INTRODUÇÃO À PROTEÇÃO DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

EQUIPAMENTOS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

CONCEITOS E CRITÉRIOS

ANTONIO CARLOS DA ROCHA DUARTE

INTRODUÇÃO À PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

EQUIPAMENTOS DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

CONCEITOS E CRITÉRIOS

Artliber EDITORA

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

Copyright© 2018 by Artliber Editora Ltda.

Revisão:
Denise Marson

Capa e editoração:
Editorando Birô

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Câmara Brasileira do Livro)

D87e 1.ed. Duarte, Antônio Carlos da Rocha
Equipamentos de geração e transmissão: conceitos e critérios / Antônio Carlos da Rocha Duarte. – 1.ed. – São Paulo: Artliber Editora, 2018.
440 p.; il.; 21 x 28 cm. – (Introdução à proteção de sistemas elétricos de potência).

Inclui bibliografia.
ISBN: 978-85-88098-79-4

1. Proteção de sistemas. 2. Sistemas elétricos. 3. Sistemas de potência. 4. Proteção de barramentos. 5. Proteção de transformadores e geradores. I. Título. II. Série.

CDD 621.319

Índices para catálogo sistemático:
1. Proteção de sistemas: sistemas elétricos
2. Sistemas de potência: proteção de barramentos
3. Proteção de transformadores e geradores

2018

Todos os direitos desta edição são reservados à

Artliber Editora Ltda.
Av. Diógenes Ribeiro de Lima, 3294
05083-010 – São Paulo – SP – Brasil
Tel.: (11) 3832-5489 – 3641-3893
info@artliber.com.br
www.artliber.com.br

APRESENTAÇÃO

A evolução do setor elétrico brasileiro, a necessidade de ampliar as competências técnicas para lidar com as transformações tecnológicas e a crescente complexidade da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN – impõem que a valorização do conhecimento e o estímulo contínuo ao desenvolvimento dos seus profissionais sejam ações prioritárias da Diretoria do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Com um olhar no futuro, ancorado na crença da sustentabilidade organizacional por meio da expertise e do conhecimento técnico do seu corpo funcional, o Modelo de Aprendizagem Corporativo e a Gestão do Conhecimento têm assumido importância fundamental para o enfrentamento dos desafios futuros.

Atentos a esses fatos, foram concebidos em 2016 pela Diretoria de Assuntos Corporativos do Operador, conduzida pelo engenheiro István Gárdos, Programas de Treinamento e Desenvolvimento com o propósito de facilitar e promover a conversão do conhecimento tácito em explícito. Esses programas contaram com o apoio do Diretor Geral do ONS, engenheiro Luiz Eduardo Barata Ferreira, e a participação direta das três Diretorias Técnicas: a Diretoria de Administração da Transmissão e a Diretoria de Operação, lideradas pelos engenheiros Álvaro Fleury Veloso da Silveira e Ronaldo Schuck, e a Diretoria de Planejamento e Programação da Operação, sob a minha liderança.

Nesse contexto, graças ao comprometimento e esforço das equipes em alcançar os objetivos para a disseminação do conhecimento, foi possível realizar o Curso de Nivelamento para Engenheiros, ministrado por profissionais que compõem o quadro técnico do Operador e que detêm conhecimentos especializados, tendo como público-alvo os engenheiros do ONS.

O curso focou em conhecimentos técnicos, complementares aos do nível da graduação para os engenheiros recém-admitidos no ONS, o que permitiu a compreensão das atividades ligadas à missão do Operador, além de proporcionar uma visão transversal e detalhada da cadeia de macroprocessos.

Implementado em 2016, coube a mim, como titular da Diretoria de Planejamento e Programação da Operação, a Coordenação Temática, apoiado pela Diretoria de Assuntos Corporativos. A Coordenação Técnica ficou a cargo do engenheiro Paulo Gomes e a Coordenação da área de Recursos Humanos foi conduzida pelo gestor Marco Antônio de Almeida Costa Carvalho.

O Programa contou com 40 instrutores, todos profissionais do ONS, que se dedicaram ao processo de ensino-aprendizagem e ao compartilhamento do conhecimento, com vistas a atender com êxito este propósito. A 1ª turma teve a participação de 26 engenheiros, com carga horária total de 172 horas e grade temática composta por 10 módulos técnicos.

Dentre os diversos temas, destacamos, pela sua abrangência, o de Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, Análise Dinâmica e Segurança de Sistemas Elétricos de

Potência, Transmissão em Corrente Contínua, Controle Automático de Geração e Planejamento Energético.

Com base nos resultados alcançados, entendemos que o conteúdo dos módulos técnicos deveria ser consolidado em livros, possibilitando a extensão do compartilhamento do conhecimento e da experiência acumulada na operação do SIN para além das equipes do Operador. Essa proposta foi levada, em setembro de 2018, à apreciação da Diretoria do ONS, composta pelos novos titulares das Diretorias de Operação e de Assuntos Corporativos, engenheiros Sinval Zaidan Gama e Jaconias de Aguiar, respectivamente, tendo sido prontamente aprovada. Tal iniciativa demonstra o valor que a Diretoria e os profissionais do Operador têm com relação à formação, o conhecimento e o desenvolvimento dos seus profissionais, pilares fundamentais para o cumprimento da visão e missão do ONS.

O presente livro, elaborado pelo especialista Antônio Carlos da Rocha Duarte, é o primeiro a ser lançado e refere-se à Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, equipamentos de geração e transmissão. Estamos certos que será de grande valia na formação e desenvolvimento dos profissionais do ONS e do setor elétrico brasileiro, bem como dos estudantes de engenharia elétrica.

Francisco José Arteiro de Oliveira

Diretor Coordenador

Diretor de Planejamento e Programação da Operação (2012 – 2017)

Diretor de Planejamento (desde 2017)

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

PREFÁCIO

Disseminar o conhecimento deveria ser uma função primordial nas organizações, principalmente naquelas de interesse público, que prestam serviços à sociedade. Foi nesse espírito de compartilhar informações que surgiu a ideia de transformar em livro o conteúdo de um curso desenvolvido e ministrado no próprio Operador Nacional do Sistema Elétrico.

A exemplo do que vem ocorrendo em todo o mundo, o setor elétrico brasileiro vem passando por grandes transformações, o que torna a operação do sistema interligado cada vez mais complexa. As grandes hidrelétricas construídas na região Norte, distantes dos centros consumidores, exigem a instalação de extensas linhas de transmissão em corrente contínua. Os ventos transformaram o Nordeste em uma potência de geração eólica e o Sudeste, o Centro-Oeste e o Sul abrigam a maior parte dos reservatórios do País. Esse conjunto de fatores faz do Brasil um dos países com a matriz elétrica mais diversificada e limpa do mundo, mas por outro lado, extremamente complexa.

Para se aproveitar todos esses recursos energéticos da melhor forma, com uma operação otimizada, visando o menor custo ao consumidor, a integração entre as regiões através de uma extensa malha de transmissão se tornou indispensável para o desenvolvimento do Brasil.

O avanço tecnológico dos sistemas de proteção torna mais segura e confiável essa transferência de grandes blocos de geração entre os subsistemas. Neste contexto, a proteção desempenha um importante papel na operação do sistema, devendo ser considerada na etapa de planejamento. Ela deve ser projetada de forma a manter um alto nível de continuidade do serviço e limitar os danos aos equipamentos na ocorrência de falhas em seu funcionamento.

Graças a esses sistemas de proteção, diversas ocorrências na operação do sistema passam despercebidas e não chegam ao conhecimento do grande público, pois não resultam em interrupção do fornecimento de energia para o consumidor.

Este livro oferece vasto material relacionado à proteção dos sistemas elétricos de potência. Logo na abertura, o autor descreve de uma forma geral os principais tipos de relés utilizados. Posteriormente, em cada capítulo, ele apresenta os conceitos e critérios da aplicação da proteção em diversos equipamentos, seja de transmissão ou de geração.

Em nossa sociedade contemporânea, cada vez mais dependente da energia elétrica, o conhecimento sobre o tema deste livro é parte fundamental na garantia da segurança e da continuidade do fornecimento de energia e contribui de forma excepcional para a formação de especialistas, fundamentais para a operação e a segurança do Sistema Interligado Nacional.

Luiz Eduardo Barata Ferreira

Diretor-geral (2016 - atual)

Operador Nacional do Sistema Elétrico

SUMÁRIO

PARTE 1
1. FILOSOFIA DE PROTEÇÃO 13
1.1 – A função dos relés de proteção 13
1.2 – Classificação de relés 14
1.3 – Princípios fundamentais dos relés de proteção 15
1.4 – Características funcionais dos relés de proteção 20
1.5 – Classificação dos relés de proteção 20

2. TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS 27
2.1 – Transformadores de corrente 27
2.2 – Transformadores de potencial 40

3. PRINCIPAIS TIPOS DE RELÉS DE PROTEÇÃO 49
3.1 – Relés de corrente não direcionais 49
3.2 – Relés direcionais 54
3.3 – Relés de tensão 60
3.4 – Relés diferenciais 62
3.5 – Relés de distância 80

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 105

PARTE 2: PROTEÇÃO DE GERADORES
1. PROTEÇÃO DE GERADORES 107
1.1 – Redundância dos esquemas de proteção dos geradores 108
1.2 – Ligações dos geradores ao sistema 109
1.3 – Aterramento do neutro de geradores 110
1.4 – Reatâncias das máquinas síncronas e comportamento em curto-circuito 113
1.5 – Controles das máquinas síncronas 119
1.6 – Limites de operação das máquinas síncronas 123
1.7 – Proteção para falhas entre fases do enrolamento do estator 131
1.8 – Proteção de retaguarda para falhas externas 158
1.9 – Proteções para falhas à terra no rotor 165
1.10 – Proteções de sobretensão e sobre-excitação 168
1.11 – Proteção para cargas desbalanceadas 177
1.12 – Proteções para sobre e subfrequências 181
1.13 – Proteção para perda de excitação 187
1.14 – Proteção para perda de sincronismo 196
1.15 – Proteção de balanço de tensão 203
1.16 – Proteção de falha dos disjuntores da unidade 205
1.17 – Proteção de motorização (potência reversa) 207
1.18 – Proteção para energização acidental 210

1.19 – Proteções dos transformadores de excitação 219
1.20 – Proteção de transformadores elevadores de unidades geradoras 220
1.21 – Proteções do transformador de serviços auxiliares da unidade geradora 222
1.22 – Considerações a respeito das paradas e desligamentos de unidades geradoras hidráulicas 223

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 228

PARTE 3: PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES E REATORES
1. PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES 231
1.1 – Falhas em transformadores 231
1.2 – Proteção diferencial de transformadores 240
1.3 – Proteções de sobrecorrente 259
1.4 – Proteções de sobretensão e sobre-excitação 273
1.5 – Proteções intrínsecas 275
1.6 – Proteção de transformadores de aterramento 275
1.7 – Proteção de transformadores defasadores 277
1.8 – Proteção de transformadores elevadores de unidades geradoras 277
1.9 – Proteção de autotransformadores 278

2. PROTEÇÃO DE REATORES 281
2.1 – Aplicação de reatores shunt 282
2.2 – Reatores do tipo seco 283
2.3 – Reatores imersos em óleo isolante 286

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 290

PARTE 4: PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO
1. PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO 293
1.1 – Principais tipos de linhas de transmissão 294
1.2 – Resistência de falta 297
1.3 – Filosofias de proteção de linhas de transmissão 300
1.4 – Proteção de linhas de transmissão com relés de sobrecorrente não direcionais 304
1.5 – Proteção de linhas de transmissão com relés de sobrecorrente direcionais 316
1.6 – Proteção de linhas de transmissão com relés de distância 320
1.7 – Proteção de linhas de transmissão utilizando canais de comunicação entre os terminais (teleproteção) 343
1.8 – Proteção de linhas de transmissão com compensação série 360
1.9 – Oscilação de potência e perda de sincronismo 378

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 394

PARTE 5: PROTEÇÃO DE BARRAS
1. INTRODUÇÃO 397
1.1 – Introdução 397

2. TIPOS DE ARRANJOS DE BARRAMENTOS 399

2.1 – Barra simples 399
2.2 – Barra dupla com disjuntor de interligação 399
2.3 – Barra dupla disjuntor simples 400
2.4 – Barra dupla disjuntor duplo 402
2.5 – Barra dupla em anel 402
2.6 – Barra disjuntor e meio 403
2.7 – Arranjo de barra misto 405
2.8 – Arranjo de barra principal e barra de transferência 405

3. PRINCÍPIOS DE OPERAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE BARRAS 407

4. CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE 409

5. PROTEÇÃO DIFERENCIAL UTILIZANDO RELÉS DE SOBRECORRENTE 413

6. PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDÂNCIA 415
6.1 – Princípio de operação 415
6.2 – Operação em condições normais 416
6.3 – Operação durante falha externa com saturação de TC 417
6.4 – Operação durante falha interna 419
6.5 – Condições anormais de operação 420
7. PROTEÇÃO DIFERENCIAL COM RESTRIÇÃO PERCENTUAL 423

8. PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE BAIXA IMPEDÂNCIA 425
8.1 – Princípio de atuação da proteção diferencial de baixa impedância 426
8.2 – Funções suplementares de proteção 429
8.3 – Considerações adicionais 429

9. PROTEÇÃO DIGITAL DE BARRAMENTO PRINCIPAIS ARQUITETURAS 435
9.1 – Principais arquiteturas 434
9.2 – Princípio diferencial 437
9.3 – Princípio direcional 438
9.4 – Detector de saturação 440

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 441

PARTE 1

1

FILOSOFIA DE PROTEÇÃO

Quando observamos um sistema elétrico de potência, consideramos sempre os equipamentos mais impressionantes: geradores, transformadores, linhas de transmissão etc. Esses equipamentos são alguns dos elementos básicos do sistema elétrico, mas existem outros elementos tão necessários quanto fascinantes. O relé de proteção é um deles.

Durante a concepção de um projeto e a operação do sistema elétrico, três aspectos devem ser considerados:

- Condição normal de operação;
- Prevenção de falhas elétricas;
- Redução dos efeitos da falha elétrica.

O relé de proteção é o instrumento que tem por objetivo detectar falhas e condições anormais de funcionamento do sistema, de modo a minimizar seus efeitos.

A proteção, portanto, desempenha um papel importante em um sistema confiável, e deve ser devidamente considerada na etapa de planejamento deste.

Ela deve ser projetada para manter um alto grau de continuidade de serviço, prover proteção pessoal e limitar os danos aos equipamentos na ocorrência de falhas e condições anormais de funcionamento.

Os relés de proteção são conectados ao sistema elétrico por meio de instrumentos de medida (Transformadores de Corrente – TC e Transformadores de Potencial – TP), com o objetivo de detectar condições de operação intoleráveis ou indesejáveis. Quando dizemos que os relés "protegem", significa que, associados aos disjuntores, eles atuam para minimizar os efeitos de curtos-circuitos nos equipamentos, reduzindo ou evitando os danos e melhorando a continuidade do serviço.

1.1 – A função dos relés de proteção

A função dos relés de proteção é atuar para remover apropriadamente de serviço, de forma seletiva, qualquer elemento do sistema elétrico quando submetido a um curto-circuito, ou quando o mesmo opera em condições anormais, de tal forma que possa interferir na operação efetiva do resto do sistema.

O relé de proteção é complementado pelo disjuntor na tarefa de retirar de operação o elemento defeituoso ou que esteja operando em condições anormais O disjuntor é responsável pela desconexão do elemento, quando for solicitado pela atuação do relé de proteção.

Os disjuntores são localizados de tal forma que cada gerador, transformador, barramento, linha de transmissão etc., possa ser completamente isolado do resto do sistema. Eles devem ter capacidade suficiente para suportar momentaneamente a corrente de curto-circuito máxima que pode fluir através deles e interromper essa corrente.

1.2 – Classificação de relés

Os relés podem ser divididos em cinco categorias funcionais, conforme a tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Classificação dos relés

Categoria	Descrição
Relés de Proteção	Relés responsáveis pela detecção de defeitos nos equipamentos ou condições indesejáveis ou intoleráveis de operação. Esses relés podem iniciar ou permitir o chaveamento ou prover um simples alarme.
Relés de Supervisão	Relés responsáveis pela verificação de condições no sistema potência. Esses relés incluem detectores de falta, unidades de alarme, supervisão de canal de comunicação, verificação de sincronismo. As condições do sistema que não necessitam de abertura de Disjuntores durante faltas podem ser monitoradas por esses relés.
Relés de Programação	Relés que estabelecem ou detectam sequências elétricas. Uma das principais aplicações é no esquema de religamento automático.
Relés de Regulação	São ativados quando ocorre um desvio de um parâmetro de operação do limite pré-estabelecido. Como exemplo, podemos citar o relé de controle do Comutador Automático de Tapes dos Transformadores de Força.
Relés Auxiliares	Esses relés são conectados aos circuitos secundários de corrente, tensão e alimentação auxiliar de corrente contínua. Suas principais funções estão relacionadas aos circuitos de controle das subestações (intertravamento, abertura e fechamento de Disjuntores e chaves seccionadoras, sincronização, transferências de fontes de alimentação etc).

Os relés podem ser classificados também pelo tipo de conexão ao sistema elétrico: primário ou secundário, conforme a tabela 1.2.

Tabela 1.2 – Classificação dos relés pelo tipo de conexão

Categoria	Descrição
Relé Primário	Conectado diretamente ao sistema elétrico. A grandeza elétrica primária flui diretamente no sensor. Utilizados principalmente em redes de baixa tensão, principalmente em instalações industriais. Além de sensor, eles possuem também a função isolar o elemento defeituoso. Os fusíveis e os "quick-lags" são tipos de dispositivos de proteção primária.
Relé Secundário	Esses relés são conectados à rede através de Transformadores de instrumentos (Transformadores de corrente e/ou de potencial). A sua função principal é detectar a anormalidade. Cabe ao Disjuntor isolar o equipamento defeituoso.

A tabela 1.3 mostra outras formas de classificação dos relés.

Tabela 1.3 – Outras formas de classificação dos relés

Categoria	Descrição
Quanto à grandeza de entrada	Corrente, tensão, potência, pressão, frequência, temperatura.
Quanto ao princípio de operação	Percentual, restrição, térmico.
Quanto à característica de desempenho	Distância, sobrecorrente direcional, tempo inverso, comparação direcional.

1.3 – Princípios fundamentais dos relés de proteção

A filosofia geral da aplicação de relés de proteção consiste em dividir o sistema em zonas de proteção que possam ser protegidas adequadamente com o mínimo de equipamentos do sistema a ser desconectado em caso de defeitos. O sistema elétrico é dividido em zonas de proteção por: geradores, transformadores, barramentos, linhas de transmissão, motores, bancos de capacitores *shunt*, compensadores síncronos etc.

A figura 1.1 ilustra um sistema elétrico típico e suas zonas de proteção.

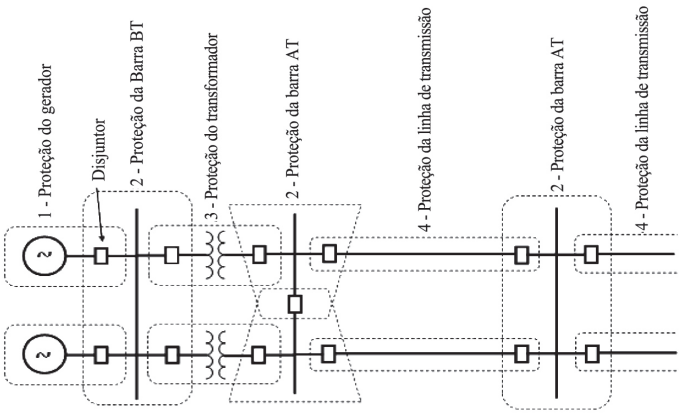


Figura 1.1 – Zonas de proteção

O objetivo do sistema de proteção é promover a desconexão dos componentes de cada zona de proteção na ocorrência de falhas. Como a proteção principal de determinada zona pode falhar, o sistema de proteção deve prever alguma forma de "retaguarda" para eliminar os defeitos. Esta pode ser feita por meio de proteção redundante da mesma zona (local) ou de proteções de zonas adjacentes (remota). Este tema será novamente abordado mais adiante.

A proteção de cada zona é sobreposta de modo a evitar áreas desprotegidas. Essa sobreposição é obtida pela conexão dos relés aos transformadores de corrente. As figuras 1.2 e 1.3 ilustram as duas possibilidades de sobreposição.

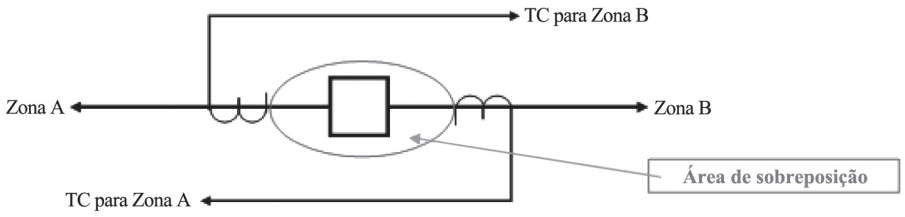


Figura 1.2 – Superposição de zonas de proteção – método 1

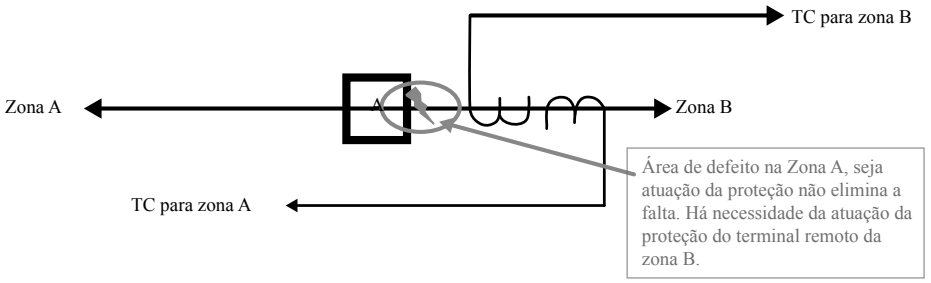


Figura 1.3 – Superposição de zonas de proteção – método 2

A figura 1.2 apresenta a conexão na qual os TCs são instalados em ambos os lados do disjuntor. Ocorrências de defeitos na área compreendida entre os transformadores de corrente operam ambos os sistemas de proteção, da zona A e da zona B.

Na figura 1.3 é apresentada a conexão na qual o transformador de corrente é instalado em apenas um dos lados do disjuntor. Nesse caso, o disjuntor faz parte de apenas uma das zonas de proteção. A ocorrência de defeito na área entre o disjuntor e o transformador de corrente operará a proteção da zona A e haverá necessidade de atuação da proteção do terminal remoto da zona B para a eliminação do defeito. Estas zonas são denominadas de **"**zonas mortas**"**, e são muito comuns em subestações com arranjo de barra dupla a 1 ½ disjuntor.

Dentro da filosofia geral de proteção, podemos considerar dois grupos de sistemas de proteção: principal e de retaguarda.

A figura 1.1 define as zonas de atuação da proteção principal. Analisando-se a figura, podemos perceber que os disjuntores fazem parte das zonas de proteção e existe uma zona de proteção associada a cada elemento do sistema. Dessa forma é possível desconectar apenas o elemento sob defeito, ou seja, para defeito em qualquer elemento do sistema a proteção responsável por aquela zona atuará, enviando comando de abertura a todos os disjuntores que fazem parte daquela zona de proteção.

Torna-se evidente que, para falhas dentro da região na qual duas zonas de proteção se sobreponham, mais disjuntores serão abertos do que o mínimo necessário para desconectar o elemento sob falta. A extensão da sobreposição é relativamente pequena e a probabilidade de falha nessa região é baixa, consequentemente, a abertura de muitos disjuntores será muito rara.

A prática é que as zonas de proteção adjacentes se sobreponham ao redor do disjuntor, pois, qualquer que seja a falha, exceto na região de sobreposição, um número mínimo de disjuntores necessita ser aberto.

Quando, por razões econômicas ou de espaço na subestação, a sobreposição é realizada em apenas um dos lados do disjuntor, frequentemente em instalações de EAT, o sistema de proteção da zona que sobrepõe o disjuntor deve ser arranjado de tal forma a abrir não somente os disjuntores da sua zona, mas também um ou mais disjuntores das zonas adjacentes, a fim de isolar completamente o elemento defeituoso.

A figura 1.3 ilustra o caso mencionado anteriormente, onde pode ser observado que, para o curto-circuito representado, os disjuntores da zona A, incluindo o disjuntor A, serão abertos, mas desde que o curto-circuito seja externo à zona B, o sistema de proteção da zona A deve também abrir determinados disjuntores da zona B necessários a interromper o fluxo de corrente de curto-circuito da falta na zona A.

A proteção de retaguarda é aplicada somente como proteção contra curtos-circuitos, pois é o tipo de falha no sistema elétrico mais preponderante. A prática tem mostrado que a utilização de proteção de retaguarda para outros tipos de falhas, além do curto-circuito, não é economicamente justificável.

A proteção de retaguarda tem como objetivo aumentar a confiabilidade dos sistemas de proteção, principalmente no caso de falha da proteção principal. As principais causas que provocam falha em sistemas de proteção são:

- Falha na fonte de alimentação de corrente ou tensão para o relé;
- Falha na fonte auxiliar de corrente contínua;
- Falha do relé de proteção;
- Falha no circuito de abertura ou mecanismos do disjuntor e
- Falha do disjuntor.

A segunda função da proteção de retaguarda é prover proteção principal quando os relés da proteção principal estiverem fora de serviço para manutenção ou reparo.

É altamente desejável que a proteção de retaguarda seja arranjada de tal forma que qualquer evento que possa causar a falha da proteção principal não cause também falha da proteção de retaguarda. Esse requisito implica que a proteção de retaguarda tenha que ser associada a transformadores de corrente e de potencial e circuitos auxiliares independentes da proteção principal. Além disso, a proteção de retaguarda deve atuar em disjuntores diferentes daqueles disparados pela proteção principal. Economicamente, não é justificável a duplicação de transformadores de corrente e de potencial e dos disjuntores. A prática normal é utilizar núcleos independentes dos TCs e enrolamentos secundários diferentes dos TPs para as proteções principal e de retaguarda. No caso dos disjuntores, a prática é a utilização de duas bobinas de disparo, alimentadas por circuitos auxiliares de corrente contínua independentes.

A localização dos disjuntores disparados pela proteção de retaguarda define esse tipo de proteção, local ou remota.

Consideremos a figura 1.4 para analisar os tipos de proteção de retaguarda local e remota.

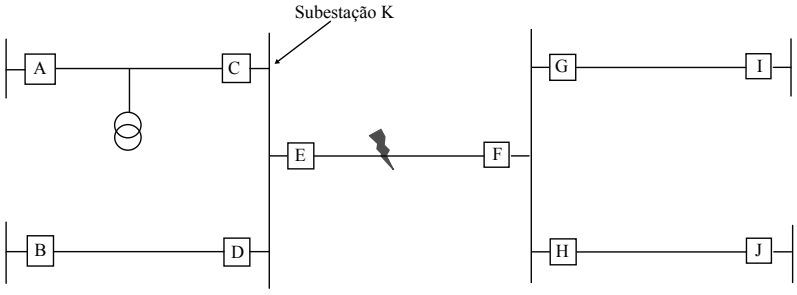


Figura 1.4 – Proteção de retaguarda local *x* remota

No caso de uma falha na linha de transmissão EF, a proteção principal atua e comanda a abertura dos disjuntores E e F, isolando o elemento defeituoso.

Se, na ocorrência de um defeito na linha de transmissão, a proteção principal do terminal E falhar, ou ocorrer falha na abertura deste disjuntor, existem duas possibilidades de eliminação do defeito:

Proteção de retaguarda remota → atuação nos disjuntores A e B

Proteção de retaguarda local → atuação nos disjuntores C e D

Fica evidente que, quando a proteção de retaguarda remota atua, uma parte maior do sistema é desconectada do que quando a proteção principal local opera corretamente. A área desligada pela proteção de retaguarda remota é maior.

Um segundo requisito da proteção de retaguarda remota é que ela deve ser temporizada o suficiente para que a proteção principal local seja capaz de eliminar o defeito.

Outro aspecto a considerar na aplicação de proteção de retaguarda remota é que as proteções dos disjuntores A e B devem ter sensibilidade suficiente para detectar falhas no final da linha EF, ou no final de todas as linhas que partirem da SE K. Este aspecto é de extrema relevância, principalmente quando estamos diante de aplicações de proteções de distância em função do efeito de *infeed* na barra K, o que implica em alcances extremamente elevados das proteções, originando problemas de atuações incorretas de proteção durante condições de carregamentos elevados e oscilações de potência. Este aspecto será tratado posteriormente no capítulo relacionado à proteção de linhas de transmissão com relés de distância. Em função disso, a proteção de retaguarda remota dificilmente é aplicada em sistemas de transmissão de alta e extra-alta tensão, ficando sua aplicação mais restrita a sistemas radiais.

A tabela 1.4 apresenta as principais diferenças entre as proteções de retaguarda, local e remota.

Tabela 1.4 – Comparação entre as proteções de retaguarda local *x* retaguarda remota

Características	Proteção Principal(Local)	Proteção de Retaguarda
Zona de atuação	Conjunto de proteção destinado a detectar e eliminar, seletivamente falhas que ocorram apenas no equipamento protegido.	Conjunto de proteção destinado a detectar e eliminar falhas que ocorram no equipamento protegido e fornecer proteção adicional para os equipamentos adjacentes
	Sua zona de atuação é normalmente limitada pelo posicionamento dos Transformadores de corrente.	-
Tempo de atuação	Sem retardo intencional.	No caso de proteção de retaguarda remota, a sua atuação é normalmente coordenada com a atuação das proteções dos equipamentos adjacentes por meio de retardo de tempo intencional. Como proteção de retaguarda local, ela tem a mesma característica de operação da Proteção Principal (redundância), porém acrescida de outras funções complementares (Falha de Disjuntor etc..).

1.4 – Características funcionais dos relés de proteção

Todo sistema de proteção bem projetado e eficiente deve atender aos critérios relacionados na tabela 1.5.

Tabela 1.5 – Comparação entre as proteções de retaguarda local *x* retaguarda remota

Características Funcionais	
Sensibilidade	Os sistemas de proteção devem ser sensíveis para detectar todas as falhas internas nos componentes.
Seletividade	Somente os componentes defeituosos devem ser desconectados.
Velocidade	Os sistemas devem ser rápidos para minimizar os danos nos componentes.
Reliability	Devem operar para todas as falhas internas e não operar para falhas externas (*Dependability + Security)*.

1.5 – Classificação dos relés de proteção

Os relés de proteção podem ser classificados segundo diferentes critérios.

1.5.1 – Quanto à função

Os relés são classificados segundo uma numeração que a ANSI normatizou para simbolizar as funções particulares dos relés, conforme alguns exemplos mostrados na tabela 1.6.

Tabela 1.6 – Alguns exemplos da classificação de relés

Nº da Função	**Descritivo**
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
21	Relé de Distância
25	Relé de Verificação de Sincronismo
27	Relé de Subtensão
49	Relé de Temperatura
50	Relé de Sobrecorrente Instantâneo
51	Relé de Sobrecorrente Temporizado
59	Relé de Sobretensão
63	Relé de Pressão de nível ou de fluxo, de líquido ou gás
67	Relé direcional de Sobrecorrente
68	Relé de Bloqueio de Oscilação de Potência

Nº da Função	Descritivo
78	Relé de Sincronismo
81	Relé de Frequência
86	Relé de Bloqueio
87	Relé Diferencial

1.5.2 – Quanto ao tempo de atuação

Os relés podem atuar de forma instantânea ou temporizada. Os relés temporizados podem possuir a característica de tempo dependente da grandeza ou independente da grandeza.

Instantânea

A característica de operação desse tipo de relé (figura 1.5) não possui retardo de tempo intencional. O tempo de atuação está intrinsecamente associado ao tempo de processamento do relé, e é independente das variações da grandeza de operação. O tempo típico de atuação é de aproximadamente 1 a 2 ciclos.

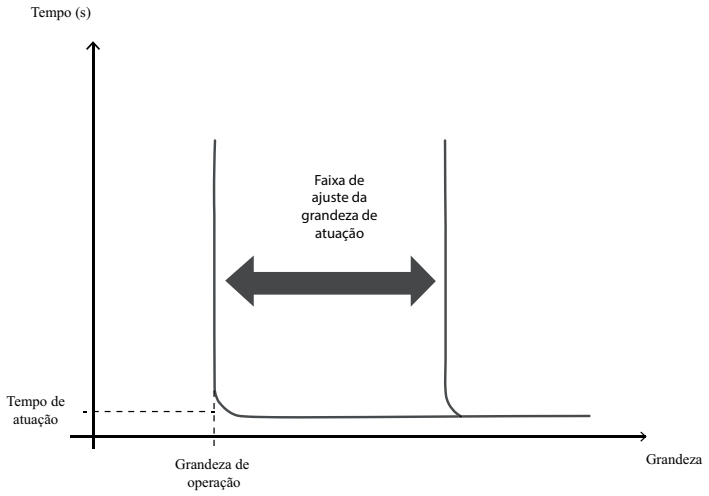


Figura 1.5 – Característica de atuação instantânea

Tempo definido

A característica de operação desse tipo de relé (figura 1.6) é temporizada e independente do valor da grandeza de operação. A sua aplicação está mais voltada para esquemas de controle ou em instalações industriais. Uma aplicação típica é em esquemas de proteção de falha de disjuntor.

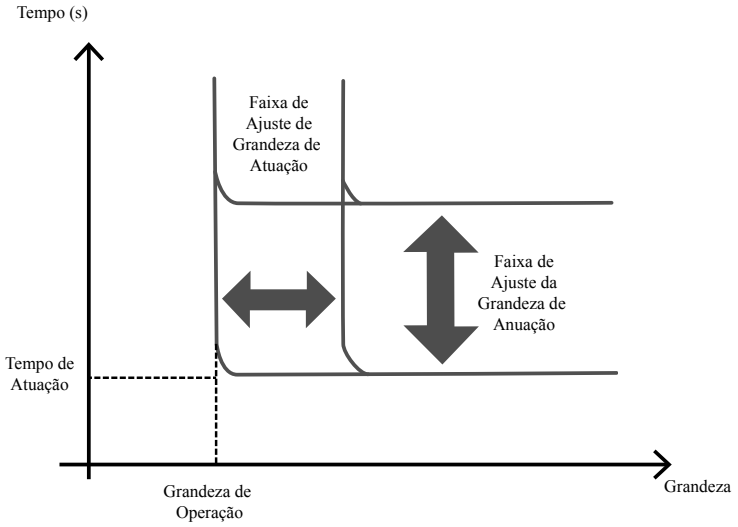


Figura 1.6 – Característica de tempo definido

Tempo inverso

O tempo de atuação do relé com a característica de operação de tempo inverso é inversamente proporcional ao valor da grandeza de operação. A sua aplicação é adequada quando se necessita de coordenação com dispositivos de proteção adjacentes (figura 1.7).

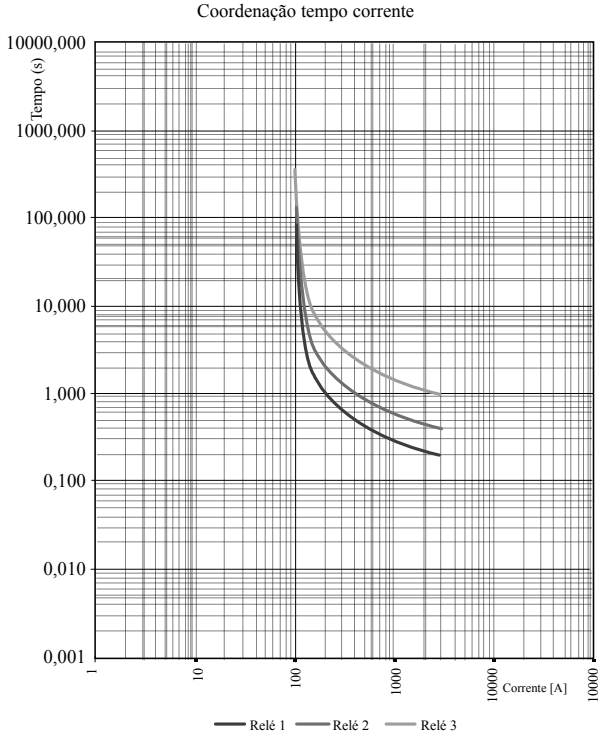


Figura 1.7 – Característica de tempo inverso

1.5.3 – Quanto ao tipo de tecnologia

Existem três tipos de tecnologia de relés: a eletromecânica, a estática e a digital. Os relés de tecnologia eletromecânica e estática estão sendo progressivamente substituídos por relés de tecnologia digital.

Eletromecânica

Primeira geração de relés de proteção. Datam do início do século passado. Esses relés utilizam grandezas analógicas e caracterizam-se por serem relés de uma única função (figura 1.8).

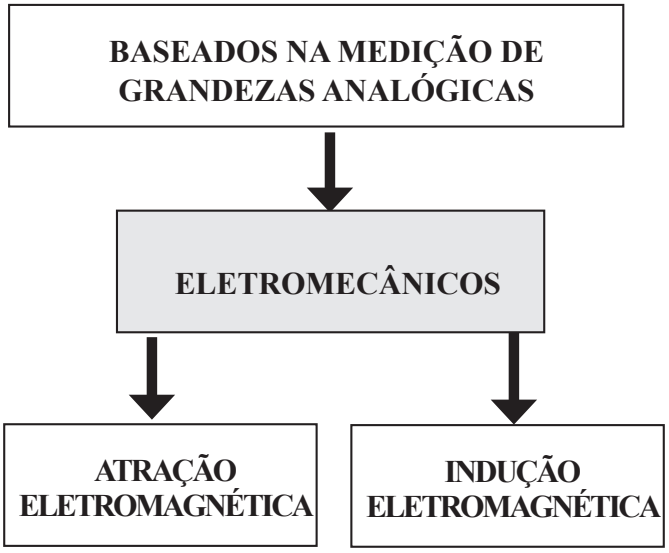


Figura 1.8 – Relés eletromecânicos

Os relés do tipo atração eletromagnética são unidades instantâneas e são sensíveis a grandezas contínuas e alternadas.

Os relés do tipo indução eletromagnética são unidades temporizadas dependentes da grandeza de operação. Eles são sensíveis apenas à grandeza alternada (figura 1.9).



Figura 1.9 – Painel de relés eletromecânicos

Estática

Os relés estáticos, basicamente, ao invés de utilizarem estruturas eletromecânicas usam estruturas retificadoras e componentes eletrônicos controlados.

Com essa tecnologia, surgiram os primeiros relés multifunção (figura 1.10).

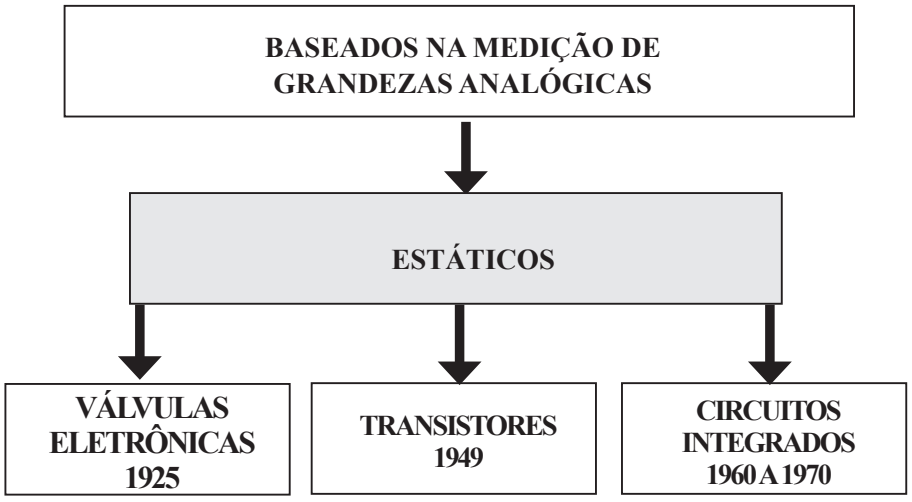


Figura 1.10 – Relés estáticos

Digital

Os relés de tecnologia digital se baseiam em grandezas digitais. A partir dessa tecnologia os relés passaram a assumir as funções de medição e controle além de proteção.

Os relés são definitivamente do tipo multifunção e possuem característica adaptativa (figura 1.11).

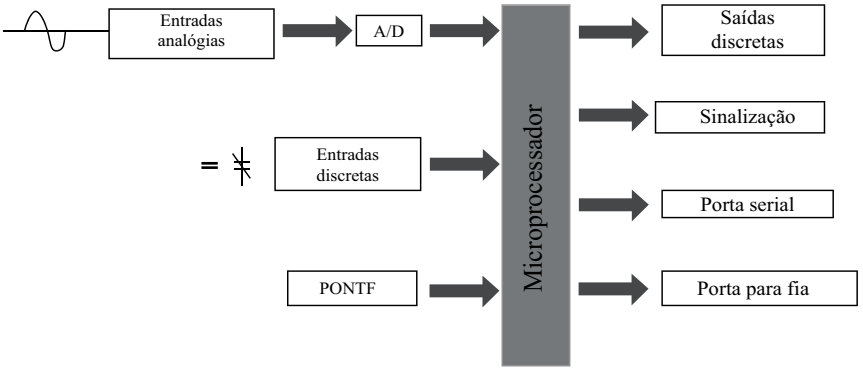


Figura 1.11 – Relés digitais

A tecnologia digital incorporou diversos recursos aos relés de proteção (figura 1.12):

- Sistemas de autoteste e autodiagnose;
- *Hardware* aplicado a vários tipos de relés;

- Funções adaptativas;
- Registrador digital de perturbações;
- Localizador de faltas;
- Medição e controle integrados.



Figura 1.12 – Tipos de relés digitais

2

TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS

Os relés de proteção são alimentados por tensão e corrente provenientes dos transformadores de instrumentos (TCs e TPs). Esses transformadores fazem o isolamento dos circuitos de alta tensão do sistema elétrico e também fornecem proporcionalmente aos relés as grandezas necessárias aos seus circuitos de medição O desempenho destes transformadores é fundamental para a operação dos relés.

A aplicação adequada dos transformadores de corrente e potencial envolve a consideração de diversos requisitos, tais como: construção mecânica, tipo de isolamento, relação entre as correntes e tensões primárias e secundárias, capacidade térmica contínua, capacidades térmica e mecânica de curta duração, classe de isolamento, nível de impulso, condições de serviços, classe de exatidão e conexões. Nesse capítulo será dado destaque às características elétricas necessárias para a especificação dos transformadores.

2.1 – Transformadores de corrente

Os TCs são usados para reduzir as correntes do sistema elétrico a valores compatíveis com os valores nominais de corrente utilizados pelos relés e medidores. Além disso, servem para isolar os circuitos de medição do sistema primário de alta tensão além de permitir a padronização das correntes nominais dos relés e medidores.

Os TCs devem ser capazes de reproduzir as correntes de zero a 20 vezes a corrente nominal, mantendo a classe de exatidão garantida pelo fabricante (figura 2,1).



Figura 2.1 – Função do TC

A figura 2.2 mostra a representação de um TC com sua carga secundária conectada.

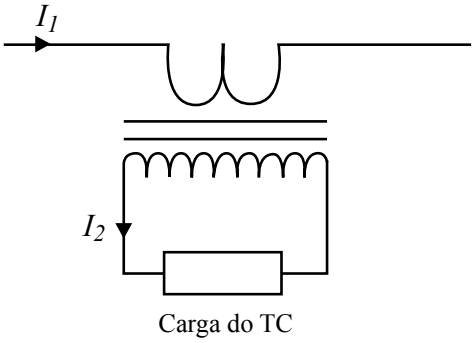


Figura 2.2 – Representação

Desprezando a corrente de excitação, a corrente secundária pode ser expressa de acordo com a equação:

$$I_2 = \frac{N_1}{N_2} \times I_1$$

Onde:

N_1 Número de espiras do primário, normalmente igual a 1

N_2 Número de espiras do secundário

2.1.1 – Tipos de TCs

Diversos tipos de transformadores de corrente são usados para o propósito de proteção.

Transformadores de corrente tipo bucha

São utilizados em equipamentos como geradores, transformadores, disjuntores e reatores. Os transformadores de corrente tipo bucha consistem de um núcleo em forma de anel com um enrolamento secundário.

Considerando que o diâmetro interno do núcleo de um transformador de corrente tipo bucha tem que ser grande para acomodar a bucha, o comprimento médio do caminho magnético é maior do que os demais transformadores de corrente. Para compensar isto e também pelo fato de que existe apenas uma espira primária, a seção reta do núcleo é maior. Como existe menos saturação em núcleos de seção reta maiores, os transformadores de corrente tipo bucha tendem a ser mais precisos do que outros transformadores para correntes elevadas. Para correntes baixas, o transformador tipo bucha é geralmente menos preciso devido à sua alta corrente de excitação.

Transformadores de corrente tipo pedestal

São utilizados em instalações de alta tensão, geralmente associados aos disjuntores (figura 2.3).



Figura 2.3 – TCs de pedestal

Transformadores de corrente tipo barra

Geralmente utilizados em instalações de baixa tensão, em cubículos blindados e em aterramentos de equipamentos (banco de capacitores, transformadores etc.).

Transformadores de corrente tipo toroidal (janela)

Utilizados em circuitos de distribuição, para a função de proteção residual sensitiva. Utiliza-se apenas um transformador, cujo núcleo (núcleo balanceado) envolve as três fases do alimentador. Esse tipo de conexão possibilita um ajuste mais sensível para detecção de defeitos à terra, em relação à ligação convencional de três TCs de fase, pois não há desequilíbrio de corrente provocado por desempenho diferente dos TCs de fase (figura 2.4).

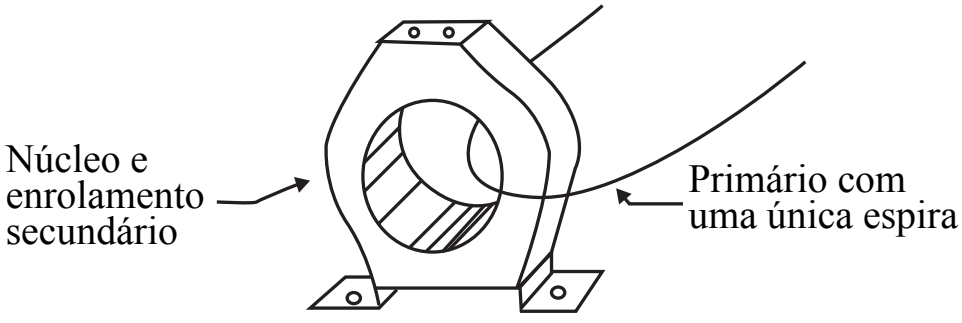


Figura 2.4 – TCs tipo janela

2.1.2 – Relação de transformação

O critério para seleção da relação do transformador de corrente é a capacidade nominal contínua dos equipamentos conectados e do enrolamento secundário do TC. Na prática, a relação deve ser selecionada de tal forma que a corrente secundária seja próxima a 5 A ou 1 A para a corrente máxima da carga.

O desempenho do transformador de corrente é mais crítico em esquemas diferenciais, nos quais o desempenho de todos os transformadores deve ser adequado. Nesses esquemas, o desempenho do relé é uma função da exatidão da reprodução não somente da corrente de carga, mas da corrente de falta.

Para correntes de falta elevadas, faltas próximas, o transformador de corrente pode saturar.

2.1.3 – Circuito equivalente

O circuito equivalente de um transformador de corrente é apresentado na figura 2.5.

