocessadores executam operações aritméticas e/ou lógicas, com base em algoritmos que emulam funções de proteção (sobrecorrente, sobretensão, impedância, diferencial, etc.).

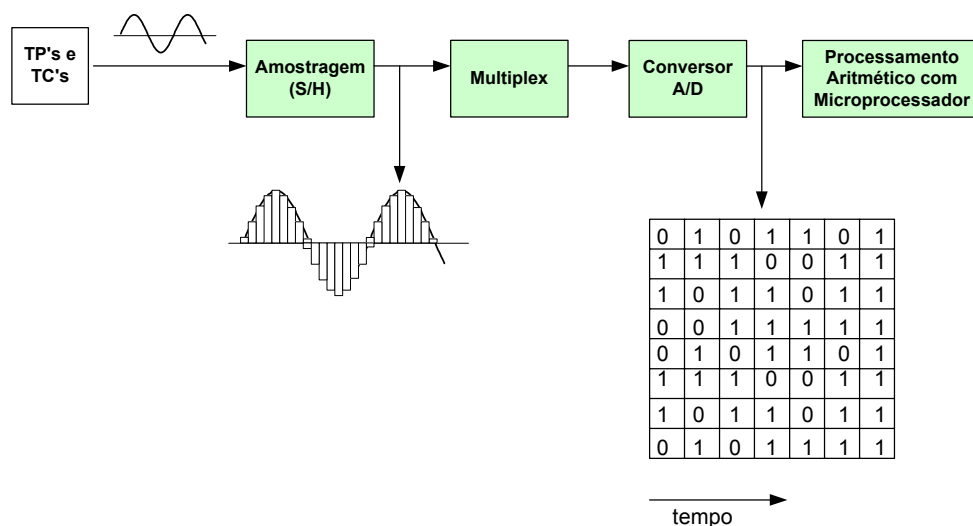


Figura 4.3 – Tecnologia Digital para Relés de Proteção

Vantagens

Hoje são evidentes as seguintes vantagens proporcionadas pela proteção digital, relativamente aos relés de tecnologia eletromecânica ou estática:

Custo. Cada vez menor, inversamente proporcional ao mercado atendido. Sendo que a porção cada vez mais significativa deste custo relaciona-se ao algoritmo emulador da função de proteção. E o fato de se ter várias funcionalidades agregadas em um único dispositivo, o custo global de supervisão, controle e proteção se torna mais baixo.

Funcionalidades agregadas. Uma proteção digital pode agregar um conjunto de outras funções que no passado eram feitas por dispositivos separados. Assim, é muito comum, hoje em dia, ter-se proteção de linha, transformador ou de alimentador com funções de MEDIÇÃO, LOCALIZAÇÃO DE DEFEITOS, OSCIOLOGRAFIA, REGISTRO DE EVENTOS,

MONITORAMENTO DO DISJUNTOR E FALHA DE DISJUNTOR. Para linhas e alimentadores, também se tem agregada a função de RELIGAMENTO AUTOMÁTICO, inclusive com check de sincronismo onde necessário.

Tamanho. Como as funcionalidades são realizadas por software e não por dispositivos eletromagnéticos ou eletrônicos e, também em função da agregação de outras funções numa mesma proteção, já não há necessidade de grandes painéis como aqueles bastante conhecidos nas subestações convencionais. Alguns “racks” substituem vários painéis de proteção, comando, controle e supervisão.

Comunicação. A comunicação de dados em ambiente digital é uma tecnologia já suficientemente evoluída e diretamente aplicável na área de Proteção. Todas as tecnologias hoje disponíveis (sistemas digitais de comunicação, seja com rádios digitais ou com fibras ópticas, processadores de comunicação, rede de fibras, LAN, WAN, etc.) permitem uma integração da proteção com outras funções e permitem facilidades inimagináveis no passado.

Integração com supervisão e controle, com acesso remoto. Em decorrência das funcionalidades agregadas e as facilidades de comunicação, principalmente com o uso de rede de fibras ópticas dentro de uma subestação, tem-se a integração da supervisão, comando, controle e proteção. Esta rede local pode se comunicar com uma rede ampla (WAN), outras redes ou diretamente com qualquer centro ou pessoa através de meios de comunicação. Esse meio pode ser: fibra óptica, rádio digital, rádio analógico, onda portadora, satélite, linha dedicada. Podem-se utilizar canais contratados ou até telefone ou celular automaticamente discado para ligação automática com computador remoto ou acionamento de “pagers”.