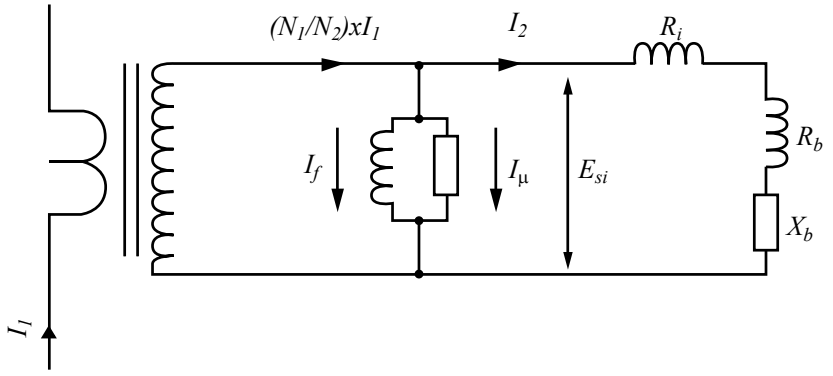


Figura 2.5 – Circuito equivalente

Na figura 2.5, temos:

N_1/N_2 = N relação de transformação do TC
I_1 corrente primária
I_2 corrente secundária
I_f componente reativa da corrente de excitação
I_μ componente ativa da corrente de excitação
R_i resistência do enrolamento do TC
R_b resistência do cabo do TC somada à resistência da carga conectada ao secundário
E_{si} tensão de excitação

Pela figura 2.5, torna-se evidente que a corrente secundária é função da tensão de excitação e da impedância total composta pelas resistências do enrolamento secundário do TC e dos cabos, e da impedância da carga. A curva que relaciona Es e Ie é chamada de curva de excitação (figura 2.6).

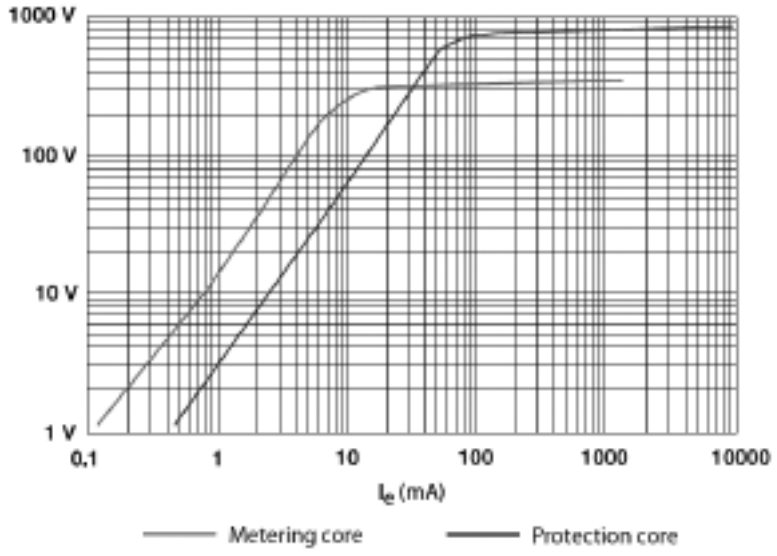


Figura 2.6 – Curvas de excitação de TCs

O erro relacionado ao módulo (erro de relação) da corrente secundária é função da carga conectada ao TC e também do circuito de magnetização. Quando se diz que o TC está totalmente saturado, significa que a impedância de magnetização tende a zero, ou seja, não circula corrente secundária para a carga. Toda a corrente é drenada pelo circuito de magnetização, em outras palavras, o TC não consegue reproduzir uma imagem da corrente primária do sistema elétrico.

Quanto menor a corrente de excitação, menor é o erro de relação: Is = Ip/N + Ie.

A classe de exatidão normatizada para proteção é de 10%. A carga imposta ao secundário do TC tem influência no seu desempenho. A carga do secundário do TC é dimensionada para a corrente de 20 vezes I_{nom} e é definida em tensão (Volts).

$$V = 20 * I_{Nom} * Z_L$$

$$VA = I^2 * Z_L$$

2.1.4 – Tipos de ligação

A figura 2.7 mostra as ligações série e paralelo dos enrolamentos primários de TCs.

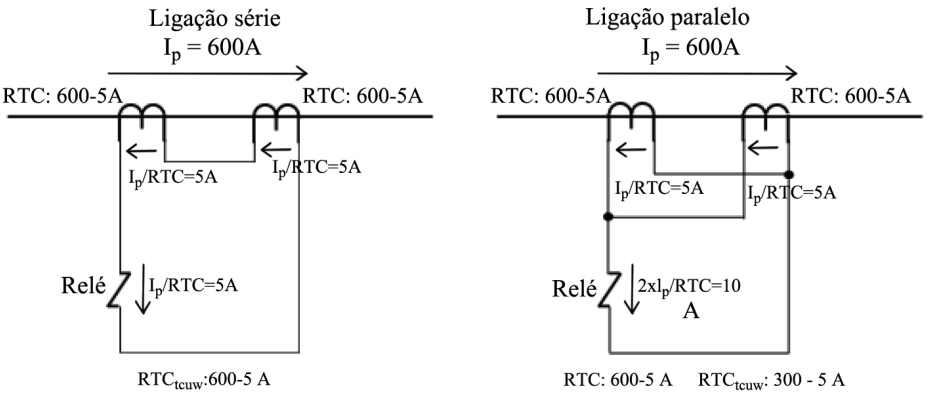


Figura 2.7 – Ligações série/paralelo do primário

A figura 2.8 mostra um TC ligado em estrela no secundário.

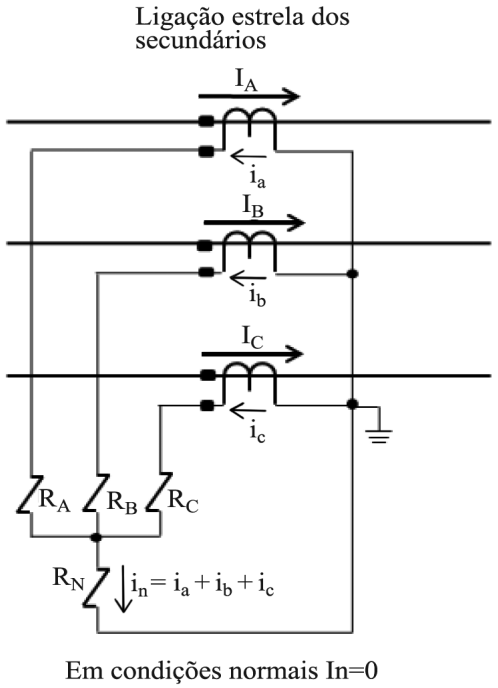


Figura 2.8 – Ligações em estrela dos enrolamentos secundários

A figura 2.9 mostra um TC ligado em delta no secundário.

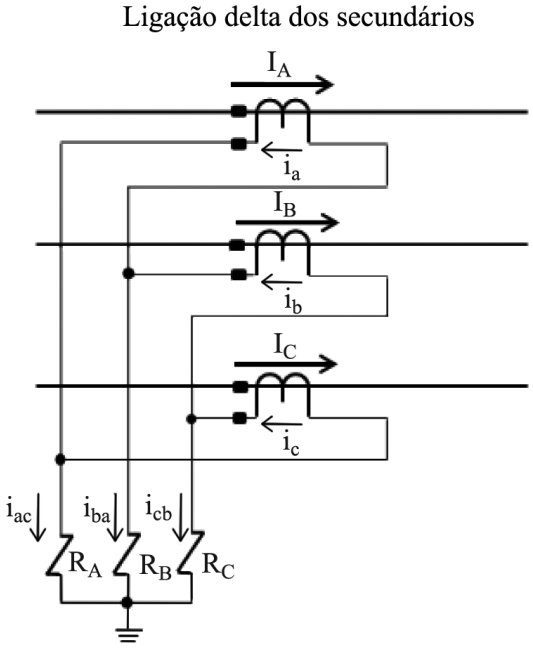


Figura 2.9 – Ligações em delta dos enrolamentos secundários

2.1.5 – Polaridade

A polaridade é a direção relativa de tensão induzida nos terminais do TC (de H1 para H2) quando comparada com a tensão induzida nos terminais secundários (de X1 para X2).

A polaridade subtrativa é aquela em que as tensões induzidas no primário e no secundário estão na mesma direção (figura 2.10).

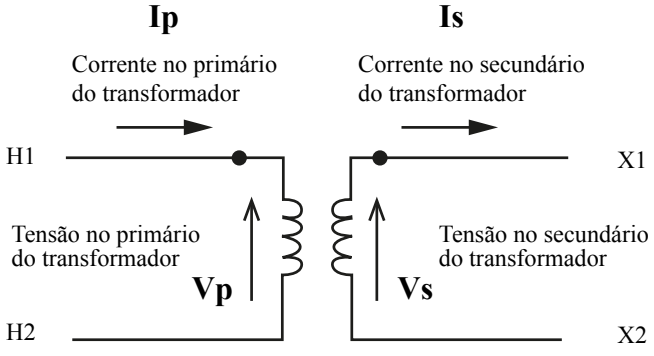


Figura 2.10 – Polaridade subtrativa

A polaridade aditiva é aquela em que as tensões induzidas no primário e no secundário estão em direção oposta (figura 2.11).

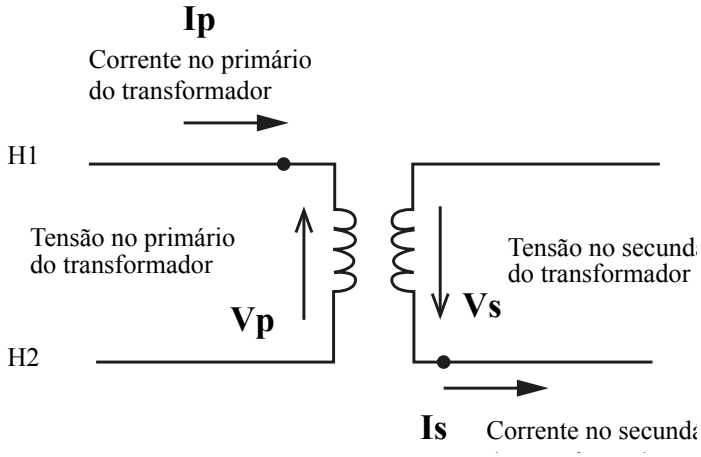


Figura 2.11 – Polaridade aditiva

De acordo com a norma IEC 61869-2, os terminais devem ser designados como mostrado na figura 2.12. Os terminais marcados com P1, S1 e C1 possuem a mesma polaridade.

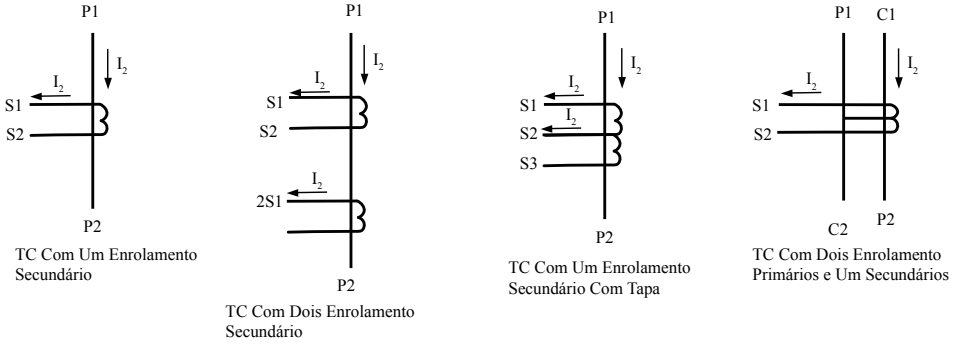


Figura 2.12 – Designação dos terminais

2.1.6 – Considerações sobre saturação

Para que o TC não sature, ele deve ser dimensionado de acordo com certos requisitos.

Existem dois tipos de saturação a que os TCs podem ser submetidos: saturação AC e saturação DC. A norma IEEE Std C37.110-1996 estabelece:

a) Saturação AC

Para que o TC não sature por componente AC, ele deve ter uma tensão secundária dada pela expressão:

$$V_X > I_S \times Z_S$$

Na expressão acima:

- V_X é a tensão secundária do TC, por exemplo, 200 V para um TC C200.
- I_S é a corrente primária dividida pela relação de transformação do TC.
- Z_S é a carga total do secundário do TC, que é igual à soma da impedância dos cabos de ligação ($R_S + jX_S$) com a carga conectada ao TC ($Z_B = R_B + j\ X_B$).

Normalmente, a classe de exatidão é garantida pelo fabricante até 20 vezes a corrente nominal do secundário. Por exemplo, um TC C800, de relação 2.000 : 5 A, para uma corrente de curto-circuito de 50.000 Ap, admite uma carga conectada ao secundário de 800/(50.000/400) = 6,4 Ohms, mantendo a sua classe de exatidão de 10%.

b) Saturação DC

Para que o TC não sature por componente DC, com carga puramente resistiva, a expressão de V_X deve ser multiplicada por (1 + X/R), onde X e R são a resistência e a reatância equivalente do sistema até o ponto de aplicação do TC.

Se a carga do TC for também indutiva, a expressão de V_X se torna

$$V_X > I_S \cdot Z_S \left(1 + \frac{X}{R} \cdot \frac{R_S + R_B}{Z_S} \right)$$

Estas expressões nos mostram que, dependendo das relações X/R do sistema no ponto de aplicação do TC, é praticamente impossível evitar que o mesmo sature por componente DC, particularmente quando aplicado próximo a usinas nas quais a relação X/R é elevada. Em função disto, a aplicação de relés em esquemas de proteção diferencial requer uma atenção especial dos fabricantes, em função da alta probabilidade de saturação dos TCs por componente DC.

2.1.7 – Classes de exatidão

As classes de exatidão dos TCs são estabelecidas pelas normas pertinentes sobre o assunto. A precisão é especificada em função de um erro de relação (ε) que não deve ser excedido quando o TC está conectado com sua carga nominal e a corrente não ultrapassar o valor máximo definido pela norma. Normalmente, os fabricantes garantem a precisão do TC até 20 vezes a corrente nominal do secundário (100 A para TCs de corrente nominal 5 A sec e 20 A para corrente nominal de 1 A).

Classes de exatidão para medição

O fator de correção do transformador deve estar dentro de limites especificados quando o fator de potência do circuito medido varia de 0,6 a 1,0 na carga padrão especificada e em 10%

e 100% da corrente primária nominal (ou o fator de sobrecarga correspondente, se maior do que 1). Veja tabelas 2.13 e 2.14.

A tabela 2.1 mostra as classes de exatidão para TCs de medição:

Tabela 2.1 – Classes de exatidão para TCs de medição

Classe	100% de I_n		10% de I_n	
	mínimo	máximo	mínimo	máximo
0.3	0,997	1,003	0,994	1,006
0.6	0,994	1,006	0,988	1,012
1.2	0,988	1,012	0,976	1,024

Exemplo de especificação:

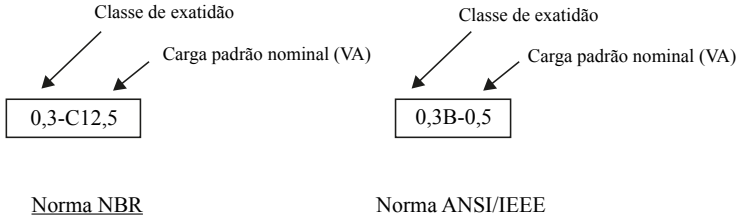


Figura 2.13 – Exemplo de especificação 1

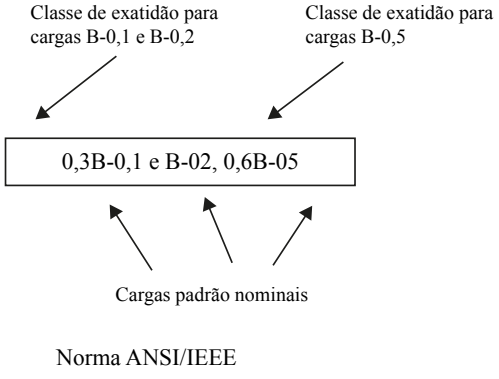


Figura 2.14 – Exemplo de especificação 2

Classes de exatidão para proteção

Os TCs de proteção são projetados para operar dentro de determinados limites de erro de relação, para a carga nominal especificada, numa faixa de corrente entre 1 e 20 vezes a corrente primária nominal.

A especificação é dada por:

- Tipo de núcleo (alta ou baixa reatância de dispersão);
- Fator de sobrecorrente;
- Classe de exatidão;
- Tensão secundária máxima.

As normas fazem distinção entre os tipos de núcleos, uma vez que nos TCs com reatâncias de dispersão desprezível, a corrente de carga que normalmente possui fator de potência baixo (0,5) está praticamente em fase com a corrente de magnetização, o que permite obter o erro de relação por meio de cálculo.

A tabela 2.2 mostra os principais tipos de TC para proteção e a denominação segundo as normas ASA, IEEE e NBR.

Tabela 2.2 – Tipos e classes de TCs para proteção

TIPO	ASA	IEEE	NBR
Baixa reatância	L	C	B
Alta reatância	H	T	A

TCs de baixa reatância de dispersão são aqueles nos quais a reatância de dispersão não causa efeito apreciável no erro de relação.

Efeito apreciável corresponde a uma diferença de 1% entre o erro de relação real e o calculado.

2.1.8 – Fator de sobrecorrente

Relação entre a corrente de falta simétrica, para a qual a exatidão é garantida, e a corrente nominal (tabela 2.3).

Tabela 2.3 – Fatores de sobrecorrente

	ASA	IEEE	NBR
FSC	20	20	5 10 20

2.1.9 – Classes de exatidão

Limite do erro composto para a corrente de falta simétrica definida pelo fator de sobrecorrente, quando alimentando a carga secundária nominal especificada (tabela 2.4).

Tabela 2.4 – Classes de exatidão

Erro (%)	ASA	IEEE	NBR
ε_c%	2,5 10	10	5 10

2.1.10 – Tensão secundária nominal

Tensão que o TC fornecerá à carga padrão nominal quando submetido à corrente de falta simétrica determinada pelo fator de sobrecorrente, sem exceder o limite de erro definido pela classe de exatidão especificada (tabela 2.5).

Tabela 2.5 – Tensão secundária nominal

Vs (V)	Carga padrão (Valores em 5A)			
	NOME	IMPEDÂNCIA (Ω)	POTÊNCIA (VA)	FATOR DE POTÊNCIA
10	B-01	0,1	2,5	0,9
20	B-0.2	0,2	5,0	0,9
50	B-0.5	0,5	12,5	0,9
100	B-1	1,0	25	0,5
200	B-2	2,0	50	0,5
400	B-4	4,0	100	0,5
800	B-8	8,0	200	0,5

2.1.11 – Exemplos de especificação de TCs de proteção

A figura 2.15 ilustra exemplo de especificação de TC para proteção.

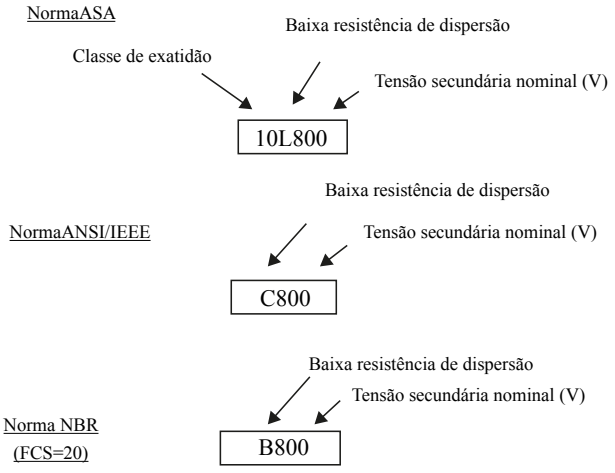
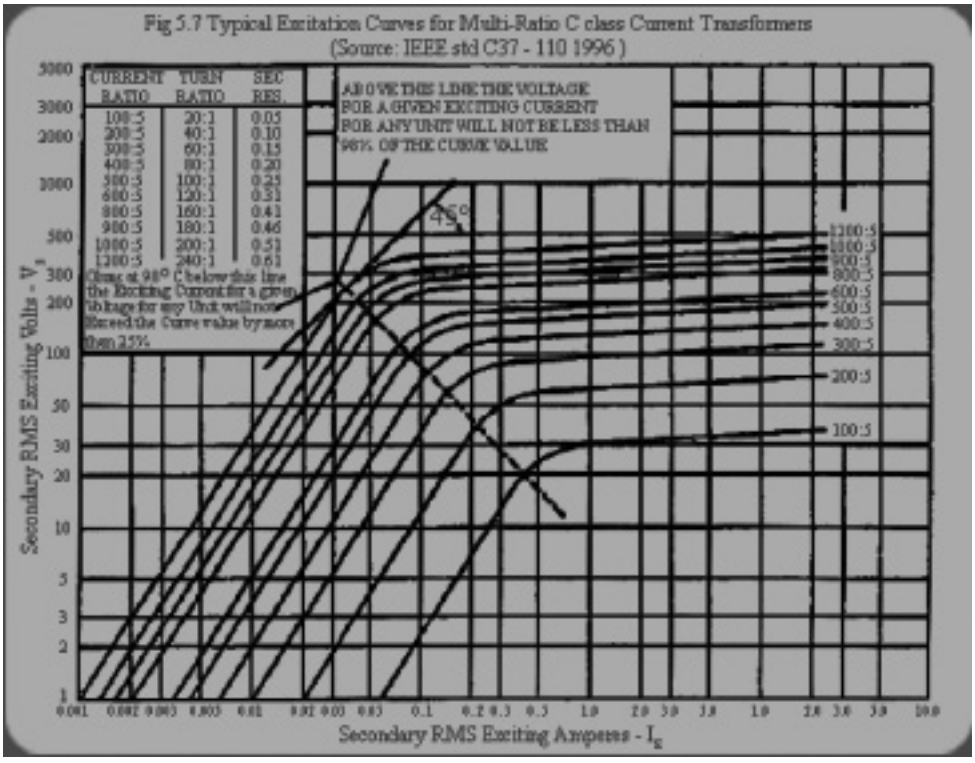


Figura 2.15 – Exemplo de especificação de TC para proteção

2.1.12 – Exemplos de aplicação de TCs de proteção

Exemplo 1: Um TC 1.200/5, C400 com a curva de excitação mostrada na figura abaixo é conectado a uma carga de 2,0 Ω. Qual é a máxima corrente de curto-circuito que pode ser aplicada ao TC sem exceder o erro de relação de 10%?



Pela figura, a resistência secundária do TC é 0,61 Ω.

Carga conectada ao TC: 2,0 Ω

Tensão secundária:

Vs = Is (Rs + Zb) = 20 x In (0,61 + 2,0) = 100 x 2,61 = 261 V

Na classe de exatidão C400, a corrente máxima secundária para a carga total no TC é:

Is = 400V/2,61 Ω =153 A

A máxima corrente primária é: 153 A x 1.200/5 = 36.720 A

Exemplo 2: Um TC 1.200/5, C400 com a curva de excitação mostrada na figura acima é conectado ao *tap* de 1.000 A. Qual a máxima carga que pode ser conectada ao secundário mantendo a sua precisão em 20 vezes a corrente nominal?

A tensão secundária correspondente ao *tap* de 1.000 A é:

V = (1.000/1.200) x 400 V = 333 V

Corrente secundária: Is = 20 x 5 = 100 A

Vs = Is(Rs + Rb)

Rs = 0,51 da curva de excitação

333 = 100 (0,51 + Rb)

Rb = 2,72 Ω

Exemplo 3: Um TC 300/5, C400 com a curva de excitação mostrada na figura anterior alimenta um relé cujo *burden* é 5 Ω e corrente de *pickup* de 2,0 A. Calcular a corrente primária para atuar o relé na relação 300/5 A.

Resistência secundária do TC no *tap* 300/5 = 0,15 Ω

Vs = Is (Rs + Rb)= 2,0 (5,0 + 0,15) = 10,3 V

Entrando na curva de excitação com V = 10,3 V, a corrente de excitação é 0,04 A.

A corrente total secundária é Is = 2,0 + 0,04 = 2,04 A

Corrente primária = 2,04 x 300/5 = 122,0 A

2.2 – Transformadores de potencial

2.2.1 – Definição

Transformador para instrumento cujo enrolamento primário é ligado em paralelo com um circuito elétrico e reproduz no secundário uma tensão cujo valor é função da tensão do primário e da relação direta da quantidade de espiras dos enrolamentos (figura 2.16).

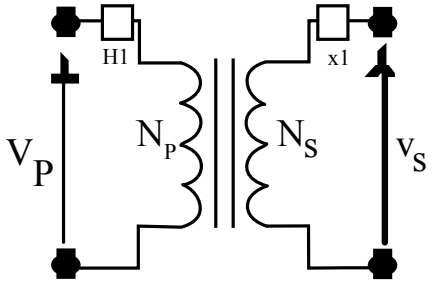


Figura 2.16 – Transformador de potencial

n_P = N° de espiras do primário

n_S = N° de espiras do secundário

2.2.2 – Representações

As várias formas de representação dos transformadores de potencial estão representadas na figura 2.17.

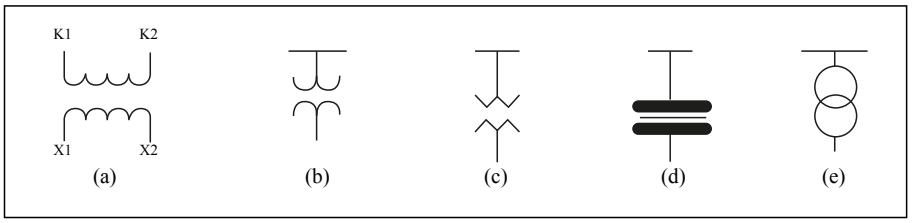


Figura 2.17 – Representações

O transformador de potencial é similar, em sua construção, a um transformador de força. A diferença está na aplicação. Enquanto o transformador de força é projetado para alimentar uma carga secundária sem exceder um limite de elevação de temperatura, o de potencial é projetado para alimentar uma carga secundária sem exceder um limite de erro na transformação.

2.2.3 – Ligações

As figuras 2.18 a 2.22 mostram os principais tipos de ligações dos transformadores de potencial utilizados para proteção/medição.

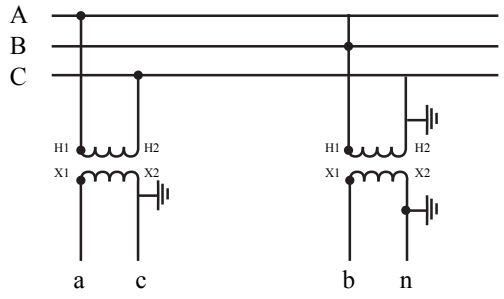


Figura 2.18 – Ligação monopolar

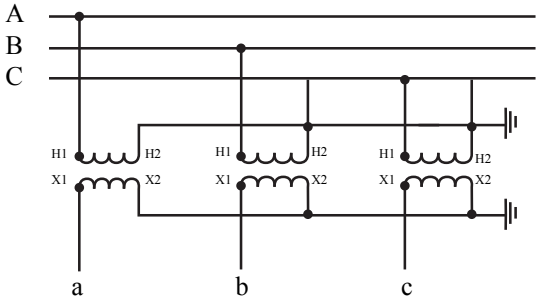


Figura 2.19 – Ligação estrela

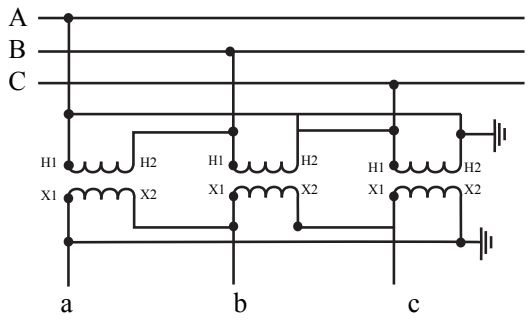


Figura 2.20 – Ligação delta

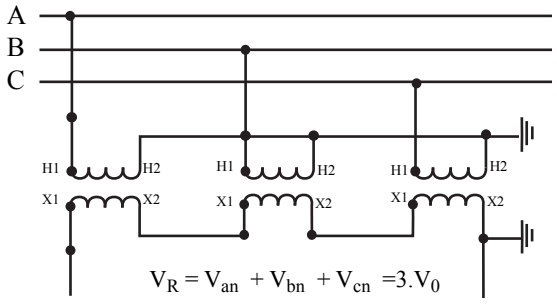


Figura 2.21 – Ligação residual

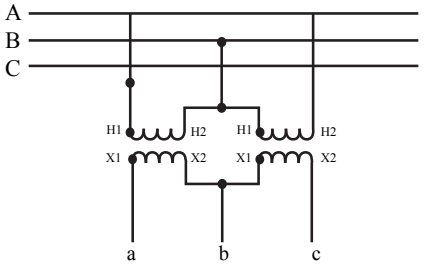


Figura 2.22 – Ligação V

2.2.4 – Exatidão

Os TPs são projetados para operar dentro de determinados limites de erro de relação e de ângulo de fase, para qualquer carga de zero até a carga nominal especificada, e em qualquer tensão entre 90% e 110% da tensão nominal.

As tabelas 2.6 e 2.7 mostram as classes de exatidão conforme as normas IEC 61689-3 e IEEE C57.13.

Tabela 2.6 – Classes de exatidão conforme norma IEC 61689-3
Accuracy Class Acording to IEC 61689-3

Class	Range		Limits Of Errors		Application
	Burden %	Voltage %	Ratio %	Phase Desplacement Minutes	
0.1	25-100*	80-120	0.1	5	Laboratory
0.2	25-100*	80-120	0.2	10	Precision and Revenue Metering
0.5	25-100*	80-120	0.5	20	Standard Revenue Metering
1.0	25-100*	80-120	1.0	40	Industrial Grade Meters
3.0	25-100*	80-120	3.0		Industrial Grade Meters
3P	25-100*	5-F_V**	3.0	120	Protection
6P	25-100*	5-F_V**	6.0	240	Protection

• For Burdens < 10 VA, 0-100% PF=1

• ** FV= Voltage Factor

Tabela 2.7 – Classes de exatidão conforme norma IEEE C57.13

Class	Range		Limits Of Errors Ratio % Phase Desplacement Minutes	Application
	Burden %	Voltage %		
0.15	0-100	90-110	0.15	High-accuracy metering
0.3	0-100	90-110	0.3	Revenue Metering
0.6	0-100	90-110	0.6	Standard Revenue Metering
1.2	0-100	90-110	1.2	Relaying
1.2R	0-100	90 25 5	1.2	Relaying CCVT

Standard Burdens	VA	PF
M	35	0.2
W	12.5	0.1
X	25	0.7
Y	75	0.75
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

2.2.5 – Circuito equivalente

A figura 2.23 mostra o circuito equivalente do transformador de potencial.

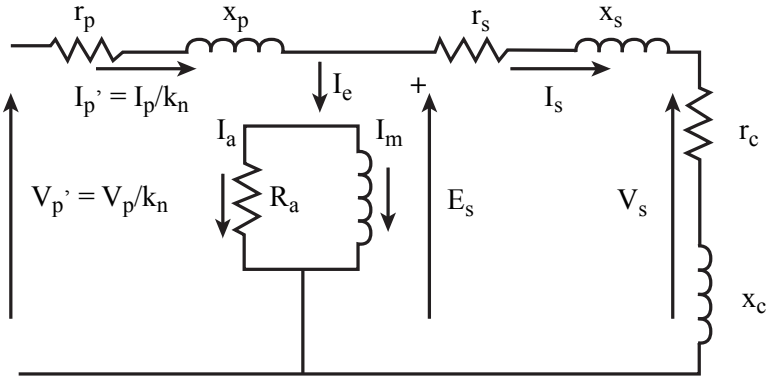


Figura 2.23 – Circuito equivalente

2.2.6 – Erros

A figura 2.24 mostra as expressões para os cálculos dos fatores de correção de relação e de defasagem angular.

Fator de Correção de Relação Percentual

$$FCR(\%) = \left(\frac{K_n * V_S - V_P}{V_P}\right) * 100$$

Defasagem angular (em minutos)

$$FCAF = y = \arg\left[\frac{V_S}{V_P}\right]$$

Figura 2.24 – Erros

2.2.7 – Classes de exatidão para medição

O fator de correção do transformador deve estar dentro de limites especificados quando o fator de potência do circuito medido varia de 0,6 a 1,0 para qualquer carga de zero até a carga padrão especificada, e entre 90% e 110% da tensão nominal.

A NBR considera, ainda, a classe de exatidão 3, sem limite de erro de ângulo de fase. Os limites de erro de relação são 0,97 e 1,03 (tabela 2.8).

Tabela 2.8 – Classes de exatidão para medição

Classe	De 90 a 110% de V_n	
	mínimo	máximo
0.3	0,997	1,003
0.6	0,994	1,006
1.2	0,988	1,012

2.2.8 – Carga padrão

As tabelas 2.9 e 2.10 mostram as cargas padrão conforme NBR e IEEE.

Tabela 2.9 – Carga padrão – NBR

Nome	VA	cosΦ	Caracaterísticas em 120 V		
			R (Ω)	L (mH)	Z (Ω)
P 12,5	12,5	0,10	115,2	3040	1152
P 25	25,0	0,70	403,20	1090	576
P 75	75,0	0,85	163,20	268	192
P 200	200,0	0,85	61,2	101	72
P 4000	400,0	0,85	30,6	50,4	36

Tabela 2.10 – Carga padrão - IEEE

Nome	VA	cosΦ	Caracaterísticas em 120 V		
			R (Ω)	L (mH)	Z (Ω)
W	12,5	0,10	115,2	3040	1152
X	25,0	0,70	403,20	1090	576
M	35,0	0,20	82,3	1070	411
Y	75,0	0,85	163,20	268	192
Z	200,0	0,85	61,2	101	72
ZZ	400,0	0,85	30,6	50,4	36

2.2.9 – Exemplo de especificação

As figuras 2.25 e 2.26 ilustram exemplos de especificação.

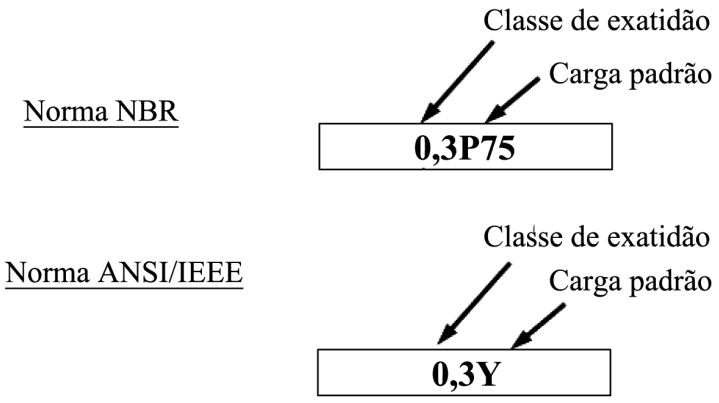


Figura 2.25 – Exemplos de especificação 1-TP

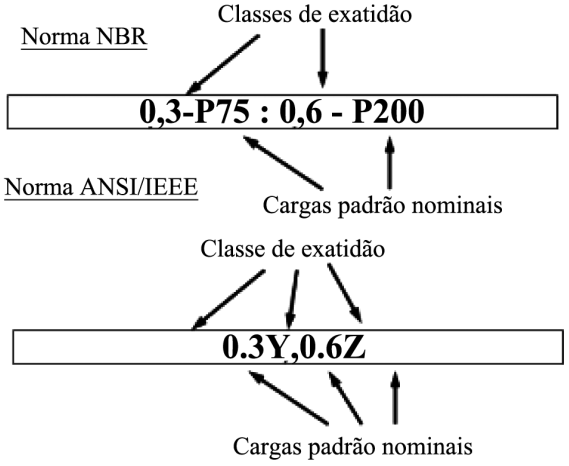


Figura 2.26 – Exemplos de especificação 2-TP

2.2.10 – Divisores capacitivos de potencial (DCP)

Os divisores capacitivos de potencial (DCP) são mais utilizados que os TPs indutivos para tensões acima de 145 kV por serem mais econômicos.

O CVT consiste de duas partes: o divisor capacitivo de tensão (CVD), com duas capacitâncias C1 e C2 e a unidade eletromagnética (EMU).

As capacitâncias C1 e C2 determinam a relação de transformação do CVD.

A EMU consiste de um transformador de potencial indutivo, um reator de sintonia e de um dispositivo de proteção contra ferrorressonância.

A figura 2.27 mostra o circuito equivalente simplificado do DCP.

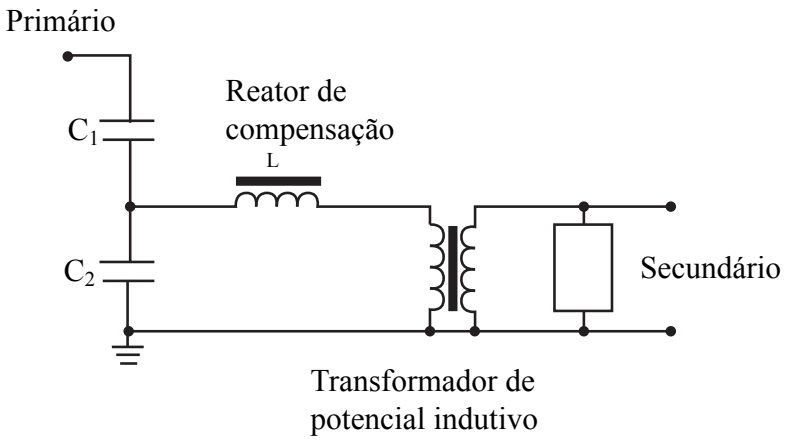


Figura 2.27 – Circuito equivalente simplificado do DCP

A figura 2.28 mostra o circuito equivalente completo do DCP, no qual a unidade eletromagnética EMU é representada pela resistência e pela reatância do primário (R1 e L1), e resistência e reatância do secundário (R2 e L2). Rt e Lt representam a resistência e a reatância do reator de sintonia. O ramo de magnetização é representado por Rm em paralelo com Lm. As perdas na seção capacitiva estão representadas por R_{C1} e R_{C2}. A impedância Z_b representa a carga total conectada ao secundário.

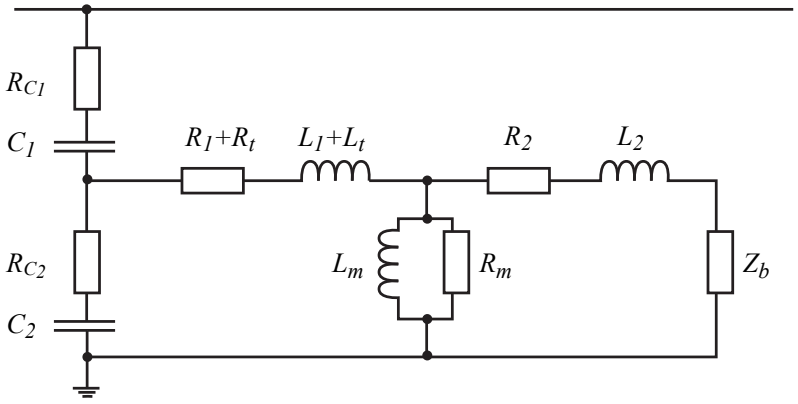


Figura 2.28 – Circuito equivalente completo do DCP

O circuito equivalente da figura 2.28 pode ser representado pelo circuito simplificado mostrado na figura 2.29.

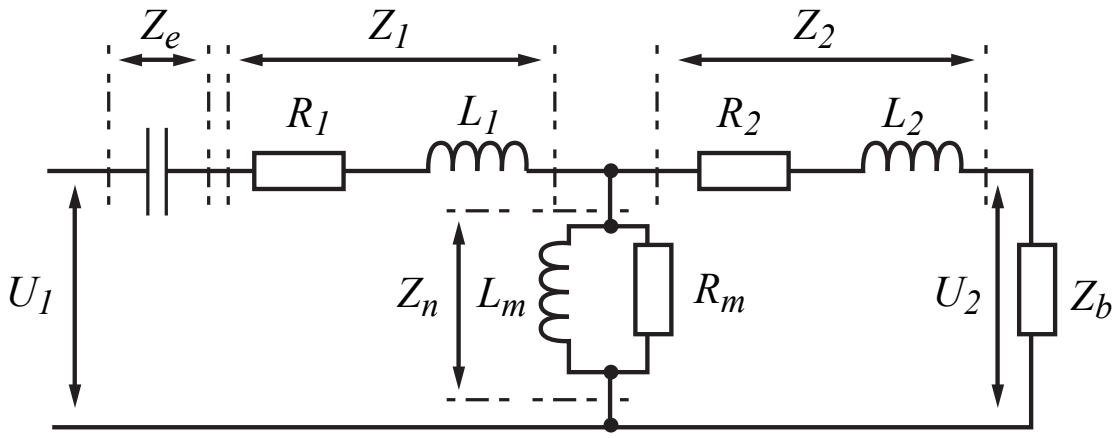


Figura 2.29 – Circuito equivalente da figura 2.28

Com o DCP em vazio:

$$U_2 = \frac{Z_m}{Z_m + Z_1 + Z_e} \, x \, U_1$$

Com o DCP conectado a uma carga de impedância Zb:

$$U_2 = \frac{Z_m}{Z_m + Z_1 + Z_e} \times \frac{C_1}{C_1 + C_2} \times U - \left[Z_2 + \frac{Z_m (Z_1 + Z_e)}{Z_m + Z_1 + Z_e} \right] \times I$$

3

PRINCIPAIS TIPOS DE RELÉS DE PROTEÇÃO

O objetivo principal do relé de proteção é detectar falhas e condições anormais de funcionamento no sistema elétrico, retirando de operação os equipamentos envolvidos.

As principais funções dos relés de proteção são:

- Medir as grandezas de operação;
- Comparar os valores medidos com os valores ajustados;
- Tomar a decisão de operar ou não, em função do resultado da comparação;
- Acionar a abertura dos disjuntores ou a energização de relés auxiliares;
- Sinalizar a sua atuação.

Os relés de proteção, como será visto, são comparadores: ou comparam amplitude (comparadores de amplitude) ou comparam ângulo de fase (comparadores de fase).

Nesse capítulo, abordaremos os principais relés de proteção utilizados no sistema elétrico.

3.1 – Relés de corrente não direcionais

São os relés de proteção mais utilizados no sistema elétrico. Como o próprio nome indica, trata-se de um tipo cuja função é supervisionar o nível de corrente que circula através da linha ou do equipamento protegido.

O relé de corrente pode supervisionar o aumento (sobrecorrente) ou a redução de corrente (subcorrente) que circula através do equipamento protegido. A função de sobrecorrente é a mais utilizada e é a responsável pela detecção de anormalidades do tipo curto-circuito ou sobrecarga. A função de subcorrente se aplica em esquemas de controle, com a finalidade de supervisionar condições operativas dos equipamentos ou de disjuntores.

Os relés de corrente recebem uma numeração em função da sua característica de operação:

Função 37→ relé de subcorrente.

Função 50 → relé de sobrecorrente instantânea.

Função 51 → relé de sobrecorrente temporizada.

Função 67 → relé de sobrecorrente direcional.

Os relés de sobrecorrente são utilizados para detecção de falhas fase-fase ou fase-terra. As representações da ligação do relé nos diagramas unifilares e trifilares são mostradas nas figuras 3.1 e 3.2, respectivamente:

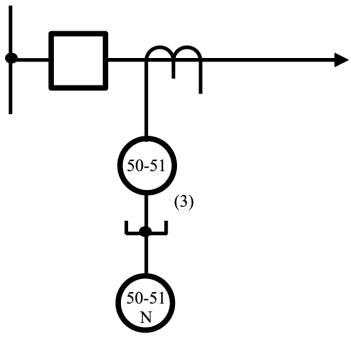


Figura 3.1 – Diagrama unifilar – relés de sobrecorrente

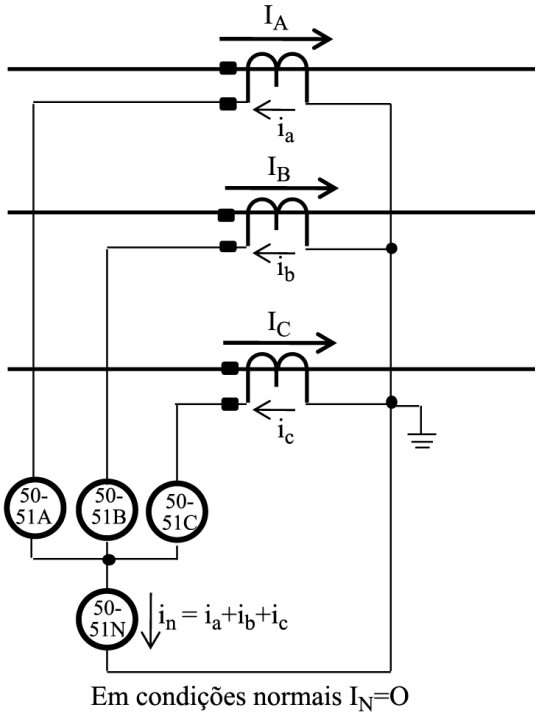


Figura 3.2 – Diagrama trifilar – relés de sobrecorrente

As diversas características de operação dos relés de sobrecorrente são mostradas a seguir:

Característica de tempo definido

A figura 3.3 ilustra o tempo definido do relé de sobrecorrente.

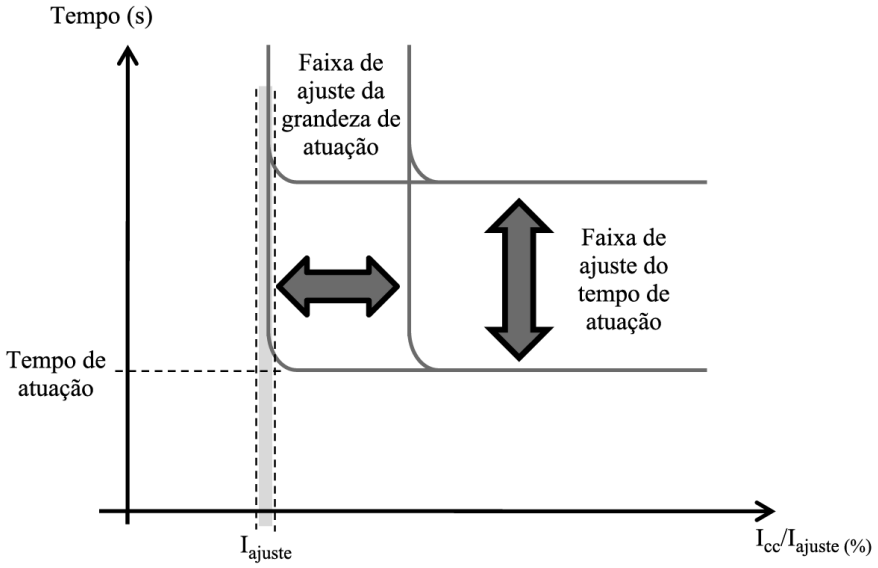


Figura 3.3 – Característica de tempo definido de relé de sobrecorrente

Esse tipo de característica é mais utilizado em esquemas de controle. O tempo de atuação independe do valor da corrente. Geralmente, utiliza-se um relé de sobrecorrente de característica instantânea associado a um temporizador. Uma aplicação típica é em esquemas de falha de disjuntores, quando um relé de sobrecorrente de tempo definido é utilizado para supervisionar a corrente que passa pelo disjuntor, associado a um temporizador e a um relé de bloqueio, que completam a lógica de falha de disjuntor (figura 3.4).

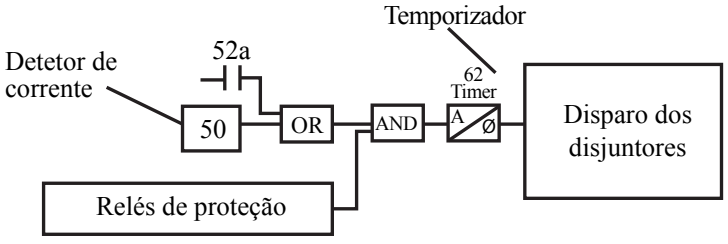


Figura 3.4 – Esquema de falha de disjuntor

Característica de tempo inverso

Esse tipo de característica é mais utilizado em proteção de linhas e equipamentos. Diferentemente da característica anterior, o tempo de atuação do relé é dependente da corrente de curto-circuito. Quanto maior a corrente de curto-circuito, menor é o tempo de atuação do relé (figura 3.5).

Essa característica é ideal para possibilitar coordenação entre os dispositivos de proteção em série.