Custo da instalação. Para uma nova subestação, observa-se que, com o uso de fibras ópticas, se reduz substancialmente os cabos de comando e controle de cobre. Principalmente se a ARQUITETURA contemplar processamento distribuído, com aquisição de dados e comandos junto aos processos.

Interface Homem x Máquina. Como todo computador, a interação entre o humano e a proteção digital, juntamente com todas as informações agregadas (como a seqüência de eventos, oscilografia, localização de defeitos) e também com supervisão e controle, torna-se rápida e amigável, com facilidades e flexibilidades para ajustes e ensaios impossíveis de serem pensados no passado. Isso pode ser feito **local** ou **remotamente**, para acompanhamento do desempenho, reajustes e outras intervenções.

Flexibilidade e sofisticação a baixo custo. Tudo o que pode ser feito por um computador digital pode ser feito por uma proteção numérica. Assim, funcionalidades de proteção antes impossíveis de serem realizadas a custo razoáveis são possíveis com relés numéricos.

Facilidades para Auto-monitoramento e Auto-verificação. Um computador pode ser programado para monitorar continuamente vários subsistemas do seu “hardware” e “software” e introduzir lógicas e procedimentos para garantir a confiabilidade necessária e desejada para a proteção. Circuitos de autodiagnose implementados em computadores (relés numéricos) são muito mais flexíveis e poderosos que aqueles dedicados, desenvolvidos para relés estáticos dos anos 80.

Confiabilidade. A confiabilidade dos relés digitais é consequência direta da contínua monitoração das próprias condições de funcionamento e também da implementação de circuitos tolerantes a falhas. Há uma redução de atuações não corretas, melhorando seu desempenho operacional.

Cuidados

Sensibilidade a Surtos. Tanto os relés com tecnologia estática como os relés digitais necessitam de proteção especial e blindagem para surtos e interferências eletromagnéticas, tanto nos circuitos que chegam e saem da proteção como para as interferências irradiadas. Surtos ou interferências de baixa energia já são suficientes para danificar os modernos circuitos digitais. Assim, cuidados especiais são tomados para separar a parte “suja” (Cablagens ligadas a TP’s, TC’s, comandos de disjuntores, alimentação CC) que estão sujeitos a surtos, da parte “limpa”.

Sensibilidade a Temperaturas elevadas. Todo dispositivo estático ou digital é sensível a altas temperaturas. Apesar do avanço da tecnologia, apenas os componentes especialmente desenvolvidos para tal suportam temperaturas antes suportadas pelos dispositivos eletromecânicos.

Software não portátil e às vezes não atualizável. Os algoritmos emuladores de funções de proteção são desenvolvidos em linguagem assembler ou, mais recentemente, em linguagem de alto nível como o “C”. Esses códigos são exclusivos para cada tipo de processador e ambiente de processamento e **não são portáteis** (apesar de que está ocorrendo tendência no sentido de se buscar portabilidade). Alguns relés digitais do passado possuem algoritmos não muito adequados e não podem ser alterados.

Entretanto, com a experiência dos fabricantes e a consequente otimização desses algoritmos, esta dificuldade se tornará cada vez menos relevante. Não se cogita, para o usuário, a possibilidade de alterar ou efetuar manutenção do software (algoritmos e funções) de proteção.

Tecnologia relativamente nova na área de Proteção. Como toda nova tecnologia, a sua absorção e repasse pelos usuários envolvem um processo demorado e custoso. E o novo enfoque de utilização de computador para emular relê ou função de Proteção, que requer novas posturas de operação e de manutenção, implica em mudança cultural de absorção

5. COMPONENTES E PRINCÍPIOS BÁSICOS DE RELÉS

Este capítulo apresenta os dispositivos utilizados, nas várias tecnologias, para a execução de FUNÇÕES de proteção.