Existem vários tipos de curvas de característica de tempo inverso, normatizadas, cujas equações são apresentadas nas tabelas abaixo:

$$Equação\ Geral\colon\ t = TD * \left(A + \frac{B}{(M^{\alpha} - 1)}\right)$$

Norma IEC			
Tipo de curva	Fatores		
	A	B	α
Inversa	0,0	0,14	0,02
Muito inversa	0,0	13,5	1
Extremamente inversa	0,0	80	2
Tempo longo	0,0	120	1
Tempo curto	0,0	0,05	0,04

Norma ANSI			
Tipo de curva	Fatores		
	A	B	α
Moderadamente inversa	0,0226	0,0104	0,02
Inversa	0,180	5,98	2
Muito inversa	0,0963	3,88	2
Extremamente inversa	0,02434	5,64	2
Tempo curto	0,00262	0,00342	0,02

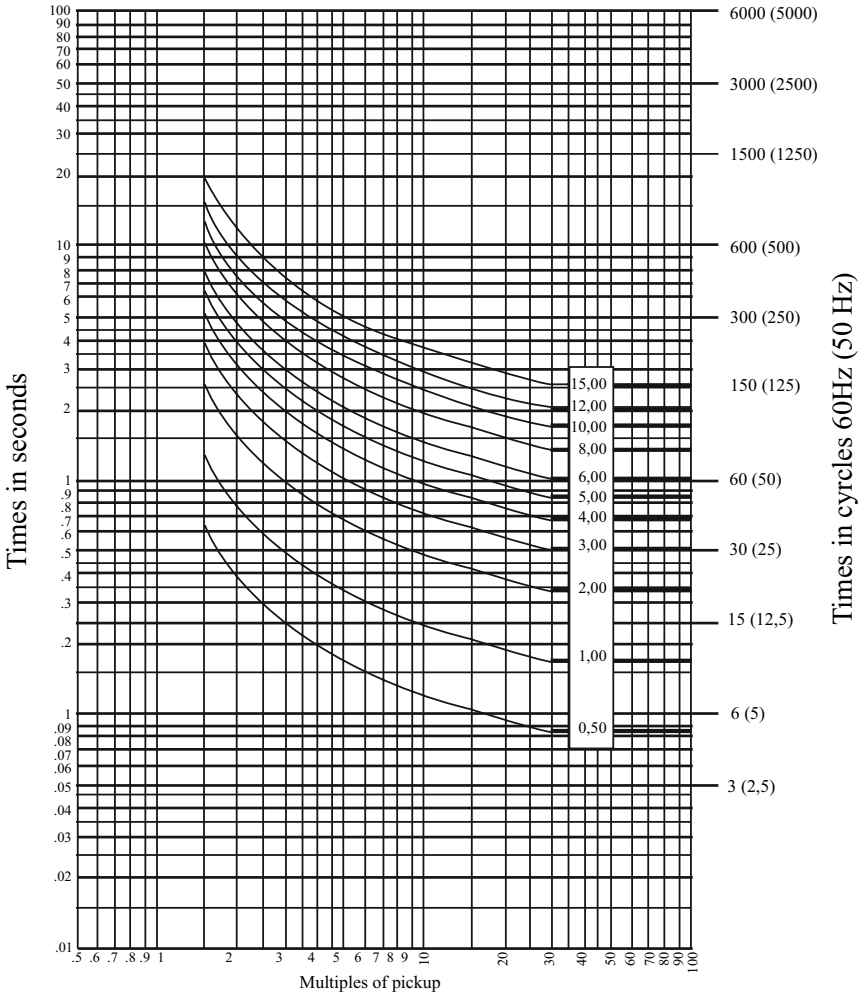


Figura 3.5 – Características de tempo inverso de relés de sobrecorrente

Aplicação

Os relés de sobrecorrente de tempo inverso são utilizados na proteção dos seguintes equipamentos do sistema elétrico:

- Proteção de linhas de distribuição radiais;
- Proteção de retaguarda de transformadores;
- Proteção de retaguarda de reatores;
- Proteção de retaguarda de geradores;
- Proteção de bancos de capacitores.

Cuidados devem ser tomados quando da definição dos ajustes, pois modificações da configuração da rede alteram os níveis de curto-circuito, podendo alterar os tempos de atuação dos mesmos ou até torná-los inoperantes, implicando em perda de seletividade na eliminação de falhas no sistema.

3.2 – Relés direcionais de corrente

O relé direcional de corrente possui, além da característica de detecção do nível de corrente, a capacidade de distinguir o sentido do fluxo de potência, ou seja, a direção.

A direcionalidade é obtida por meio da medição do ângulo da corrente de operação e de uma grandeza de polarização, corrente ou tensão, utilizadas como referência. Esse tipo de relé necessita de duas grandezas de medição (figura 3.6).

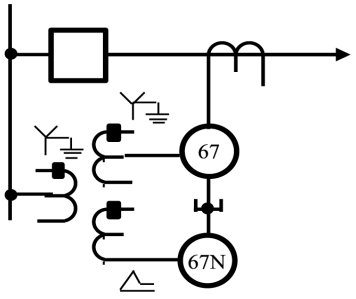


Figura 3.6 – Relé de sobrecorrente direcional

Na maioria das aplicações dos relés de sobrecorrente direcionais de fase, as grandezas utilizadas para a medição são a corrente da fase defeituosa e a tensão entre as fases sãs. Veja a tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Relés direcionais de sobrecorrente de fase

Relés Direcionais de Sobrecorrente de Fase		
Corrente de Operação	**Tensão de Polarização**	**Ângulo de Máximo Torque**
I_A	V_{BC}	45° - 80° (I adiantado de V)
I_B	V_{CA}	
I_C	V_{AB}	

A figura 3.7 ilustra fasores em condição de pré-falta e a figura 3.8 os fasores na condição de falta na fase A.

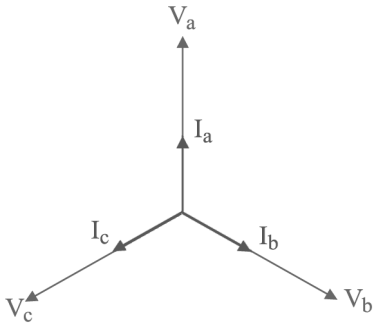


Figura 3.7 – Fasores das condições pré-falta

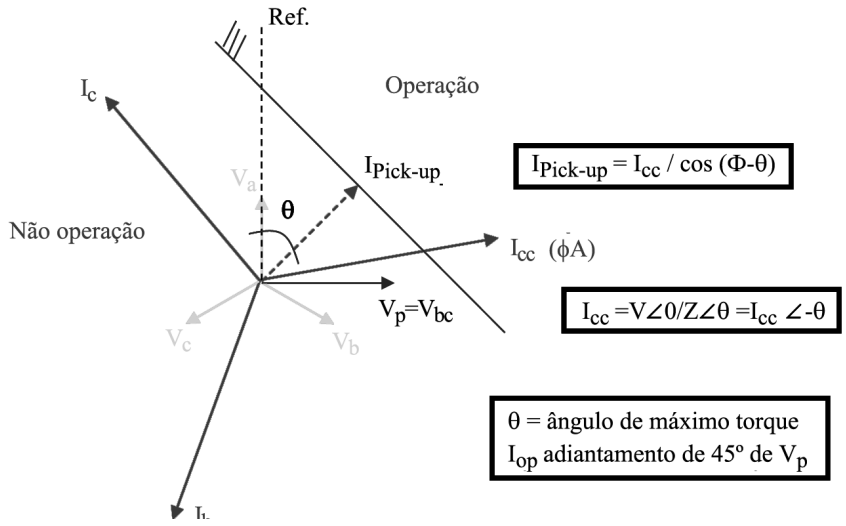


Figura 3.8 – Fasores das condições de falta na fase A conexão 45º

Como o sistema de transmissão possui uma característica indutiva (R + jX), durante o curto-circuito, a corrente da fase envolvida tende a atrasar em relação à tensão da fase de um ângulo igual ao ângulo da impedância da respectiva linha sob defeito.

No caso dos relés de sobrecorrente residuais, as grandezas utilizadas para a medição do ângulo que define a direcionalidade são a corrente da fase defeituosa e a tensão residual obtida pelos enrolamentos dos TPs ligados em delta aberto (tabela 3.2).

Tabela 3.2 – Relés direcionais de sobrecorrente residuais

Relés Residuais		
Corrente de Operação	**Tensão de Polarização**	**Ângulo de Máximo Torque**
I_{AN}	$3V_0$	45° - 85° (I atrasado de V)
I_{BN}	$3V_0$	
I_{CN}	$3V_0$	

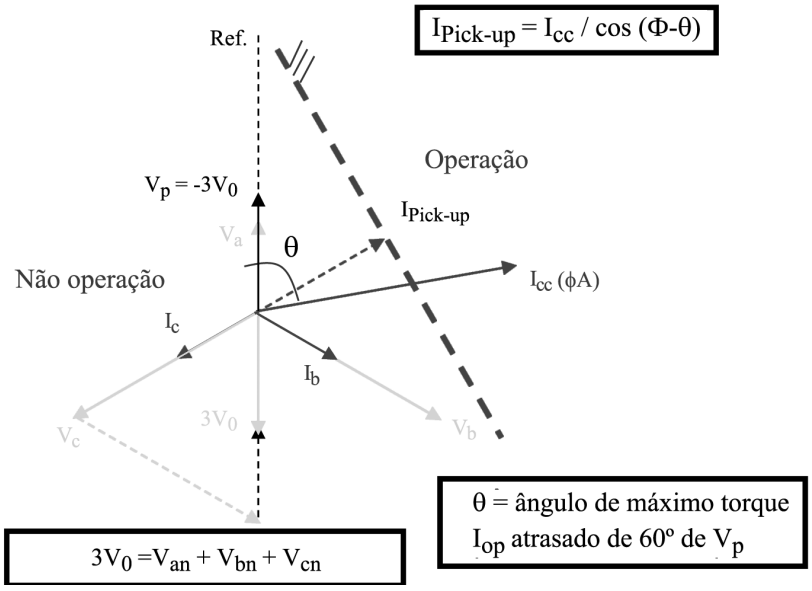


Figura 3.9 – Fasores das condições de falta na fase A conexão 60°

A característica direcional é imprescindível em sistemas não radiais, nos quais a direção da contribuição da corrente de curto-circuito pode variar. Como exemplo de aplicação, consideremos o sistema radial da figura 3.10.

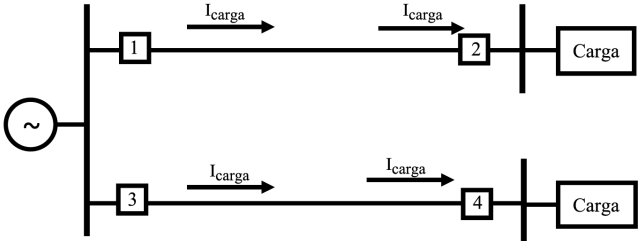


Figura 3.10 – Fluxo de corrente de carga - sistema não radial

Em sistemas radiais como o da figura 3.10, independente do local de curto-circuito, o sentido da corrente de curto-circuito sempre será no mesmo sentido da corrente de carga (figura 3.11). Ou seja, a corrente sai do terminal da fonte e entra no terminal da carga, ou o terminal da carga não contribui para o curto-circuito (figura 3.12). Dessa forma, não há necessidade de discriminar o fluxo da corrente de curto-circuito.

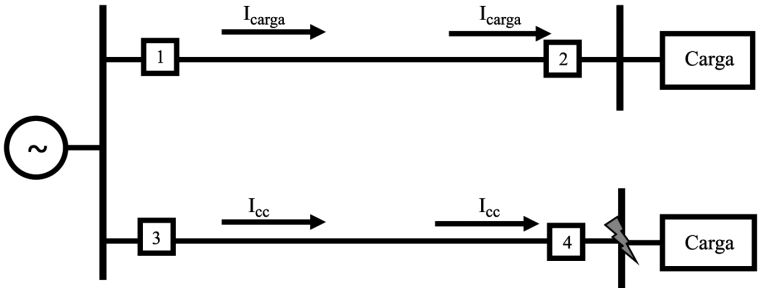


Figura 3.11 – Curto-circuito no terminal da carga em sistema radial

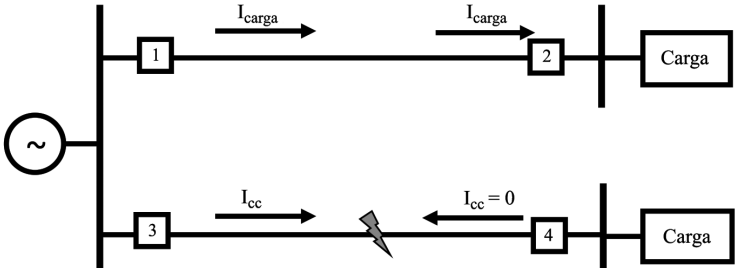


Figura 3.12 – Curto-circuito na linha em sistema radial

Nesse tipo de sistema, a utilização nos terminais das linhas de apenas relés de sobrecorrente, não direcionais, atende aos requisitos de seletividade (figura 3.13).

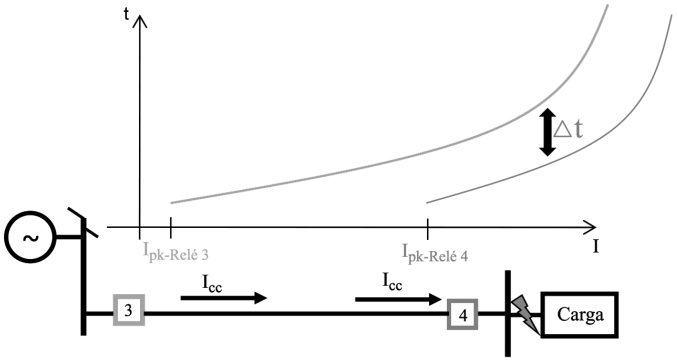


Figura 3.13 – Curto-circuito na linha em sistema radial – coordenação

Consideremos agora um sistema não radial simplificado, como na figura 3.14. Nela, observamos que o sentido do fluxo de carga permanece idêntico ao do sistema radial, e o mesmo só possui fonte em um único terminal. No entanto, as correntes de curto-circuito têm um comportamento diferente.

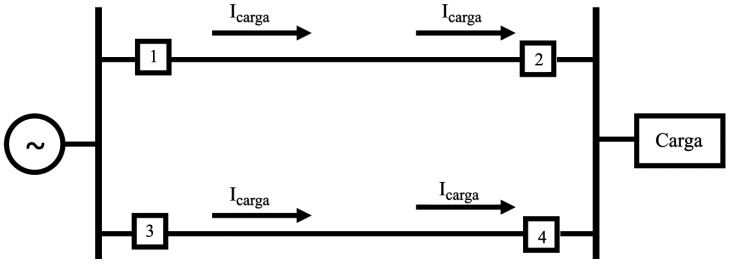


Figura 3.14 – Fluxo de potência em sistema não radial

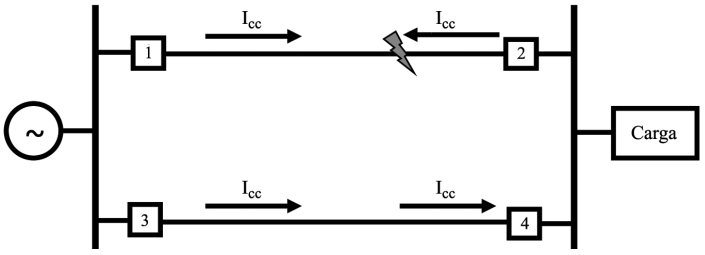


Figura 3.15 – Curto-circuito na linha (1-2) – sistema não radial

Para um curto-circuito na linha 1-2 (figura 3.15), as proteções dos terminais da linha devem atuar, com a abertura dos respectivos disjuntores 1 e 2, a fim de atender as condições de seletividade. A premissa de coordenação é: t2 < t4 < t3.

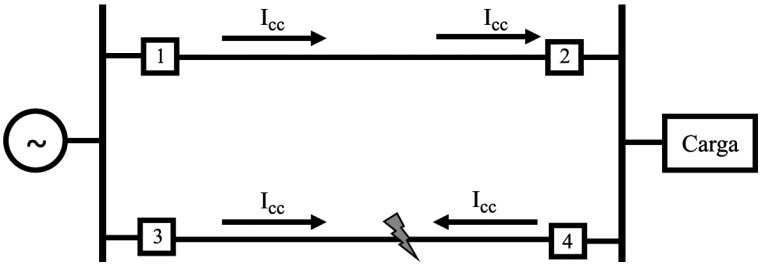


Figura 3.16 – Curto-circuito na linha (3-4) – sistema não radial

Consideremos agora um curto-circuito na linha 3-4 (figura 3.16).

Neste caso, as proteções dos terminais 3 e 4 devem atuar e comandar a abertura dos respectivos disjuntores. A premissa de coordenação é: t4 < t2 < t1.

Podemos notar que, para atender as duas condições de curto-circuito, as premissas estabelecidas são divergentes:

Caso 1 → t2 < t4

Caso 2 → t4 < t2

O que diferencia as condições de curto-circuito nos dois casos é a inversão do fluxo de corrente nos terminais de carga. Logo, se usarmos relés direcionais nesses terminais, a condição de seletividade será atendida. Veja as figuras 3.17, 3.18 e 3.19.

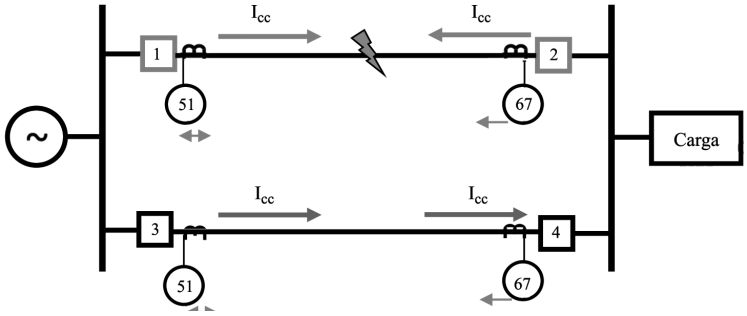


Figura 3.17 – Curto-circuito na linha (1-2) com relés direcionais – sistema não radial

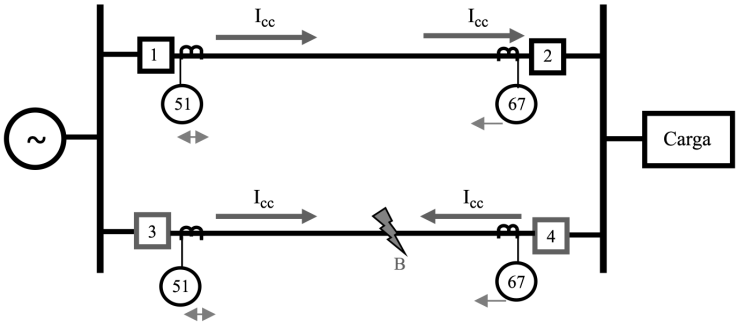


Figura 3.18 – Curto-circuito na linha (3-4) com relés direcionais – sistema não radial

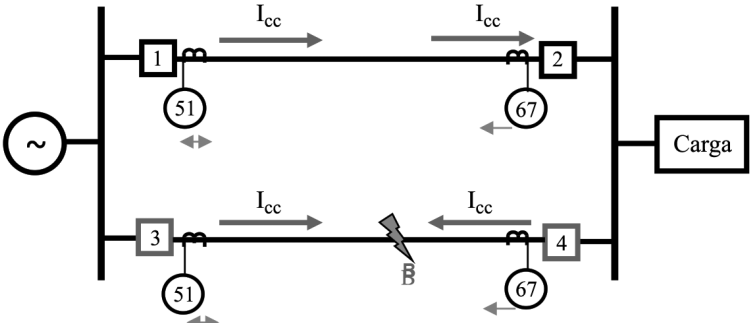


Figura 3.19 – Curto-circuito na linha (3-4) com relés direcionais – sistema não radial

Para o curto-circuito na linha 1-2(A), as condições de seletividade são:

Falta em A → abertura dos disjuntores 1 e 2.

Premissas de coordenação → t2 < t3 → Relé 4 → inoperativo

Para o curto-circuito na linha 3-4(B), as condições de seletividade são:

Falta em B → abertura dos disjuntores 3 e 4

Premissas de coordenação → t4 < t1 → relé 2 → inoperativo

Após essa análise, podemos concluir que, em sistemas não radiais, como o Sistema Interligado Nacional – SIN, é imperativo que os relés dos terminais das linhas de transmissão possuam características direcionais. Os relés de sobrecorrente não direcionais só devem ser utilizados em aplicações especiais.

3.3 – Relés de tensão

Como o próprio nome indica, trata-se de um relé cuja função é supervisionar o nível de tensão de operação do equipamento ou linha de transmissão protegida.

O relé de tensão pode supervisionar o aumento (sobretensão) ou a redução (subtensão) de tensão a que equipamento é submetido.

Os relés de tensão recebem uma numeração em função da sua característica de operação, e podem ser instantâneos ou temporizados:

Função 27 → relé de subtensão

Função 59 → relé de sobretensão

Os relés de sobretensão ou subtensão são utilizados para supervisão de tensão fase-fase ou fase-terra. As representações da ligação do relé nos diagramas unifilares e trifilares são mostradas nas figuras 3.20 e 3.21.

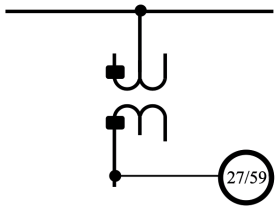


Figura 3.20 – Diagrama unifilar – relés de tensão

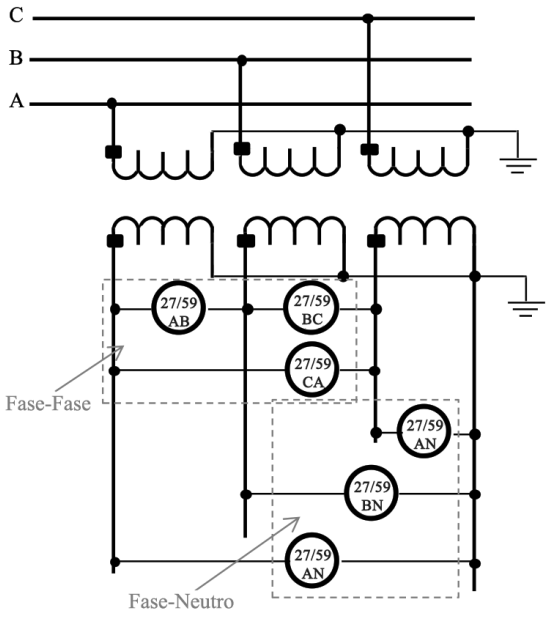


Figura 3.21 – Diagrama trifilar – relés de tensão

Os procedimentos de rede do sistema interligado brasileiro, que definem os seus requisitos mínimos de proteção, estabelecem que os relés de sobretensão, instantâneos e temporizados, sejam ligados fase-neutro. As unidades instantâneas devem dar disparo somente para sobretensões que ocorram nas três fases, ou seja, os contatos de saída das unidades de medição devem ser conectados em série nos circuitos de *trip*. As unidades temporizadas devem dar disparo na ocorrência de sobretensões em quaisquer das fases, através das conexões de seus contatos de disparo em paralelo (figura 3.22).

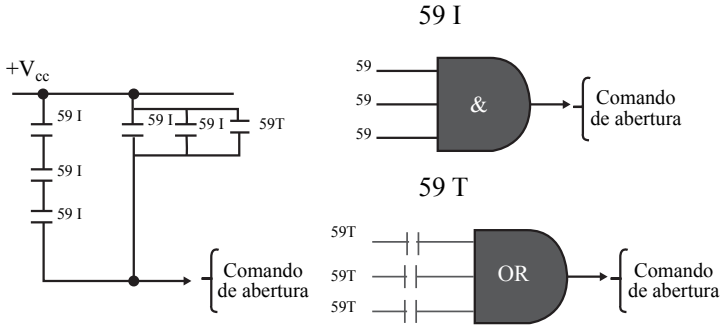


Figura 3.22 – Circuitos de disparo – relés de sobretensão

3.4 – Relés diferenciais

O princípio diferencial

O princípio de atuação da proteção diferencial consiste na comparação das correntes que entram e saem do equipamento protegido. Esta comparação é baseada na 2º lei de Kirchhoff, a Lei dos Nós, que determina que, em qualquer instante, a soma algébrica das correntes que entram e saem num nó é nula (figura 3.23).

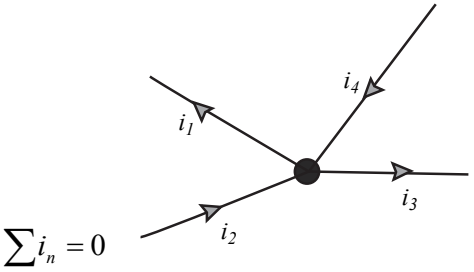


Figura 3.23 – Princípio de atuação dos relés diferenciais

O elemento diferencial deve ser sensível aos defeitos internos e indiferente aos defeitos externos. A figura 3.24 ilustra o princípio básico de operação da proteção diferencial aplicada a transformadores e autotransformadores.

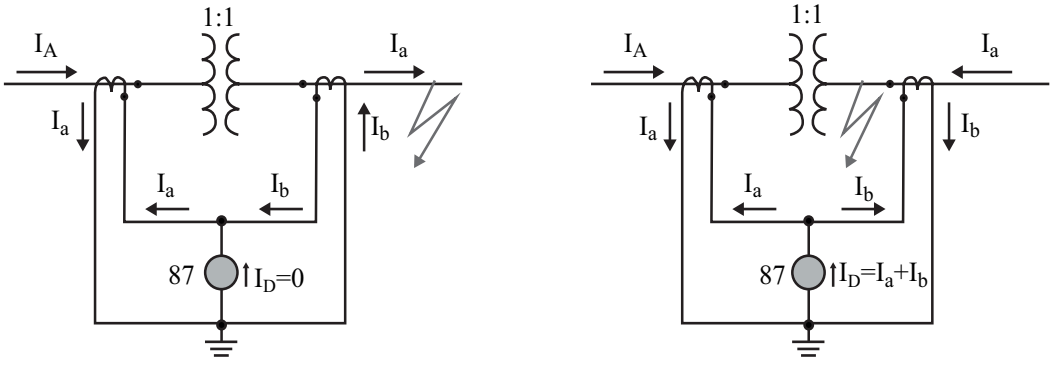


Figura 3.24 – Princípio de operação da proteção diferencial

O objetivo do relé diferencial é a comparação das correntes que entram e saem do equipamento protegido que, em condições ideais, se comportam da seguinte maneira:

- Para **faltas externas** e **condições normais de operação,** as correntes secundárias são iguais, logo, como a sua diferença é nula, não circula corrente no circuito de operação, indicando que não há problemas no equipamento protegido, portanto, sem atuação do relé.
- Para as **faltas internas,** estas correntes são diferentes e fluem ambas no sentido do equipamento protegido. Desse modo, quando a corrente que circula no circuito de

operação atinge um valor considerável, ultrapassado um valor pré-definido, denominado corrente de *pickup* (Ipk), o relé opera desconectando o equipamento do sistema. Normalmente, para falhas internas, a corrente que circula no circuito de operação do relé é igual à corrente de curto-circuito total, vista do secundário dos TCs que compõem a malha diferencial.

3.4.1 – Características de operação

Na prática, mesmo em condições normais de operação, ou quando de falhas externas, a proteção diferencial aplicada a transformadores ou autotransformadores possui uma corrente diferencial não nula, proveniente das seguintes causas:

- Corrente de magnetização;
- Correntes de *inrush*;
- Erros dos transformadores de corrente;
- Erros devido às diferenças das relações de transformação dos transformadores de corrente (erro de *mismatch*);
- Variação na relação de transformação do transformador de potência provocada pela comutação automática de *taps*;
- Erros provenientes das defasagens angulares das correntes, em função das ligações delta-estrela dos transformadores;
- Erros provocados por sobre-excitação do transformador;
- Erros provocados pela saturação dos transformadores de corrente.

Desta forma, ao longo do tempo, para se evitar que a proteção diferencial atue para estas situações, a mesma foi aperfeiçoada e novas funcionalidades foram acrescentadas. Essa evolução deu origem à Proteção Diferencial Percentual, que atualmente é o esquema de proteção mais utilizado para transformadores de potências superiores a 2,5 MVA (figura 3.25).

Neste tipo de proteção, foi introduzido o conceito de circuito de restrição, cujo objetivo é fazer com que o relé não seja sensibilizado por pequenas correntes diferenciais, impedindo a operação incorreta nesses casos.

Nos relés diferenciais percentuais, a corrente de operação, também chamada de corrente diferencial (Iop) é obtida pela soma fasorial das correntes que entram e saem do transformador protegido:

$$I_{op} = |Iw1 + Iw2|$$

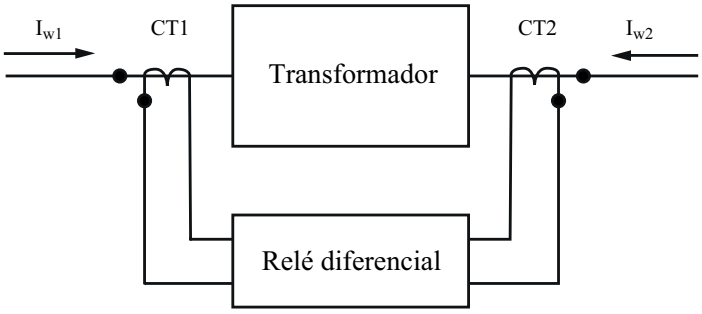


Figura 3.25 – Relé diferencial percentual

Existem várias formas de obtenção da corrente de restrição, entre as quais as mais comuns são as seguintes:

$$I_{RT} = k * |I_{w1} - I_{w2}|$$

$$I_{RT} = k * (|I_{w1}| + |I_{w2}|)$$

$$I_{RT} = MAX * (|I_{w1}|, |I_{w2}|)$$

Nas expressões acima, os valores de *k* são normalmente ½ ou 1.

As duas últimas expressões têm a vantagem de poder ser aplicadas aos transformadores de mais de dois enrolamentos.

O relé diferencial percentual atua sempre que a corrente de operação (I_{op}) é maior que um percentual da corrente de restrição (I_{RT}), ou seja:

$I_{OP} > SLP\ I_{RT}$, onde SLP é denominado *slope* do relé diferencial

A seguir é apresentada (figura 3.26) uma característica de operação típica de um relé diferencial percentual digital, com regiões de operação e restrição definidas, e corrente mínima de *pickup* do relé (Id_{Min}). A tecnologia digital permitiu dotar os relés diferenciais de características com dupla inclinação, aumentando a segurança das proteções diferenciais para falhas externas com saturação de TCs.

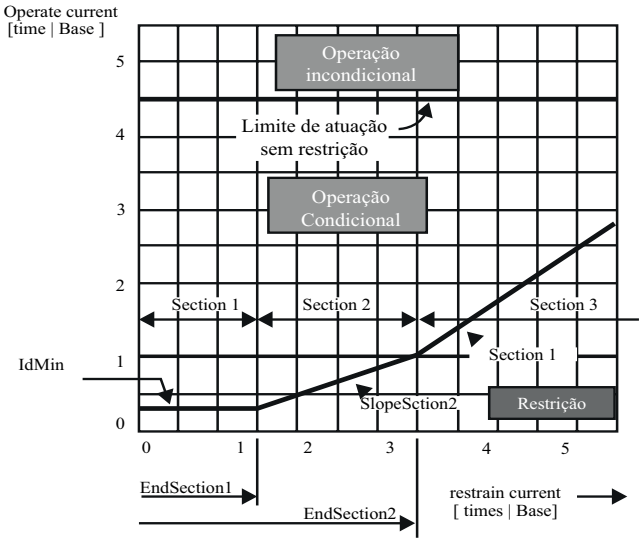


Figura 3.26 – Característica de operação do relé diferencial percentual

Os problemas das falsas correntes diferenciais provocados pelas correntes de magnetização, erros dos transformadores de corrente, erros devido às diferenças das relações de transformação dos transformadores de corrente (erros de *mismatch*) e erros provocados pela variação na relação de transformação do transformador de potência, provocada pela comutação automática de *taps*, são resolvidos pela utilização de relés diferenciais percentuais, por meio do *slope*.

3.4.2 – Fatores que influenciam a operação das proteções diferenciais

3.4.2.1 – Corrente de magnetização

A corrente de magnetização dos transformadores e autotransformadores é bem pequena, geralmente da ordem de 0,25 % da corrente nominal dos mesmos, não trazendo problemas na aplicação de relés diferenciais, visto que os *taps* das proteções são ajustados bem acima deste valor.

3.4.2.2 – Correntes de inrush

A corrente de *inrush* é uma corrente transitória que ocorre devido à magnetização e à saturação do núcleo, podendo atingir valores bastante elevados, principalmente em grandes transformadores de potência.

Basicamente, três situações operativas podem provocar correntes de *inrush* em transformadores e autotransformadores, sendo estas as seguintes:

1. Energização de transformadores (*inrush*);
2. Restabelecimento da tensão após a eliminação de falhas externas (*recovery inrush*);
3. Energização de transformador em paralelo com um transformador energizado (*sympathetic inrush*).

A corrente de *inrush* mais crítica para a proteção diferencial é a provocada durante a energização de um transformador em vazio. Neste caso, toda a corrente de *inrush* flui apenas no enrolamento conectado à fonte de tensão, enquanto as correntes nos demais enrolamentos são nulas, o que provoca a circulação de altas correntes no circuito diferencial, podendo provocar atuações incorretas da proteção.

A amplitude e a forma de onda deste tipo de corrente dependem de diversos fatores, tais como: fluxo remanescente, instante de energização, impedância da fonte e tensão de energização. Como a maioria destes fatores varia em cada energização, as correntes de *inrush* serão, portanto, diferentes em cada uma delas.

A seguir, serão destacadas as principais características das correntes de *inrush*:

- Contêm nível DC, harmônicos ímpares e pares;
- Tipicamente é composta por pulsos unipolares e bipolares, separados por intervalos de correntes bem baixas;
- Os valores de pico da corrente de *inrush* unipolar decrescem bem lentamente (constante de tempo elevada);
- O seu conteúdo de segundo harmônico começa com valor baixo, que aumenta à medida que a corrente de *inrush* diminui;
- No caso de transformadores com conexão delta-estrela, as correntes devem ser compensadas ou por ligações dos transformadores de corrente ou por meio do próprio relé.

A figura 3.27 apresenta uma forma de onda típica da energização de um transformador, dando uma ideia da diferença de amplitude entre a corrente de *inrush* e a corrente de magnetização em regime permanente.

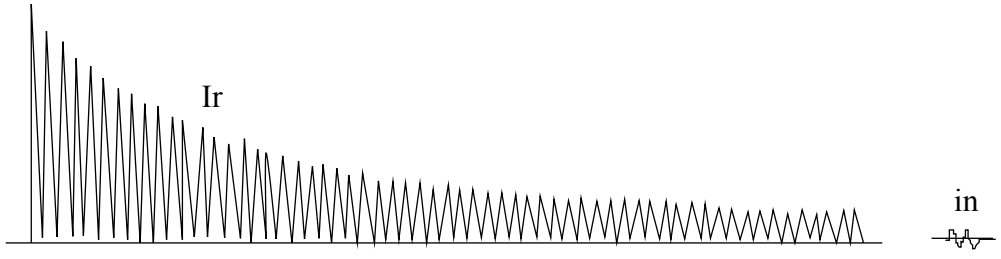


Figura 3.27 – Forma de onda típica de corrente de *inrush*

A potência do transformador e a impedância das fontes de energização também influem diretamente nas amplitudes das correntes de *inrush*.

O elevado conteúdo de 2º harmônico presente na corrente de *inrush* é utilizado pelos relés diferenciais para a identificação da mesma e inibição da atuação dos relés nestas condições.

A tabela 3.3 apresenta valores típicos do conteúdo harmônico presente na corrente de energização de um transformador, confirmando a considerável presença do 2º harmônico citada.

Tabela 3.3 – Conteúdo harmônico presente na corrente de energização de transformadores

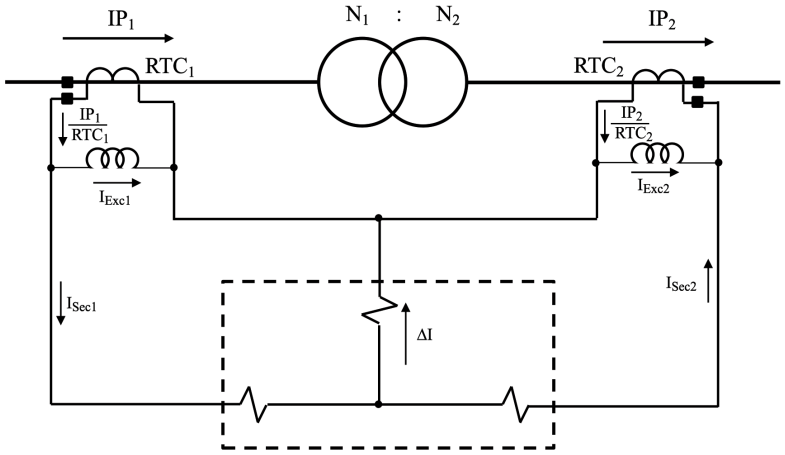
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS				
COMPONENTES	**66 kV 12MVA**	**275 kV 150 MVA**	**275 kV 50 MVA 2 bancos em paralelo**	**500 kV 1000 MVA 2 bancos em paralelo**
	%	%	%	%
DC	62	100	100	97,1
Fundamental	100	100	100	100
2º	60	30,4	33,1	78
3º	9,4	9,6	18,2	31
4º	5,4	1,6	6,5	18
5º	-	0,7	7,2	11,4

Na ocorrência de uma falta externa próxima ao transformador, quando da sua eliminação, a tensão nos terminais do mesmo varia de um valor de falta (valor baixo) para um valor pós-falta (próximo ao nominal), produzindo um efeito similar àquele que ocorre durante a energização do transformador. Porém, de menor amplitude, visto que, sob essa condição, o transformador permanece em carga, o que amortece o efeito do *inrush*.

A energização de um transformador em paralelo a um transformador em operação provoca, neste último, uma corrente de *inrush*, cuja amplitude, como no caso anterior, não é tão elevada, em função do transformador já se encontrar em carga.

3.4.2.3 – Erros dos transformadores de corrente

A figura 3.28 apresenta uma ligação típica de uma proteção diferencial para transformadores de dois enrolamentos, utilizada para caracterizar o problema dos erros dos TCs.



$$I_{SEC1} = \frac{IP_1}{RTC_1} - I_{EXC1}$$

$$I_{SEC2} = \frac{IP_2}{RTC_2} - I_{EXC2}$$

$$N_1 * IP_1 = N_2 * IP_2$$

$$IP_2 = \frac{N_1}{N_2} * IP_1$$

Em condições normais de operação:

$$I_{SEC1} = I_{SEC2}$$

$$\frac{IP_1}{RTC_1} - I_{EXC1} = \frac{IP_2}{RTC_2} - I_{EXC2}$$

$$\frac{IP_1}{RTC_1} - I_{EXC1} = \frac{N_1}{N_2} * \frac{IP_1}{RTC_1} - I_{EXC2}$$

Figura 3.28 – Ligação de proteção diferencial em transformadores de dois enrolamentos

A corrente secundária do TC1, Isec1, é a diferença entre a corrente primária refletida para o secundário do TC1 e a corrente de excitação do TC1, Iexc1, ou seja:

$$Isec1 = \left(\frac{Ip1}{RTC1}\right) - Iexc1$$

A corrente secundária do TC2, Isec2, é a diferença entre a corrente primária refletida para o secundário do TC2 e a corrente de excitação do TC2, Iexc2, ou seja:

$$Isec2 = \left(\frac{Ip2}{RTC2}\right) - Iexc2$$

A corrente de erro (ΔI) que irá circular no circuito de operação do relé diferencial em condições normais de operação é:

$$\Delta I = Isec1 - Isec2 = \left(\left(\frac{Ip1}{RTC1}\right) - Iexc1\right) - \left(\left(\frac{Ip2}{RTC2}\right) - Iexc2\right)$$

Se for feito o casamento perfeito entre as relações de transformação dos TCs nos dois lados do transformador, teremos:

$$\frac{Ip1}{RTC1} = \frac{Ip2}{RTC2}$$

De modo que:

$$\Delta I = Isec1 - Isec2 = \left(\left(\frac{Ip1}{RTC1}\right) - Iexc1\right) - \left(\left(\frac{Ip2}{RTC2}\right) - Iexc2\right) = Iexc2 - Iexc1$$

Ou seja, mesmo com o casamento ideal das relações de transformação dos TCs nos dois lados do transformador, haverá uma corrente diferencial em condições normais de operação, que será igual à diferença entre as correntes de excitação dos dois TCs. Esta corrente de erro é compensada pelo *tap* do relé (IdMin).

3.4.2.4 – Erros devido às diferenças das relações de transformação dos transformadores de corrente (erros de mismatch)

Mesmo que os transformadores possuam uma relação de transformação fixa, o que é o caso quando não possuem variação automática de *taps* (OLTC), é muito difícil realizar um casamento perfeito das relações de TC nos dois (ou mais) lados do transformador. Este casamento imperfeito provoca o chamado erro de *mismatch*, o que causa a circulação de corrente no circuito de operação do relé diferencial. Se o transformador possuir OLTC, esse erro é aumentado. Essa situação é particularmente importante para os casos de curtos-circuitos externos de valores elevados de corrente. Esses erros também devem ser considerados na determinação do *tap* do relé.

3.4.2.5 – Erros provocados pela variação na relação de transformação do transformador de potência em função da comutação automática de taps

A variação automática de *taps* do transformador modifica sua relação de transformação e é uma fonte adicional de erro, o que provoca circulação de corrente no circuito de operação do relé diferencial. Esta situação deve ser compensada por meio da característica de restrição do relé diferencial.

3.4.2.6 – Erros provenientes das defasagens angulares das correntes, em função das ligações delta-estrela dos transformadores

A ligação delta-estrela de transformadores provoca uma defasagem angular entre as correntes dos dois lados do transformador, conforme ilustra a figura 3.29 (referência 23), para um transformador de grupo de ligação YNd5. Se isto não for compensado de alguma forma, podem ocorrer correntes diferenciais de valores bem elevados. Os relés de tecnologia analógica compensavam estas defasagens por ligações dos TCs, nas quais os do lado estrela eram ligados em delta e os TCs do lado delta eram ligados em estrela, corrigindo, desta forma, a defasagem angular.

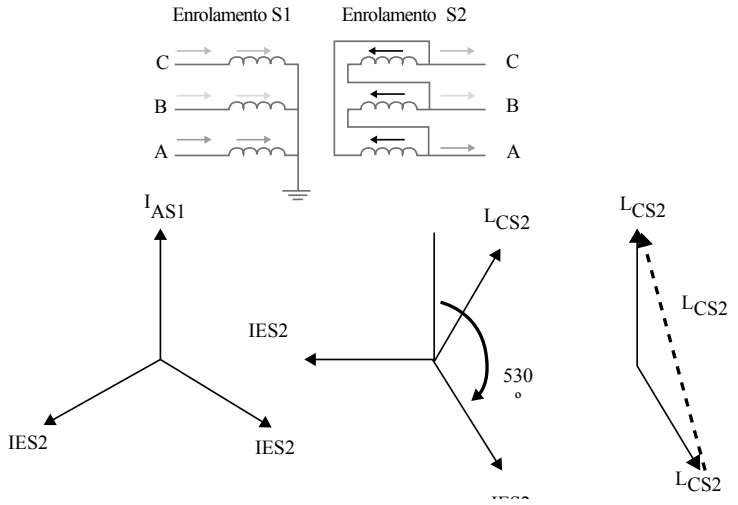


Figura 3.29 – Defasagens angulares provocadas pela ligação delta-estrela

Nos relés digitais não é necessária a utilização desta prática, uma vez que estas defasagens são corrigidas pelo *software* destes, de modo que os TCs podem ser ligados indiferentemente em delta ou estrela.

3.4.2.7 – Erros provocados por sobre-excitação do transformador

O fluxo magnético no núcleo do transformador é diretamente proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à frequência do sistema. Condições de sobretensão e/ou subfrequencia podem produzir níveis de fluxo que saturam o núcleo do transformador.

A sobre-excitação em transformadores causa o aquecimento dos mesmos, aumento nas correntes de excitação, ruído e vibração. Uma severa sobre-excitação pode trazer danos ao transformador, caso o mesmo não seja desconectado do sistema. A proteção diferencial do transformador não deve atuar em condições de sobre-excitação, visto que o objetivo da mesma é a atuação para falhas internas ao transformador. Uma alternativa para a proteção de transformador contra sobre-excitação é a utilização de uma função que responda à relação de tensão/frequência (V/Hz).

Uma característica peculiar da sobre-excitação de transformadores é a significativa presença de harmônicos ímpares, principalmente os de 3ª e 5ª ordem, na corrente de excitação, o que produz um aumento considerável na corrente diferencial, provocando a atuação incorreta das proteções diferenciais.

A figura 3.30, a seguir, apresenta o comportamento da corrente de excitação, obtida durante um teste real em laboratório, em um transformador de 5 kVA, 230/120 V sobrexcitado.

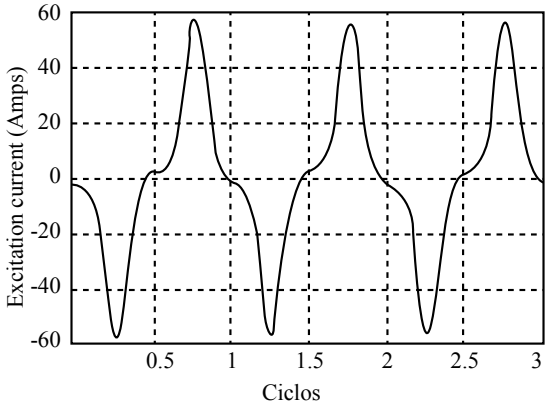


Figura 3.30 – Corrente de excitação de um transformador de 5 kVA

A tabela 3.4 mostra os harmônicos mais significativos do sinal apresentado na figura 3.30. Esses harmônicos são expressos como uma porcentagem do componente fundamental.

Tabela 3.4 – Componentes harmônicas da corrente de excitação de um transformador sobrexcitado

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS				
COMPONENTES	**66 kV 12MVA**	**275 kV 150 MVA**	**275 kV 50 MVA 2 bancos em paralelo**	**500 kV 1000 MVA 2 bancos em paralelo**
	%	%	%	%
DC	62	100	100	97,1
Fundamental	100	100	100	100
2º	60	30,4	33,1	78
3º	9,4	9,6	18,2	31
4º	5,4	1,6	6,5	18
5º	-	0,7	7,2	11,4

Podemos verificar, pela tabela, que os harmônicos mais significativos são o terceiro e o quinto – sendo, este último, utilizado pelos relés para bloqueio por sobre-excitação, já que o terceiro harmônico normalmente fica confinado no interior dos enrolamentos, com conexão delta dos transformadores.

A figura 3.31 mostra a variação do conteúdo harmônico da corrente de excitação de um transformador em função da tensão aplicada, na qual podemos observar o conteúdo da componente de quinto harmônico. A partir de aproximadamente 120% da tensão, há uma redução na amplitude desta componente. Normalmente, a restrição para esta componente é ajustada para 30% ou 35%, o que torna esta restrição efetiva até cerca de 140% de sobretensão.

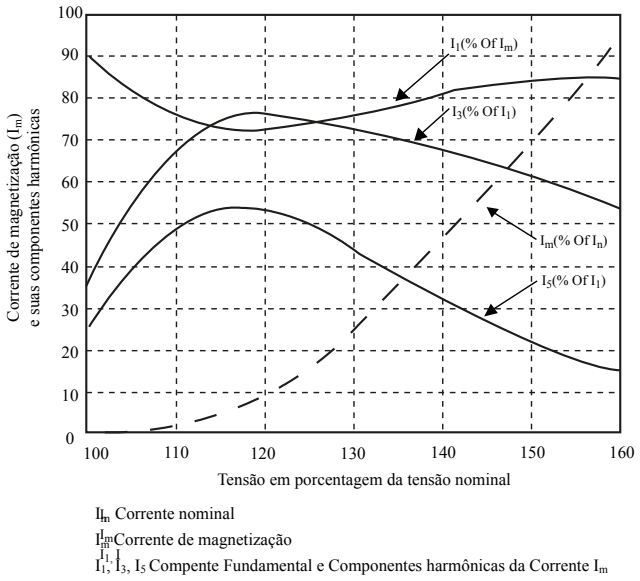


Figura 3.31 – Variação dos harmônicos em função da tensão

3.4.2.8 – Erros provocados pela saturação dos transformadores de corrente

O transformador de corrente é um equipamento destinado a reproduzir, no seu circuito secundário, a corrente do seu circuito primário, em módulo e ângulo para uso em equipamentos de medição, proteção e controle.

O comportamento do TC durante um curto-circuito depende das características do sistema, das características próprias do TC, bem como das características do curto-circuito.

Quando há valores elevados de corrente de curto-circuito simétrico no primário, a densidade de fluxo no núcleo do TC pode entrar na região de saturação, o que provoca uma distorção na forma de onda da corrente secundária do TC e redução significativa da sua amplitude. Neste caso, ocorre saturação AC. Assim, os relés que dependem desta corrente podem facilmente operar de forma incorreta, ou mesmo não operar, durante este período, o que compromete a eficiência da proteção do equipamento em questão.

Ressalta-se que a saturação AC deve ser evitada na fase de planejamento dos sistemas, quando os TC devem ser especificados para que não saturem para as máximas correntes de curto-circuito previstas no ponto de aplicação, desde que suas cargas não superem as máximas admissíveis nas normas.

A figura 3.32 mostra a corrente secundária e o respectivo conteúdo harmônico de um TC saturado apenas por nível AC da corrente primária. Nota-se a predominância de harmônicos ímpares neste caso, principalmente 3° e 5° harmônicos.

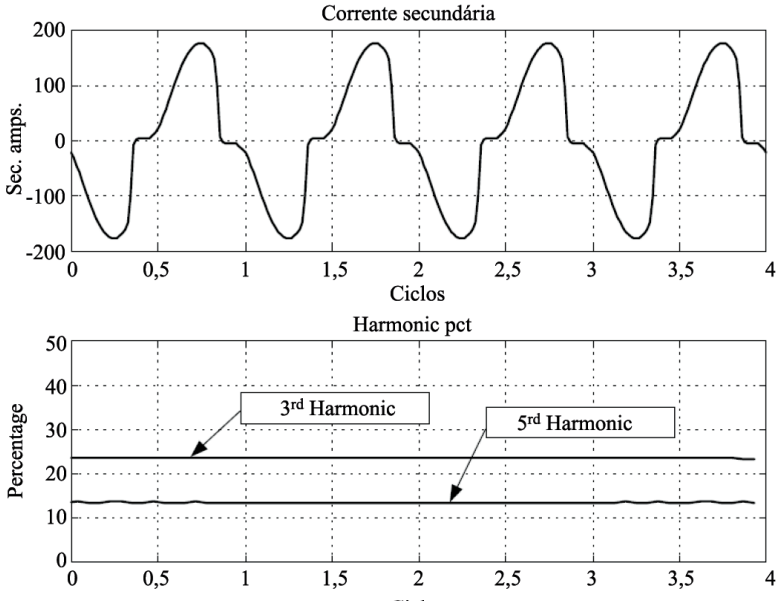


Figura 3.32 – Saturação por componente AC

A presença de componente DC na corrente de curto-circuito primária também pode levar o TC à saturação. Isto ocorre porque a componente contínua introduz no núcleo do TC um fluxo contínuo que oscila o fluxo resultante da componente alternada. Desta forma, uma corrente primária, deslocada por componente DC, pode levar o TC a operar na condição de saturação.

A figura 3.33 apresenta o comportamento do fluxo no núcleo de um TC, com carga secundária resistiva, quando da aplicação de uma corrente primária com presença de componente DC.

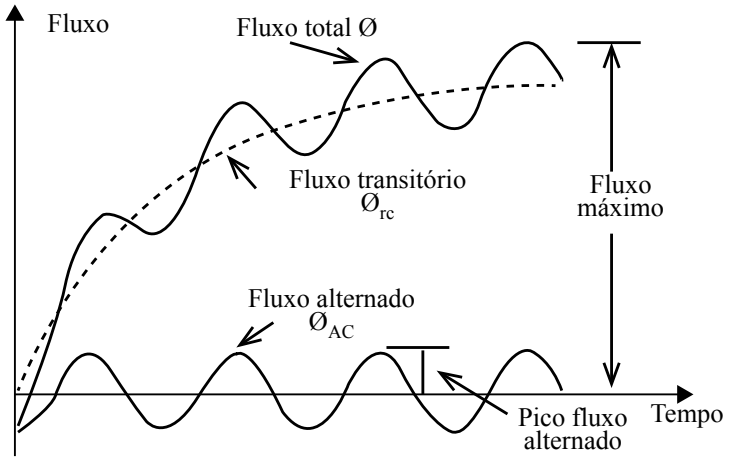


Figura 3.33 – Fluxo no núcleo de um TC cuja corrente primária contém componente DC

A figura 3.34 mostra a corrente secundária de um TC saturado por nível DC na corrente primária, e o seu respectivo conteúdo harmônico. Trata-se de um registro oscilográfico de um circuito de 138 kV. Nota-se a presença de harmônicos pares e ímpares sendo os pares de maior amplitude, principalmente 2° e 4° harmônicos.

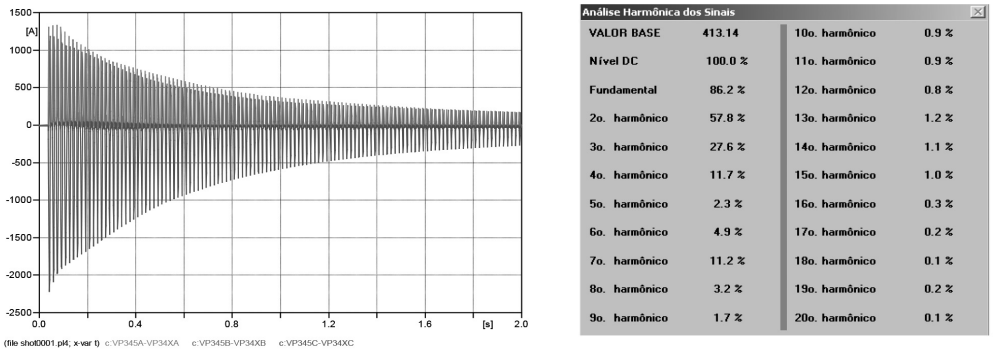


Figura 3.34 – Fluxo no núcleo de um TC cuja corrente primária contém componente DC

Outra situação que também contribui com a saturação de TC é o religamento automático quando ainda existir fluxo remanescente no núcleo do TC.

Os TCs reproduzem fielmente a corrente primária durante certo tempo após o início da falta, até que ocorre a saturação. O tempo necessário para que ocorra a saturação depende de uma série de fatores, sendo os principais: relação X/R do sistema no ponto de aplicação do TC, ângulo de incidência e amplitude da corrente de falta, fluxo remanescente no núcleo, impedância do circuito secundário etc. A referência 24 apresenta uma fórmula que permite calcular este tempo.

Com relação aos relés diferenciais, para faltas externas, a saturação dos TCs pode provocar a atuação incorreta do relé em função da corrente diferencial provocada por esta saturação. No caso de falhas internas, a saturação do TC pode retardar ou, até mesmo, inibir a atuação do relé diferencial que possua restrição ou bloqueio por harmônicos.

O conteúdo de harmônicos nas correntes secundárias dos TCs saturados é usado pelos relés diferenciais para bloquear ou restringir suas atuações.

3.4.3 – Métodos de discriminação de falhas internas de condições de inrush e sobre-excitação

Para evitar atuações incorretas dos relés diferenciais nas condições de *inrush* e sobre-excitação, os relés utilizam normalmente as características harmônicas das correntes secundárias, geradas nestes dois fenômenos, para a sua discriminação e inibição de suas atuações nestes casos.

Os harmônicos filtrados podem ser usados tanto para bloqueio quanto para a restrição da operação do relé. A figura 3.35 apresenta os diagramas lógicos dos dois métodos existentes.

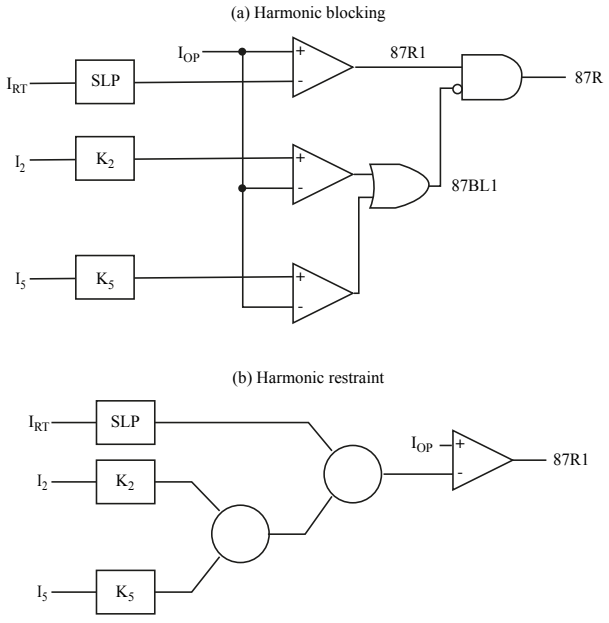


Figura 3.35 – Diagramas lógicos dos métodos de bloqueio e restrição por harmônicos

3.4.4 – Método de bloqueio por harmônicos

A figura 3.35 mostra o diagrama lógico do método de bloqueio por harmônicos. Neste método, os harmônicos são utilizados para bloquear a saída do elemento diferencial (87R1). Cada harmônico utilizado irá bloquear o elemento diferencial se a sua magnitude for maior que uma percentagem ajustável da corrente de operação (constantes K2 e K4 da figura).

Normalmente, os relés diferenciais de proteção de transformadores utilizam o 2° harmônico para bloquear a atuação da proteção durante as condições de *inrush*. Alguns fabricantes também utilizam harmônicos pares, especialmente o 4° harmônico, para bloqueio durante estas condições.

Para evitar a atuação dos relés diferenciais durante condições de sobre-excitação, é utilizado o 5° harmônico para seu bloqueio.

Logo, para que ocorra a operação do relé diferencial as seguintes equações devem ser satisfeitas:

$$Iop > SLP * IRT$$

$$Iop * K2 < I2$$

$$Iop * K5 < I5$$

Onde:

I_{op} – Componente fundamental da corrente de operação

SLP – *Slope* (inclinação da característica de operação)

IRT – Corrente de restrição

K2 e K5 – Constantes ajustáveis que representam a percentagem de 2° e 5° harmônicos, respectivamente, na corrente de operação fundamental

I2 – Componente de 2° harmônico da corrente de operação

I5 – Componente de 5° harmônico da corrente de operação

O bloqueio por harmônicos pode ser realizado de duas formas: bloqueio independente ou bloqueio comum (*cross blocking*), cujos diagramas lógicos estão apresentados na figura 3.36.

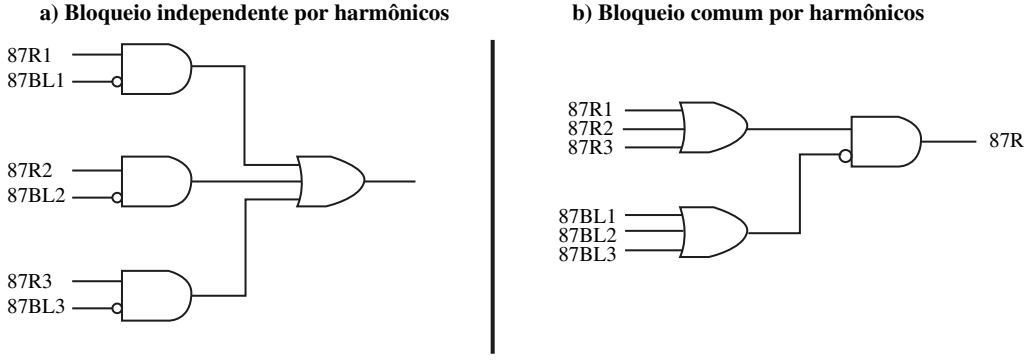


Figura 3.36 – Diagramas lógicos dos métodos de bloqueio independente ou comum por harmônicos

No método de bloqueio independente, figura 3.36a, este é realizado individualmente por cada fase, enquanto no método de bloqueio comum, figura 3.36b, o bloqueio do relé é realizado por quaisquer das três fases.

Podem-se destacar vantagens e desvantagens em cada um dos métodos, sendo que a opção pela utilização dos mesmos depende de considerações sobre *dependability* x *security*, ou seja, a garantia de atuação para falhas internas *versus* segurança para não atuação em condições indesejáveis (*inrush* e sobre-excitação). A utilização do bloqueio comum (*cross blocking*) aumenta a segurança para a não atuação em condições indesejáveis.

3.4.5 – Método de restrição por harmônicos

A figura 3.35b mostra o diagrama lógico do método de restrição por harmônicos. Neste método, os harmônicos selecionados são adicionados à componente fundamental da corrente de restrição para comparação com a componente fundamental da corrente de operação.

Da mesma forma que para o método de bloqueio, os relés diferenciais digitais de proteção de transformadores utilizam o 2° harmônico para restringir a atuação da proteção durante as condições de *inrush*. Alguns fabricantes também utilizam harmônicos pares, especialmente o 4° harmônico.

Para evitar a atuação dos relés diferenciais durante condições de sobre-excitação, é utilizado o 5° harmônico para restringi-la.

Logo, para que ocorra a operação do relé diferencial, a seguinte equação deve ser satisfeita:

$$Iop > SLP * IRT + K2 * I2 + K5 * I5$$

Onde:

I_{op} – Componente fundamental da corrente de operação

SLP – *Slope* (inclinação da característica de operação)

IRT – Corrente de restrição

K2 e K5 – Constantes ajustáveis que representam a percentagem de 2° e 5° harmônicos, respectivamente, na corrente de operação

I2 – Componente de 2° harmônico da corrente de operação

I5 – Componente de 5° harmônico da corrente de operação

3.4.6 – Proteção diferencial de terra restrita

A proteção diferencial de terra restrita normalmente é utilizada para detectar falhas em enrolamentos conectados em estrela aterrada de transformadores e autotransformadores. A figura 3.37 mostra a conexão típica deste tipo de proteção. Basicamente, ela consiste de uma proteção de sobrecorrente diferencial de sequência zero, em que praticamente não circula corrente de sequência zero para falhas fora da zona de proteção do transformador, entretanto, para uma falha interna, toda corrente de falta circula pelo circuito de operação. O esquema diferencial deve atuar para falhas no enrolamento estrela do transformador, independentemente da posição do disjuntor.

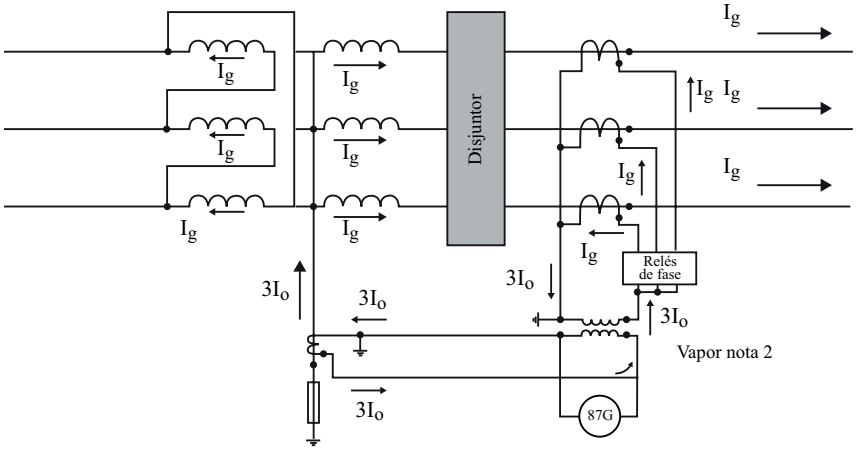


Figura 3.37 – Proteção diferencial de terra restrita

Na figura 3.37, os TCs auxiliares só são necessários se os de fase e de neutro tiverem relações diferentes e os relés forem analógicos (eletromecânicos ou estáticos). Nos relés digitais, as diferenças de relações são por eles automaticamente corrigidas.

Durante a ocorrência de falhas externas, quando há saturação dos TCs de fase, irão aparecer correntes residuais, sem a presença de corrente no neutro, de modo que estes esquemas podem atuar incorretamente. Isto é evitado pela utilização de relés diferenciais percentuais, restringindo sua atuação pela corrente residual ou pela máxima corrente de fase ou, ainda, pela utilização de relés diferenciais de terra restrita de alta impedância.

3.4.7 – Proteção diferencial de terra restrita com restrição percentual

A referência 23 apresenta um algoritmo de um relé diferencial de terra restrita, no qual as correntes de operação (I_{op}) e restrição (IRT) são:

$$Iop = \left| k1 \sum [IA + IB + IC] + k2 * IN \right|$$

$$IRT = \left| k1 \sum [IA + IB + IC] \right|$$

Nessas equações, IA, IB e IC são as correntes de fase, IN é a corrente de neutro e K1 é uma constante de projeto.

Neste algoritmo, normalmente a corrente de operação para faltas monofásicas externas é próxima de zero, enquanto que a corrente de restrição é elevada. A característica de atuação resultante é mostrada na figura 3.38.

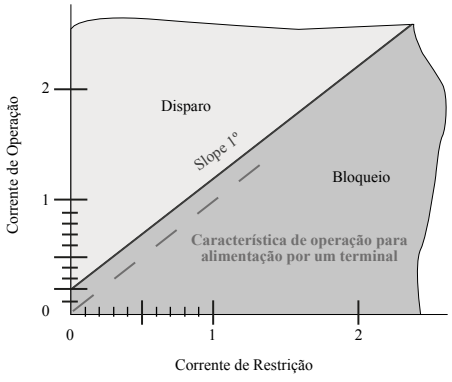


Figura 3.38 – Característica de atuação da proteção diferencial de terra restrita

Outra forma de restrição comumente usada em relés numéricos diferenciais de terra restrita é uma combinação da máxima corrente de fase e da corrente de neutro, quando a corrente de restrição é expressa como:

$$IRT = \frac{1}{2} * [k1 * \max(|IA|, |IB|, |IC|) + k2 * |IN|]$$

Neste caso, a característica de atuação resultante está apresentada na figura 3.39.

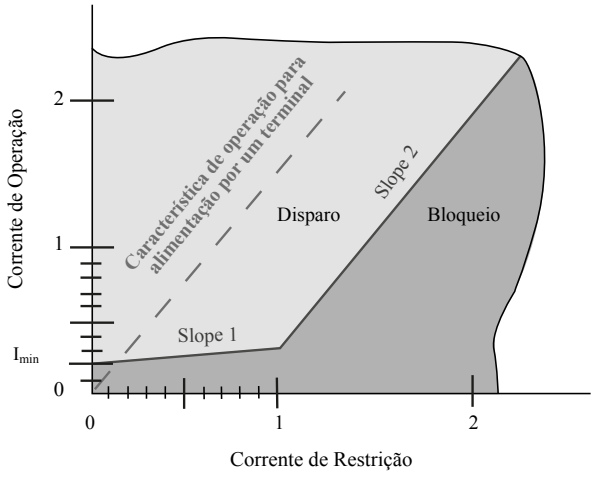


Figura 3.39 – Característica de atuação da proteção diferencial de terra restrita, utilizando restrição pela máxima corrente de fase

3.4.8 – Proteção diferencial de terra restrita de alta impedância

A figura 3.40 mostra a aplicação da proteção diferencial de terra restrita de alta impedância. Neste caso, o relé 87G é de alta impedância e o princípio de funcionamento desta proteção é similar ao de uma proteção diferencial de barras de alta impedância.

A figura 3.41 mostra que, para uma falha externa na qual não ocorre saturação de TCs, a corrente circula entre os TCs de fase e o TC de neutro. A figura mostra que, no caso de saturação do TC de fase, a corrente do TC de neutro se divide entre o relé e o TC saturado. Uma vez que a impedância do relé é maior que a impedância dos cabos de conexão e do secundário do TC saturado somadas, a maior parte da corrente irá fluir pelo TC saturado, fluindo uma corrente bem pequena pelo relé.

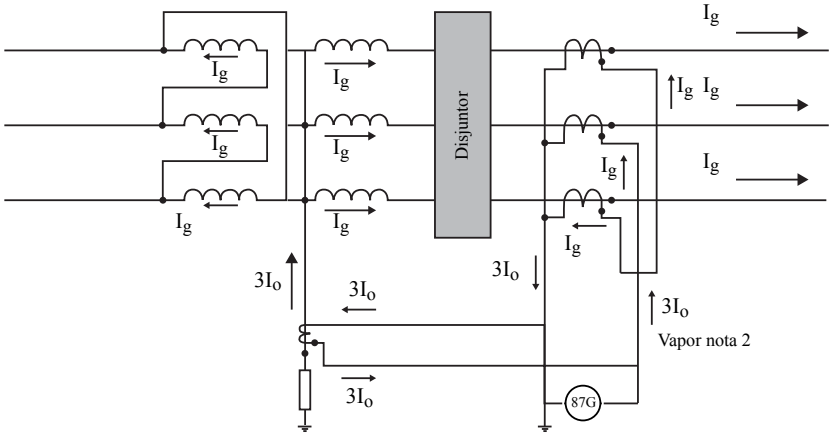


Figura 3.40 – Proteção diferencial de terra restrita de alta impedância

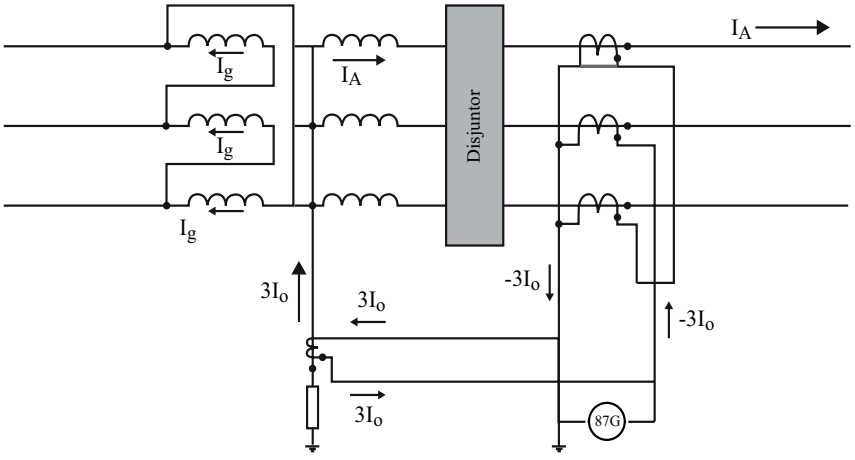


Figura 3.41 – Circulação de corrente de sequência zero – falha externa com TC saturado

3.5 – Relés de distância

Os relés de distância basicamente medem a relação entre a tensão e a corrente no ponto de aplicação para determinar se existe ou não uma falha dentro de sua zona de operação. Como a relação entre a tensão e a corrente num ponto do sistema é a impedância vista deste ponto, estes relés foram denominados de relés de distância, pois medem aproximadamente a distância entre o ponto de aplicação e a falha.

Existem vários tipos de relés de distância: impedância, reatância, resistência, MHO etc.

Cada um deles apresenta uma característica de operação diferente dos demais e é adequado para determinadas aplicações. Além disso, estas propriedades podem ser combinadas, formando relés com características compostas.

Os de distância resolvem o grande inconveniente de se proteger linhas de transmissão com relés de sobrecorrente, principalmente para falhas entre fases, devido ao fato destes últimos terem seus tempos de atuação e alcances variáveis em função das condições de geração (impedância da fonte variável), configuração do sistema e localização da falha.

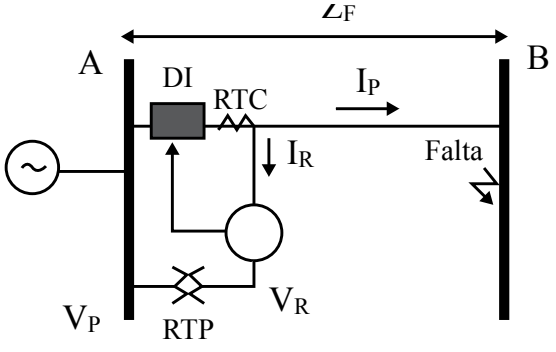


Figura 3.42 – Impedância medida pelo relé de distância

A figura 3.42 mostra um relé de distância localizado na SE A para proteção da linha A-B. Para a falta trifásica indicada, o relé do terminal A irá medir:

$Z_{MEDIDO} = V_R / I_R$

Mas:

$V_R = V_P / RTP$ $\qquad\qquad$ $I_R = I_P / RTC$

Desta forma, teremos:

$Z_{MEDIDO} = V_R / I_R = (V_P / RTP) / (I_P / RTC) = (V_P / I_P)\ (RTC / RTP)$

$V_P = Z_F \cdot I_P$

$\mathbf{Z_{MEDIDO} = Z_F\ (RTC/RTP)}$

Essa expressão nos permite concluir que o relé irá medir a impedância de sequência positiva da linha ($\mathbf{Z_F}$)**,** refletida ao secundário dos transformadores de corrente e potencial.

A impedância medida para falhas trifásicas é bem simples, porque se trata da impedância secundária da linha. Para outros tipos de falha, as expressões da impedância medida serão bem mais complexas.

3.5.1 – Princípio de operação

Os relés de distância são órgãos de medição de dois sinais de entrada (em certas aplicações, podemos ter mais de dois sinais) que respondem ao quociente entre a tensão e a corrente a eles aplicada. Pode-se demonstrar que, em geral, é possível fazer com que a impedância medida seja proporcional ao comprimento da seção de linha compreendida entre o ponto de localização do relé e o ponto de falha, originando daí o nome dado a este relé.

Ao ocorrer um curto-circuito, a corrente aplicada ao relé aumenta e a tensão diminui, de modo que a relação $Z_R = V_R / I_R$ tende a diminuir.

As proteções de distância, de modo similar às demais proteções com seletividade relativa (proteções de sobrecorrente e direcionais de sobrecorrente), podem ter distintas características de tempo de operação em função da distância até a falha. Entre elas, a mais utilizada é a do tipo escalonado de três zonas, conforme mostra a figura 3.43.

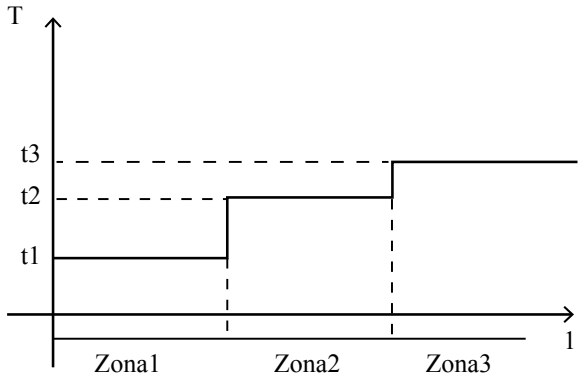


Figura 3.43 – Característica escalonada de tempo das proteções de distância

A figura 3.44 mostra o diagrama de blocos simplificado de uma fase de uma linha de transmissão.

A proteção consiste de três relés de distância (bloco 1), que são direcionais e instantâneos, um relé auxiliar intermediário (bloco 2), dois relés temporizadores (bloco 3) e três relés de sinalização (bloco 4).

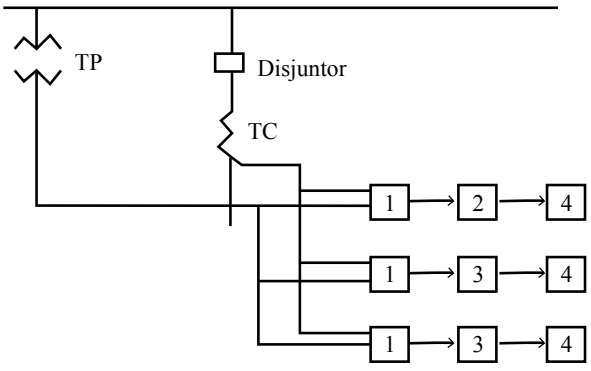


Figura 3.44 – Diagrama de blocos simplificado da proteção de distância

Os blocos 1, 2 e 4 correspondem à primeira zona da proteção, enquanto que os dois blocos inferiores correspondem, respectivamente, à segunda e terceira zonas da proteção, com tempos de atuação t2 e t3.

Às vezes, é utilizada uma variante de esquema de proteção de distância em que a unidade correspondente à terceira zona controla a operação das unidades de primeira e segunda zonas, ou seja, a unidade de terceira zona realiza adicionalmente a função de órgão de partida da proteção.

A observação da figura 3.43 nos permite revelar a semelhança existente entre as proteções de sobrecorrente de tempo definido e as proteções de distância. A diferença fundamental está no órgão de medição, o qual determina as principais vantagens das proteções de distância

sobre as de sobrecorrente, que são: determinação mais precisa dos alcances das duas primeiras zonas e uma maior sensibilidade da terceira zona, para um alcance dado da mesma.

Na realidade, a operação da proteção de distância durante os curtos-circuitos depende não somente da distância até o ponto de falha, como também de outros fatores que afetam a precisão da medida, tais como: resistência de falta, existência de fontes intermediárias entre o relé e o ponto de falha, acoplamentos mútuos de sequência zero etc.

3.5.2 – Diagrama R-X

O diagrama R-X se constitui em uma ferramenta poderosa para análise do desempenho dos relés de distância. Nele, representamos as características de operação dos diversos tipos de relés de distância, as condições de falhas internas e externas à linha de transmissão protegida, as resistências de falha e as condições estáticas e dinâmicas de carregamento, tais como oscilações de potência e perdas de sincronismo.

O diagrama R-X (figura 3.45) é obtido dividindo-se o valor RMS da tensão pelo valor RMS da corrente, obtendo-se a impedância Z. As componentes resistiva e reativa de Z são obtidas das expressões:

$R = Z\cos\theta$

$X = Z\text{sen}\theta$

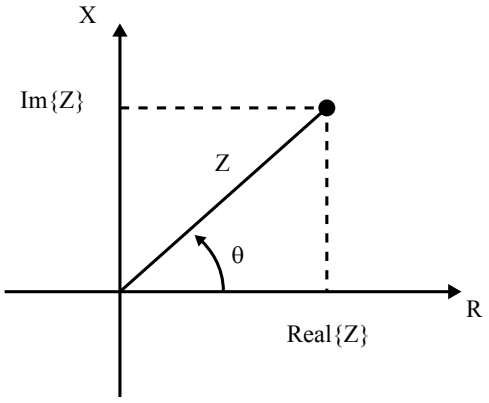


Figura 3.45 – Diagrama R-X

Então, os valores de R e X são as coordenadas de um ponto no diagrama R-X representando uma dada relação de V, I e θ.

Desse modo, o lugar geométrico das falhas sólidas na linha protegida é uma reta que passa pela origem do diagrama R-X e tem comprimento proporcional à impedância de sequência positiva da linha. Os eixos do diagrama podem ser graduados em função dos valores das impedâncias primárias ou secundárias.

Por convenção, são plotadas no primeiro quadrante do diagrama R-X as impedâncias medidas em função de correntes que entram na linha pelo terminal onde se localiza o relé.

A figura 3.46 mostra, no diagrama R-X, uma falta resistiva localizada internamente à linha, na qual pode ser observado que a impedância medida será o vetor OQ, e não OP.

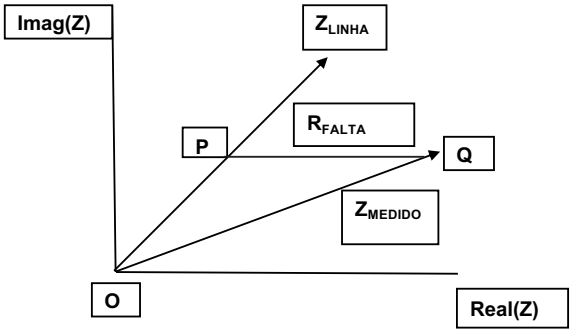


Figura 3.46 – Diagrama R-X - falta resistiva

3.5.3 – Impedâncias medidas em condições de carga

A figura 3.47 mostra uma carga conectada a um barramento cuja tensão é V_P. A carga é representada pelas suas resistência R_{LP} e reatância X_{LP}, que correspondem a uma potência aparente N = P + jQ.

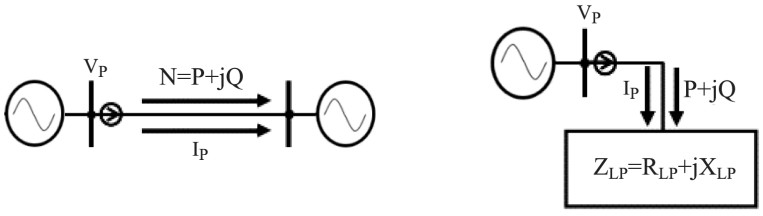


Figura 3.47 – Condições estáticas de carga

A corrente na carga é dada por:

$$I_P = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot V_P} \qquad I_P^2 = \frac{P^2 + Q^2}{3 \cdot V_P^2}$$

A potência ativa da carga é dada por:

$$P = 3 \cdot R_{LP} \cdot I_P^2 \qquad R_{LP} = \frac{P}{3 \cdot I_P^2} = \frac{P \cdot V_P^2}{P^2 + Q^2}$$

Em termos secundários:

$$R_L = \frac{P \cdot V_P^2}{P^2 + Q^2} \cdot \frac{RTC}{RTP}$$

$$Q = 3 \cdot X_{LP} \cdot I_P^2 \qquad X_{LP} = \frac{Q}{3 \cdot I_P^2} = \frac{Q \cdot V_P^2}{P^2 + Q^2}$$

Em termos secundários:

$$X_L = \frac{Q \cdot V_P^2}{P^2 + Q^2} \cdot \frac{RTC}{RTP}$$

Na figura 3.48 estão resumidos os sentidos de fluxo de potência que implicam na utilização dos quatro quadrantes do diagrama R-X. A parte negativa do eixo R (terceiro e segundo quadrantes) representa fluxo de potência ativa reverso, saindo pela linha pelo terminal onde se localiza o relé.

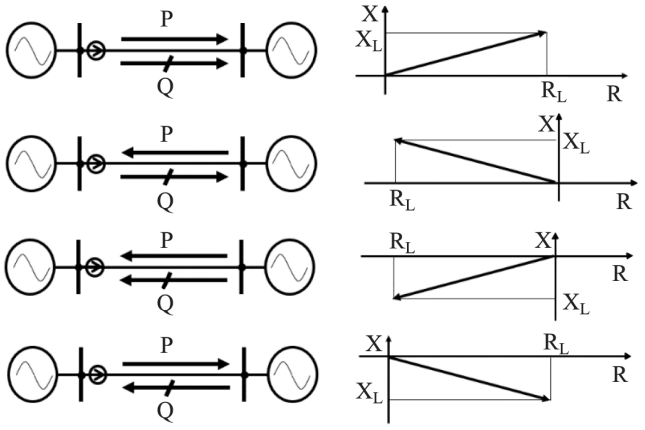


Figura 3.48 – Condições estáticas de carga no diagrama R-X

Em condições dinâmicas de carregamento, isto é, em casos de oscilação ou perda de sincronismo, o lugar geométrico atribuído ao ponto de carga é função das impedâncias existentes entre o relé e as fontes e das tensões internas das fontes, que provocam fenômenos dinâmicos. A figura 3.49 apresenta um sistema de fonte dupla que auxilia na determinação da variação da impedância medida pelo relé durante fenômenos dinâmicos.

A corrente que circula na linha é dada pela expressão:

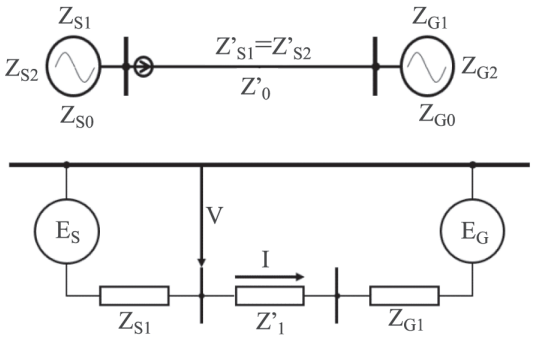


Figura 3.49 – Sistema de duas máquinas para determinação das condições dinâmicas de carregamento

Com base no circuito acima:

$$I = \frac{E_S - E_G}{Z_S + Z_L + Z_G}$$

$$V = E_S - IZ_S = E_s - \frac{(E_S - E_G)Z_G}{Z_{S+Z_L} + Z_G}$$

$$Z_{MEDIDO} = \frac{V}{I} = \frac{Es}{E_S - E_G}(Z_S + Z_L + Z_G) - Z_S$$

$$\frac{Es}{E_S - E_G} = \frac{(KE\angle\partial)}{(KE\angle\partial - E)} = \frac{K(\cos\partial + J\mathrm{Sen}\,\partial)}{K(Cos\partial + JSen\partial) - 1}$$

$$\frac{Es}{E_S - E_G} = \frac{(Kcos\partial + jkSen\partial)(KCos\partial - 1 - jkSen\partial)}{(KCos\partial - 1 + jkSen\partial)(kCos\partial - 1 + jkSen\partial}$$

$$\frac{Es}{E_S - E_G} = \frac{(K^2Cos^2\partial - KCos\partial - jkSen\partial + K^2Sen^2\partial)}{(Kos\partial - 1)^2 - K^2Sen^2\partial}$$

$$\frac{Es}{E_S - E_G} = \frac{K^2 - KCos\partial - jkSen\partial}{K^2Cos^2\partial - 2KCos\partial + 1 - K^2Sen^2\partial}$$

$$\frac{Es}{E_S - E_G} = \frac{K[(K - Cos\partial) - jSen\partial]}{K^2 - 2KCos\partial + 1} - \frac{K[(K - Cos\partial) - jSen\partial]}{K^2 - 2KCos\partial + Sen^2\partial + Cos^2\partial}$$

$$\frac{Es}{E_S - E_G} = \frac{K[(K - Cos\partial) - jSen\partial]}{(K - Cos\partial)^2 + Sen^2\partial}$$

Para tensões das fontes com módulos iguais a 1 pu, temos:

$$\frac{Es}{E_S - E_G} = \frac{1 - Cos\partial - jSen\partial}{2 - 2Cos\partial} = \frac{1}{2}\left(\frac{1 - Cos\partial}{1 - Cos\partial} - \frac{jSen\partial}{1 - Cos\partial}\right)$$

$$\frac{Es}{E_S - E_G} = \frac{1}{2}\left(1 - \frac{jSen\partial}{1 - Cos\partial}\right)$$

$$\text{COMO} = \tan\frac{\partial}{2} = \frac{1 - Cos\partial}{Sen\partial} \Rightarrow \text{Cotg}\frac{\partial}{2} = \frac{Sen\partial}{1 - Cos\partial}$$

$$\frac{Es}{E_S - E_G} = 1 - \frac{jCotg\left(\frac{\partial}{2}\right)}{2}$$

$$Z_{MEDIDO} = \frac{V}{I} = \frac{Es}{E_S - E_G}(Z_S + Z_L + Z_G) - Z_S$$

$$Z_{MEDIDO} = \frac{V}{I} = (Z_S + Z_L + Z_G)\left(1 - jCotg\left(\frac{\partial}{2}\right)\right) - Z_S$$

A figura 3.50 descreve o lugar geométrico percorrido pela impedância medida e ilustra o desempenho de um relé de distância tipo MHO que opera quando o ponto ultrapassa o limite K.

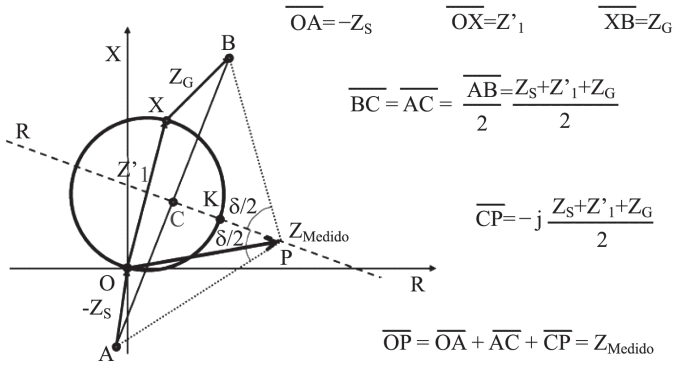


Figura 3.50 – Diagrama R-X - impedância medida durante oscilações de potência

O deslocamento da extremidade P de Z_{MEDIDO} sobre a reta R é regido pela variação do ângulo δ entre as tensões das duas fontes.

O ponto C é o centro elétrico do sistema (fontes com tensões defasadas de 180º, em oposição de fase).

3.5.4 – Resistência de falta

As faltas sólidas que ocorrem nas linhas de transmissão são raras e geralmente são consequências de falhas humanas, como o esquecimento de aterramento após manutenção ou falhas de intertravamento. A grande maioria de curtos-circuitos se dá por meio de resistências de falta.

A resistência de falta é composta por duas parcelas: a resistência de arco e a resistência de contato. Em uma falta entre fases há, normalmente, somente o envolvimento da resistência de arco (figura 3.51).

A queda de tensão sobre o arco pode ser determinada pela fórmula de Warrington, expressão empírica baseada em ensaios reais na Rússia, França e Estados Unidos, nos quais foram encontrados valores na faixa de 400 V/Pé até 500 V/Pé.

$\Delta V_{ARCO} = (8750\ (L + 3\ V.T))/I^{0,4}$, onde:

L – comprimento inicial do arco

V – velocidade do vento em milhas por hora

T – duração da falha, em segundos

I – corrente total da falha, em ampères

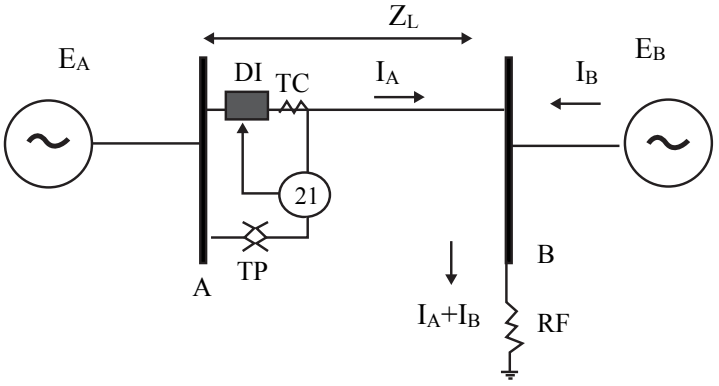


Figura 3.51 – Resistência de falta

A parcela 3 V.T., que leva em consideração o alongamento do arco provocado pelos ventos, só precisa ser utilizada nos casos de eliminação temporizada de faltas, onde t será o tempo de 2ª ou 3ª zonas. O comprimento inicial do arco corresponde à distância entre fases ou fase-terra.

Para as aplicações em relés de distância, costuma-se desprezar a limitação que o arco possa causar à corrente de curto-circuito, determinando-se a resistência medida por:

$R_{ARCO} = \Delta V_{ARCO}/I_{MEDIDO} = (8.750\ (L + 3\ V.T.))/(I_{MEDIDO}\ I_{TOTAL}^{0,4})$

Para falhas em sistemas radiais, $I_{MEDIDO} = I_{TOTAL}$

$R_{ARCO} = (8750\ (L + 3\ V.T.))/(I_{TOTAL}^{1,4})$

Para um sistema não radial (figura 3.51), a impedância medida pelo relé de distância será:

$V = Z_L\ I_A + R_F\ (I_A + I_B)$

$\mathbf{V/I_A = Z_{MEDIDO} = Z_L + R_F\ (I_A + I_B)/I_A}$

A expressão nos mostra que a resistência de falta efetivamente vista pelo relé em sistemas não radiais pode resultar em uma impedância medida com distorção de módulo e/ou ângulo, dependendo das relações entre as correntes I_A e I_B.

Com relação à resistência de contato, podemos afirmar que ela pode impor limitação considerável à corrente de curto-circuito, mas seu valor é difícil de ser estimado.

Nas falhas à terra, por meio da torre de sustentação da linha, a resistência do pé de torre desempenha um papel fundamental em termos de resistência de contato. Se o(s) cabo(s) para-raios for(em) diretamente conectados às torres, a resistência do pé de torre será desprezível, pois todas as torres estarão em paralelo entre si e com as malhas de terra das subestações. Somente no caso de cabos para-raios seccionados e isolados é que a resistência de pé de torre precisa ser considerada.

3.5.5 – Impedância medida

Na figura 3.52, a impedância que o relé 21 irá medir para a falha através de resistência mostrada, pode ser definida como o quociente entre a tensão e a corrente adequada a cada tipo de falta.

Para uma falta trifásica no ponto mostrado, a tensão na barra A será:

$V_A = x.Z_L\ I_A + R_F(I_f) = x.Z_L\ I_A + R_f(I_A + I_B)$

A impedância medida será:

$Z_{MEDIDO} = V_A/I_A = x.Z_L + K\ R_F$

Onde:

x – distância até a falta em pu

$K = (I_A + I_B)/I_A$

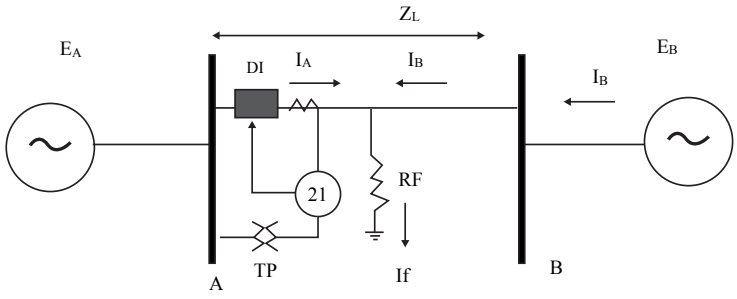


Figura 3.52 – Impedância medida

Desta forma, podemos concluir que a resistência de falta sofrerá a influência da relação modular e angular entre a corrente total de curto-circuito e a corrente que o relé mede, podendo provocar sobre ou subalcance no relé.

3.5.6 – Seleção das grandezas de operação - análise das impedâncias medidas para diferentes tipos de falta

A seguir, será feita a análise das impedâncias medidas para diferentes tipos de faltas e as grandezas que devem ser utilizadas pelas unidades de medida de distância para medição correta da distância até o ponto de defeito.

A figura 3.53 mostra um sistema de duas fontes interligadas por uma linha de comprimento l, no qual ocorre uma falha a uma distância x do ponto de localização do relé.

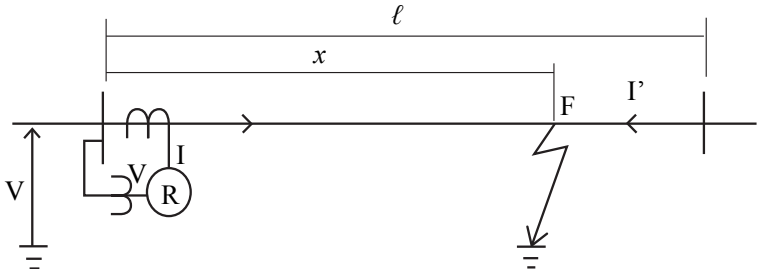


Figura 3.53 – Análise da impedância medida

A figura 3.54 mostra o circuito equivalente de sequência positiva, onde temos:

I_{a1} corrente de sequência positiva que circula pelo relé

V_{a1} tensão de sequência positiva no ponto de localização do relé

V'_{a1} tensão de sequência positiva no ponto de falta

Z_{s1} e Z'_{s1} impedâncias de sequência positiva equivalentes das fontes

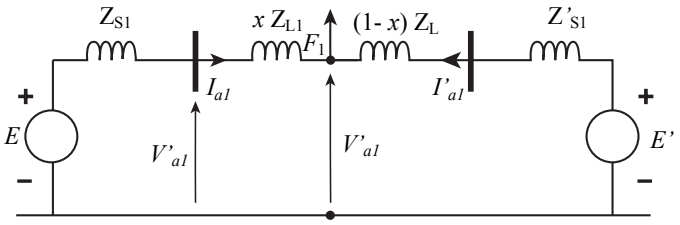


Figura 3.54 – Circuito equivalente de sequência positiva

A tensão de sequência positiva no ponto de falta é dada pela expressão:

$V'_{a1} = V_{a1} - xZ_{L1}\,I_{a1}$

A figura 3.55 mostra o circuito equivalente de sequência negativa, onde temos:

I_{a2} corrente de sequência negativa que circula pelo relé

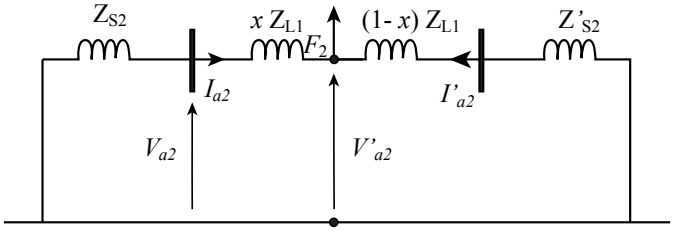
V_{a2} tensão de sequência negativa no ponto de localização do relé

V'_{a2} tensão de sequência negativa no ponto de falta

Z_{s2} e Z'_{s2} impedâncias de sequência negativa equivalentes das fontes

A tensão de sequência negativa no ponto de falta é dada pela expressão:

$V'_{a2} = V_{a2} - xZ_{L1}\,I_{a2}$



$V'_{a2} = V_{a2} - X\,Z_{L1}\,I_{a2}$

Figura 3.55 – Diagrama de sequência negativa

A figura 3.56 mostra o circuito equivalente de sequência zero, onde temos:

I_{a0} corrente de sequência zero que circula pelo relé

V_{a0} tensão de sequência zero no ponto de localização do relé

V'_{a0} tensão de sequência zero no ponto de falta

Z_{s0} e Z'_{s0} impedâncias de sequência zero equivalentes das fontes

A tensão de sequência zero no ponto de falta é dada pela expressão:

$V'_{a0} = V_{a0} - xZ_{L0}\,I_{a0}$

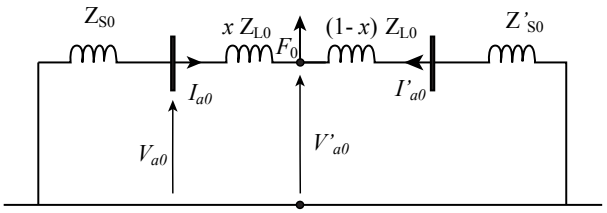


Figura 3.56 – Diagrama de sequência zero

3.5.6.1 – Curto-circuito fase-terra

A figura 3.57 mostra a associação em série dos diagramas de sequência positiva, negativa e zero para um curto-circuito fase-terra a uma distância x da localização do relé.