5.1 DISPOSITIVOS ELETROMECAÂNICOS

Dispositivos eletromecânicos, que executam as funções desejadas, utilizando fenômenos eletromagnéticos:

Elementos de atração magnética
Elementos de indução magnética
Elementos / relés de bobina móvel
Elementos térmicos

5.1.1 Atração Magnética

São elementos que operam na faixa de 25 a 60 Hz, têm tempo de atuação na faixa de 5 a 50 ms (“instantâneos”) e apresentam relação “drop out / pick up” na faixa de 45 a 90 %. Três tipos de dispositivos utilizam o fenômeno da atração magnética:

- Solenóide
- Armadura
- Polar

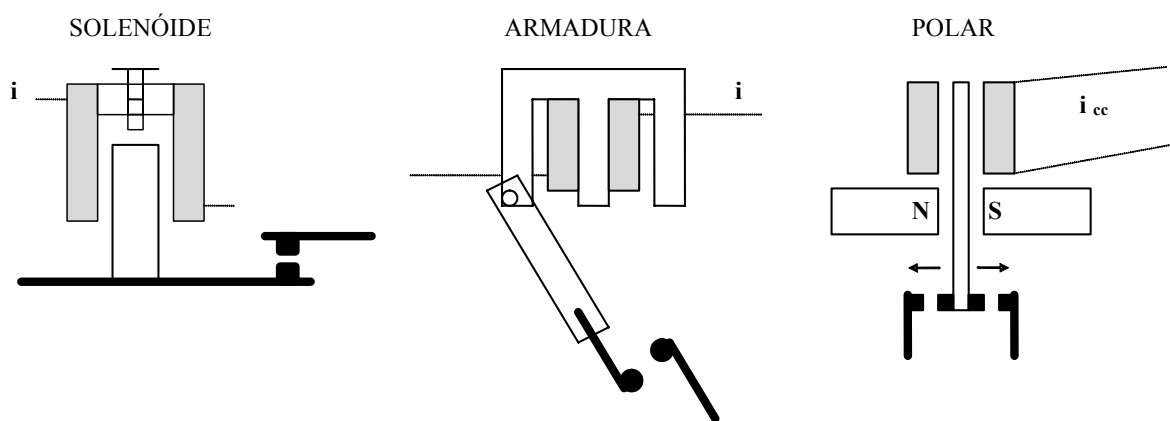


Figura 5.1 – Atração Magnética – Tipos de Relés.

Solenóide: usado para relés de sobre ou sub-corrente ou, sobre ou subtensão.

Armadura: usado para contatores (“sim / não”) e para indicadores.

Polar: tem polarização via ímã permanente e a corrente (CC) de atuação cria outro campo que se soma ou subtrai ao campo do ímã. Assim, dependendo da DIREÇÃO da corrente

de atuação (CC), o contactor se move para um lado ou outro. Trata-se de um dispositivo rápido e sensível. É utilizado para determinação de Direção de corrente.

O relé de armadura é menos preciso que o de solenóide.

5.1.2 Indução Magnética

Tipo Disco: Usados para relés eletromecânicos de sobrecorrente de tempo inverso.

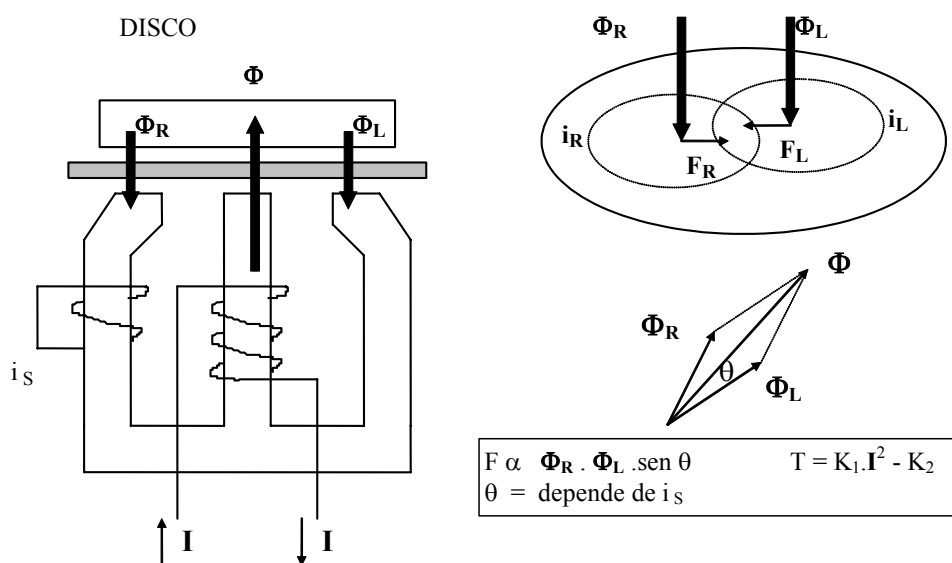


Figura 5.2 – Indução Magnética – Tipo Disco.

Tipo Cilindro: Usados para elementos direcionais e comparadores, de relés de distância.