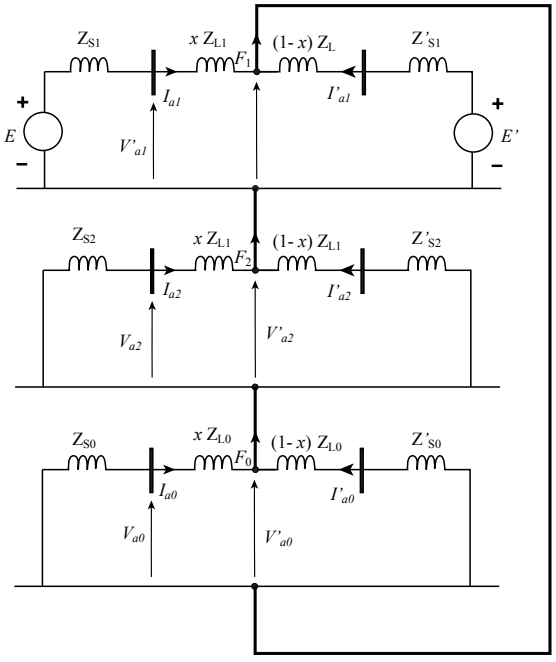


Figura 3.57 – Curto-circuito fase-terra

Para este curto-circuito, a tensão $V'_a = 0$, ou seja, a tensão da fase A no ponto de defeito, é igual a zero.

$$V'_{a1} + V'_{a2} + V'_{a0} = 0$$

A tensão Va no ponto onde o relé está localizado é dada por:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

Mas:

$$V'_{a1} = V_{a1} - xZ_{L1}\ I_{a1}$$

$V'_{a2} = V_{a2} - xZ_{L1} I_{a2}$
$V'a0 = Va0 - xZ_{L0} I_{a0}$

Então:
$Va = xZ_{L0} I_{a0} + V'a0 + xZ_{L1} I_{a2} + V'_{a2} + xZ_{L1} I_{a1} + V'_{a1}$

Rearranjando os termos, vem:
$Va = xZ_{L1}(I_{a1} + I_{a2}) + xZ_{L0} I_{a0} + (V'a0 + V'_{a1} + V'_{a2})$

Mas:
$V'_{a1} + V'_{a2} + V'a0 = 0$

Então:
$V_a = xZ_{L1}(I_{a1} + I_{a2}) + xZ_{L0} I_{a0}$

Na expressão acima, da tensão Va, somando e subtraindo $xZ_{L1}I_{a0}$, temos:
$V_a = xZ_{L1}(I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}) + x (Z_{L0} - Z_{L1}) I_{a0}$

Como: $I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = I_a$
$V_a = xZ_{L1} I_a + x (Z_{L0} - Z_{L1}) I_{a0}$
$V_a = xZ_{L1} (I_a + K I_{a0})$

Onde:

$$k = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{Z_{L1}}$$

Então temos:

$$\mathbf{x}\ Z_{L1} = \frac{V_a}{I_a + k\, I_{a0}}$$

Conclusão: se o relé for alimentado por uma corrente $I_R = I_a + k\, I_{a0}$ e uma tensão $V_R = V_a$, então, no caso de ocorrência de uma falta envolvendo a fase A e a terra, ele irá medir uma impedância igual a impedância existente entre ele e o ponto de falha.

$$Z_R = \frac{V_R}{I_R} = \frac{V_a}{I_a + k\, I_{a0}} = \mathbf{x}\ Z_{L1}$$

A corrente $I_R = I_a + k\, I_{a0}$ é denominada de corrente compensada da fase A.

São necessárias, portanto, três unidades de medida para as falhas fase-terra, uma para cada tipo de falta AT, BT e CT, conforme a tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Unidades de medida para falhas fase-terra

Unidade	Tensão	Corrente
AT	V_a	$I_a + kI_{a0}$
BT	V_b	$I_b + kI_{a0}$
CT	V_c	$I_c + kI_{a0}$

3.5.6.2 – Curto-circuito fase-fase

Neste tipo de falta, os circuitos de sequência positiva e negativa são conectados em paralelo, conforme mostrado na figura 3.58.

Pela observação da figura, podemos escrever:

$V'_{a1} = V'_{a2}$

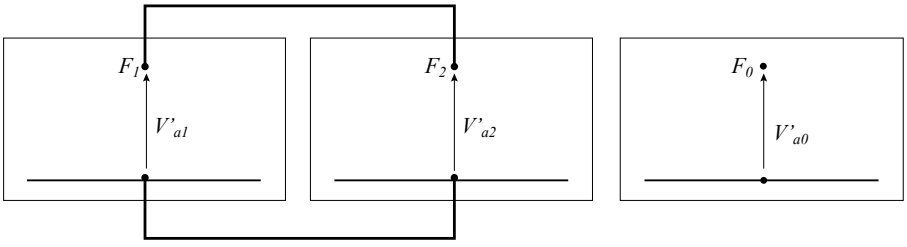


Figura 3.58 – Curto-circuito fase-fase B-C

A tensão V_b, no ponto de aplicação do relé, é dada por:

$$V_b = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a\, V_{a2} =$$
$$= (\mathbf{x}\, Z_{L0} I_{a0} + V'_{a0}) + a^2 (\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a1} + V'_{a1}) + a (\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a2} + V'_{a2})$$

$$V_c = V_{a0} + a\, V_{a1} + a^2 V_{a2} =$$
$$= (\mathbf{x}\, Z_{L0} I_{a0} + V'_{a0}) + a (\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a1} + V'_{a1}) + a^2 (\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a2} + V'_{a2})$$

$$V_b - V_c = a^2 (\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a1} + V'_{a1}) + a (\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a2} + V'_{a2}) -$$
$$- a (\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a1} + V'_{a1}) - a^2 (\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a2} + V'_{a2})$$

$$V_b - V_c = \left(a^2 - a\right)\left(\mathbf{x}\ Z_{L1} I_{a1} + V'_{a1}\right) - \left(a^2 - a\right)\left(\mathbf{x}\ Z_{L1} I_{a2} + V'_{a2}\right)$$

$$V_b - V_c = \left(a^2 - a\right)\left(V'_{a1} - V'_{a2}\right) + \left(a^2 - a\right)\left(\mathbf{x}\ Z_{L1} I_{a1} - \mathbf{x}\ Z_{L1} I_{a2}\right)$$

Como as tensões de sequência negativa no ponto de falta são iguais:

$$V_b - V_c = \left(a^2 - a\right)\left(\mathbf{x}\ Z_{L1} I_{a1} - \mathbf{x}\ Z_{L1} I_{a2}\right)$$

$$V_b - V_c = \mathbf{x}\ Z_{L1}\left[\left(a^2 I_{a1} + a\, I_{a2}\right) - \left(a\, I_{a1} + a^2 I_{a2}\right)\right]$$

Nessa equação, somando e subtraindo $xZ_{L1}I_{a0}$, temos:

$$V_b - V_c = \mathbf{x}\ Z_{L1}\left[\left(I_{a0} + a^2 I_{a1} + a\, I_{a2}\right) - \left(I_{a0} + a\, I_{a1} + a^2 I_{a2}\right)\right]$$

A diferença entre colchetes corresponde à diferença entre as correntes I_b e I_c:

$$V_b - V_c = \mathbf{x}\ Z_{L1}\left(I_b - I_c\right)$$

Ou ainda:

$$\mathbf{x}\ Z_{L1} = \frac{V_b - V_c}{I_b - I_c}$$

Conclusão: se o relé for alimentado com uma tensão $V_R = V_b - V_c$ e com uma corrente igual a $I_R = I_b - I_c$, no caso de uma falha entre as fases B e C, ele irá medir corretamente a impedância entre ele e o ponto de falha.

$$Z_R = \frac{V_R}{I_R} = \frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} = \mathbf{x}\ Z_{L1}$$

São necessárias três unidades de medida para a detecção de todas as combinações possíveis de falhas entre fases, conforme a tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Unidades de medida para falhas bifásicas

Unidade	Tensão	Corrente
AB	$V_a - V_b$	$I_a - I_b$
BC	$V_a - V_c$	$I_b - I_c$
CA	$V_c - V_a$	$I_c - I_a$

3.5.6.3 – Curto-circuito fase-fase-terra (BC-N)

Para o curto-circuito fase-fase-terra, os três circuitos de sequência são conectados em paralelo, conforme a figura 3.59.

Para esta falta, temos:

$$V'_{a1} = V'_{a2} = V'_{a0}$$

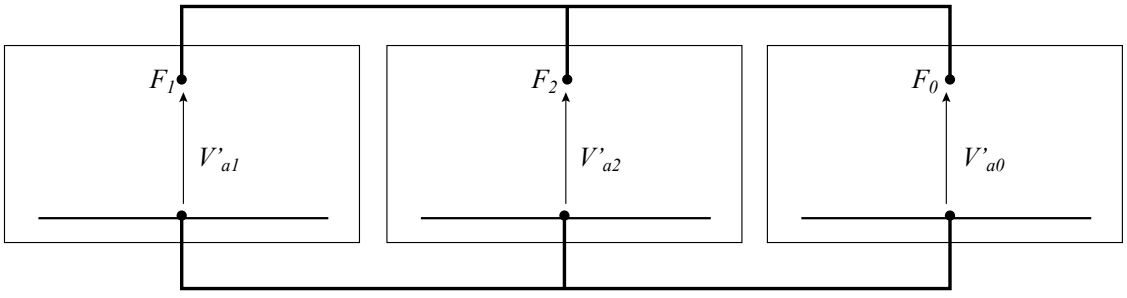


Figura 3.59 – Curto-circuito bifásico-terra B-C-N

$$V_b = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a\, V_{a2} =$$
$$= \left(\mathbf{x}\, Z_{L0} I_{a0} + V'_{a0}\right) + a^2 \left(\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a1} + V'_{a1}\right) + a\left(\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a2} + V'_{a2}\right)$$

A tensão V_c no ponto de aplicação do relé é dada por:

$$V_c = V_{a0} + a\, V_{a1} + a^2 V_{a2} =$$
$$= \left(\mathbf{x}\, Z_{L0} I_{a0} + V'_{a0}\right) + a\left(\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a1} + V'_{a1}\right) + a^2 \left(\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a2} + V'_{a2}\right)$$

Subtraindo as duas tensões, temos:

$$V_b - V_c = a^2 \left(\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a1} + V'_{a1}\right) + a\left(\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a2} + V'_{a2}\right) -$$
$$- a\left(\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a1} + V'_{a1}\right) - a^2 \left(\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a2} + V'_{a2}\right)$$

Rearranjando os termos, vem:

$$V_b - V_c = \left(a^2 - a\right)\left(\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a1} + V'_{a1}\right) - \left(a^2 - a\right)\left(\mathbf{x}\, Z_{L1} I_{a2} + V'_{a2}\right)$$

$$V_b - V_c = \left(a^2 - a\right)\left(V'_{a1} - V'_{a2}\right) + \left(a^2 - a\right)\left(\mathbf{x}\ Z_{L1} I_{a1} - \mathbf{x}\ Z_{L1} I_{a2}\right)$$

Como: $V'_{a1} = V'_{a2}$

$$V_b - V_c = \left(a^2 - a\right)\left(\mathbf{x}\ Z_{L1} I_{a1} - \mathbf{x}\ Z_{L1} I_{a2}\right)$$

$$V_b - V_c = \mathbf{x}\ Z_{L1}\left[\left(a^2 I_{a1} + a\, I_{a2}\right) - \left(a\, I_{a1} + a^2 I_{a2}\right)\right]$$

Somando e subtraindo $XZ_{L1}I_{a0}$, vem:

$$V_b - V_c = \mathbf{x}\ Z_{L1}\left[\left(I_{a0} + a^2 I_{a1} + a\, I_{a2}\right) - \left(I_{a0} + a\, I_{a1} + a^2 I_{a2}\right)\right]$$

$$V_b - V_c = \mathbf{x}\ Z_{L1}\left(I_b - I_c\right)$$

Conclusão:

Uma falta envolvendo as fases B, C e a terra é vista pela unidade de falta B-C da mesma forma que uma falta envolvendo as fases B e C. É de se esperar que as unidades de falta BT e CT também enxerguem esta falta. Desta forma, não são necessárias unidades adicionais para faltas bifásicas envolvendo a terra.

3.5.6.4 – Curto-circuito trifásico (ABC) ou trifásico-terra (ABC-N)

A figura 3.60 mostra a ligação dos circuitos de sequência para estes tipos de falhas.

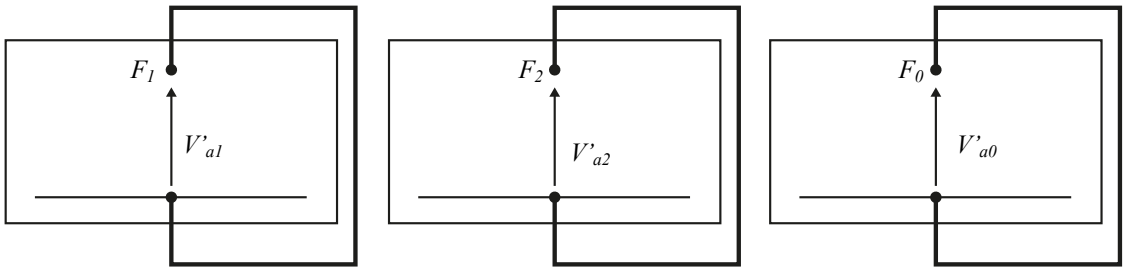


Figura 3.60 – Curto-circuito trifásico (ABC) ou trifásico-terra (ABC-N)

Para estas falhas, temos:

$$\begin{cases} V'_{a1} = V'_{a2} = V'_{a0} = 0 \\ I_{a2} = I_{a0} = 0 \end{cases}$$

A tensão V_b, no ponto de localização do relé, é dada por:

$$V_b = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a\ V_{a2} = a^2 V_{a1}$$

A tensão V_c, no ponto de localização do relé, é dada por:

$$V_c = V_{a0} + a\ V_{a1} + a^2 V_{a2} = a\ V_{a1}$$

Subtraindo essas duas tensões, obtemos:

$$V_b - V_c = \left(a^2 - a\right)V_{a1} = \left(a^2 - a\right)\left(\mathbf{x}\ Z_{L1} I_{a1} + V'_{a1}\right) =$$
$$= \left(a^2 - a\right)\mathbf{x}\ Z_{L1} I_{a1} = \mathbf{x}\ Z_{L1}\left(a^2\ I_{a1} - a\ I_{a1}\right)$$

Como $I_{a2} = I_{ao} = 0$

$$V_b - V_c = \mathbf{x}\ Z_{L1}\left[\left(I_{a0} + a^2\ I_{a1} + a\ I_{a2}\right) - \left(I_{a0} + a\ I_{a1} + a^2 I_{a2}\right)\right]$$

$$V_b - V_c = \mathbf{x}\ Z_{L1}\left(I_b - I_c\right)$$

Esta equação mostra que a unidade B-C opera também para falha trifásica, envolvendo ou não a terra.

A tensão V_a é dada pela expressão:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = V_{a1}$$

Sabemos que:

$$V_{a1} = V'_{a1} + \mathbf{x}\ Z_{L1}\ I_{a1} = \mathbf{x}\ Z_{L1}\ I_{a1}$$

Como:

$V'_{a1} = V_{a0} = V_{a2} = 0$

$$\begin{cases} V_{a1} = V_a \\ I_{a1} = I_a \end{cases}$$

$$V_a = \mathbf{x}\ Z_{L1}\ I_a$$

Conclusão: a unidade AT também atua para falhas trifásicas, com ou sem envolvimento de terra.

3.5.7 – Principais características no diagrama R-X

O relé de distância possui várias características de operação, representadas no diagrama RX. As principais características são apresentadas a seguir.

3.5.7.1 – Característica direcional

A característica direcional (figura 3.61) é representada no diagrama R-X por uma linha reta passando pela origem do diagrama.

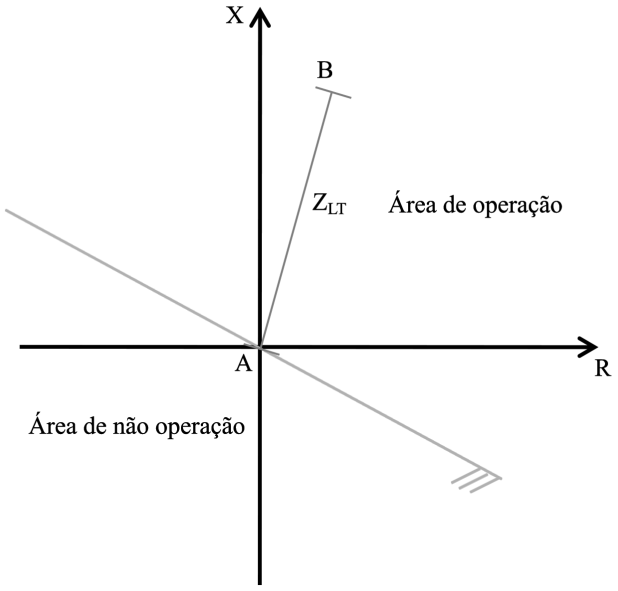


Figura 3.61 – Característica direcional

A observação da figura 3.61 nos permite dizer que este tipo de característica não atua para falhas na origem do diagrama polar. Também esta característica não permite aplicação em linhas com compensação série, pois uma falta após o capacitor é vista como localizada na região de não operação do relé. Este tipo de característica é bastante empregado em características compostas, como função direcional, como será visto oportunamente.

3.5.7.2 – Característica de impedância

A característica de impedância (figura 3.62) é representada no diagrama R-X por um círculo com centro na origem do diagrama.

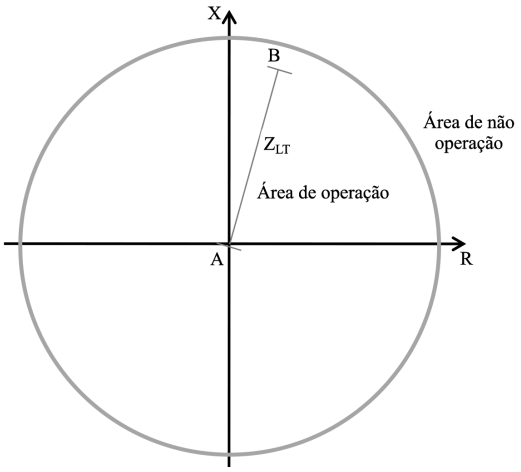


Figura 3.62 – Característica de impedância

Esta característica não é direcional e, normalmente, é aplicada como unidade de partida, notadamente em relés europeus. É utilizada também em unidades com características compostas e também como proteção de retaguarda de geradores para falhas externas.

3.5.7.3 – Característica de ângulo de impedância

A característica de ângulo de impedância (figura 3.63) é representada no diagrama R-X por uma reta inclinada, de um ângulo φ com relação ao eixo das resistências. É uma característica que possui dois casos particulares: $\varphi = 90^0$ (característica de resistência) e $\varphi = 180^0$ (característica de reatância).

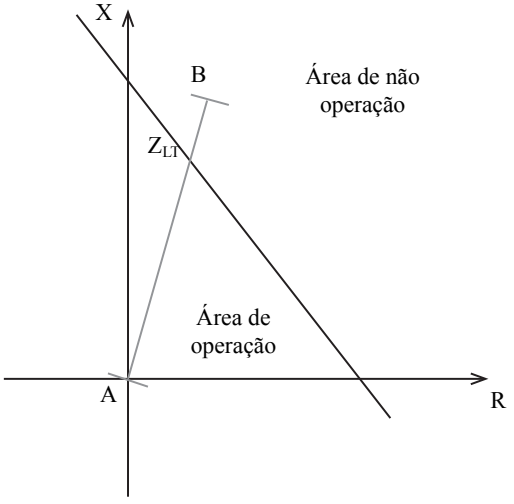


Figura 3.63 – Característica de ângulo de impedância

3.5.7.4 – Característica de reatância

É representada no diagrama R-X (figura 3.64) por uma linha reta paralela ao eixo das resistências. Característica muito utilizada principalmente na proteção de linhas de transmissão curtas, em função da sua grande capacidade na acomodação de valores elevados de resistência de falta. Necessita ser complementada por uma unidade do tipo resistência ou ângulo de impedância para limitação do seu alcance na direção resistiva. É, normalmente, encontrada em características compostas, principalmente a do tipo quadrilateral.

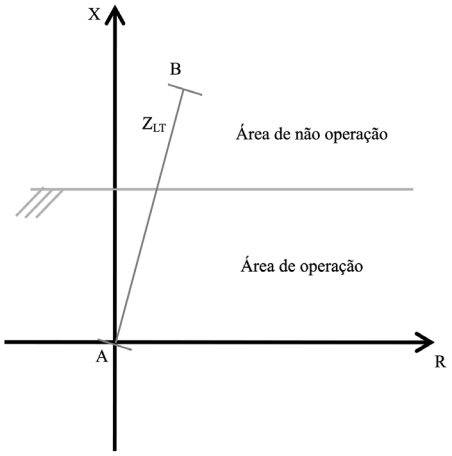


Figura 3.64 – Característica de reatância

3.5.7.5 – Caracteristica de resistência

É representada no diagrama R-X (figura 3.65) por uma linha reta perpendicular ao eixo das resistências. Esta característica é utilizada comumente em unidades com características compostas, particularmente em esquemas de detecção de oscilações de potência e perda de sincronismo.

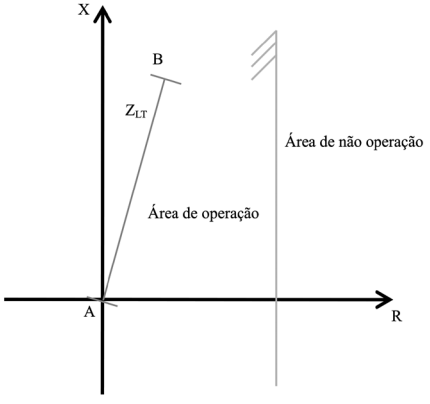


Figura 3.65 – Característica de resistência

3.5.7.6 – Caracteristica de admitância (MHO)

Esta característica, uma das mais utilizadas em relés de distância, é representada no diagrama R-X por um círculo passando pela origem do diagrama. É uma característica inerentemente direcional. Necessita de cuidados especiais na sua aplicação, para detectar faltas sólidas próximas à origem do diagrama R-X, e de polarização conveniente, para ser utilizada em linhas com compensação série. Possui limitação na capacidade de detecção de faltas com valores elevados de resistência, principalmente as próximas às extremidades da linha (figura 3.66).

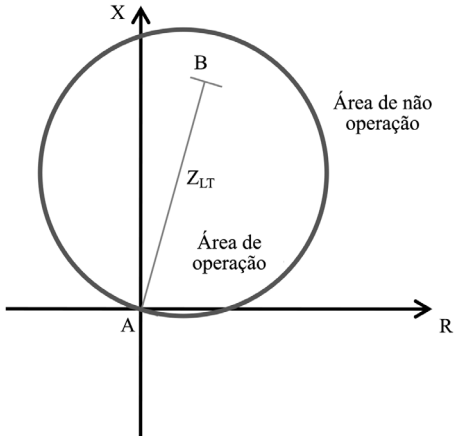


Figura 3.66 – Característica de admitância (MHO)

3.5.7.7 – Característica de admitância modificada

É representada por um círculo, com alcance também na direção reversa, conforme figura 3.67.

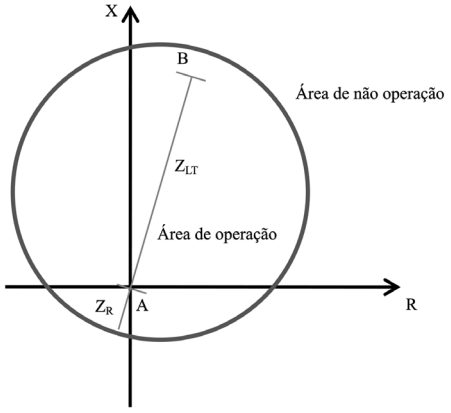


Figura 3.67 – Característica de admitância modificada

Esta característica também pode ser deslocada totalmente para o primeiro quadrante do diagrama R-X. Encontra sua maior aplicação em características compostas.

3.5.7.8 – Característica lenticular

É um caso particular da característica MHO (figura 3.68). Acomoda pouca resistência de falta, mas discrimina bem o carregamento pré-falta. É encontrada também em características compostas, utilizadas para proteção de perda de sincronismo.

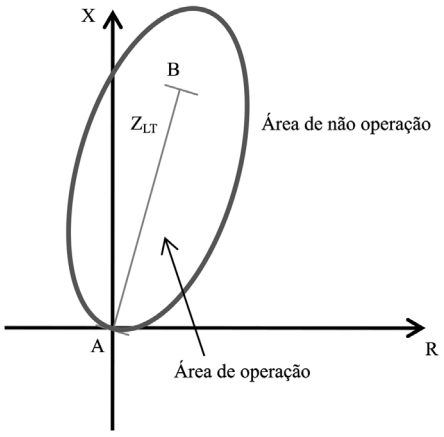


Figura 3.68 – Característica lenticular

3.5.7.9 – Característica tomate

É mais um caso particular da característica MHO (figura 3.70). Acomoda muita resistência de falta, mas não discrimina bem o carregamento pré-falta. É encontrada também em características compostas, utilizadas para proteção de perda de sincronismo.

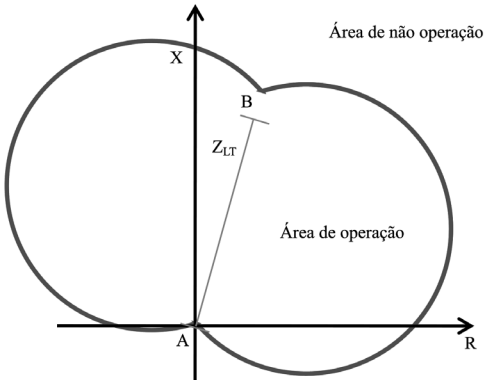


Figura 3.70 – Característica tomate

3.5.7.10 – Característica quadrilateral

É uma característica composta pela interseção de várias características. É bastante encontrada na proteção de linhas de transmissão, tendo em vista a grande capacidade na acomodação de valores elevados de resistência de falta.

Pela utilização de polarização cruzada e/ou ação de memória, estas unidades discriminam bem faltas próximas à origem do diagrama R-X e podem ser utilizadas adequadamente na proteção de linhas com compensação série (figura 3.71).

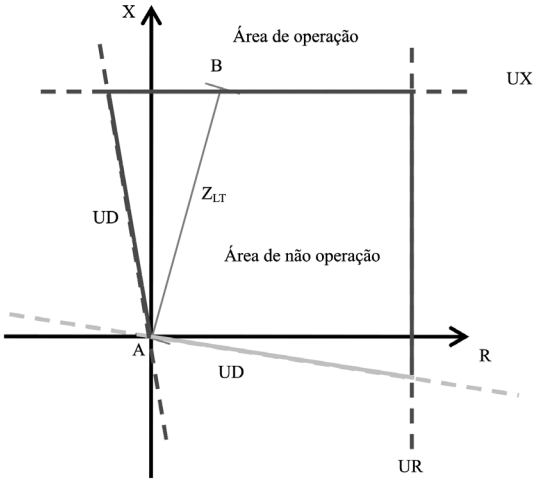


Figura 3.71 – Característica quadrilateral

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Anderson, P. M.; Analysis of faulted power systems. Hoboken: Wiley-Blackwell, 1995.
2. Basseto, G.; Comportamento de transformadores de corrente durante regime transitório. [S.l.: s.n.], 2010. Apresentação da Alstom.
3. Blackburn, J. L.; Symmetrical components for power systems engineering. Flórida: CRC Press, 1996. (Electrical and Computer Engineering, v. 85).
4. General Electric Company. Manual of instrument transformer: GE. Disponível em: <https://www.ge-gridsolutions.com/app/ViewFiles.aspx?prod=insttran-ov&type=3>. Acesso em: 29 maio 2018.
5. Institute of Electrical and Electronics Engineers. C37.110: guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes. New York, 1996.
6. Mason, C. R.; The art and science of protective relaying. Hoboken: John Wiley & Sons, 1956.
7. Moraes, R.; Proteção de sistemas elétricos. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.
8. Ordacgi Filho, J. M.; Proteção de distância com relés estáticos. Apostila da Universidade Federal do Rio de Janeiro, [1997].
9. Ordacgi Filho, J. M.; Proteção de sistemas elétricos. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003. Curso de pós-graduação de 2003 a 2010.
10. Transient response of current transformers. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1976.

PARTE 2

PROTEÇÃO DE GERADORES

1

PROTEÇÃO DE GERADORES

1.1 – CONSIDERAÇÕES GERAIS

1.1.1 – Introdução

Uma unidade geradora é um sistema complexo que compreende o enrolamento do estator, o rotor com seu enrolamento de campo e o sistema de excitação, o transformador elevador e os transformadores de serviços auxiliares e a turbina com seus equipamentos agregados (bombas, ventiladores, mancais). Desta forma, falhas de várias naturezas podem ocorrer nas unidades geradoras, requerendo a imediata retirada da unidade do sistema ou até mesmo a sua parada completa. Dentre as principais anormalidades que ocorrem nas unidades geradoras, e para as quais existem proteções específicas, destacamos:

a) Falhas nos enrolamentos do estator, que devem ser imediatamente detectadas pela proteção, que comandará a parada total da unidade. Estas falhas podem ocorrer dos enrolamentos para a terra, entre bobinas de fases diferentes ou entre espiras de uma mesma fase, e podem danificar seriamente a laminação do núcleo do estator e os próprios enrolamentos deste, devido ao calor gerado no ponto de falha. A prática normal, em geradores de grande porte, é limitar a corrente de falha para a terra em alguns ampères por meio do aterramento do neutro do gerador por uma alta impedância. As falhas entre fases e entre espiras de uma mesma fase são mais raras de ocorrer.

b) Falhas no rotor – podem ocorrer para a terra ou entre espiras e podem ser causadas por esforços mecânicos e térmicos atuando sobre o isolamento das bobinas. Como o enrolamento de campo normalmente é isolado da terra, uma ligação simples à terra não produz corrente de falta. Todavia uma segunda conexão à terra irá curto-circuitar parte do enrolamento de campo, produzindo um desbalanceamento magnético no rotor, que poderá provocar pressão excessiva nos mancais e distorção do eixo, se não for removida rapidamente. Incluídas ainda como falhas no rotor podemos citar a perda da excitação, que pode ser provocada pela abertura do disjuntor de campo, ou por uma falha no sistema de excitação. A perda da excitação de uma unidade ligada ao sistema resulta em perda de sincronismo (funcionamento como gerador de indução), com ligeiro acréscimo da velocidade, já que a potência mecânica não varia. A máquina passa a absorver potência reativa do sistema, com acréscimo da corrente do estator. Isto provoca aquecimento dos enrolamentos do estator e aumento das perdas no rotor, devido às correntes que são induzidas no corpo do rotor e nos enrolamentos amortecedores. Esta condição tem que ser detectada e a máquina prontamente retirada de serviço pelo seu sistema de proteção.

Falhas mecânicas – as condições mecânicas que requerem consideração são a sobrevelocidade, resultante de uma rejeição de carga, e a perda da potência mecânica da turbina (que

pode ser provocada pelo fechamento indevido do distribuidor em uma máquina hidráulica ou pela perda de vapor em uma térmica a vapor).

Outras condições que merecem destaque são:

d) Sobretemperatura e níveis baixo e alto de óleo dos mancais, vibração excessiva, falhas no sistema hidráulico do regulador de velocidade, falhas de refrigeração etc.

e) Falhas externas à unidade – podemos citar: falhas em linhas de transmissão ou barramentos, não eliminadas pelas proteções destes componentes.

f) Condições de carga desbalanceada que provocam circulação de correntes de sequência negativa no estator do gerador. O efeito destas correntes é produzir um fluxo girante, em sentido oposto ao fluxo principal, que corta o rotor com uma frequência o dobro da nominal, induzindo correntes de frequência dupla no enrolamento de campo e corpo do rotor. Essas correntes produzem aquecimento excessivo do rotor e as máquinas possuem uma capacidade limitada para suportar seus efeitos.

g) Sobretensões, provocadas por rejeições de carga.

h) Falhas no transformador elevador, que podem ser falhas entre fases, fase-terra, falhas entre espiras, falhas em buchas e sobreaquecimento dos enrolamentos e óleo. As falhas em transformadores elevadores de unidades geradoras são muito severas, inclusive com risco de incêndio e explosão, e devem ser eliminadas no menor tempo possível.

i) Falhas em transformadores auxiliares que são alimentados pelas próprias unidades geradoras. Estes equipamentos podem possuir proteção específica ou suas proteções podem estar incluídas na proteção da unidade geradora.

1.1.2 – Redundância dos esquemas de proteção dos geradores

A figura 1.1 mostra a prática atualmente utilizada para proteção de geradores. Com a tecnologia digital e redução dos custos dos relés de proteção, a prática é a de se utilizar dois esquemas independentes e redundantes, de modo que, a qualquer momento, um deles possa ser retirado de operação para manutenção.

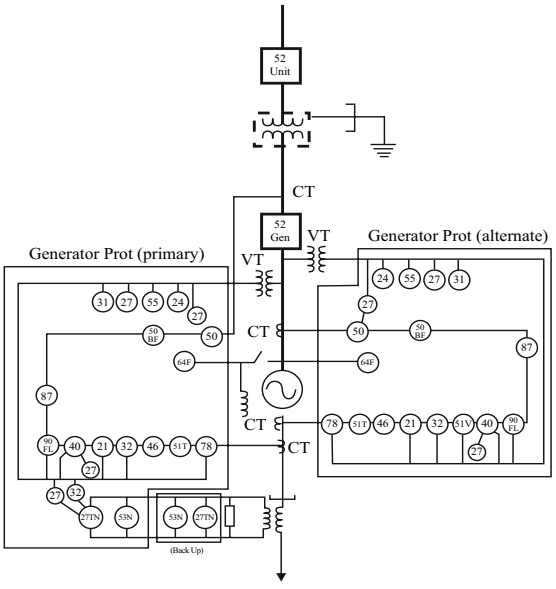


Figura 1.1 – Redundância dos esquemas de proteção de geradores

1.1.3 – Ligações dos geradores ao sistema

Existem dois métodos básicos de ligação de unidades geradoras ao sistema: ligação direta e ligação unitária.

A figura 1.2 mostra o diagrama unifilar de uma ligação direta de um gerador a um sistema. O gerador é ligado diretamente a uma barra de carga, sem a existência de um transformador entre eles. Este método é muito utilizado em instalações industriais para a ligação de pequenos geradores.

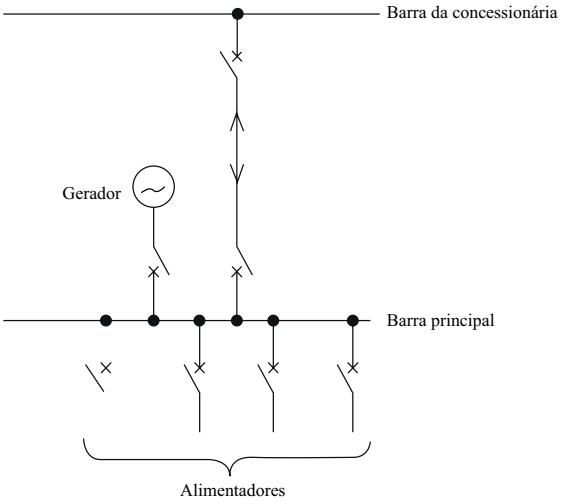


Figura 1.2 – Ligação direta de geradores

A figura 1.3 mostra o diagrama unifilar de uma ligação unitária, na qual o gerador é conectado ao sistema por meio de um transformador elevador dedicado. Neste tipo de ligação, as cargas essenciais do grupo gerador/transformador são supridas por um transformador de serviços auxiliares conectado diretamente aos terminais do gerador.

A maioria dos geradores de grande porte é ligada ao sistema desta maneira, utilizando um transformador elevador com conexão delta-estrela aterrada. Normalmente, neste tipo de ligação não existe disjuntor entre o gerador e o transformador. Existem algumas variantes neste tipo de ligação, uma delas, por exemplo, utiliza um transformador elevador com dois enrolamentos no lado de baixa tensão para conexão de duas unidades geradoras. Outro fato importante neste tipo de ligação é que o transformador de excitação (mostrado na figura) também é conectado aos terminais do gerador.

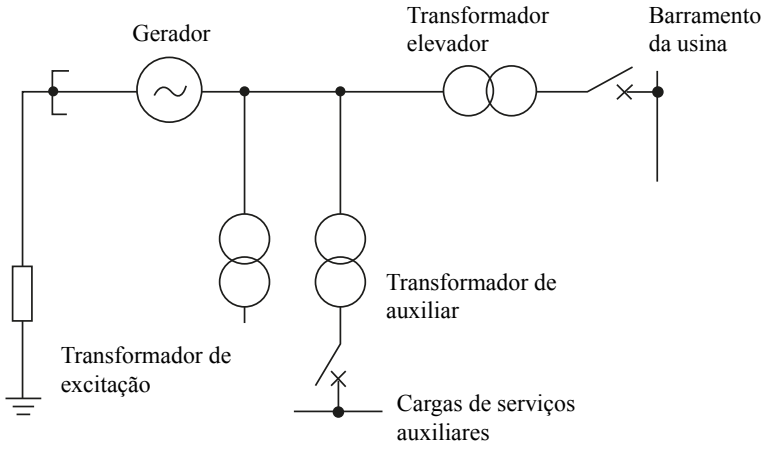


Figura 1.3 – Ligação unitária de geradores

1.1.4 – Aterramento do neutro de geradores

O neutro dos geradores é usualmente aterrado de modo a limitar a corrente de curto-circuito fase-terra destes.

Para geradores de médio e grande porte, uma impedância é normalmente conectada entre o neutro e a terra, com o intuito de limitar a amplitude da corrente de curto-circuito fase-terra e, consequentemente, diminuir os danos ao gerador.

Os principais métodos de aterramento estão descritos a seguir.

1.1.4.1 – Aterramento sólido

Neste tipo de aterramento (figura 1.4), nenhuma impedância é intencionalmente conectada entre o ponto neutro e a terra. Este método dá origem a valores elevados de corrente de curto-circuito fase-terra, pois as únicas limitações à corrente de curto-circuito são a resistência

e a reatância dos enrolamentos do gerador. Na prática, este método é muito pouco utilizado em unidades de médio e grande porte, sendo encontrado somente em unidades geradoras de pequeno porte.

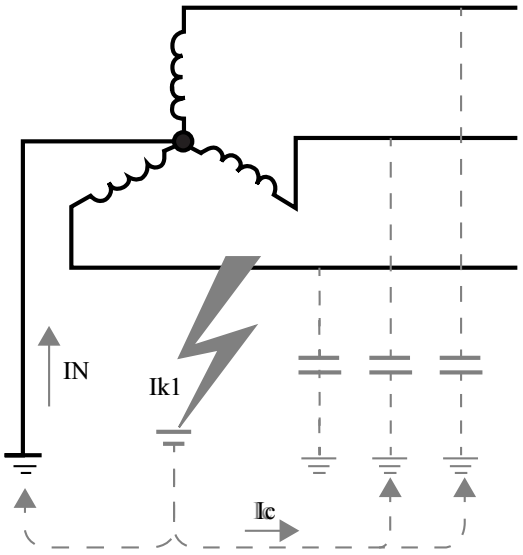


Figura 1.4 – Aterramento sólido de geradores

1.1.4.2 – Aterramento por resistência

Neste método (figura 1.5), um resistor é colocado entre o ponto neutro e a terra, de modo a limitar a corrente de curto-circuito fase-terra do gerador. O aterramento pode ser feito por alta ou baixa resistência. Um TC ligado na conexão entre o ponto neutro do gerador e a terra pode servir como alimentação para um relé de sobrecorrente destinado a detectar falhas à terra nos enrolamentos do estator. Este método de aterramento é encontrado em máquinas de pequeno e médio porte.

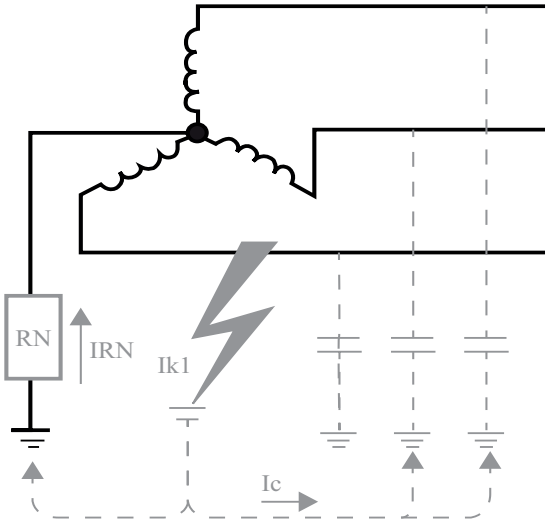


Figura 1.5 – Aterramento por resistência

1.1.4.3 – Aterramento por reatância

Neste método de aterramento, um reator é utilizado em lugar do resistor da figura 1.6. Este método é pouco utilizado no Brasil.

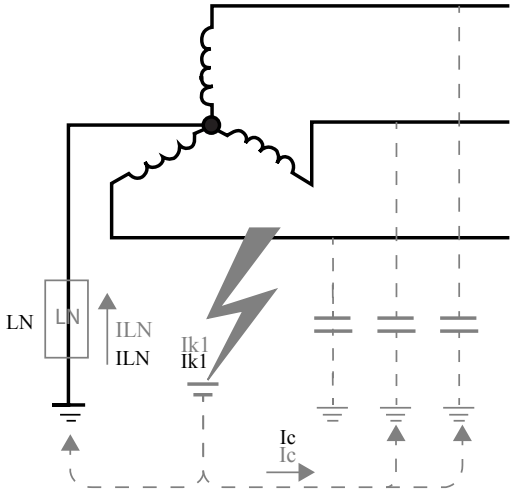


Figura 1.6 – Aterramento por reatância

1.1.4.4 – Aterramento por bobina de supressão de arco (bobina de Petersen)

Neste tipo de aterramento, um reator é utilizado no neutro, cuja reatância é escolhida para neutralizar o valor da capacitância para a terra de duas fases, com a terceira conectada solidamente à terra. Desta forma, a componente reativa da corrente capacitiva que flui para uma falta à terra é neutralizada pela corrente na bobina, que flui no mesmo caminho, mas deslocada de 180º da corrente capacitiva.

1.1.4.5 – Aterramento de alta impedância (resistência no secundário de transformador de distribuição conectado ao neutro do gerador)

A figura 1.7 mostra este método de aterramento, no qual um resistor é colocado no secundário de um transformador de distribuição, que é conectado entre o ponto neutro do gerador e a terra. O valor do resistor, visto do primário do transformador de distribuição, é multiplicado pelo quadrado da relação de transformação, e a corrente de falta à terra nos terminais do gerador é limitada na faixa de 5-20 A. A figura 1.7 mostra, em paralelo com o resistor, relés utilizados para detecção de falhas à terra nos enrolamentos do estator, que serão detalhadas posteriormente. Este método de aterramento é utilizado por praticamente todas as unidades geradoras de médio e grande porte no Sistema Interligado Nacional.

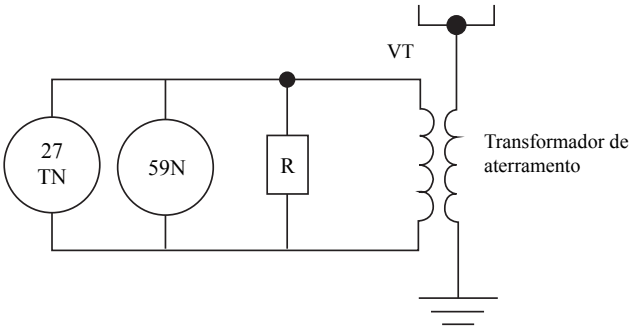


Figura 1.7 – Aterramento de alta impedância

A corrente de curto-circuito fase-terra nos terminais do gerador pode ser calculada aproximadamente por:

$$If = \frac{V\text{øø}}{\sqrt{3} \cdot R \cdot N^2}$$

Sendo:

N – relação de transformação do transformador de aterramento

$V_{øø}$ – tensão nominal fase-fase do gerador

R – valor do resistor de aterramento.

Este método de aterramento apresenta uma variante que consiste em colocar o transformador de aterramento nos terminais de saída do gerador. Neste caso, são utilizados três TPs e o resistor de aterramento é conectado ao secundário ligado em delta aberto.

1.2 – Reatâncias das máquinas síncronas e comportamento em curto-circuito

1.2.1 – Circuitos equivalentes das máquinas síncronas

O circuito elétrico equivalente de um gerador síncrono é sua tensão interna em série com uma impedância. Para fins de cálculo de correntes de curto-circuito, a componente resistiva da impedância do gerador é pequena, comparada com a reatância, e, normalmente, é desprezada. A figura 1.8 mostra a representação de um gerador por meio das componentes simétricas.

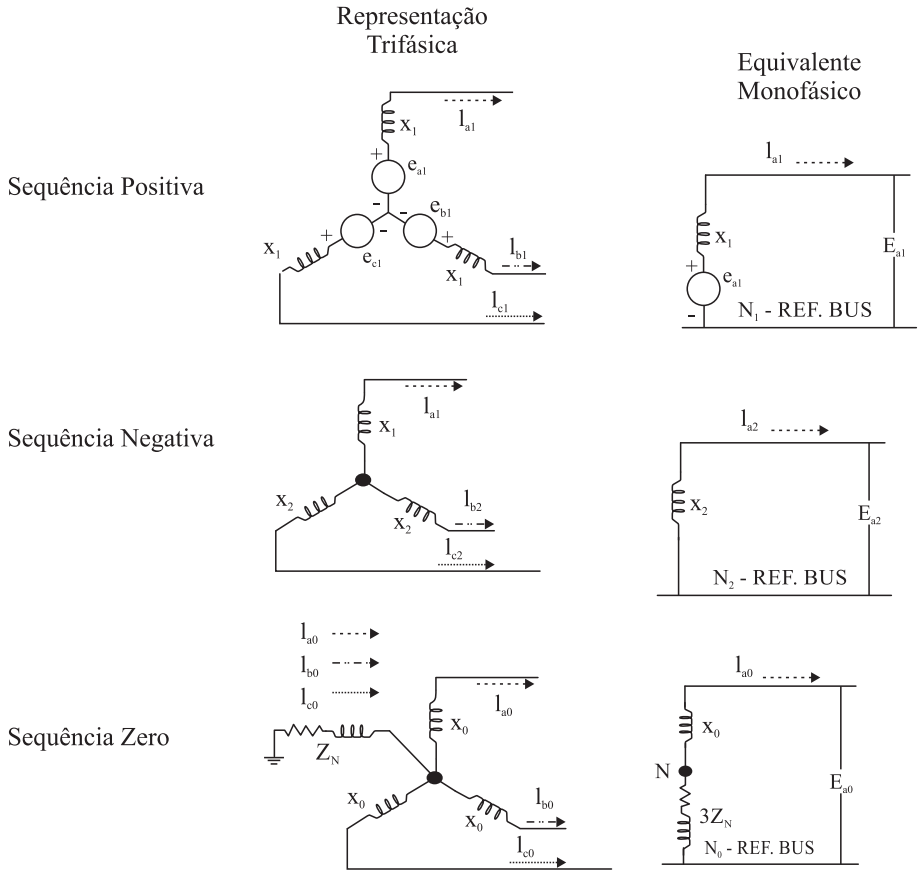


Figura 1.8 – Diagramas de sequências positiva, negativa e zero de um gerador

1.2.2 – Reatância de sequência positiva (X1)

São utilizados três valores distintos para a reatância de sequência positiva. No circuito equivalente de sequência positiva, X"d indica a reatância subtransitória; X'd, a reatância transitória; e Xd, a reatância síncrona de eixo direto do gerador. Todos esses valores são necessários para os cálculos das correntes em instantes diferentes do curto-circuito. Os valores são fornecidos pelos fabricantes dos geradores, mas também podem ser determinados por ensaios.

Uma vez que a reatância subtransitória nos dá o maior valor inicial da corrente de curto-circuito, ela normalmente é utilizada nos cálculos de curto-circuito para aplicação em proteção. A reatância transitória é utilizada para estudos de estabilidade. Os valores de reatância não saturados são usados em cálculos de curto-circuito porque a tensão é reduzida abaixo do nível de saturação para faltas próximas às unidades geradoras.

1.2.3 – Reatância de sequência negativa (X2)

Numa máquina de polos salientes, a reatância de sequência negativa é a média das reatâncias subtransitórias de eixo direto e eixo em quadratura (X2 = (X”d + X”q)/2); mas, em uma máquina de rotor liso, X2 = X”d.

1.2.4 – Reatância de sequência zero (X0)

A reatância de sequência zero é menor que as reatâncias de sequência positiva e negativa. Por causa do alto valor da corrente de curto-circuito fase-terra em uma máquina solidamente aterrada, quase sempre é inserida uma impedância no neutro, com o objetivo de limitar esta corrente.

1.2.5 – Decaimento da corrente de curto-circuito

A figura 1.9 mostra a forma de onda da corrente de curto-circuito, na qual podemos destacar três períodos:

1. Período subtransitório – este período dura alguns ciclos, durante os quais a amplitude da corrente é determinada pela reatância subtransitória de eixo direto e decai com a constante de tempo T”d.
2. Período transitório – este período cobre um tempo mais longo, durante o qual a amplitude da corrente é determinada pela reatância transitória de eixo direto e decai com a constante de tempo T’d.
3. Período permanente – é o período mais longo, durante o qual a amplitude da corrente é determinada pela reatância síncrona de eixo direto Xd. Normalmente, para a finalidade de ajuste de proteção de retaguarda de geradores para falhas externas, é esta reatância que deve ser utilizada para os cálculos de curto-circuito.

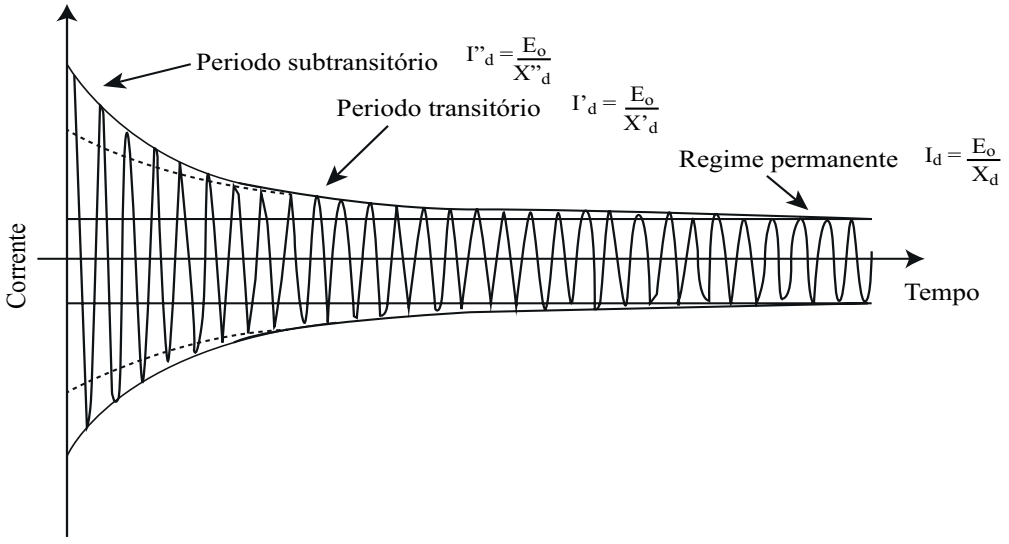


Figura 1.9 – Corrente de curto-circuito

Um ponto que merece ser destacado é que, geralmente, nas máquinas de grande porte, a reatância síncrona de eixo direto Xd é próxima a 1 pu na base do gerador. Nestes casos, a corrente de curto-circuito em regime permanente é próxima ao valor nominal da corrente do gerador, o que inviabiliza a utilização de proteção de sobrecorrente como retaguarda para falhas entre fases no gerador. Para estas situações, devem ser utilizados relés de distância ou de sobrecorrente, com controle ou restrição de tensão para esta finalidade.

1.2.6 – Curto-circuito trifásico

No curto-circuito trifásico, o circuito equivalente (figura 1.10) consiste da tensão interna do gerador em série com a sua impedância, que poderá ser quaisquer das apresentadas, dependendo da finalidade. A corrente de curto-circuito será igual à tensão interna da máquina, dividida pela reatância considerada. A corrente de curto-circuito independe da localização da falta.

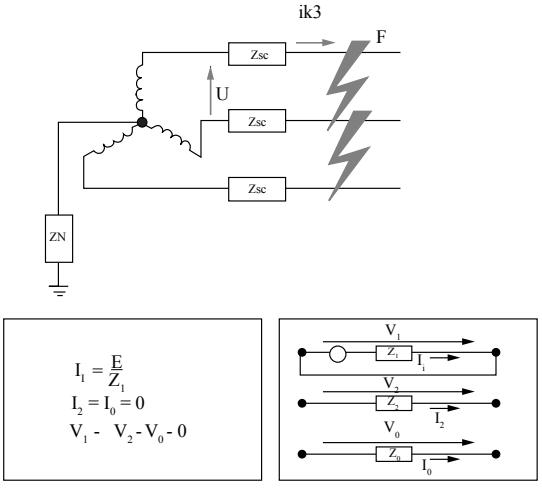


Figura 1.10 – Curto-circuito trifásico

1.2.7 – Curto-circuito bifásico

No curto-circuito bifásico (figura 1.11), as redes de sequência positiva e negativa são associadas em paralelo. A corrente de curto é calculada pela divisão da tensão interna do gerador e pela soma das impedâncias de sequência positiva e negativa. O valor da corrente também independe, neste caso, da posição da falta.

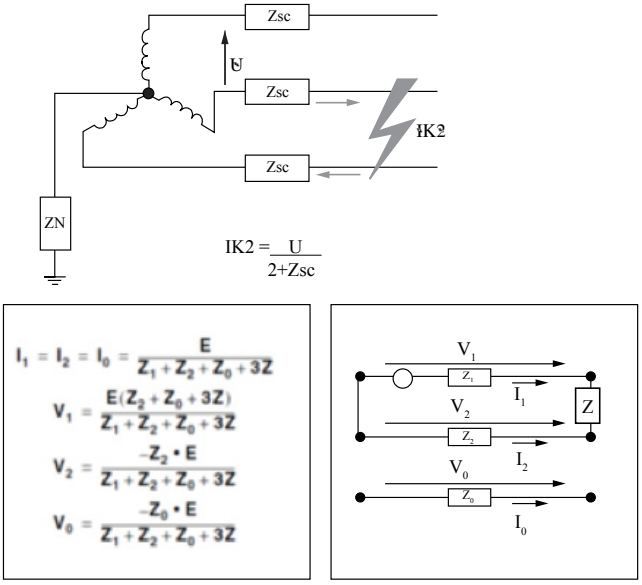


Figura 1.11 – Curto-circuito bifásico

1.2.8 – Curto-circuito monofásico

No curto-circuito monofásico (figura 1.12), as três redes de sequência são associadas em série. Neste caso, a corrente de curto-circuito depende da posição da falta e é máxima para falhas nos terminais do gerador.

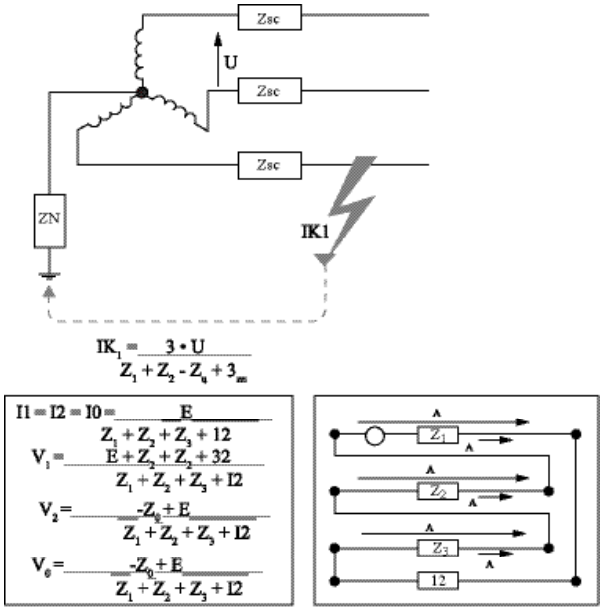


Figura 1.12 – Curto-circuito monofásico

1.2.9 – Curto-circuito bifásico-terra

Nos curtos-circuitos bifásicos-terra (figura 1.13), o circuito de sequência positiva está em série com a combinação em paralelo dos circuitos de sequências negativa e zero.

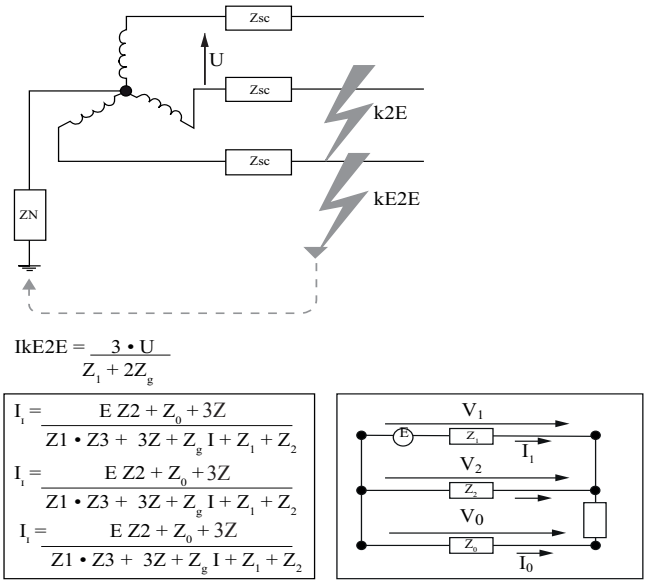


Figura 1.13 – Curto-circuito bifásico-terra

A tabela 1.1 mostra as correntes de curto-circuito nos terminais do gerador para falhas monofásicas, bifásicas e trifásicas para os regimes subtransitório, transitório e permanente.

Tabela 1.1 – Correntes de curto-circuito

Tipos de Curto Circuito nos Terminais do Gerador	Correntes de Curto-Circuito		
	Subtransitório	Transitório	Permanente
3 ph	$I''_{sc(3ph)} = \frac{E_{01}}{x''_d}$	$I'_{sc(3ph)} = \frac{E_{01}}{x'_d}$	$I_{sc(3ph)} = \frac{E_{01}}{x_d}$
2 ph	$I''_{sc(2ph)} = \frac{\sqrt{3}E_{01}}{x''_d + x_2}$	$I'_{sc(2ph)} = \frac{\sqrt{3}E_{01}}{x'_d + x_2}$	$I_{sc(2ph)} = \frac{\sqrt{3}E_{01}}{x_d + x_2}$
1 ph.-earth	$I''_{sc(1ph)} = \frac{3E_{01}}{x''_d + x_2 + x_0 + 3Z_N}$	$I''_{sc(1ph)} = \frac{3E_{01}}{x'_d + x_2 + x_0 + 3Z_N}$	$I_{sc(1ph)} = \frac{3E_{01}}{x_d + x_2 + x_0 + 3Z_N}$

1.3 – Controles das máquinas síncronas

1.3.1 – Regulação de velocidade

O controle de velocidade das turbinas das máquinas síncronas pode ser de dois tipos: regulação com queda de frequência (*speed droop regulation*) ou controle isócrono.

Na regulação com queda de frequência, a velocidade das unidades é reduzida à medida que a carga aumenta. O objetivo principal deste tipo de regulação é permitir a repartição da carga entre as unidades geradoras em casos de impactos no sistema causados por perda de geração ou aumento de carga. A figura 1.14, a seguir, mostra a característica deste tipo de controle. Havendo um aumento de potência ΔP, a frequência do sistema cairá do valor f0 para o valor f2. Em caso de uma rejeição total de carga no sistema, a frequência irá se estabilizar no valor f1.

O valor de R é denominado de estatismo do sistema. Um valor típico para R é 5%.

O controle isócrono consiste em manter a frequência constante, independentemente da carga conectada.

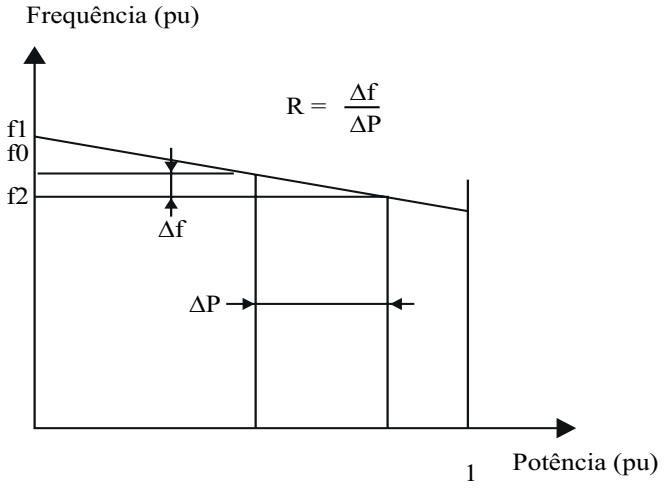


Figura 1.14 – Característica de regulação

Em um sistema, um ou mais geradores devem operar no modo de controle isócrono, de modo a satisfazer os requisitos de frequência constante, e os demais devem operar com regulação com queda de frequência, de modo a permitir a repartição de carga entre elas durante impactos no sistema.

1.3.2 – Controle de tensão - sistemas de excitação

A função principal de um sistema de excitação é fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo da máquina síncrona. Adicionalmente, o sistema de excitação contém funções adicionais de controle responsáveis pelo desempenho da máquina e do sistema ao

qual está conectada. Isto é feito pelo controle da tensão de campo e, portanto, da corrente de campo.

As funções adicionais de controle executadas por um sistema de excitação são:

- Controle de tensão;
- Controle do fluxo de potência reativa;
- Estabilidade do sistema;
- Limitação do funcionamento da máquina dentro dos limites estabelecidos por sua curva de capabilidade.

Nas máquinas síncronas, a tensão DC que alimenta o enrolamento de campo é obtida dos terminais da própria unidade geradora, por meio de um sistema de um transformador de excitação e de uma ponte retificadora de seis pulsos. O regulador automático de tensão atua no sentido de manter a tensão terminal em um valor previamente ajustado (tensão de referência). Desta forma, o sistema de excitação tenta manter a tensão terminal da máquina, fornecendo ou absorvendo potência reativa do sistema. Quando a unidade fornece potência reativa ao sistema, dizemos que ela está sobrexcitada. Quando está absorvendo potência reativa, ela está subexcitada. A quantidade de fornecimento ou absorção de potência reativa é limitada pela curva de capabilidade do gerador.

A figura 1.15 mostra, de forma simplificada, o sistema de excitação de uma unidade geradora.

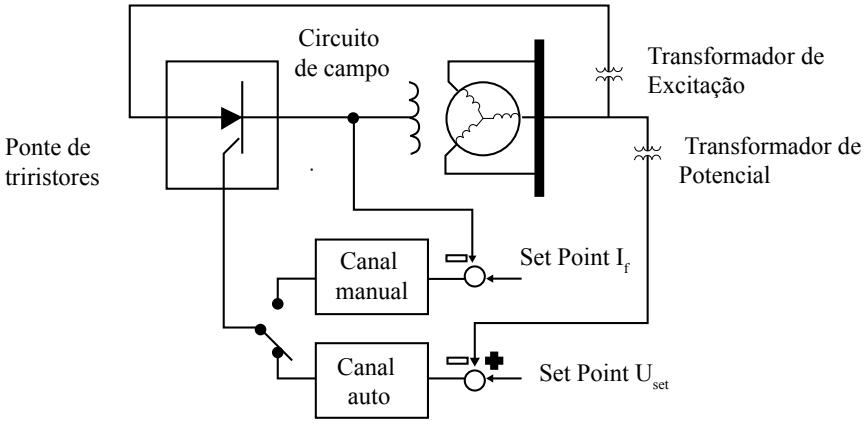


Figura 1.15 – Sistema de excitação estático

Os sistemas de excitação são classificados em três categorias, como:

1. Sistemas de excitação DC (*direct current*)
2. Sistemas de excitação AC (*alternating current*)
3. Sistemas de excitação estáticos

Os sistemas de excitação DC utilizam geradores de corrente contínua como fonte de potência de excitação, fornecendo a corrente de campo para o rotor por meio de anéis coletores, conforme a figura 1.16. Estes sistemas foram desaparecendo com o surgimento dos sistemas de excitação AC e dos estáticos.

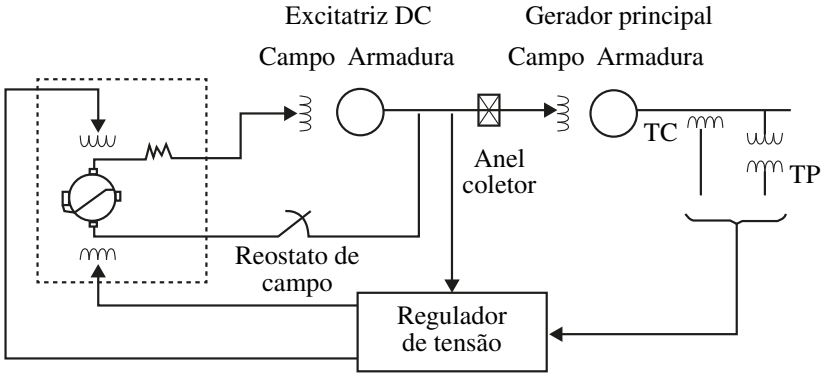


Figura 1.16 – Sistema de excitação DC

Os sistemas de excitação AC (figura 1.17) utilizam máquinas de corrente alternada, normalmente acopladas ao mesmo eixo do gerador principal, como fonte de potência de excitação. A saída AC da excitatriz é retificada por retificadores trifásicos (pontes de Graetz), controlados ou não, produzindo corrente contínua para alimentação do campo do gerador.

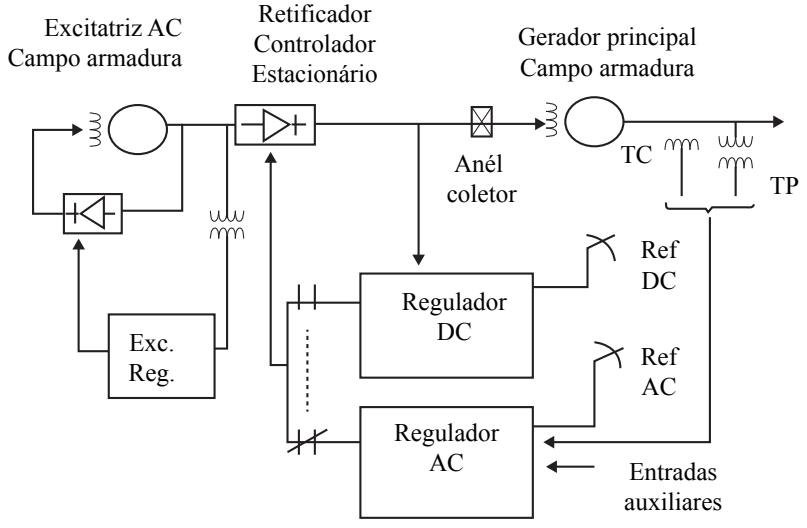


Figura 1.17 – Sistema de excitação AC

Os sistemas de excitação AC podem ser classificados em dois tipos básicos: sistema de excitação AC, com retificação estacionária; e sistema de excitação AC, com retificação rotativa.

O primeiro utiliza um alternador com um enrolamento de campo rotativo (figura 1.18). O alternador é acionado pelo eixo do gerador AC principal. A corrente para o enrolamento de campo é obtida dos controles da excitação, por meio de escovas e anéis coletores. A saída AC trifásica do alternador é retificada por uma ponte retificadora estacionária, que alimenta, então, o campo do gerador principal.

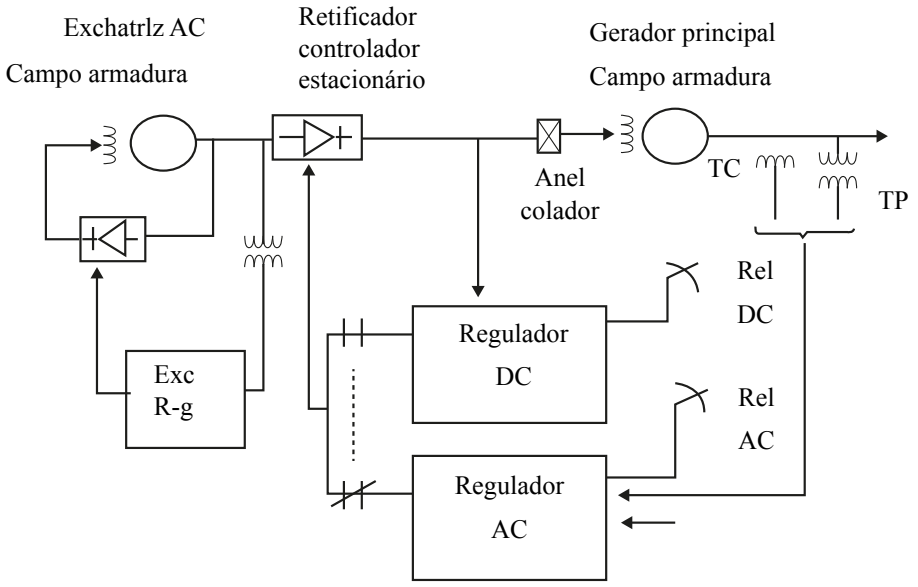


Figura 1.18 – Sistema de excitação AC com retificação estacionária

Já o sistema de excitação AC, com retificadores rotativos (sistema *brushless*), permite a eliminação de escovas e comutadores. Neste sistema, a armadura DC da excitatriz, a ponte retificadora trifásica e o campo do gerador principal são montados em um mesmo eixo.

Nos sistemas de excitação estáticos (figura 1.15), todos os componentes são estáticos ou estacionários. A corrente de excitação é suprida diretamente ao campo do gerador por retificadores estáticos, que, por sua vez, obtêm a potência de excitação diretamente da saída do gerador principal. O sistema utiliza transformadores de corrente e potencial para alimentar os retificadores que, deste modo, suprem diretamente a corrente de excitação para o campo do gerador principal com o uso de escovas e anéis coletores.

Este tipo de sistema é o mais utilizado atualmente. Como a fonte de suprimento de potência de excitação é proveniente do próprio terminal do gerador, este sistema necessita, para a partida da máquina, de uma fonte externa de corrente contínua, que é fornecida pelo sistema de corrente contínua da usina para a excitação inicial do gerador (*field flashing*).

Os modernos sistemas de excitação incluem várias funções de controle associadas ao regulador automático de tensão, quais sejam:

- Limitador de corrente de campo ou de sobre-excitação;
- Limitador de corrente da armadura;
- Limitador V/Hz;
- Limitador de subexcitação;
- Estabilizador do sistema de potência (PSS).

1.4 – Limites de operação das máquinas síncronas

1.4.1 – Curva de capabilidade do gerador

A figura 1.9 mostra, no plano PxQ, os três principais limitadores que determinam a operação dos geradores: limite térmico do estator, limite térmico do rotor e o limite de aquecimento da região das cabeças das bobinas do estator.

O limite de corrente do estator é o valor máximo de corrente que pode circular nos enrolamentos do estator sem que sejam excedidos os seus limites de aquecimento. No plano PxQ, este limite é dado por um círculo com centro na origem e raio igual à potência nominal do gerador em MVA. Já o pu é dado por um círculo de raio unitário.

A turbina também possui um limite, que pode ser inferior ao estabelecido pela corrente no estator.

O limite de corrente de campo é função da dissipação de calor no enrolamento de campo. A referência [25] menciona que este limite é representado no plano PxQ como um círculo cujas coordenadas são:

$$Centro = \left(0, \frac{U^2 \cdot t}{Xs}\right)$$

$$Raio = \left(\frac{Xad}{Xs}\right) \cdot Ut \cdot Ifd$$

A mesma referência mostra que o limite de aquecimento da região das cabeças das bobinas do estator é um círculo no plano PxQ, cujas coordenadas são:

$$Centro = \left(0, K1 \cdot \frac{U^2 \cdot t}{Xs}\right)$$

$$Raio = K2 \cdot \frac{Ut}{X2}$$

Onde:

$$K1 = \frac{Na \cdot Nf - Nf^2}{Na^2 + Nf^2 - 2 \cdot Na \cdot Nf}$$

$$K2 = \sqrt{\frac{\Delta\theta}{Kt \cdot (Na^2 + Nf^2 - 2 \cdot Na \cdot Nf)}}$$

Nf = número de espiras do enrolamento de campo

Na = número de espiras do enrolamento da armadura

$\Delta\theta$ = aumento máximo de temperatura permitido, acima da temperatura em vazio na região de fechamento das cabeças das bobinas do estator

Kt = constante de proporcionalidade, que relaciona a energia térmica com o quadrado do fluxo magnético na região das cabeças das bobinas.

As curvas de capabilidade dos geradores variam em função da tensão de operação. Os fabricantes normalmente fornecem curvas para as tensões de 0,95 pu, 1,0 pu e 1,05 pu da tensão nominal.

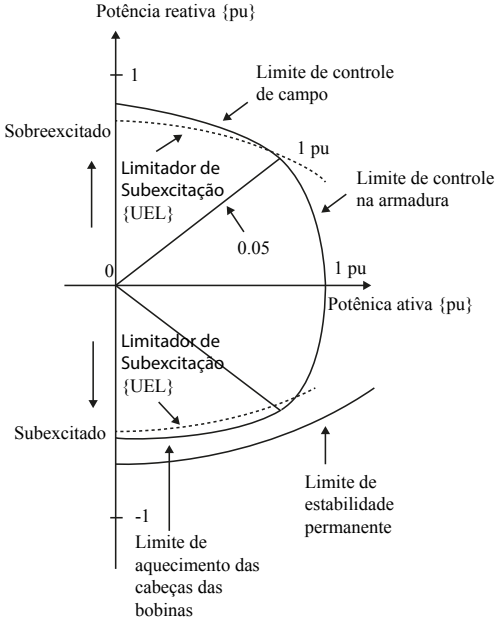


Figura 1.19 – Curva de capabilidade do gerador no plano PxQ

As equações a seguir podem ser utilizadas para a transformação de pontos da curva de capabilidade do plano PxQ para o diagrama R-X e vice versa.

$$R = \frac{U^2 \cdot P}{P^2 + Q^2} \qquad P = \frac{U^2 \cdot R}{R^2 + X^2}$$

$$X = \frac{U^2 \cdot Q}{P^2 + Q^2} \qquad Q = \frac{U^2 \cdot X}{R^2 + X^2}$$

1.4.2 – Limite de estabilidade em regime permanente

A referência [25] mostra que o limite de estabilidade em regime permanente é um círculo, cujas coordenadas, desprezando as resistências, são dadas por:

$$Centro = \left(0, \frac{Ut^2}{2} \cdot \left(\frac{1}{Xe} - \frac{1}{Xd}\right)\right)$$

$$Raio = \frac{Ut^2}{2} \cdot \left(\frac{1}{Xe} + \frac{1}{Xd}\right)$$

A figura 1.20 mostra a localização do limite para vários valores de Xd e Xe para tensão terminal de 1 pu.

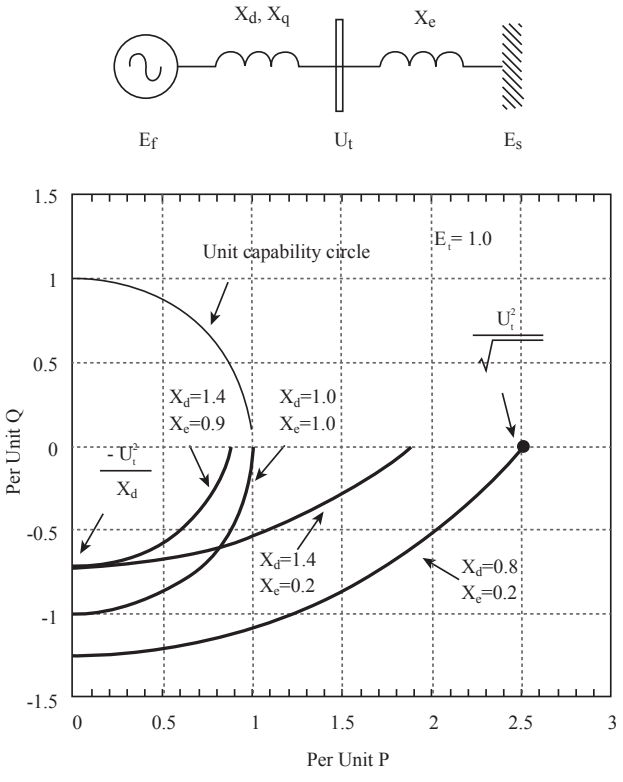


Figura 1.20 – Limite de estabilidade em regime permanente

1.4.3 – Limitadores de corrente de campo máxima (limitadores de sobre-excitação)

O limitador de corrente de campo, também chamado de limitador de sobre-excitação (*over-rexcitation limiter* - OEL) ou limitador de máxima excitação, tem o objetivo de proteger o rotor contra sobreaquecimento prolongado decorrente de sobrecorrente prolongada no circuito de campo, que corresponde à operação do gerador na região de sobre-excitação, do lado direito da curva de capabilidade.

A característica do limitador de corrente de campo leva em consideração a capacidade de sobrecarga permissível para o enrolamento de campo, e sua característica depende do fabricante. Normalmente, a capacidade de sobrecarga obedece à norma ANSI C50.13-1977.

Como filosofia geral, a função do limitador é detectar a sobrecorrente no enrolamento de campo e, após certo tempo, agir por meio do regulador AC, reduzindo a corrente de campo a valores nominais.

As características implementadas nestes limitadores são, geralmente, de dois tipos:

1. Tempo definido;
2. Tempo inverso.

O limitador com característica de tempo definido opera quando a corrente de campo ultrapassa o valor de *pickup* definido para um determinado tempo, sem levar em conta o nível de sobre-excitação. Já o limitador com característica de tempo inverso obedece a uma curva de operação que permite coordenação com a característica da capacidade térmica do enrolamento de campo (figura 1.21).

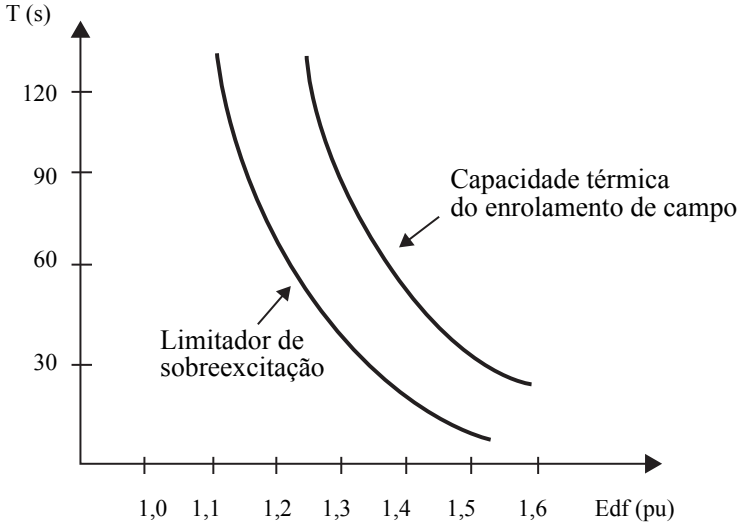


Figura 1.21 – Coordenação do limitador de sobre-excitação com a capacidade térmica do enrolamento de campo

1.4.4 – Limitadores de corrente da armadura

O limitador da corrente da armadura atua no sentido de impedir que o ponto de operação do gerador fique fora da curva de capabilidade, evitando, desta forma, o sobreaquecimento do estator. O limitador atua no regulador automático de tensão, já que a violação do limite da corrente do estator não é um fenômeno que requer ação imediata. A atuação do limitador atua, tanto do lado sobrexcitado quanto do lado subexcitado da curva de capabilidade, e a redução da corrente do estator, pela atuação do regulador automático de tensão, é alcançada por meio da geração ou absorção de potência reativa pelo gerador, o que é obtido pelo aumento ou redução da tensão interna da máquina.

1.4.5 – Limitadores de sobre-excitação

O limitador V/Hz é utilizado para proteger o gerador e seu transformador elevador contra danos decorrentes de sobrefluxo provocado por baixa frequência e/ou sobretensões. O fluxo magnético excessivo, por um tempo sustentado, pode provocar sobreaquecimento e danos ao transformador elevador e ao núcleo do gerador.

A tensão produzida numa bobina é dada pela expressão:

$$V = 4{,}44\ f\ k\ N\ \varphi$$

Onde V é a tensão terminal (V), f é a frequência (Hz), k é o fator de distribuição, N é o número de espiras e ϕ, o fluxo. Então, tem-se:

$$\varphi = \frac{V}{4{,}44\ f\ k\ N}$$

Como k e N são constantes:

$$\varphi \quad \alpha \quad \frac{V}{f}$$

Portanto, se a frequência diminui enquanto a tensão terminal é mantida constante pelo regulador automático de tensão, um aumento no nível de fluxo nos geradores e transformadores provocará o aumento das perdas por histerese e correntes de fuga, além de sobreaquecimento do núcleo.

A utilização de limitadores V/Hz em modernos sistemas de excitação se justifica pela possibilidade de operação do gerador em condições de subfrequência durante partidas/paradas em controle manual ou no caso de operação ilhada. A ação do limitador acontece a partir do sinal de erro gerado pelo mesmo, após comparar os níveis de tensão e frequência terminais. Quando esta relação tensão/frequência ultrapassa o limite ajustado, o limitador V/Hz assume a saída do regulador automático de tensão, em uma rápida ação de controle, forçando a redução da tensão terminal de forma que a relação tensão/frequência retorne à faixa de operação permitida.

Deve ser prevista coordenação entre o limitador V/Hz e a proteção V/Hz-ANSI 24. Tipicamente, o limitador é ajustado para operar com 1,1 pu, correspondendo a 110% da relação V/Hz nominal, enquanto que o relé é ajustado para operar com 1,15 pu, com um tempo de retardo que varia de 5 a 15 segundos. O ajuste de 1,1 pu para o limitador permite que a tensão terminal da máquina chegue até 110%.

1.4.6 – O estabilizador do sistema de potência

O estabilizador do sistema de potência (PSS - *power system stabilizer*) tem como função básica prover amortecimento para as oscilações do rotor do gerador, decorrentes de perturbações diversas. Isto é feito pela utilização de sinais auxiliares de estabilização para controle da excitação da máquina.

Os sinais estabilizadores mais utilizados para prover este amortecimento são derivados da potência elétrica, da frequência ou da potência acelerante da máquina. Por meio desses sinais, o PSS deve produzir um componente do conjugado elétrico em fase com as variações de velocidade do rotor.

1.4.7 – Limitadores de excitação mínima (MEL)

Para prover proteção adequada à operação do gerador na região subexcitada de sua curva de capabilidade, o limitador de subexcitação, também chamado de Limitador de Mínima Excitação (MEL –*Minimum Excitation Limiter* ou *UEL – Under Excitation Limiter*) age sobre o sistema de excitação do gerador, do qual é parte integrante, sempre que o nível de excitação chega a limites muito baixos, com riscos para a estabilidade da máquina.

A ação do limitador é no sentido de forçar o regulador de tensão a controlar o nível de excitação, retornando o ponto de operação do gerador a valores seguros. Além de evitar a perda de sincronismo, devido a baixos níveis de excitação, a ação do limitador contribui para evitar a operação subexcitada que pode conduzir a sobreaquecimentos das partes finais da máquina síncrona.

Construtivamente, o MEL é sensível à combinação da corrente e tensão terminal da máquina síncrona ou à combinação das potências ativa e reativa. A limitação é feita pela combinação destes sinais de entrada, que são comparados com níveis de referência ou características. Se um nível de referência ou característica preestabelecida são ultrapassados pela combinação dos sinais de entrada, um sinal de saída resultante do MEL tornar-se-á parte do controle do sistema de excitação.

O IEEE recomenda três modelos de limitadores. As características de limitação são, normalmente, plotadas em termos de potência ativa e reativa, no plano PxQ, embora, em muitos casos, os limites específicos em MW e MVAR sejam dependentes da tensão terminal.

Os modelos de limitadores de subexcitação recomendados são:

- Característica circular (MEL tipo 1)
- Característica de linha reta (MEL tipo 2)
- Característica multissegmentos de reta (MEL tipo 3)

Limitador de característica circular – MEL tipo 1

O modelo 1, sugerido pelo IEEE, tem uma característica circular no plano PxQ e utiliza como parâmetros de entrada os fasores de corrente (I_T) e tensão terminal (V_T) e um sinal de estabilização $V_{F,}$ conforme figura 1.22.

O parâmetro K_{UR} determina o raio da característica do limitador de subexcitação, proporcional à tensão terminal V_T da máquina síncrona, enquanto o parâmetro K_{UC} determina o ponto de operação da máquina, cuja posição é confrontada com a característica do limitador. A atuação do limitador ocorre quando $V_{UC}>V_{UR}$, tornando o sinal de erro positivo. Este sinal de erro, após ser amplificado pelas funções proporcional (K_{UR}) e integral (K_{UT}), é dirigido para a saída do limitador e, se o ganho for suficiente, o limitador toma o controle do sistema de excitação, movendo o ponto de operação para dentro da região limitada pelo MEL.

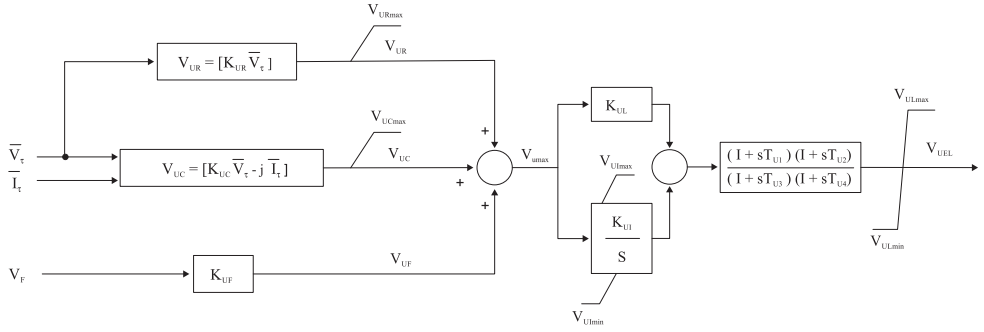


Figura 1.22 – MEL tipo 1

A figura 1.23 apresenta a característica de operação do MEL tipo 1, que é de operação circular. É importante observar que deve haver coordenação entre o limitador e a proteção de perda de excitação do gerador, que utiliza frequentemente característica tipo MHO *off-set*. Este tipo de regulador proporciona uma boa coordenação.

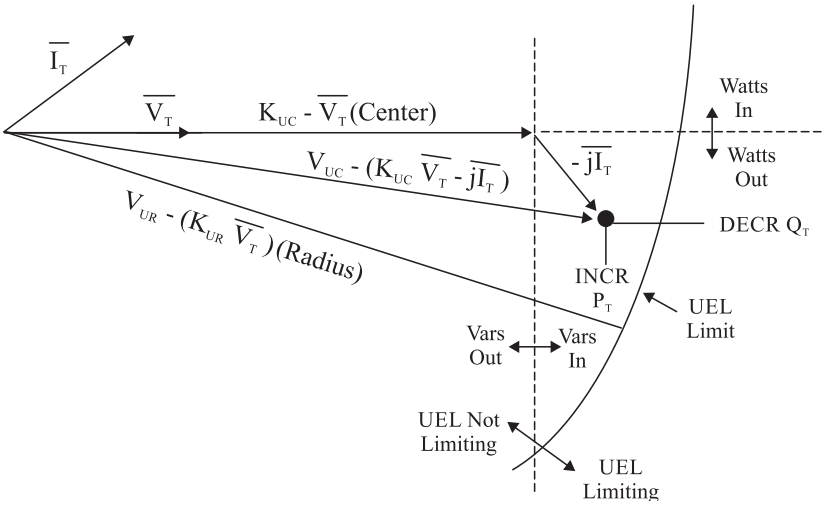


Figura 1.23 – Característica de operação do MEL tipo 1

Limitador de característica linha reta – MEL tipo 2

O segundo modelo de limitador de subexcitação, sugerido pelo IEEE, tem uma característica de linha reta quando plotado no plano PxQ. Neste modelo, os parâmetros de entrada são as potências ativa e reativa tomadas no terminal da máquina síncrona, e um sinal de estabilização derivado da tensão de campo E_{fd}, que pode ser usado para amortecimento das oscilações.

A característica de operação está mostrada na figura 1.24.

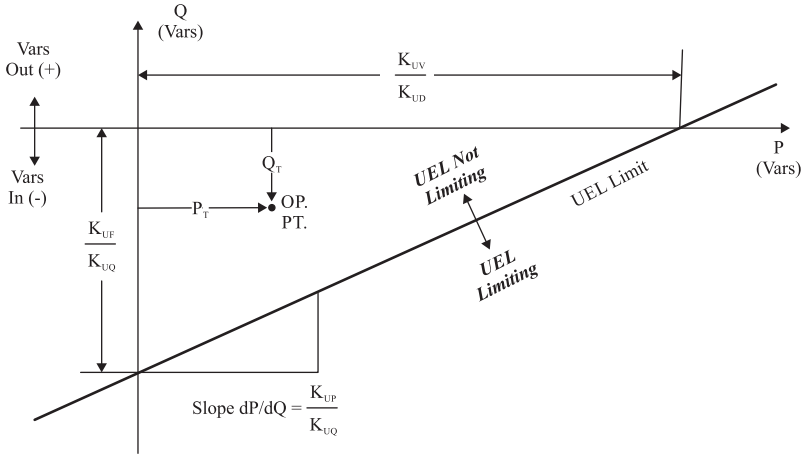


Figura 1.24 – Característica de operação do MEL tipo 2

Limitador de característica multissegmentos de reta – MEL tipo 3

O terceiro modelo de limitador de subexcitação, sugerido pelo IEEE, tem característica semelhante ao modelo 2, permitindo, porém, até quatro segmentos para construir a característica no plano PxQ.

A característica de operação está mostrada na figura 1.25.

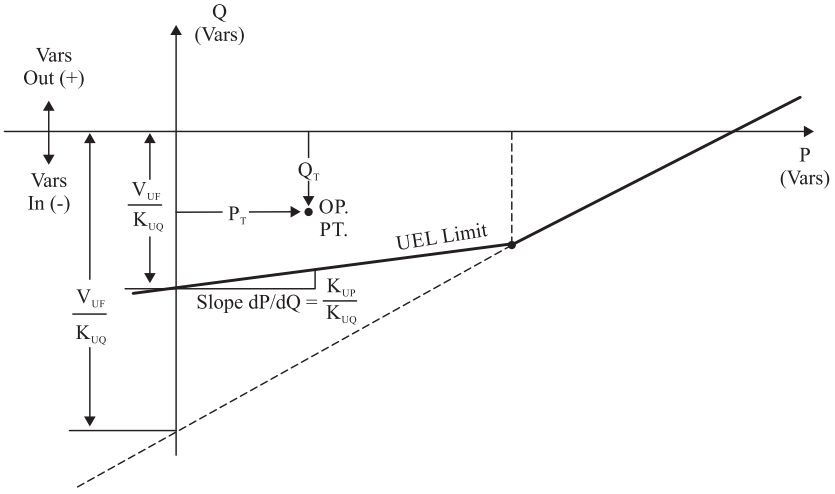


Figura 1.25 – Característica de operação do MEL tipo 3

1.5 – Proteção para falhas entre fases do enrolamento do estator

1.5.1 – Considerações Gerais

A maioria dos geradores utiliza proteção de alta velocidade para detectar falhas entre fases nos enrolamentos do estator e minimizar os danos provocados pelas mesmas. Normalmente é utilizado um relé diferencial de alta velocidade para detectar falhas trifásicas, bifásicas e bifásicas-terra. As falhas monofásicas normalmente não são detectadas pelas proteções diferenciais, a menos que o neutro dos geradores seja aterrado solidamente ou por meio de impedância de baixo valor. Quando o neutro é aterrado através de alta impedância, a corrente de falta à terra é usualmente menor que a sensibilidade dos relés diferenciais.

O relé diferencial não detecta faltas entre espiras de uma mesma fase, porque as correntes que entram e que saem dos enrolamentos são iguais. Para geradores com dois ou mais enrolamentos por fase, normalmente é prevista uma proteção para este tipo de falha (proteção diferencial de fase dividida). Um cuidado especial, que deve ser tomado na aplicação de proteção diferencial de geradores, é com relação à possibilidade de saturação dos TCs para falhas externas próximas, em função da componente DC da corrente de curto-circuito.

A proteção diferencial de geradores não necessita de precauções especiais contra transitórios de energização como a proteção diferencial de transformadores. No caso dos geradores, a tensão é elevada gradualmente no processo de partida das unidades.

1.5.2 – Proteção diferencial não percentual

A figura 1.26 mostra a ligação de uma fase de uma proteção diferencial não percentual. Em condições normais de operação ou em condições de falhas externas, considerando ideais os transformadores de corrente e circuitos secundários, a corrente que circula pela bobina do relé, ou por seu circuito de operação, é nula. Na prática, isto não acontece devido aos erros dos TCs e à diferença de carregamentos impostos aos mesmos pelas disparidades nas resistências dos cabos dos circuitos secundários. Chamando de I_{e1} e I_{e2} as correntes de excitação de cada TC, teremos, nos secundários de cada um, em condições normais de operação ou em condições de falhas externas, as seguintes correntes:

$I_{1s} = I_1 - I_{e1}$

$I_{2s} = I_2 - I_{e2}$

No relé, irá circular a corrente $I_R = I_{1s} - I_{2s} = I_1 - I_{e1} - (I_2 - I_{e2}) = (I_1 - I_2) + (I_{e2} - I_{e1})$.

Como, em condições de carga ou curtos-circuitos externos, $I_1 = I_2$, $I_R = I_{e2} - I_{e1}$.

Ou seja, normalmente, em condições de carga ou falhas externas, circulará pelo relé diferencial uma corrente que é igual à diferença entre as correntes de excitação dos TCs.

Este é o grande inconveniente de se utilizar relés de sobrecorrente ligados de forma diferencial (não percentuais) para proteção de geradores, porque a corrente de ajuste (*pickup*) deve ser maior que a máxima corrente de desbalanço causada por falha externa, o que reduz a sua sensibilidade para falhas internas.

Obviamente, para uma falha interna, ocorrerá a inversão de uma das correntes, e a soma das duas circulará pela bobina ou circuito de operação do relé, provocando a sua atuação.