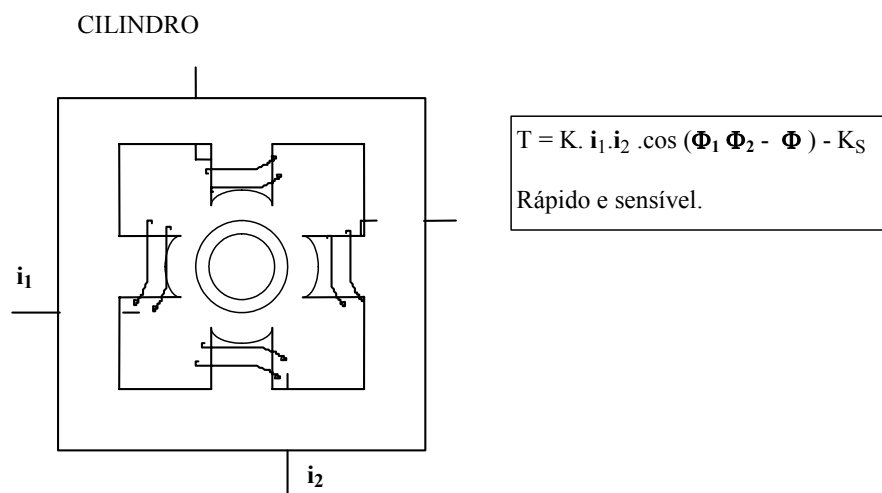


Figura 5.3 – Indução Magnética – Tipo Cilindro.

5.1.3 Bobina Móvel (Corrente Contínua)

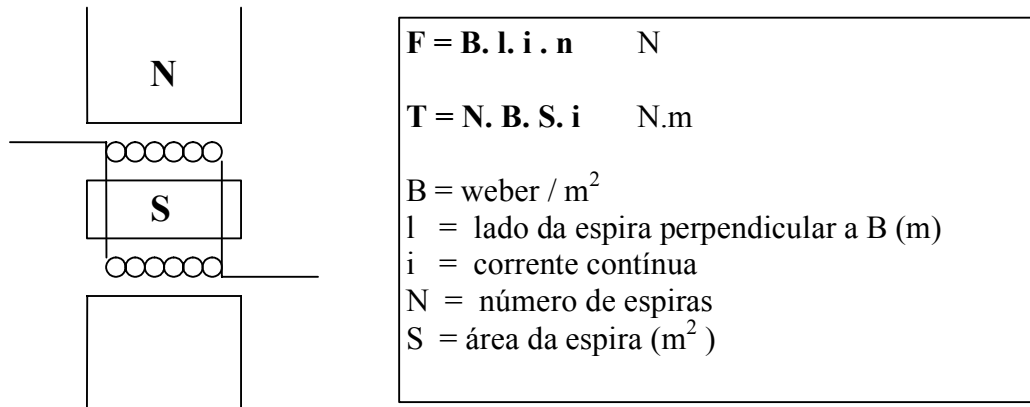


Figura 5.4 – Relé de Bobina Móvel

Trata-se de um dispositivo que opera com baixa energia, sendo portanto rápido e sensível. É usado como contator / discriminador.

5.1.4 Elementos térmicos

Bi-metálicos. Geram diferença de potencial quando expostos à temperatura.

5.1.5 Comparadores de magnitudes (amplitudes)

Constituído de duas entradas. Denominando-se S_O e S_R os sinais de entrada, há operação quando:

$$|S_O| > |S_R|$$

Balanço de corrente:

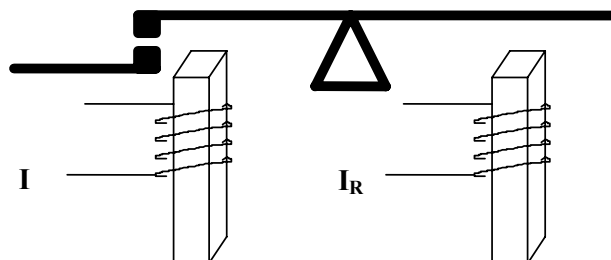


Figura 5.5 – Comparador. Balanço de Corrente/

Opera quando

$$|I_o|^2 \geq |I_R|^2 + K$$

É difícil de construir, tem faixa limitada de atuação. Uso restrito.

Disco de Indução:

Também o torque é função da corrente ao quadrado. É lento, tem pouca precisão. Faixa limitada de atuação. Portanto pouco utilizado.