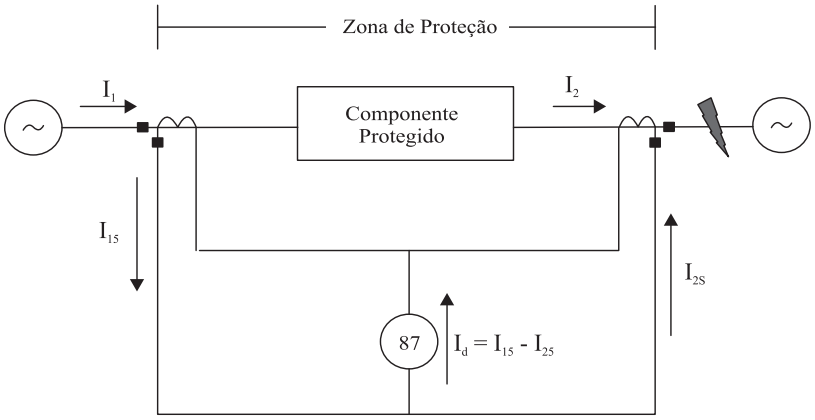


Figura 1.26 – Proteção diferencial não percentual

1.5.3 – Proteção diferencial percentual

A figura 1.27 mostra a ligação de uma fase de um relé diferencial percentual, que resolve o problema apresentado no item anterior para os relés não percentuais. Os enrolamentos de restrição (N_R) são normalmente percorridos pelas correntes secundárias dos TCs e dessensibilizam o relé para falhas externas. Nos relés eletromecânicos, os enrolamentos de restrição produzem torque negativo (no sentido de abertura dos contatos) enquanto que os enrolamentos de operação produzem torque positivo. Nos relés estáticos, os circuitos de restrição produzem uma tensão para comparação com a tensão produzida pela corrente diferencial no circuito de operação.

O efeito das bobinas ou circuitos de restrição nas falhas internas é desprezível porque o enrolamento de operação possui mais espiras e recebe toda a corrente de falta para uma falha interna.

A proteção diferencial percentual dá origem a uma característica de operação conforme mostrada na figura 1.28. A inclinação da característica é denominada de *slope*.

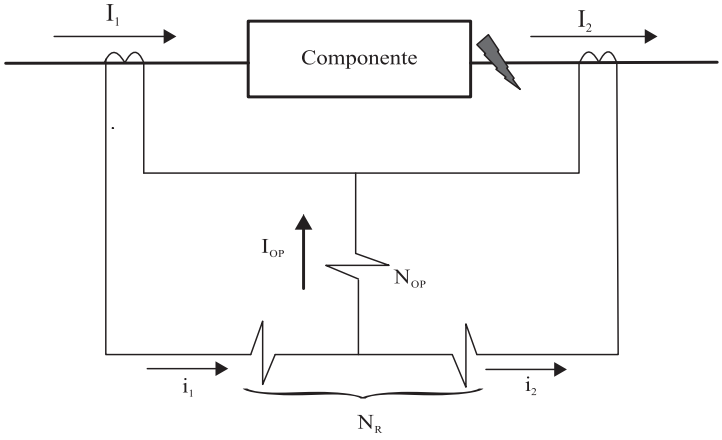


Figura 1.27 – Proteção diferencial percentual

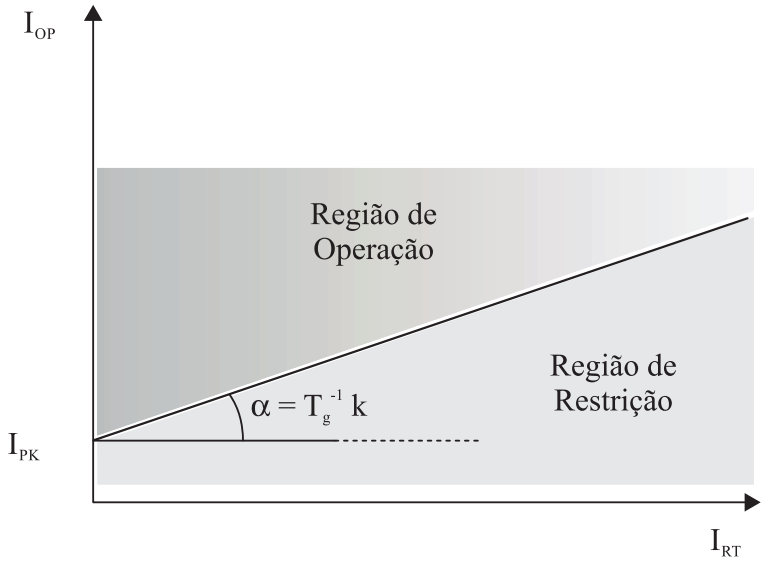


Figura 1.28 – Proteção diferencial percentual - característica de atuação

A figura 1.29 nos mostra a característica de um relé diferencial percentual digital. Com a tecnologia digital é possível se obter características de dupla inclinação, quando a segunda inclinação pode ser ajustada de modo a aumentar a restrição para falhas externas.

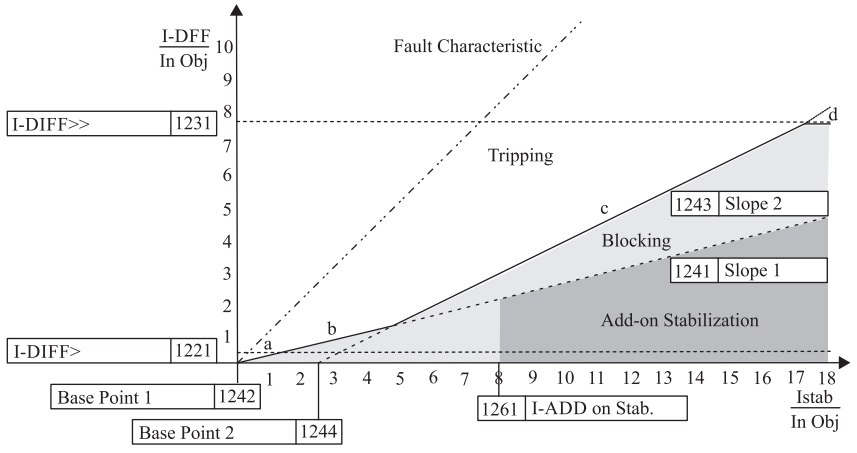


Figura 1.29 – Proteção diferencial percentual - característica de atuação

1.5.4 – Proteção diferencial 87G – diagrama trifilar

A figura 1.30 mostra a ligação das três fases de uma proteção diferencial não percentual. E a figura 1.31 mostra a ligação das três fases e a característica de atuação de uma proteção diferencial percentual.

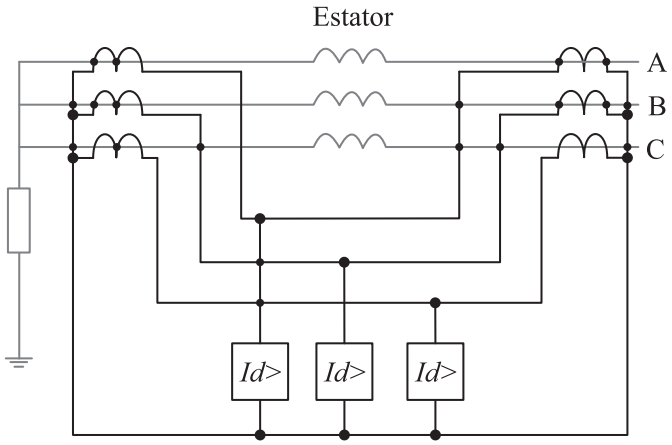


Figura 1.30 – Proteção diferencial não percentual – ligações

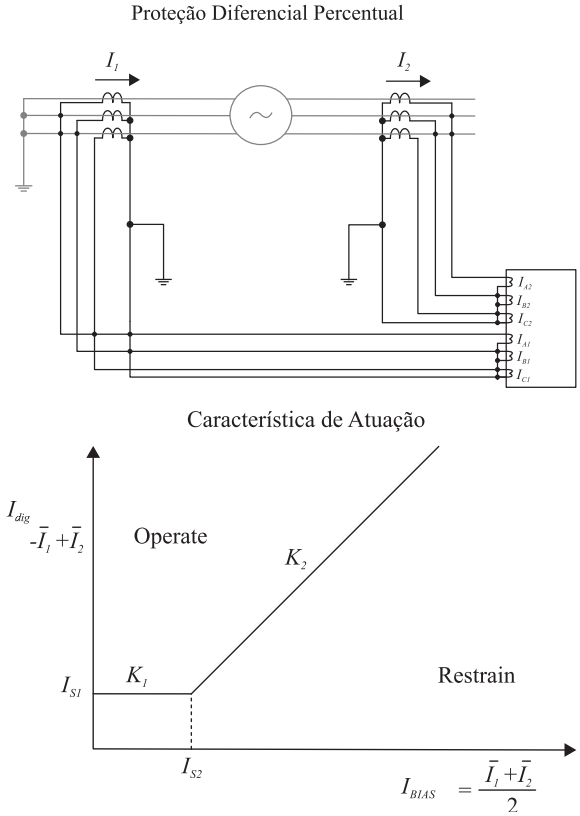


Figura 1.31 – Proteção diferencial percentual – ligações e característica de atuação

1.5.5 – Proteção diferencial da unidade – 87U

O gerador e o transformador elevador podem ser protegidos por um único relé diferencial, conforme mostrado na figura 1.32.

Em geradores de grande porte, normalmente são utilizados um relé diferencial para o gerador (87G), um para o transformador elevador (87T) e um para a unidade gerador/transformador

(87U). Este último relé pode também englobar a zona de proteção do vão do gerador, ou pode ser utilizado um relé diferencial específico para esta função (87V).

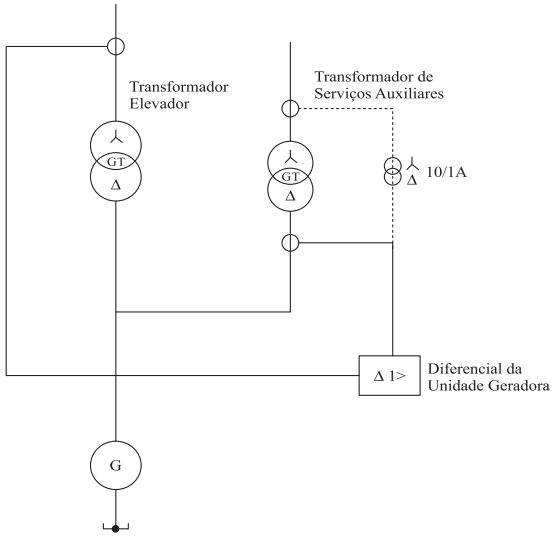


Figura 1.32 – Proteção diferencial da unidade geradora

1.5.6 – Proteção diferencial de fase dividida

As proteções diferenciais vistas anteriormente são insensíveis a faltas entre espiras do enrolamento de uma fase porque não há diferença entre as correntes que são comparadas no circuito diferencial, a despeito de uma grande corrente circulando entre as espiras em curto. Nos geradores com apenas um enrolamento por fase, não há proteção específica contra este tipo de defeito, primeiro pela dificuldade técnica de se fazer e, segundo, porque esta falha logo se transforma em uma falha para a terra e é detectada pelas proteções de falha à terra no estator.

A maioria dos geradores de grande porte possui dois ou mais enrolamentos iguais por fase conectados em paralelo, conforme a figura 1.33, onde temos:

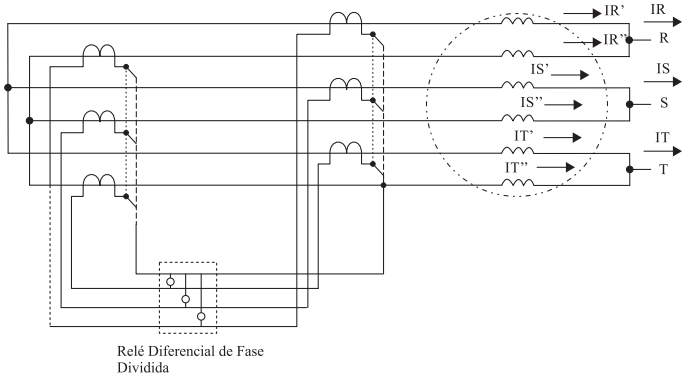


Figura 1.33 – Proteção diferencial de fase dividida

A figura 1.34 mostra as ligações das proteções diferencial do gerador e a diferencial de fase dividida de uma máquina com dois enrolamentos por fase.

Em condições normais:

$I1 = I2 \qquad IR=0$

Para um curto-circuito entre espiras:

$I1 \neq I2 \qquad IR=I1-I2\neq 0$

Em caso do enrolamento 2 aberto:

$I1 \neq 0 \qquad I2=0 \qquad IR=I1$

Ou seja, a proteção opera em caso de enrolamento aberto.

Em caso de fase aberta:

$I1 \neq I2 \qquad IR=0$

Ou seja, a proteção não opera para fase aberta.

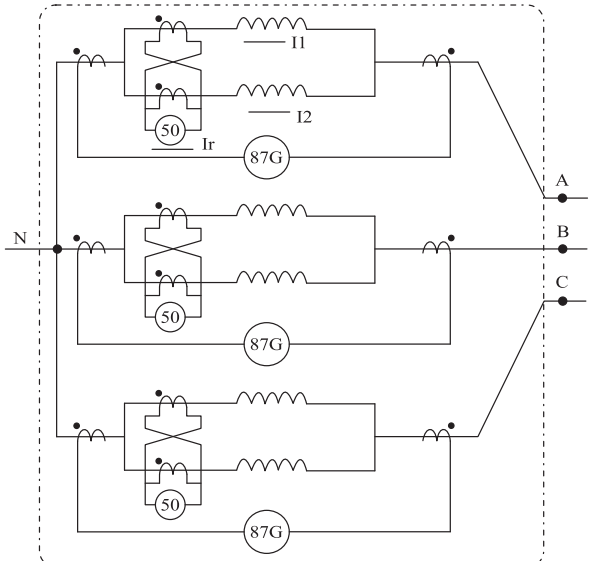


Figura 1.34 – Proteção diferencial de fase dividida e proteção diferencial do gerador

Para geradores de grande porte, a prática é utilizar relés diferenciais percentuais para a função de proteção diferencial de fase dividida.

1.5.7 – Proteção diferencial de alta impedância

A figura 1.35 ilustra o princípio de aplicação da proteção diferencial de alta impedância para proteção de barramentos, sendo que o mesmo princípio se aplica à proteção de geradores. É assumido que o TC associado ao circuito em falta satura completamente, sendo representado,

neste caso, por sua resistência secundária Rct. Este tipo de relé possui uma impedância que é muito maior que a soma das resistências do TC saturado e dos cabos de conexão do ponto de junção da malha diferencial ao relé. A tensão (Vr) que aparece no relé será igual à corrente total de curto-circuito multiplicada pela resistência total (Rt = 2Rl + Rct). Nas aplicações em proteção de barramentos, esta tensão tem que ser calculada para cada TC para determinar a máxima tensão que irá ser aplicada ao relé para a condição de falha externa e o ajuste do relé deverá ser superior a este valor. Para falhas internas, tensões extremamente elevadas podem aparecer por meio do relé, em função do valor elevado da impedância do mesmo. A figura 1.35 mostra o recurso utilizado para minimizar estas sobretensões pelo uso do Thyrite.

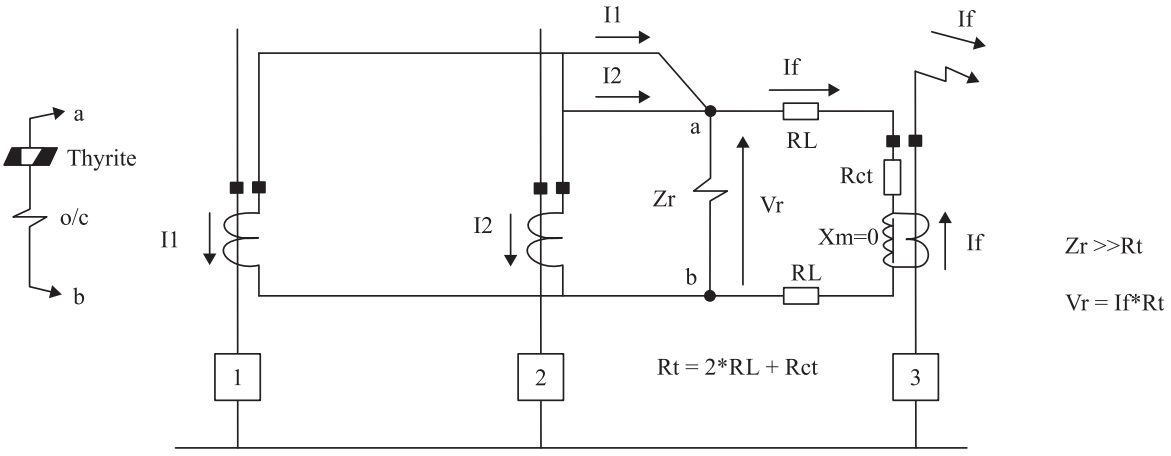


Figura 1.35 – Proteção diferencial de alta impedância

1.5.8 – Sensibilidade das proteções diferenciais para falhas à terra

Toda proteção diferencial possui uma corrente mínima de operação (*tape*), Imin (figura 1.36). Esta figura apresenta a variação da corrente de curto-circuito para a terra, em função do comprimento do estator, mostrando que ela é máxima para falhas nos terminais do mesmo. Plotando-se, no mesmo gráfico, a corrente Imin, vemos que existe uma porção do enrolamento do estator que não estará protegida pelos relés diferenciais. É importante frisar que, em casos de aterramento do neutro por meio de valores elevados de impedância, praticamente a proteção diferencial será insensível para falhas a terra na sua totalidade. A porção não protegida pode ser determinada em valores percentuais.

Seja:

V – tensão nominal entre fases do gerador

P – ponto de defeito, situado a x (0/1) do neutro

Imin – corrente mínima de operação do relé

RTC – relação de transformação do TC

Zn – impedância de aterramento (Ohms)

Corrente de falha

$$If = \frac{x \cdot V \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Zn}$$

$$Ip = Imin \cdot RTC$$

$$If = Ip$$

$$\frac{x \cdot V \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Zn} = Imin \cdot RTC$$

$$x = \frac{\sqrt{3} \cdot Zn \cdot Imin \cdot RTC}{V \cdot 10^3}$$

$$P = 100 \cdot x$$

$$x = \frac{P}{100}$$

$$P = \frac{\sqrt{3} \cdot Zn \cdot Imin \cdot RTC}{V \cdot 10} (\%)$$

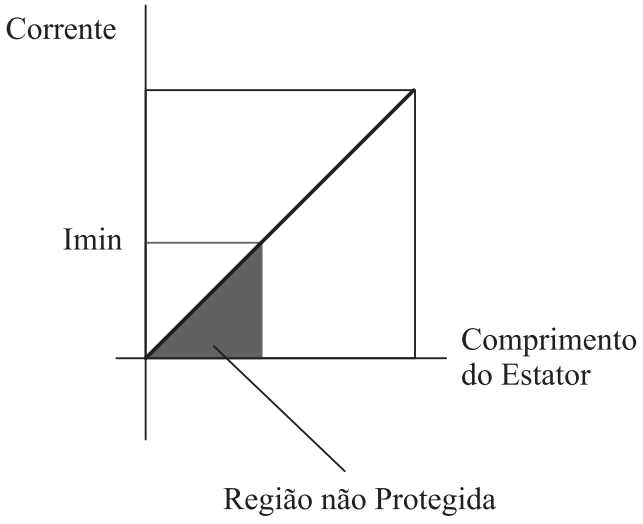


Figura 1.36 – Variação da corrente de falha à terra no estator

1.5.9 – Critérios de ajuste das proteções diferenciais

A figura 1.37 mostra a característica de operação de um relé diferencial de determinado fabricante, por meio da qual estão apresentados os principais parâmetros ajustáveis, cujos critérios de ajuste serão apresentados:

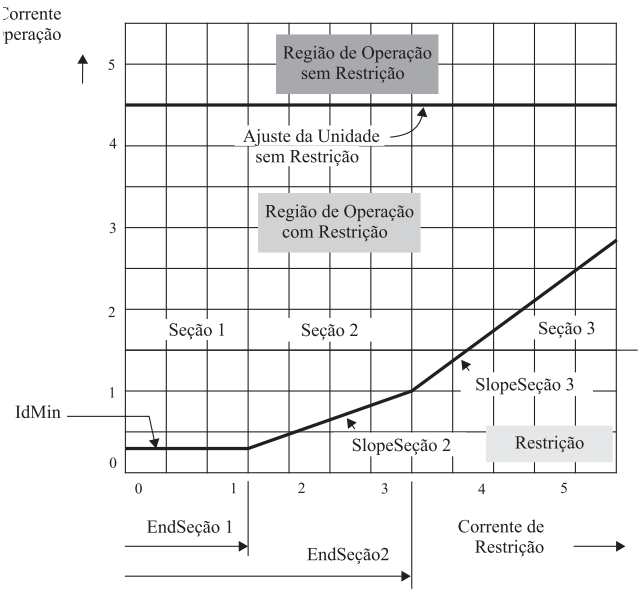


Figura 1.37 – Variação da corrente de falha à terra no estator

1.5.9.1 – Corrente mínima de operação (IdMin)

Proteção diferencial do gerador (87G)

A proteção diferencial do gerador é conectada para proteger a região compreendida entre os TCs instalados do lado de fechamento do neutro do gerador e os TCs instalados nos terminais da unidade geradora. A corrente IdMin está relacionada à proteção diferencial percentual restrita, e seu ajuste depende da corrente diferencial presente durante operação normal da unidade.

Critério de ajuste:

IdMin = 10% a 30% de In, sendo In a corrente nominal do gerador

Proteção diferencial do transformador elevador (87T)

A proteção diferencial do transformador elevador é conectada para proteger a região compreendida entre os TCs instalados nos lados de baixa e alta tensão deste, sendo usual a conexão aos TCs de bucha do transformador. A corrente IdMin está relacionada à proteção

diferencial percentual restrita, seu ajuste depende da corrente diferencial presente durante operação normal da unidade.

Critério de ajuste:

IdMin = 20% a 30% de In, sendo In a corrente nominal do gerador

Proteção diferencial da unidade (87U)

A proteção diferencial da unidade (87U) é conectada para proteger a região compreendida entre os TCs instalados do lado de fechamento do neutro do gerador e os TCs instalados na chegada do *bay* da unidade geradora na SE da usina. A corrente IdMin está relacionada à proteção diferencial percentual restrita e seu ajuste depende da corrente diferencial presente durante operação normal da unidade.

Critério de ajuste:

IdMin = 10% a 30% de In, sendo In a corrente nominal do gerador

Obs: no caso das proteções diferenciais de unidades geradoras, deve ser verificado se o ajuste de IdMin é superior à soma das correntes do transformador de serviços auxiliares e do(s) transformador(es) de excitação, que, nas conexões unitárias, encontram-se instalados em derivação nos terminais do gerador, portanto, dentro da malha diferencial do relé 87U.

1.5.9.2 – SlopeSeção 2 (Slope 1)

Este *slope* define a relação entre a corrente de operação e a corrente de restrição a partir da qual a proteção irá atuar na seção 2 da característica de atuação. É o *slope* que se aplica para as correntes de restrição, desde zero até o *EndSection2* (*Break Point* 1), e para sua definição devem ser considerados os erros dos TCs, erros de *mismatch* (relações diferentes de TCs) e erros decorrentes da variação automática de *taps* dos transformadores.

Considerar os seguintes erros:

- Erros dos TCs = 10%
- Erros do OLTC = 10% (valor típico – verificar em cada aplicação)
- Erro de *mismatch* = 5%
- **Proteção diferencial do gerador (87G)**
- Na proteção diferencial do gerador não está presente o erro provocado pelo OLTC e os erros de *mismatch*, já que os TCs são de mesma relação.

Critério de ajuste:

SlopeSection2(Slope1) = 10% a 20%

Proteção diferencial do transformador (87T)

Na proteção diferencial do transformador não está presente o erro provocado pelo OLTC em condições normais de operação, já que não existe comutação automática de *taps*.

Critério de ajuste:

SlopeSection2(Slope1) = 25% a 30%

Obs: caso o transformador elevador tenha mudança manual de *taps*, deverá ser verificada a faixa de variação destes e revisto o ajuste.

Proteção diferencial da unidade (87U)

Critério de ajuste:

Na proteção diferencial da unidade se aplicam os mesmos critérios aplicados à proteção diferencial do transformador.

1.5.9.3 – EndSection1 (Break Point 1)

Este ajuste depende da capacidade dos TCs em transformar corretamente as correntes primárias em correntes secundárias durante falhas externas. Define o final da região da seção 1 da característica de atuação.

Critério de ajuste:

EndSection1 (Break Point 1) deve ser ajustado acima da máxima corrente de operação da unidade geradora. Um valor recomendado por fabricantes é de 1,5 In, válido para todos os relés diferenciais de proteção das unidades geradoras.

1.5.9.4 – SlopeSeção 3 (Slope 2)

Este *slope* define a relação entre a corrente de operação e a corrente de restrição a partir da qual a proteção irá atuar na seção 3 da característica de atuação. É o *slope* que se aplica a partir da *EndSection3(Break Point 2)*. Esse *slope* visa assegurar estabilidade adicional para o relé durante faltas externas de altos valores de corrente passante, nas quais a saturação dos TCs irá provocar valores elevados de corrente diferencial.

Critério de ajuste:

SlopeSection3(Slope2) = 50% a 100%, válido para todos os relés diferenciais de proteção das unidades geradoras

1.5.9.5 – EndSection2 (Break Point 2)

Este ajuste depende da capacidade dos TCs em transformar corretamente as correntes primárias em correntes secundárias durante falhas externas, que podem provocar saturação AC dos TCs. Define o final da região da seção 2 da característica de atuação.

Critério de ajuste:

EndSection2 (Break Point 2) os fabricantes recomendam ajustes da ordem de 3 a 3,5 vezes a corrente nominal do transformador e isso é válido para todos os relés diferenciais de proteção das unidades geradoras.

1.5.9.6 – Unidade diferencial sem restrição

Esta unidade atua como uma unidade de sobrecorrente instantânea que responde à amplitude da corrente diferencial (componente de frequência fundamental). O ajuste dessa unidade deve ser superior à máxima corrente diferencial presente em condições de *inrush* ou de falhas externas, em que ocorre a saturação total de um dos TCs.

Critério de ajuste:

$I_{PICKUP} > (1/X'd) * I_N$

Onde:

X'd – reatância transitória do gerador

I_N – corrente nominal do gerador

Para valores típicos de X'd na faixa de 0,15 pu a 0,35 pu, os ajustes típicos das unidades diferenciais sem restrição se situam na faixa (3 a 7)I_N.

1.5.10 – Critérios de ajuste das proteções diferenciais de terra restrita

1.5.10.1 – Corrente mínima de operação (IdMin)

A proteção diferencial de terra restrita do transformador elevador é conectada para proteger o enrolamento do lado de AT que é conectado em estrela aterrada e é ligada entre o TC instalado no neutro do transformador e a conexão residual dos TCs de bucha do lado de AT do transformador.

Critério de ajuste:

IdMin = 10% a 15% de In, sendo In a corrente nominal dos TCs.

1.5.10.2 – Slope

Recomenda-se ajustar o *slope* deste relé na faixa de 15% a 24%.

1.5.10.3 – Funções de bloqueio e restrição por harmônicos

- Função de bloqueio para *inrush* (*Inrush Inhibit Function*)
  - Este ajuste proporciona bloqueio por segundo harmônico durante condições de *inrush*. Normalmente, esta função é ajustada para um nível de 2° harmônico de 15% a 20% da fundamental.
  - Costuma-se estar disponível nos relés digitais a função *crossblock*, por meio da qual a detecção de conteúdo de 2º harmônico superior ao valor ajustado, em pelo menos uma das fases, bloqueia a atuação das três fases. O critério de utilização deve ser definido pelo Agente.
- Função de restrição para *inrush*
  - Este ajuste proporciona restrição por segundo harmônico durante condições de *inrush*. Normalmente, esta função é ajustada para um nível de 2º harmônico de 15% a 20% da fundamental.

1.5.11 – Critérios de ajuste das proteções diferenciais de alta impedância

A figura 1.38 ilustra o método de cálculo para a determinação da tensão de ajuste do relé diferencial de alta impedância aplicado à proteção de geradores.

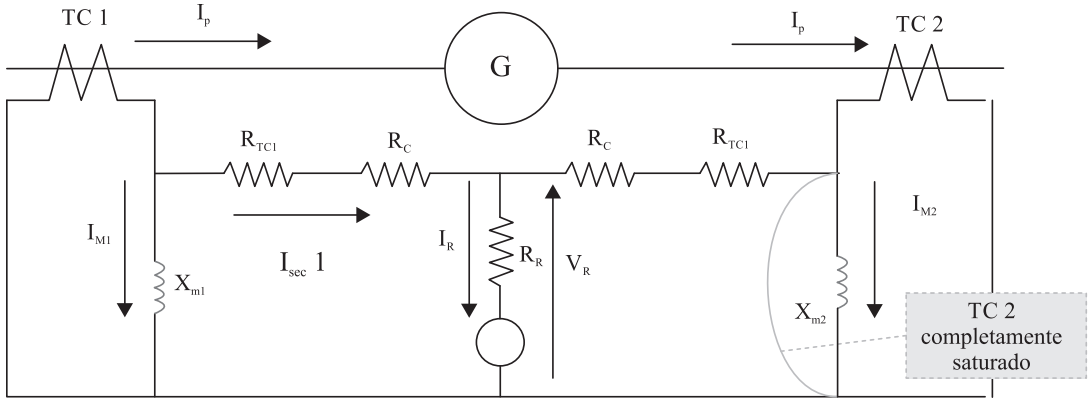


Figura 1.38 – Cálculo da tensão de ajuste - proteção diferencial de alta impedância

Na figura, temos:

R_{TC1} resistência do secundário do TC1

R_{TC2} resistência do secundário do TC2

X_{M1} reatância de magnetização do TC1

X_{M2} reatância de magnetização do TC2

R_C metade da resistência do cabo de interligação do TC ao painel de proteção. A resistência total é 2 R_C

R_R resistência do circuito do relé

V_R tensão no relé para uma falha externa, com o TC2 completamente saturado

Isec1 corrente secundária do TC1

Para uma falha externa nos terminais do gerador, a corrente $I_{P\,é}$ dada por:

$$I = \frac{1}{X'd}$$

$$Ir = \frac{Vr}{Rr + 2Rc + R_{TC2}}$$

Ir = {Isec1(2Rc +RTC2)/(Rr + 2Rc +RTC2)

Considerando Rr>>>2Rc + RTC2

= {Isec1(2Rc+ RTC2)/Rr}

IrRr = Vr = Isec1(2Rc+ RTC2)

Vr = Ip(2Rc + RTC2)/RTC1 = (2Rc+ RTC2)/(X''d.RTC1)

$$Vr = \frac{2Rc + RTC2}{X''d.\,RTC1}$$

O relé deve ser ajustado em um valor de tensão superior ao valor dado pela expressão acima. Considerar uma margem de segurança de 20%.

1.5.12 – Critérios de atuação das proteções diferenciais das unidades geradoras (87G, 87TR, 87TRG, 87SP e 87U)

As atuações das proteções diferenciais das unidades geradoras devem provocar a desconexão imediata das unidades do sistema, com rejeição de carga, abertura do disjuntor de campo e parada total da unidade, com bloqueio (86E).

1.6 – Proteção para falhas à terra nos enrolamentos do estator

1.6.1 – Considerações gerais

Quando falha o isolamento de um gerador, que é a causa mais comum de falha interna, o curto-circuito resultante pode começar entre espiras de uma mesma fase e depois estender-se à terra, ou começar como falha à terra diretamente.

O curto-circuito à terra envolve o núcleo do estator, de modo que a circulação de uma grande corrente pode fundir parte do ferro e provocar um dano muito maior que uma simples falha de isolamento. A reparação deste tipo de avaria é mais cara que a substituição do enrolamento, pois implica na troca do laminado do núcleo do estator na zona defeituosa. Por esta razão, em geradores ligados em estrela, são tomadas medidas para reduzir o nível da corrente de curto-circuito à terra a valores bem baixos, o que, por sua vez, faz com que as proteções diferenciais não sejam suficientemente sensíveis para detectar as falhas à terra e se necessite de uma proteção específica para esta finalidade.

Desse modo, o método de aterramento utilizado nos geradores determina o desempenho do gerador em condições de falhas à terra no estator. Se o gerador é solidamente aterrado, situação rara na prática, haverá uma corrente de falha à terra nos seus terminais relativamente alta, acompanhada de uma redução de 58% nas tensões fase-fase envolvidas na falta, e pequeno deslocamento do neutro. Se o gerador for não aterrado, situação também rara na prática, a corrente de falha à terra nos terminais é desprezível. Também não haverá redução das tensões fase-fase e ocorrerá um completo deslocamento do neutro. Estas representam as condições extremas relacionadas com o aterramento do neutro dos geradores.

Em caso de ocorrência de falhas à terra, o desligamento da unidade seguido de parada completa, por meio do disparo de seu(s) disjuntor(es) principal(is) e de campo e fechamento do distribuidor, não causa a redução imediata da corrente de curto-circuito a zero. O fluxo remanescente no campo provocará uma redução lenta da corrente a zero, o que aumenta os danos provocados à máquina. Por outro lado, operar um gerador com o neutro isolado da terra produz uma corrente de falha à terra desprezível, mas provoca um aumento das tensões fase-terra das fases sãs, que pode provocar falhas no isolamento da máquina. Como resultado, a maioria dos geradores é aterrado, de modo a reduzir as correntes de falhas à terra e as sobretensões e, ainda, fornecer meios de detectar as falhas rapidamente e evitar danos de grandes proporções.

Os dois métodos mais comumente utilizados para aterramento do neutro de geradores, vistos no item 1.4, são:

- **Aterramento por baixa impedância**, no qual o resistor ou reator de aterramento é escolhido de modo a limitar a contribuição do gerador para uma falha à terra em seus terminais a valores de corrente entre 200 A e 150% da corrente nominal. Nestes casos, a proteção diferencial pode fornecer algum grau de proteção para falhas à terra em parte do enrolamento. Todavia, não irá proteger a totalidade do enrolamento do estator.
- **Aterramento por alta impedância**, utilizado principalmente nas ligações unitárias gerador/transformador. Este método utiliza um transformador de distribuição com tensão primária maior ou igual à tensão fase-neutro do gerador e tensão secundária de 120 V ou 240 V, e com capacidade de sobretensão suficiente para não saturar em falhas monofásicas com a máquina operando com 105% da tensão nominal. Neste método, a corrente de falha à terra nos terminais da máquina é limitada a valores compreendidos entre 5 e 20 A primários. Como resultado, a proteção diferencial se torna insensível para falhas à terra no estator.

Nas unidades geradoras hidráulicas, as proteções de falha à terra que detectam falhas em 90% a 95% dos enrolamentos do estator devem provocar o disparo imediato dos disjuntores da unidade e de campo e parada de emergência com bloqueio da unidade geradora. As proteções que detectam falhas próximas ao neutro, tais como as baseadas na medição de terceiro harmônico, podem provocar parada normal com bloqueio, por meio da abertura dos disjuntores da unidade quando a mesma passar pela posição de velocidade nominal em vazio, para evitar sobrefrequência.

1.6.2 – Proteção por relé de tensão ligado a TP na saída do gerador

A figura 1.39 mostra esta proteção, que consiste de um relé de sobretensão ligado em paralelo com um resistor no secundário do TP de saída do gerador, cujo enrolamento é conectado em delta aberto para fornecer a tensão 3V0 ao relé. Estes relés normalmente são temporizados de modo a coordenar com as proteções do sistema para faltas à terra no lado de alta tensão do transformador elevador.

A sensibilidade desta proteção aumenta à medida que a falha se aproxima dos terminais da máquina, nos quais ela é máxima. Como em condições normais de operação pode existir um certo desequilíbrio entre as tensões das três fases, provocando uma certa tensão residual, o *pickup* desta proteção deve ser ajustado para um certo nível de tensão, para que não ocorram atuações incorretas em condições normais de operação. Por esta razão, este tipo de proteção cobre, no máximo, cerca de 90% do enrolamento, ou seja, cerca de 10% do enrolamento a partir do neutro não é protegido por ela.

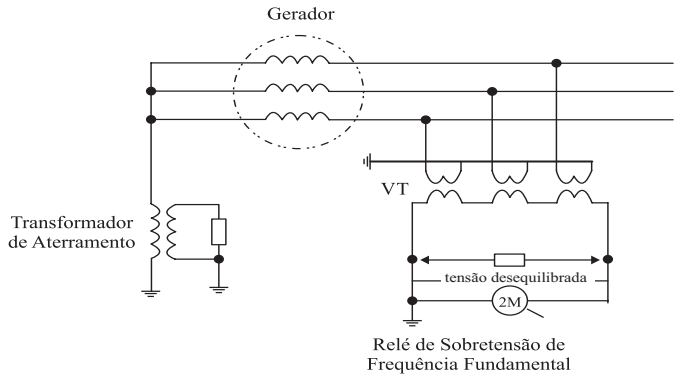


Figura 1.39 – Proteção por relé de tensão ligado ao secundário do TP de saída do gerador

1.6.3 – Proteção por relé de tensão ligado ao secundário do transformador de aterramento do gerador

A figura 1.40 mostra um arranjo muito comum, no qual o gerador é aterrado por meio de transformador de distribuição, no secundário do qual é colocado um resistor e um relé de sobretensão. O valor do resistor é R = Xc/3N2, onde Xc é a reatância capacitiva total vista dos terminais do gerador e N é a relação de transformação do transformador de aterramento.

Esta proteção deve ser ajustada para 5% a 10% da tensão que aparece no resistor de aterramento para uma falha fase-terra nos terminais do gerador e, geralmente, protege cerca de 90% a 95% do enrolamento do estator.

Outro aspecto que deve ser considerado é a possibilidade de sua atuação para falhas monofásicas no lado de AT do transformador elevador, em função do acoplamento capacitivo existente entre os enrolamentos de AT e BT. Caso esta hipótese exista, temos duas alternativas: ajustá-la para um valor de tensão superior ao que aparece no resistor para uma falha monofásica no lado de AT do transformador elevador ou temporizá-la, para coordenar com as proteções do sistema.

A primeira alternativa requer o cálculo da tensão e nem sempre os parâmetros necessários para este cálculo estão disponíveis ou são conhecidos, além do fato de que, dependendo da aplicação, o valor de ajuste pode se tornar muito elevado, o que diminui consideravelmente a sensibilidade deste tipo de proteção. Por esta razão, normalmente prefere-se ajustar esta proteção a um valor baixo de tensão, com temporização da ordem de 1,5 segundos, já que, neste tipo de unidade geradora, a corrente de falha à terra no estator é bastante reduzida.

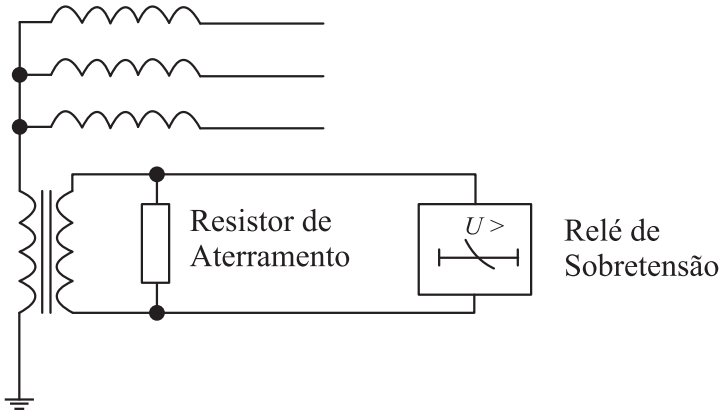


Figura 1.40 – Proteção por relé de tensão ligado ao secundário do transformador de aterramento do gerador

1.6.4 – Proteção por relé de corrente ligado ao secundário do transformador de aterramento do gerador

A figura 1.41 mostra esta aplicação, quando se dispõe de um TC ligado em série com o circuito do resistor de aterramento. A corrente que circula pelo relé será máxima para falhas à terra nos terminais do gerador. O relé deve ser ajustado para 5% da máxima corrente que circula para uma falha à terra nos terminais com 100% da tensão nominal. A corrente que circula no TC será a corrente de neutro multiplicada pela relação de transformação do transformador de aterramento. Normalmente, este relé deve ser temporizado.

Sua corrente de *pickup* não deve ser inferior a 135% da corrente que circula pelo neutro em condições normais de operação e deve se coordenado com os fusíveis de proteção dos TPs de saída do gerador e com as proteções de falha à terra do sistema.

Em caso de utilização de unidade de sobrecorrente de tempo definido, sua temporização deve ser de 0,7 a 1,5 segundos.

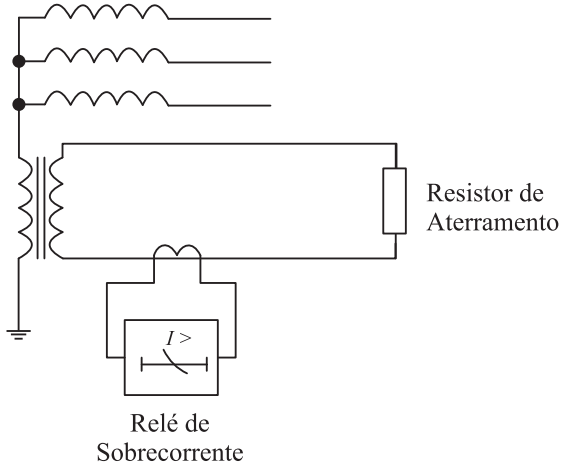


Figura 1.41 – Proteção por relé de sobrecorrente ligado ao secundário do transformador de aterramento do gerador

1.6.5 – Proteção por relé de corrente ligado ao secundário de TC no neutro do gerador

A figura 1.42 mostra esta aplicação, quando se dispõe de um TC ligado em série com o resistor de aterramento e é utilizado em unidades aterradas diretamente por meio de resistor. A corrente que circula pelo relé será máxima para falhas à terra nos terminais do gerador. O relé deve ser ajustado para 5% da máxima corrente que circula para uma falha à terra nos terminais com 100% da tensão nominal. A corrente que circula no primário do TC será a corrente de neutro. Normalmente, este relé deve ser temporizado.

Sua corrente de *pickup* não deve ser inferior a 135% da corrente que circula pelo neutro em condições normais de operação e deve se coordenado com os fusíveis de proteção dos TPs de saída do gerador e com as proteções de falha à terra do sistema.

Em caso de utilização de unidade de sobrecorrente de tempo definido, sua temporização deve ser de 0,7 a 1,5 segundos.

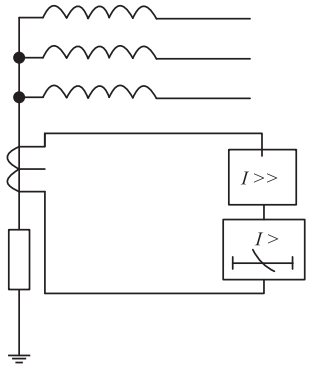


Figura 1.42 – Proteção por relé de corrente ligado ao secundário do TC no neutro do gerador

A figura 1.43 mostra como calcular a percentagem de enrolamento protegida pelo relé de sobrecorrente em função da corrente de *pickup*, da tensão e do valor do resistor.

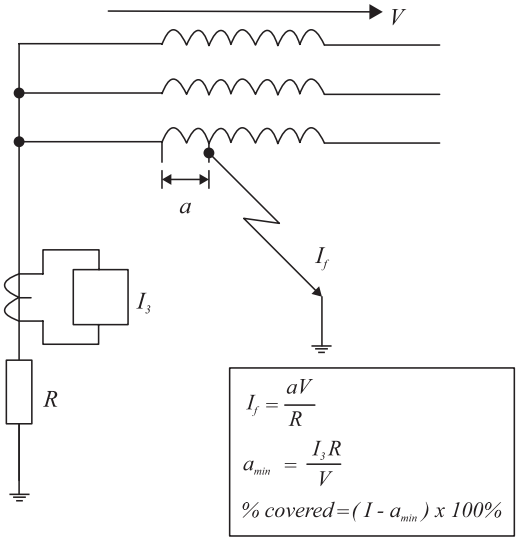


Figura 1.43 – Proteção por relé de corrente ligado ao secundário do TC no neutro do gerador

1.6.6 – Técnicas de proteção para detecção de falhas em 100% dos enrolamentos

As proteções convencionais para falhas à terra no estator em geradores aterrados por impedância foram discutidas nos itens anteriores, quando foi constatado que estes esquemas protegem cerca de 90% a 95% dos enrolamentos do estator. Isto porque falhas próximas ao neutro não produzem tensão de sequência zero ou corrente de sequência zero suficientes para sensibilizá-las. Embora as falhas próximas ao neutro tenham menos probabilidade de ocorrer, já que, nesta região, a tensão na bobina é menor, as máquinas de grande porte devem possuir uma proteção adicional que cubra 100% dos enrolamentos do estator. As técnicas utilizadas para detectar falhas à terra em 100% dos enrolamentos do estator são divididas em duas categorias:

- Técnicas baseadas na medição da tensão de terceiro harmônico;
- Técnicas baseadas na injeção de tensão subarmônica residual ou no neutro do gerador.

1.6.6.1 – Técnicas baseadas na medição da tensão de terceiro harmônico

Normalmente, tensões de terceiro harmônico estão presentes nos terminais de todas as máquinas, e variam devido a diferenças no projeto e fabricação. Quando presentes em amplitude suficiente, estas tensões podem ser utilizadas para a detecção de falhas próximas ao neutro dos geradores. As tensões de terceiro harmônico medidas no neutro ou nos terminais, ou em ambos, são usadas para proteção. A figura 1.44 mostra as tensões de terceiro harmônico presentes no neutro e nos terminais do gerador para dois tipos diferentes de máquinas e durante diferentes condições de operação. A figura 1.45 mostra, para as mesmas máquinas, essas tensões, na ocorrência de falhas próximas ao neutro e falhas próximas aos terminais, para cada uma das máquinas.