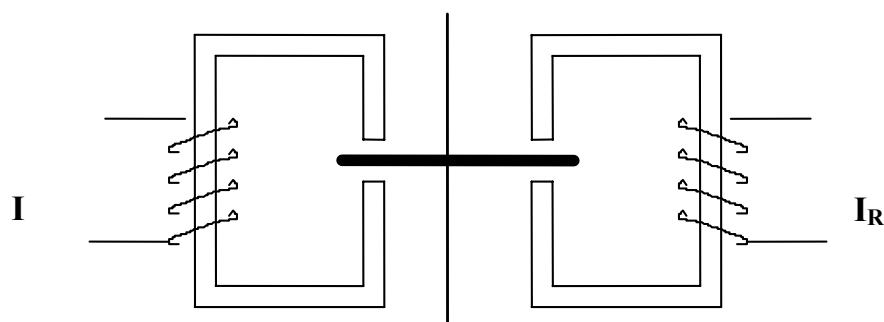


Figura 5.6 – Comparador. Disco de Indução.

Bobina Móvel:

Com bobinas de Operação e bobina de Restrição.

$$F = B \cdot S \cdot I_o - B \cdot S \cdot I_R$$

Atua para faixas amplas de correntes. Tem alta sensibilidade, com baixa energia para atuação.

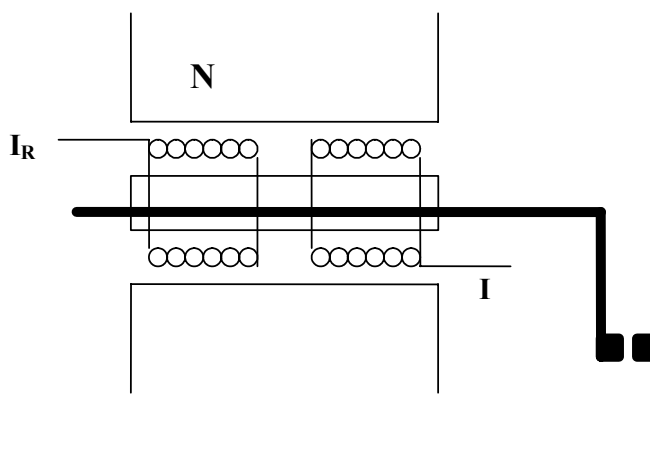


Figura 5.7 – Comparador. Bobina Móvel.

5.1.6 Comparador de ângulo de fase (entre duas grandezas senoidais)

Constituído de duas entradas. Denominando-se S_1 e S_2 os sinais de entrada, há operação quando:

$$-\pi/2 \leq \gamma \leq +\pi/2$$

Onde γ é o ângulo entre S_1 e S_2 , sendo positivo para S_1 adiantado.

Disco de Indução:

Há torque quando há diferença de ângulo entre as duas correntes. Tem baixa sensibilidade. É utilizado em elementos direcionais, onde a precisão não é necessária.

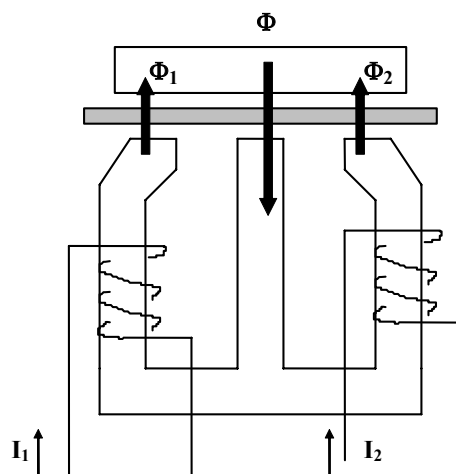


Figura 5.8 – Comparador de ângulo de fase. Disco de Indução.

Cilindro de Indução:

É o anterior melhorado. É mais eficiente e tem faixa ampla de atuação. Baixa interação entre I_1 e I_2 . Bastante utilizado.

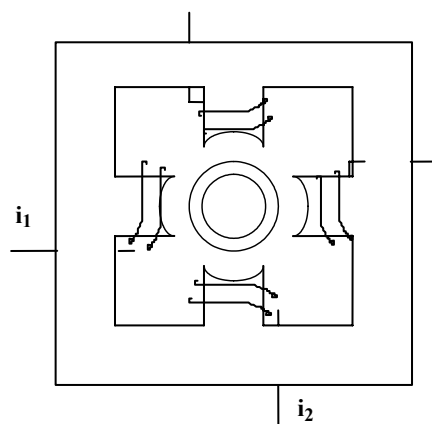


Figura 5.9 – Comparador de ângulo de fase. Cilindro de Indução.

5.2 DISPOSITIVOS MISTOS

Compostos de dispositivos semicondutores como diodos, zeners, transistores, varistores, tiristores, etc. e circuitos integrados, associados a dispositivos eletromecânicos.

5.2.1 Comparadores de magnitudes (amplitudes)

Constituído de duas entradas. Denominando-se S_O e S_R os sinais de entrada, há operação quando:

$$|S_O| > |S_R|$$

Pontes de Retificadores com relé de bobina móvel

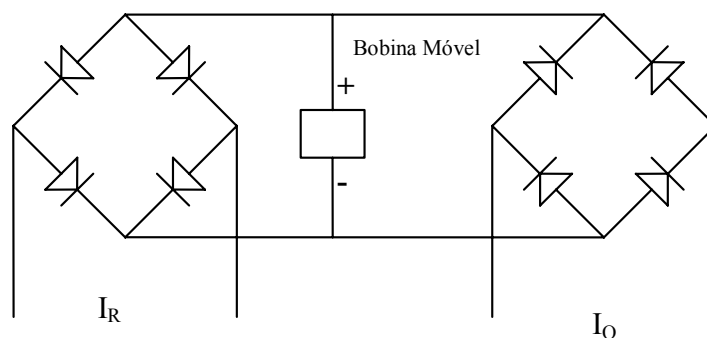


Figura 5.10 – Comparador magnitude. Tecnologia mista. Pontes.

Sensível, rápido e tem faixa ampla de atuação. É muito utilizado.

Transdutor:

Sensível, porém tem problemas quanto a resposta transitória. Pouco utilizado.

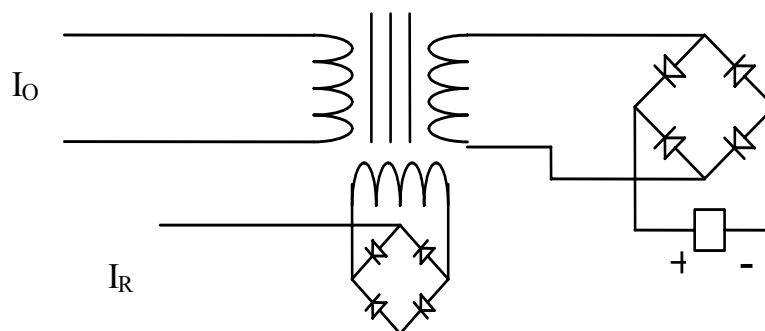


Figura 5.11 – Comparador magnitude. Tecnologia mista. Transdutor.

Ferro Móvel Polarizado

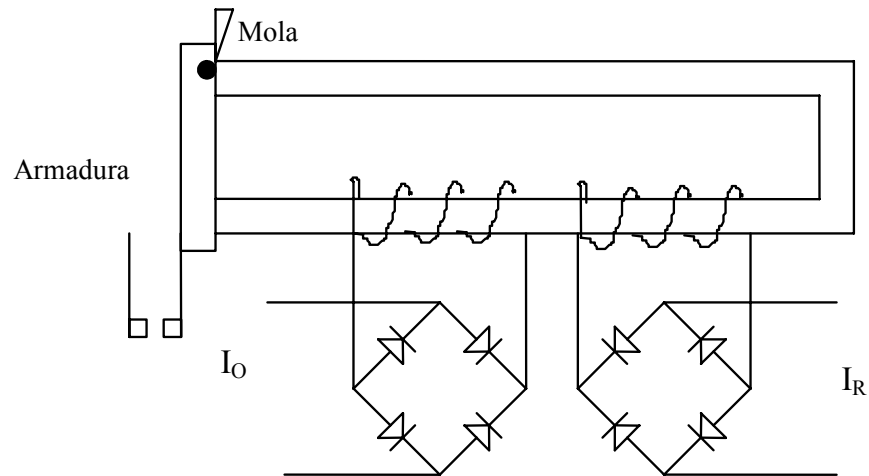


Figura 5.12 – Comparador magnitude. Tecnologia mista. Ferro Móvel Polarizado

Muito usado por fabricantes de relés.

5.2.2 Comparador de ângulo de fase (entre duas grandezas senoidais)

Constituído de duas entradas. Denominando-se S_1 e S_2 os sinais de entrada, há operação quando:

$$-\pi/2 \leq \gamma \leq +\pi/2$$

Onde γ é o ângulo entre S_1 e S_2 , sendo positivo para S_1 adiantado.

Pode-se construir um comparador de ângulo de fase, através de um comparador de magnitudes, conforme mostrado a seguir:

Num comparador de magnitude, há operação se $|S_O| \geq |S_R|$. No caso de S_R ser uma Tensão e S_O ser uma Corrente, $Z = S_R / S_O$ e haverá operação se:

$$|Z| \leq 1$$

Se num comparador de amplitude forem introduzidos os sinais:

$$S_O = S_1 + S_2 \quad \text{e} \quad S_R = S_1 - S_2$$

Teremos:

$$|S_1 + S_2| \geq |S_1 - S_2|$$

$$|(S_1 / S_2) + 1| \geq |(S_1 / S_2) - 1|$$

$$|W + 1| \geq |W - 1|$$

W = número complexo, com ângulo γ

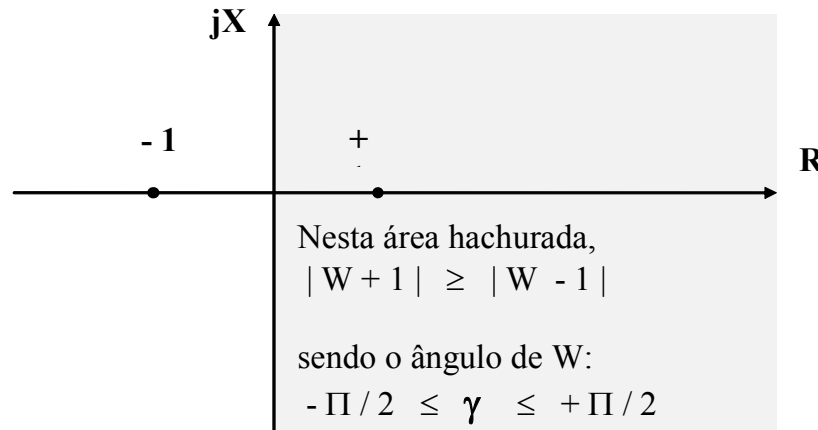


Figura 5.13 – Princípio do Comparador de Ângulo de Fase

Verifica-se então que, comparando-se os módulos de duas grandezas compostas, tem-se um comparador de ângulo de fase. No caso, o ângulo de uma IMPEDÂNCIA.

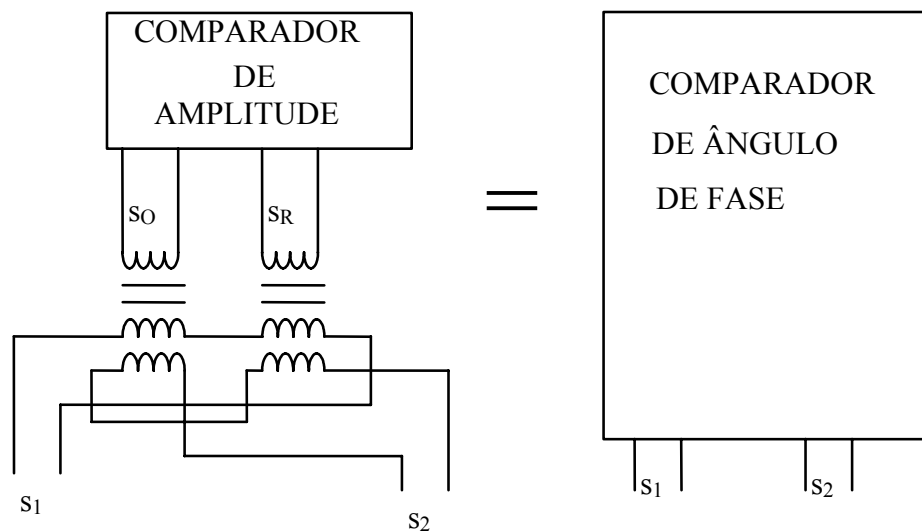


Figura 5.14 – Princípio de Construção do Comparador de Ângulo de Fase

5.2.3 Elemento Direcional

A partir deste comparador de ângulo de fase, pode-se construir um Elemento Direcional, isto é, um elemento que discrimina a direção de uma corrente, considerando como referência a tensão, e levando-se em consideração o ângulo dessa corrente:

Para tanto, analisa-se inicialmente a característica vetorial de um elemento direcional:

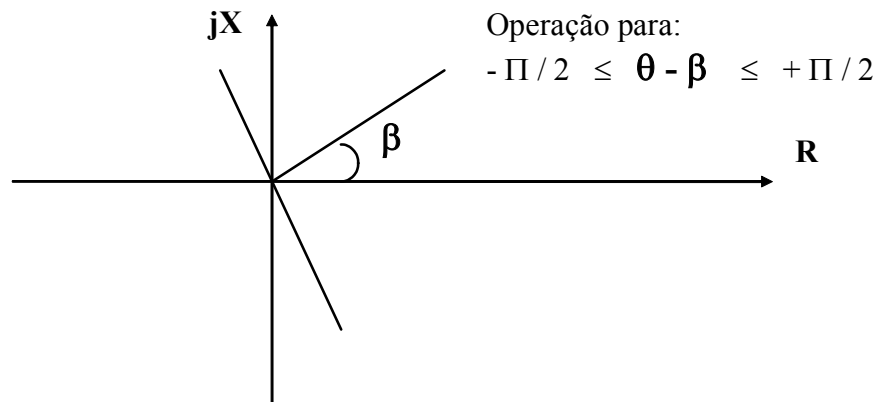


Figura 5.15 – Elemento Direcional

Assim, se $S_1 = V / Z_P$ e $S_2 = I$ tem-se:
 $S_1 / S_2 = Z / Z_P = |Z / Z_P|$ com ângulo $\theta - \beta$.

O que interessa é o ângulo, pois se deseja determinar uma direção.

5.3 DISPOSITIVOS ESTÁTICOS – RELÉS ANALÓGICOS

Circuitos, componentes e dispositivos básicos.

5.3.1 Componentes

Peças

Diodo, Diodo Zener, Varistor, Termistor, Transistor, Tiristor.

Unidades Lógicas Principais

Unidade AND, Unidade OR, Unidade NOT, Unidade de Temporização (Time Delay).

Circuitos Lógicos Básicos

Comparação de magnitude
Comparação de Ângulo de Fase
Unidades de Amplificação

Exemplo:

Iniciador de bobina de trip do disjuntor
Unidades Auxiliares

Exemplo:

Circuitos anunciadores
Temporizadores
Circuitos de selo
Circuitos isoladores

Circuitos Integrados

Amplificador Operacional, Amplificador, Somador, Subtrator, Integrador e Filtro passa baixa simples, Unidade de defasamento angular, Detector de nível, Filtro ativo.

5.3.2 Exemplo de Aplicação em Relés

Unidade de sobrecorrente instantânea

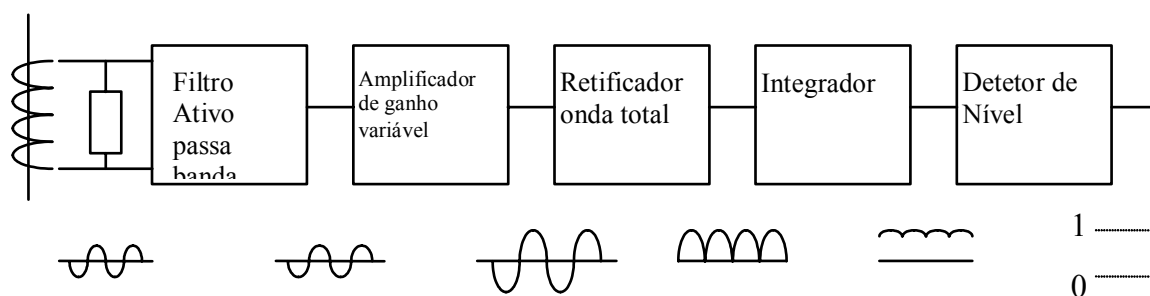


Figura 5.16 – Relé de Sobrecorrente de Tecnologia Estática

5.4 RELÉ DIGITAL

A Proteção digital é apresentada em detalhes na apostila “Noções de Proteção Digital”.

6. BIBLIOGRAFIA

- [1] Ziegler, G. – “Numerical Distance Protection – Principles and Applications” – Siemens AG, Berlin and Munich, 1999.
- [2] Elmore, W. A. – “Protective Relaying Theory and Applications”, ABB – Marcel Dekker, Inc., 1994.
- [3] Calero F.. – “Componentes Simétricas y Unidades Direccionales de Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia.” – Schweitzer Engineering Laboratorios – IEEE T&D Latin America, 2002 – São Paulo.
- [4] Warrington, A. R. Van C. – “Protective Relays – Their Theory and Practice” Volume One – Second Edition, 1968.