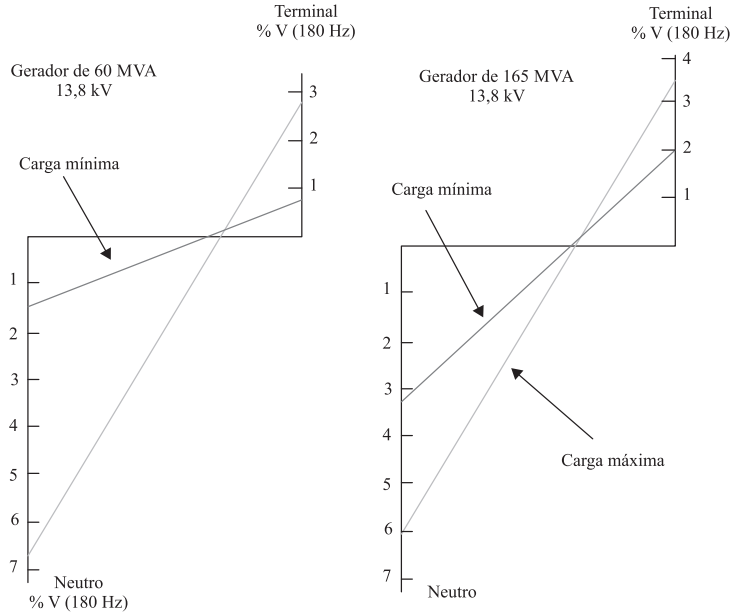


Figura 1.44 – Tensões de terceiro harmônico no neutro e nos terminais de geradores

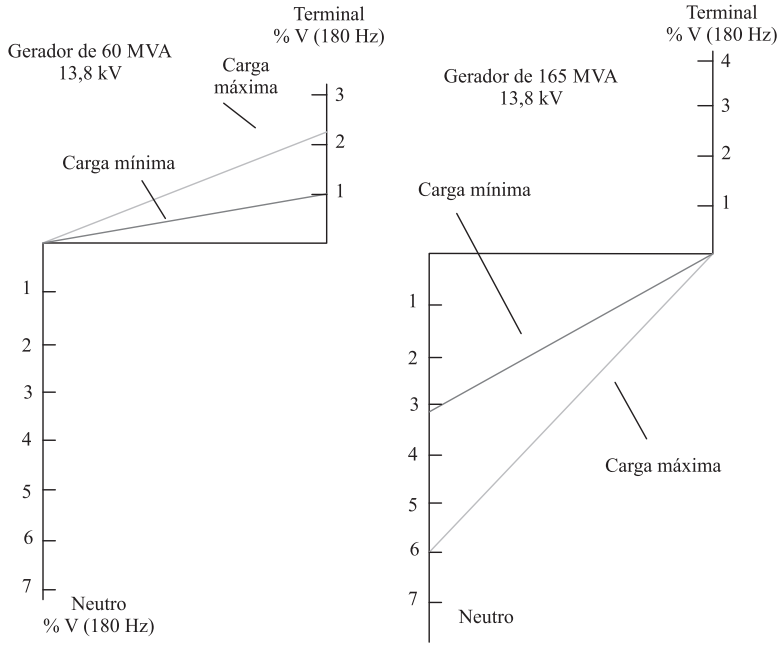


Figura 1.45 – Variação das tensões de terceiro harmônico para falhas próximas ao neutro e próximas aos terminais

As seguintes observações podem ser feitas baseadas nessas figuras:

- O nível de tensão de terceiro harmônico no neutro e nos terminais do gerador depende das condições de operação do mesmo. A tensão é mais elevada em plena carga do que em vazio;
- Existe um ponto no enrolamento do estator onde a tensão de terceiro harmônico é nula. O ponto exato depende das condições de operação e do projeto da máquina;
- Para uma falha à terra no neutro, a tensão de terceiro harmônico neste se anula. Já para uma falha à terra próxima ao neutro, o nível de tensão de terceiro harmônico no neutro diminui e o nível de tensão de terceiro harmônico nos terminais aumenta, dependendo das condições de operação e da localização da falta;
- Para uma falha à terra nos terminais do gerador, o nível de tensão de terceiro harmônico nos terminais se anula. Se a falta ocorrer próxima aos terminais do gerador, o nível de tensão de terceiro harmônico no neutro aumenta e o nível de tensão de terceiro harmônico nos terminais diminui, dependendo das condições de operação e da localização da falta;
- Os níveis de tensão de terceiro harmônico variam de uma máquina para outra, dependendo do projeto. Os níveis de tensão de qualquer máquina devem ser medidos com o gerador conectado e desconectado do sistema antes da instalação de qualquer esquema de proteção baseado na detecção de tensão de terceiro harmônico para garantir que existem níveis adequados para a operação da proteção.

As técnicas baseadas na utilização de tensão de terceiro harmônico podem ser divididas em:

- Técnica de subtensão de terceiro harmônico no neutro;
- Técnica de tensão terminal residual ou sobretensão de terceiro harmônico;
- Técnica de comparação ou diferencial de terceiro harmônico.

Técnica baseada em subtensão de terceiro harmônico

Esta técnica (figura 1.46) utiliza o fato de que, para falhas próximas ao neutro, o nível de tensão de terceiro harmônico no neutro diminui. É utilizado um relé de subtensão alimentado pela tensão de terceiro harmônico medida no neutro do gerador, para detectar falhas próximas ao neutro. As falhas à terra no restante dos enrolamentos podem ser detectadas pelas proteções convencionais para esta finalidade como, por exemplo pelo relé de sobretensão de frequência fundamental, ligado em paralelo com o resistor de aterramento. A combinação desses dois relés fornece proteção para falhas em 100% dos enrolamentos do estator. É importante que esses relés sejam ajustados de maneira conveniente, de modo que haja superposição de suas zonas de proteção, para que nenhuma parte do enrolamento fique desprotegida.

Com a tecnologia analógica, era necessária a utilização de filtros sintonizados na frequência fundamental e na de terceiro harmônico para a alimentação desses relés, o que não é mais necessário com a tecnologia digital.

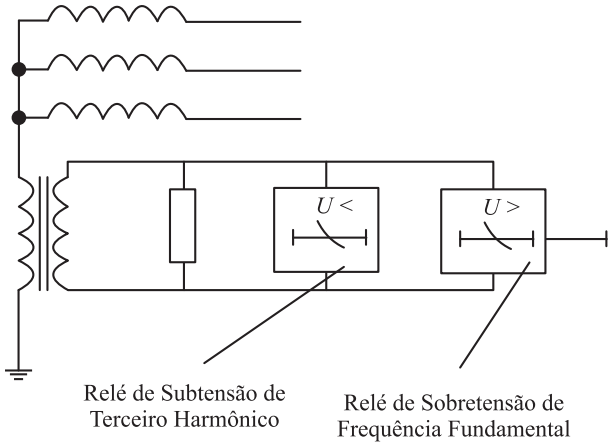


Figura 1.46 – Proteção de subtensão de terceiro harmônico

A figura 1.47 ilustra como devem ser ajustadas as proteções de subtensão de terceiro harmônico e a proteção de sobretensão de frequência fundamental para fornecer proteção para 100% do enrolamento do estator.

A proteção de subtensão de terceiro harmônico deve ser ajustada durante o comissionamento das unidades geradoras, seguindo as orientações específicas de cada fabricante.

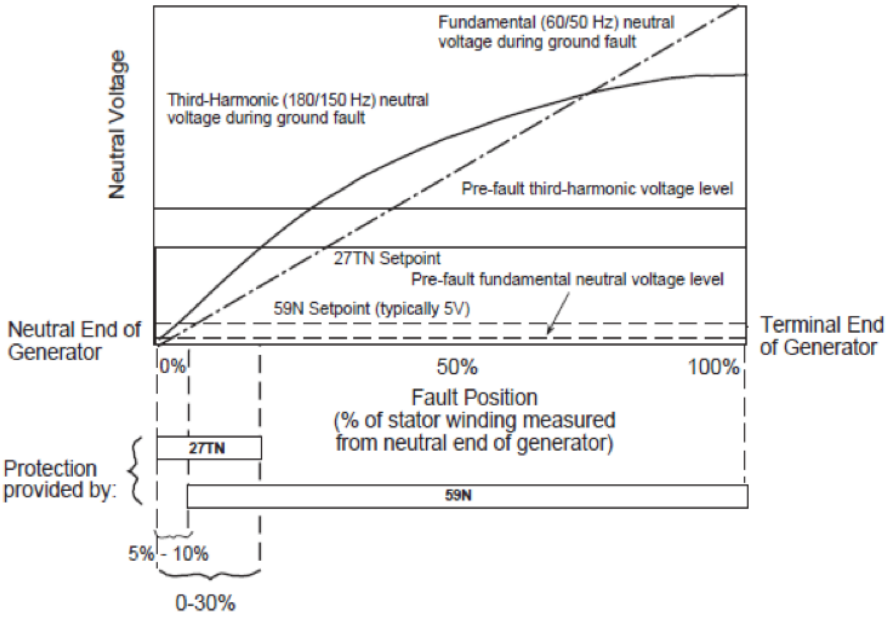


Figura 1.47 – Proteção de subtensão de terceiro harmônico. Coordenação com a proteção de sobretensão de frequência fundamental - falha 100% do enrolamento

Técnica baseada em sobretensão de terceiro harmônico

Esta técnica se baseia no fato de que, para uma falta próxima ao neutro do gerador, o nível de tensão de terceiro harmônico nos terminais do gerador aumenta. Nesse caso, um relé de sobretensão utilizando a tensão terminal de terceiro harmônico pode ser utilizado para detectar falhas próximas ao neutro. As falhas no restante dos enrolamentos podem ser detectadas de forma similar ao descrito anteriormente. Ambos os relés irão fornecer proteção para falhas à terra em 100% dos enrolamentos do estator (figura 1.48).

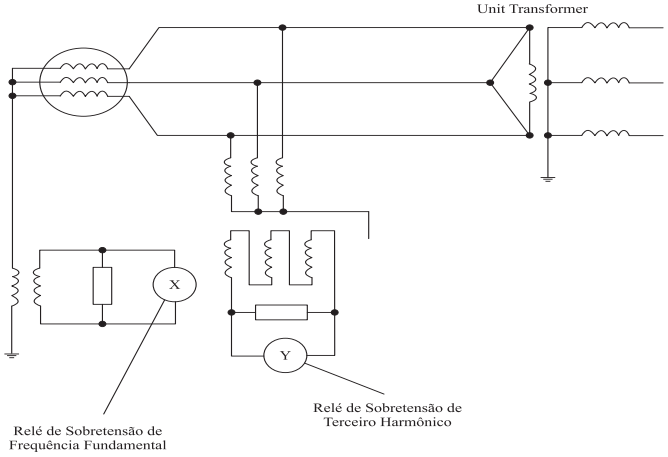


Figura 1.48 – Proteção de sobretensão de terceiro harmônico

Esta proteção deve ser ajustada de forma a não operar para a máxima tensão residual de terceiro harmônico presente durante operação normal da máquina. É evidente que os ajustes dos dois relés devem ser feitos para dar cobertura a todo o enrolamento do estator

Técnica baseada na comparação de tensão de terceiro harmônico

Esta técnica (figura 1.49) se baseia na comparação das amplitudes das tensões de terceiro harmônico no neutro e nos terminais do gerador, que é aproximadamente constante durante a operação normal da máquina. Esta relação é modificada para falhas próximas ao neutro e próximas aos terminais, e este fato é utilizado como princípio de detecção. As falhas no restante dos enrolamentos são detectadas de maneira convencional. Esta proteção tem sensibilidade máxima para falhas nessas regiões. Seus ajustes devem ser determinados durante o comissionamento de acordo com as instruções específicas dos fabricantes.

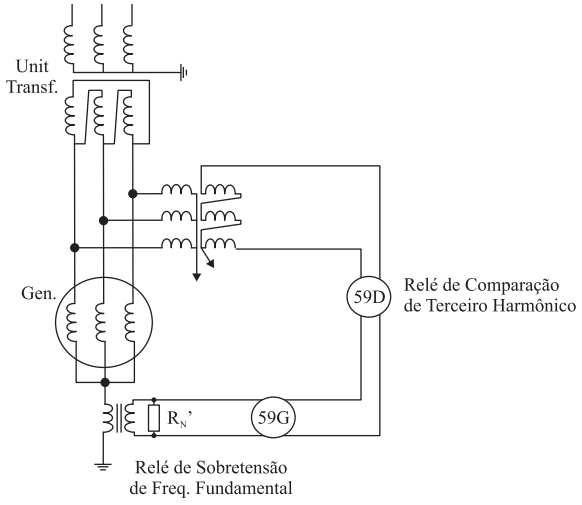


Figura 1.49 – Proteção de comparação de terceiro harmônico

1.6.6.2 – Proteção por injeção de corrente sub-harmônica

Devido a variações de projeto, algumas unidades geradoras podem não gerar tensões de 3º harmônico suficientes para a aplicação de proteções para falhas à terra no estator, baseadas em medições de tensões de 3º harmônico. Esquemas baseados em injeção de tensão sub-harmônica no neutro, ou no circuito residual, podem ser utilizados para detectar falhas em todo o enrolamento do estator.

O método apresentado a seguir mostra um relé sintonizado em uma frequência inferior à nominal (20 Hz), a qual é injetada pelo secundário do transformador de aterramento da máquina. A corrente circulante de 20 Hz, função das capacitâncias do estator, é muito baixa em condições normais, pois sob essa frequência a reatância capacitiva vista dos terminais da máquina se torna elevada. Ocorrendo uma falta à terra, a capacitância é curto-circuitada, o que eleva a corrente e provoca a atuação do relé.

A figura 1.50 ilustra o método de injeção de tensão sub-harmônica, por meio do qual um gerador de 20 Hz injeta uma tensão no neutro do gerador pelo secundário do transformador de aterramento.

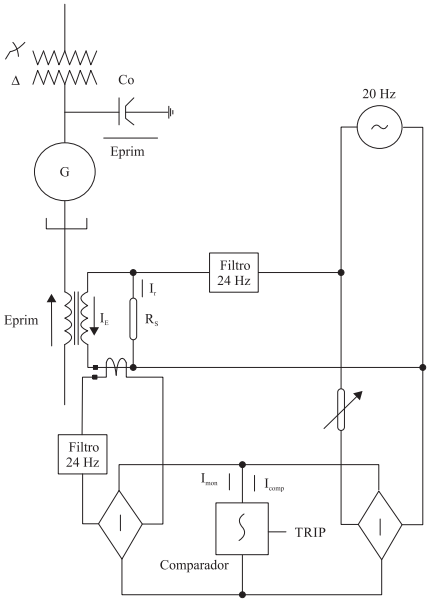
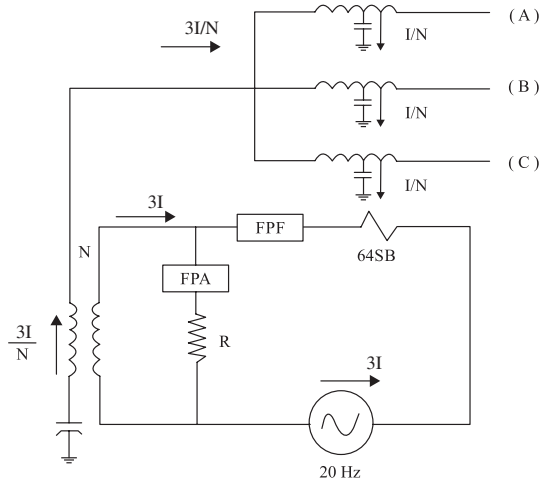


Figura 1.50 – Método de injeção de tensão sub-harmônica para proteção de falha a terra no estator

A figura 1.51 mostra o sistema em operação normal, no qual circula pelo relé uma corrente 3I. Esta corrente pode ser facilmente medida durante o comissionamento da unidade, bastando acionar o gerador de tensão sub-harmônica. A proteção, então, deve ser ajustada para um valor de corrente superior a 3I, para evitar atuação em condições normais de operação.



FPF - Filtro passe faixa - sintonizado em 20 Hz.
FPA - Filtro passe alta - 60 Hz e acima

Operação Normal

Figura 1.51 – Método de injeção de tensão sub-harmônica para proteção de falha à terra no estator – operação normal

A figura 1.52 mostra as condições para uma falha no neutro, na qual podemos observar que, em função do baipasse da capacitância da fase C pela falta, a corrente no relé aumenta de 3I para 2I + Icc. Esta corrente que circula pelo relé para uma falha colocada no neutro do gerador também pode ser facilmente medida durante comissionamento. Valores típicos para a corrente 3I em unidades geradoras hidráulicas estão compreendidos na faixa de 2 mA a 4 mA, enquanto que, para a corrente 2I+Icc, na faixa de 10 mA a 18 mA para uma máquina de grande porte. Neste caso, um ajuste típico para esta proteção seria de 8 mA.

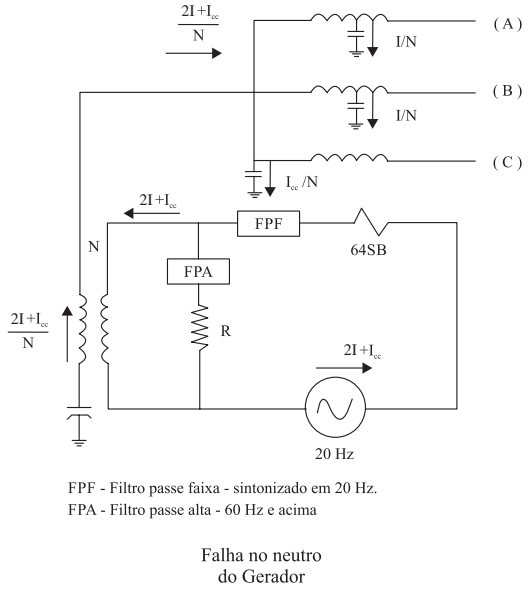


Figura 1.52 – Método de injeção de tensão sub-harmônica para proteção de falha à terra no estator – falha no neutro do gerador

1.6.7 – Critérios de ajuste das proteções de falha à terra no estator

1.6.7.1 – Proteção por relé ligado ao secundário do TP de saída do gerador

Deve ser ajustado para 5% a 10% da tensão nominal fase-terra.

1.6.7.2 – Proteção por relé ligado ao secundário do TP de aterramento do gerador

Deve ser ajustado para 5% a 10% da tensão que aparece no resistor de aterramento para uma falha fase-terra nos terminais do gerador. Esta tensão será igual à tensão fase-neutro do gerador, referida ao secundário do transformador de aterramento.

$Vr = V\Phi\Phi/(\sqrt{3}. N)$, onde $V\Phi\Phi$ é a tensão fase-fase do gerador e N é a relação de transformação do transformador de aterramento.

1.6.7.3 – Proteção por relé de corrente ligado ao secundário de TC no neutro do gerador

A corrente de *pickup* deve ser ajustada para 5% a 10% da corrente que circula no neutro do gerador para uma falha fase-terra nos terminais do gerador.

Onde:

I = (0,05 a 0,1) x (VΦΦ/√3.R.k.RTC)

VΦΦ tensão nominal fase-fase do gerador

R valor do resistor de aterramento

K $k = N^2$ quadrado da relação de transformação do transformador de aterramento

RTC relação de transformação do TC do neutro

1.6.7.4 – Proteção por relé de corrente ligado a TC no secundário do transformador de aterramento do gerador

A corrente de *pickup* deve ser ajustada para 5% a 10% da corrente que circula no secundário do TP de aterramento do neutro do gerador para uma falha fase-terra nos terminais do gerador.

$$I = (0{,}05 \text{ a } 1)\text{x}\frac{\text{VΦΦ}}{\sqrt{3.R.N.RTC}}$$

Onde:

VΦΦ tensão nominal fase-fase do gerador

R valor do resistor de aterramento

N relação de transformação do transformador de aterramento

RTC relação de transformação do TC do secundário do transformador de aterramento do gerador

1.6.7.5 – Técnicas de proteção para detecção de falhas em 100% dos enrolamentos do estator

Estas proteções devem ser ajustadas durante o comissionamento das unidades geradoras, de acordo com as orientações específicas dos fabricantes e de modo a assegurar a cobertura de 100 % dos enrolamentos.

1.6.8 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de falha à terra no estator

Nas unidades geradoras hidráulicas, as proteções de falha à terra que detectam falhas em 90% a 95% dos enrolamentos do estator e a baseada em injeção de corrente subharmônica devem provocar a desconexão imediata das unidades do sistema, com rejeição de carga, abertura do disjuntor de campo e parada total da unidade, com bloqueio (86E).

As proteções que detectam falhas próximas ao neutro, baseadas na medição de terceiro harmônico, podem provocar parada normal com bloqueio da unidade geradora (86N), com abertura dos disjuntores da unidade quando a mesma passar pela posição de velocidade nominal em vazio, para evitar sobrefrequência.

1.7 – Proteção de retaguarda para falhas externas

1.7.81 – Considerações gerais

Normalmente, os transformadores de corrente utilizados para as proteções de retaguarda para falhas entre fases são normalmente localizados no lado do neutro do gerador, fornecendo, desta forma, proteção de retaguarda para falhas no gerador. A proteção de retaguarda é temporizada para coordenar com as proteções do sistema adjacente. A proteção de retaguarda para falhas entre fases geralmente utiliza relés de sobrecorrente e relés de distância.

O tipo mais simples de proteção de retaguarda para falhas externas em geradores é o relé de sobrecorrente temporizado (função 51). Este relé deve ser ajustado acima da corrente máxima de carga e possuir um retardo de tempo suficiente para coordenar com as proteções do sistema. Ao mesmo tempo, seu *pickup* deve ser baixo o suficiente para operar para falhas entre fases nas extremidades das linhas adjacentes para várias condições de sistema. Na maioria dos casos, estas condições não podem ser satisfeitas em um sistema real, de modo que a utilização desta proteção é contraindicada. O ajuste de *pickup* desta proteção normalmente é 1,5 a 2,0 vezes a máxima corrente de carga. Os requisitos de coordenação implicam em tempos de operação nunca inferiores a 0,5 segundos.

A utilização de relés de sobrecorrente como retaguarda para falhas entre fases requer cuidados especiais, uma vez que, em unidades geradoras que possuem reatância síncrona de eixo direto próxima a 1 pu na base do gerador, a corrente de curto-circuito de regime permanente é muito próxima à corrente de carga máxima, inviabilizando seus ajustes. Nestes casos, a prática comum é utilizar unidades de sobrecorrente com controle ou restrição por tensão (funções 51C ou 51V).

Ambos permitem ajustes inferiores à corrente de carga nominal, possibilitando, assim, maior sensibilidade para falhas no sistema.

O relé de sobrecorrente com controle de tensão não permite o *trip* por sobrecorrente até que a tensão caia abaixo de um valor ajustado. Se as tensões no gerador para falhas nas barras remotas forem bem inferiores aos valores normais de operação, esta proteção pode ser convenientemente ajustada.

O relé de sobrecorrente com restrição por tensão modifica o *pickup* da unidade de sobrecorrente em proporção à tensão, ou seja, o *pickup* é reduzido à medida que a tensão cai, aumentando a sensibilidade do mesmo proporcionalmente à queda da tensão.

Ambos os relés dependem da queda de tensão durante a falta para funcionarem adequadamente. Para geradores conectados a sistemas fracos, as quedas de tensão para faltas no sistema não são tão significativas, de modo a poder diferenciar uma falha de uma condição normal de operação, com certa margem de segurança. Nestes casos, as proteções de sobrecorrente com supervisão de tensão não são efetivas.

A proteção de retaguarda é, geralmente, dividida em proteção de retaguarda para falhas entre fases e proteção de retaguarda para falhas à terra. A proteção de retaguarda para falhas entre fases é feita pelos relés 21, 51C ou 51V. A proteção de retaguarda contra falhas à terra

é feita pelo relé 51N, conectado ao neutro do transformador elevador e por relés de sobrecorrente de sequência negativa, que serão tratados em um tópico exclusivo.

1.7.2 – Proteção de retaguarda para falhas entre fases

1.7.2.1 – Relés de sobrecorrente com controle de tensão

Nos relés de sobrecorrente com controle de tensão, a unidade de sobrecorrente é controlada por uma unidade de tensão, que normalmente é ajustada próxima de 80% da tensão nominal do gerador. Desta forma, a unidade de sobrecorrente só irá atuar se a tensão cair abaixo do valor ajustado, o que permite ajustes de corrente próximos e mesmo abaixo da corrente nominal do gerador.

Estas unidades devem ser ajustadas para coordenar com as proteções das linhas que partem do barramento da usina.

1.7.2.2 – Relés de sobrecorrente com restrição de tensão

Os relés de sobrecorrente com restrição de tensão possuem um *pickup* que varia em função da tensão. Os relés digitais permitem que a característica deste tipo de relé seja linear, conforme mostrado na figura 1.53. Na figura, observamos que a corrente de *pickup* do relé cai para 50% do valor ajustado se a tensão cair para 50% do valor nominal.

Na aplicação deste tipo de relé, deve ser assegurado que o valor de *pickup* deste, para 100% de tensão, deve ser maior que a máxima corrente de carga esperada no gerador.

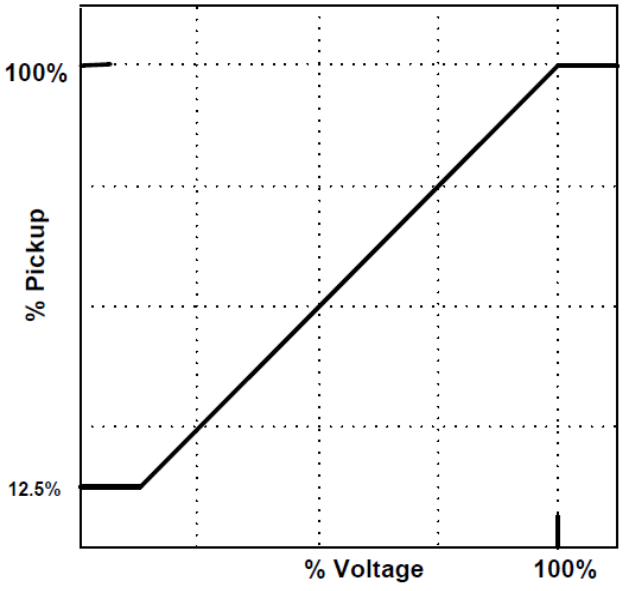


Figura 1.53 – Característica de relé de sobrecorrente com restrição de tensão

1.7.2.3 – Relés de distância

A figura 1.54 mostra uma aplicação típica de relé de distância na proteção de retaguarda de geradores para falhas externas. Normalmente, os relés de distância digitais utilizados na proteção de geradores possuem duas zonas de proteção, e uma delas (zona 1) pode ser utilizada com alcance reduzido, de modo a não enxergar falhas no lado de alta tensão do transformador elevador e com atuação instantânea. A unidade de zona 2 deve ser ajustada de modo a atuar como retaguarda remota para falhas nas linhas que partem da usina.

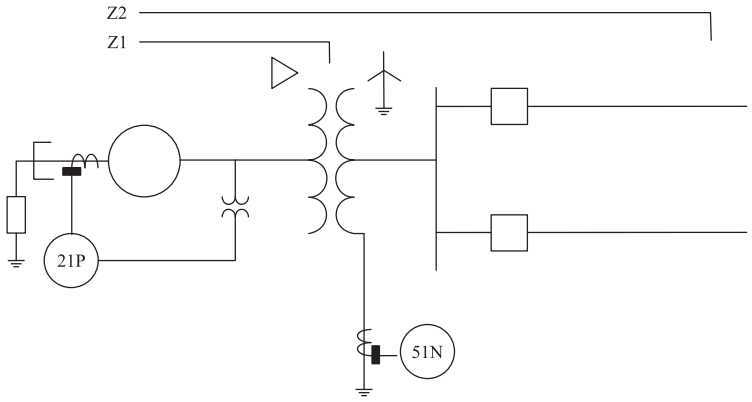


Figura 1.54 – Utilização de relé de distância como retaguarda para falhas externas

Como a localização dos TPs determina a origem do diagrama R-X, para que os relés de distância também atuem como retaguarda para falhas internas ao gerador, eles devem possuir *off-set*, características quadrilaterais ou unidade reversa.

Em casos de utilização de alcances elevados, em função de necessidade de retaguarda remota para falhas em linhas longas que partem das usinas, podem ser utilizadas as características de *load encroachment*, presentes na maioria dos relés digitais para aumentar a segurança durante condições de carregamentos elevados. A figura 1.55 ilustra esses conceitos.

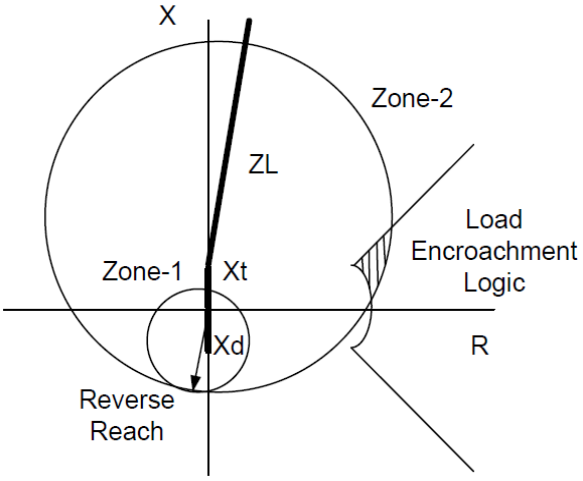


Figura 1.55 – Esquema típico de proteção com utilização de relé de distância como retaguarda para falhas externas

O segundo tipo de proteção de retaguarda para falhas entre fases é o relé de distância, e é a mais utilizada em unidades geradoras de grande porte.

A aplicação de relés de distância requer ajustes, de forma a alcançar falhas remotas em linhas de transmissão. Desta forma, dependendo dos comprimentos das linhas que partem da usina, podemos ter características de operação bem abrangentes destes relés, em função das condições de *infeed*. Deve ser tomado o cuidado com estas características abrangentes para não se correr o risco de atuações da proteção durante condições de oscilação de potência. Para que os relés de distância atuem como retaguarda para falhas internas ao gerador, devem ser ligados aos TCs do lado do neutro do gerador e aos TPs do lado de baixa tensão do transformador elevador.

Os relés de característica quadrilateral, desde que devidamente ajustados, enxergam falhas no interior do gerador. Para os de característica MHO, é necessário que possuam *off-set*, que deve ser ajustado igual à reatância transitória de eixo direto do gerador. Nos relés analógicos, normalmente, é feita a correção do defasamento de 30º imposto pela ligação delta-estrela de modo que o relé possa detectar falhas monofásicas e bifásicas no lado de AT do transformador. Nos relés digitais, esta compensação é feita por meio de *software*, no algorítimo do relé.

A prática mais usual é utilizar um relé de distância com duas zonas de atuação: uma instantânea, ajustada para não atuar para falhas no lado de AT do transformador; e outra temporizada, utilizada com alcance além do transformador, para retaguarda para falhas no sistema.

As características mais utilizadas na proteção de retaguarda de geradores são a quadrilateral e a MHO com *off-set*, conforme apresentadas nas figuras 1.51 e 1.56. A figura 1.57 mostra uma característica MHO com *off-set*, incluindo a função de *load encroachment*, que é bastante útil, principalmente quando é necessária a utilização de características mais abrangentes para esta proteção.

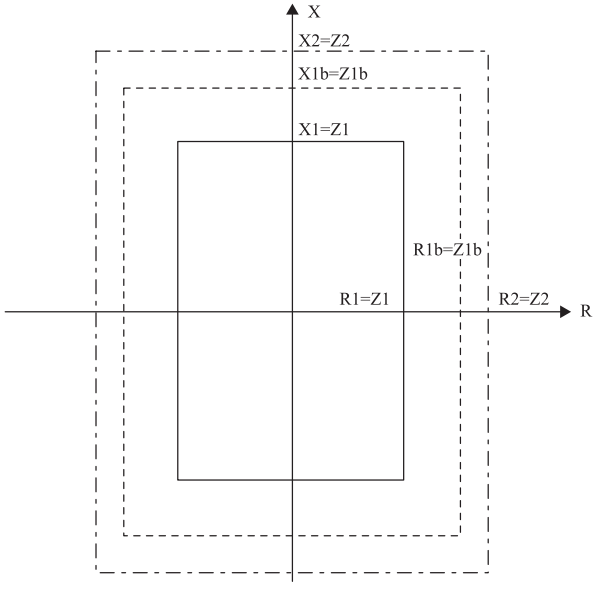


Figura 1.56 – Característica quadrilateral

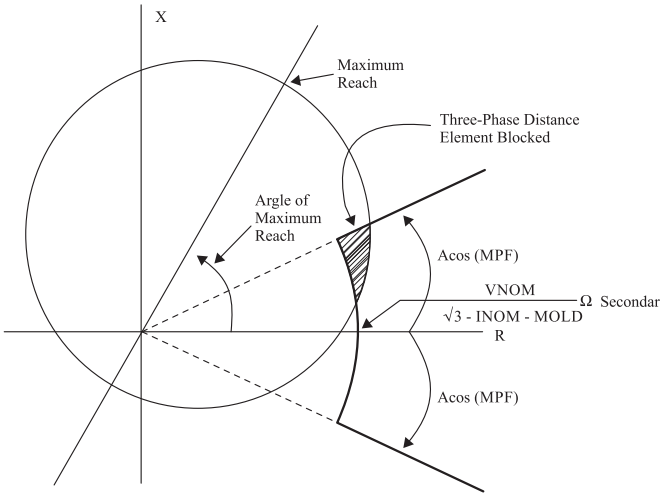


Figura 1.57 – Característica MHO com *off-set*

1.7.3 – Proteção de retaguarda para falhas à terra

Geralmente, são utilizados relés de sobrecorrente de neutro para proteção de retagurda para falhas à terra em unidades geradoras. Para unidades ligadas de forma unitária, o relé de sobrecorrente fica ligado ao TC de neutro do transformador elevador. Para unidades ligadas de forma direta, o relé de sobrecorrente é conectado a um TC localizado no neutro do gerador. O relé utilizado é de sobrecorrente com característica inversa ou muito inversa. Estes relés devem ser ajustados de forma a coordenar com as proteções de falhas à terra mais lentas do sistema. Atenção particular deve ser dada à coordenação com as proteções de distância para falha à terra de linhas adjacentes. Faltas à terra de alta resistência, fora dos alcances das unidades de distância, não devem sensibilizar as proteções de sobrecorrente de neutro.

Outro aspecto relevante com relação a esta proteção é a possibilidade de atuação incorreta durante o processo de energização de grandes transformadores próximos às unidades geradoras, devido aos altos valores e à longa duração das correntes de *inrush*.

1.7.4 – Critérios de ajuste das proteções de retaguarda para falhas externas

1.7.4.1 – Relés de sobrecorrente com controle de tensão

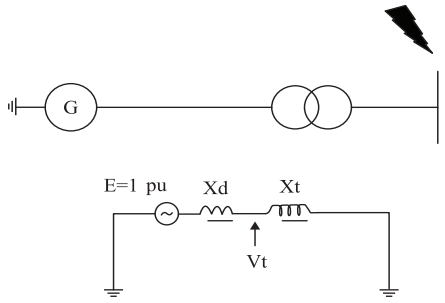


Figura 1.58 – Critério de ajuste – relé de sobrecorrente com controle de tensão

A figura 1.58 ilustra o critério de ajuste das proteções de sobrecorrente com controle de tensão. O exemplo mostra como ajustar o relé para dar retaguarda ao gerador para falhas trifásicas na barra de AT da usina. Para o curto-circuito trifásico mostrado, a contribuição de corrente do gerador em pu, em regime permanente, é dada por:

Icc = 1/ (Xd +Xt)

Onde:

Xd reatância permanente de eixo direto do gerador

Xt reatância do transformador elevador, na base de potência do gerador

Vt = 1-Xd.Icc = 1-(Xd/(Xd+Xt))

A tensão de ajuste deve ser de 0,5 a 0,7 Vt = (0,5 a 0,7){ 1-(Xd/(Xd+Xt)}

A corrente de *pickup* deve ser:

I_{PICKUP}<Icc e a relação Icc/Ipickup deve assegurar que o tempo de atuação da relé, para falhas trifásicas no lado de AT do transformador elevador em regime permanente será suficiente para coordenar com as proteções das LTs que partem do barramento da usina ($t_{mínimo} = t_{zona\ 2}$+ 0,3 seg).

Caso se pretenda dar retaguarda remota para falhas no final da LT mais longa que parte do barramento da usina, o procedimento é o mesmo, bastando incluir a impedância da linha em série no circuito.

1.7.4.2 – Relés de sobrecorrente com restrição de tensão

A figura 1.59 mostra os fatores de redução da corrente de *pickup* dos relés de sobrecorrente com restrição de tensão em função da queda de tensão terminal da unidade geradora.

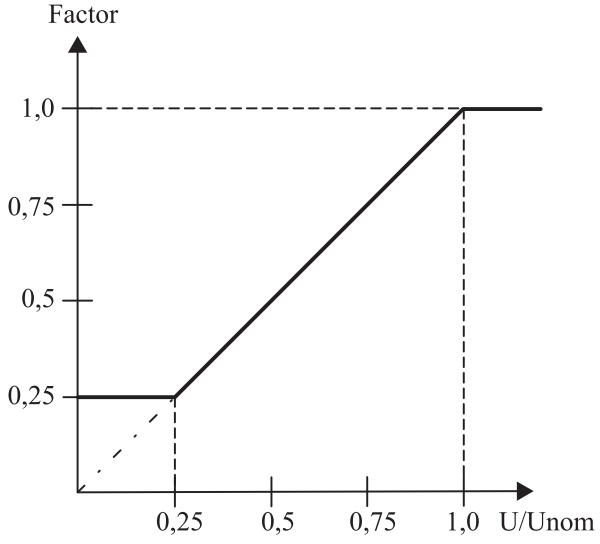


Figura 1.59 – Critério de ajuste – relé de sobrecorrente com restrição de tensão

a) Inicialmente, deve-se ajustar o *pickup* do relé acima da corrente nominal do gerador.

I_{PICKUP} = (1,2 a 1,5)In = (1,2 a 1,5) x N/(√3.V), onde N é a potência nominal e V é a tensão fase-fase nominal do gerador.

b) Para um curto-circuito 3Φ, em regime permanente no lado de AT do transformador elevador (ou no ponto onde se deseje que a proteção atue), determinar:

I3Φ corrente de contribuição do gerador para a falha

Vt tensão terminal do gerador.

c) Da curva da figura 1.59, determinar o fator de redução (K) da corrente de *pickup* em função da tensão terminal, estabelecendo a corrente de *pickup* para a tensão Vt ($I = k.I_{PICKUP}$).

d) Determinar a relação k1 = ($I3\Phi/k.I_{PICKUP}$), que é o valor que iremos entrar na curva característica do relé para a determinação do dial de tempo.

e) Em função de k1 e do tempo necessário de coordenação, determinar o dial de tempo do relé em sua curva, ou por meio de sua equação.

1.7.4.3 – Relés de distância

Na utilização de relés de distância, devem ser ajustadas duas zonas de atuação.

A zona 1, sem temporização, deve ser ajustada para não enxergar falhas no barramento da usina. Normalmente, deve ser ajustada para 50% a 70% da reatância do transformador elevador, com *off-set* igual a X'd.

A zona 2, temporizada, deve ser ajustada para pelo menos cobrir as falhas bifásicas e trifásicas no barramento da usina. Neste tipo de aplicação, normalmente, não é necessária a utilização das funções *load encroachment*.

Em caso de utilização da zona 2 como retaguarda para falhas externas nas linhas de transmissão que partem da usina, e em função de seus alcances, pode se tornar necessária a utilização das funções de *load encroachment* para segurança durante oscilações, conforme mostrado na figura 1.60.

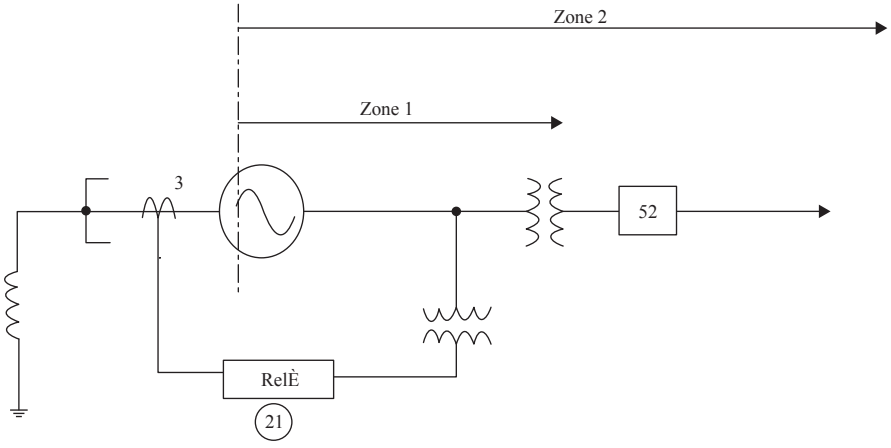


Figura 1.60 – Critério de ajuste – relés de distância

1.7.5 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de retaguarda

As proteções de distância de zona 1 devem provocar a desconexão imediata das unidades do sistema, com rejeição de carga, abertura do disjuntor de campo e parada total da unidade, com bloqueio (86E).

As proteções de distância de zona 2 e as proteções de retaguarda de sobrecorrente, com bloqueio ou restrição por tensão, devem provocar parada parcial sem bloqueio, com rejeição de carga, da unidade geradora, com abertura imediata dos disjuntores da unidade.

1.8 – Proteções para falhas à terra no rotor

1.8.1 – Considerações gerais

O circuito de campo do gerador é um circuito DC não aterrado. Um simples contato à terra não afeta a operação do gerador. Todavia, a existência desse primeiro contato à terra aumenta os esforços dielétricos de outros pontos do enrolamento do rotor, o que aumenta a probabilidade da ocorrência de um segundo contato à terra. Quando isto ocorre, parte do enrolamento de campo pode ficar praticamente sem corrente de excitação, pois esta tende a circular pelo ferro do rotor entre os dois pontos de falha. Isto provoca um desbalanço magnético na máquina, que pode acarretar em vibração excessiva, intolerável para o gerador nos casos mais críticos. Outro problema é o aquecimento local que experimenta o rotor nos pontos de falha, que pode chegar a deformá-lo até torná-lo excêntrico, o que também é causa de vibrações. Este processo é mais lento que o anterior e as vibrações podem aparecer após um tempo da ordem de minutos até horas.

A maioria dos geradores possui seus próprios sistemas de detecção de falhas à terra no rotor e proteções mecânicas contra vibrações. A proteção de falha à terra no rotor deve ser capaz de detectar o primeiro contato à terra a acionar um alarme ou provocar imediatamente a parada da máquina, de acordo com a filosofia adotada. Existem vários métodos de detecção de falhas deste tipo, alguns já obsoletos, que serão descritos a seguir.

1.8.2 – Proteção para falha à terra no rotor pelo método potenciométrico

Este método consiste na utilização de um resistor com *tapes* conectado em paralelo com o enrolamento de campo, conforme a figura 1.61.

O ponto central do resistor é conectado à terra por meio de um relé de tensão. Uma falha à terra no enrolamento de campo produzirá uma tensão no relé, sendo que a máxima tensão ocorrerá para falhas próximas aos terminais dos enrolamentos. Neste tipo de aplicação, existe um ponto cego próximo ao ponto central do enrolamento. Para evitar que falhas nesta região não sejam detectadas, o ponto central do resistor é variável por meio de uma botoeira para *checks* periódicos. Este método foi muito utilizado no passado, mas atualmente não é mais, em função de métodos mais modernos.

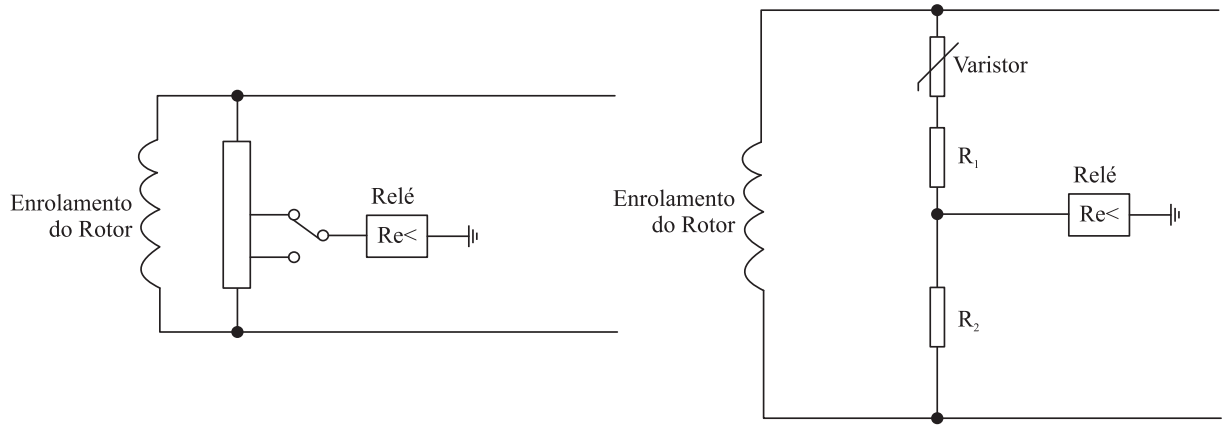


Figura 1.61 – Método de divisor de tensão (potenciométrico)

1.8.3 – Proteção para falha à terra no rotor pelo método de injeção AC

Este método consiste na injeção de um sinal AC no enrolamento do rotor, conforme figura 1.62. A tensão é aplicada ao circuito de campo por resistores e capacitores de acoplamento e do circuito de medição. Em condições normais, circula uma pequena corrente no circuito em função da capacitância existente entre o enrolamento do rotor e a terra. A proteção pode ser concebida para medição de corrente ou medição da resistência do rotor para a terra. Em caso de medição da resistência do rotor, valores típicos de ajuste são:

Trip: 2 KΩ a 5 KΩ

Alarme: 10 KΩ a 20 KΩ

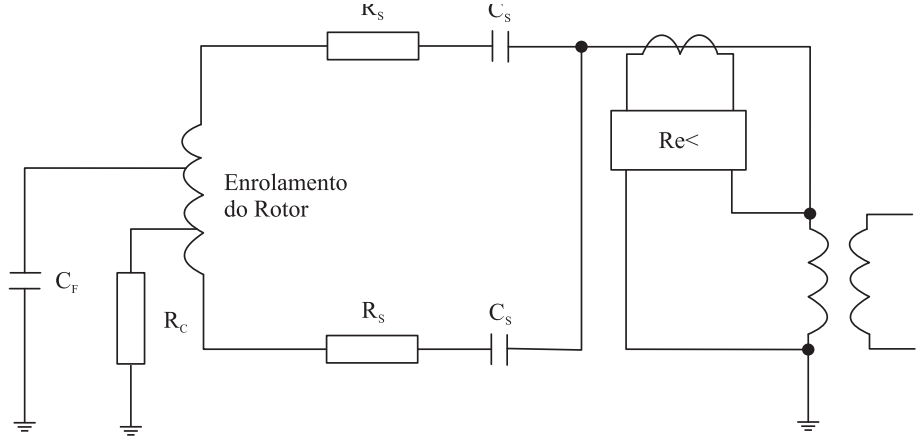


Figura 1.62 – Método de injeção de tensão AC

1.8.4 – Proteção para falha à terra no rotor pelo método de injeção DC

A figura 1.63 ilustra o método de injeção DC. A tensão AC é retificada e aplicada ao enrolamento do rotor. Uma falha à terra em qualquer ponto do enrolamento do rotor irá provocar a atuação do relé.

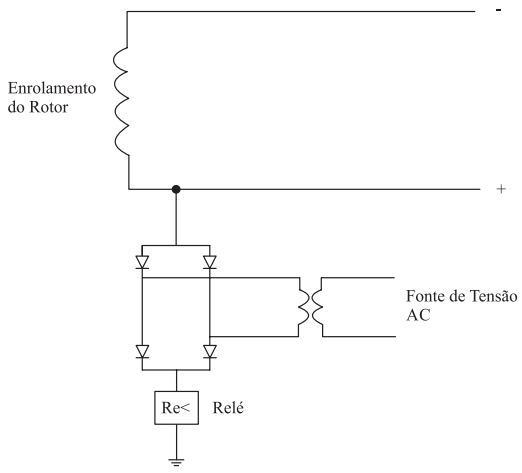


Figura 1.63 – Método de injeção de tensão DC

1.8.5 – Proteção para falha à terra no rotor pelo método de equilíbrio de ponte

A figura 1.64 mostra o método de equilíbrio de ponte utilizado para detecção de falha à terra no rotor. O método consiste em fazer com que o enrolamento de campo faça parte de uma ponte de Wheatstone, que estará equilibrada em condições normais de operação pela capacitância do enrolamento de campo. Na ocorrência de uma falha à terra no rotor, este equilíbrio é desfeito, pois a capacitância do rotor é curto-circuitada e o relé 64F detecta a falha.

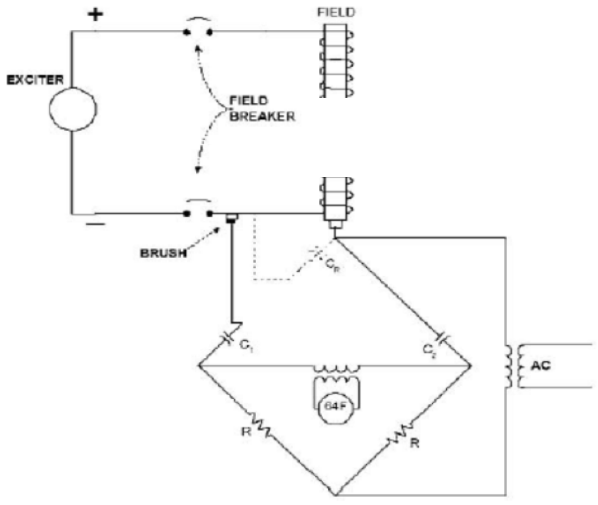


Figura 1.64 – Método de equilibrio de ponte.

1.8.6 – Proteção para falha à terra no rotor pelo método de injeção de onda quadrada

Neste método, um gerador de onda quadrada de baixa frequência carrega a capacitância existente entre os enrolamentos do rotor e a terra (C_E) por meio dos resistores R_{V1} e R_{V2} (figura 1.65). Com a capacitância completamente carregada, a corrente DC que flui no circuito é determinada pela resistência de falta R_E. Se não há falta, a resistência R_E é muito elevada e praticamente não circula corrente.

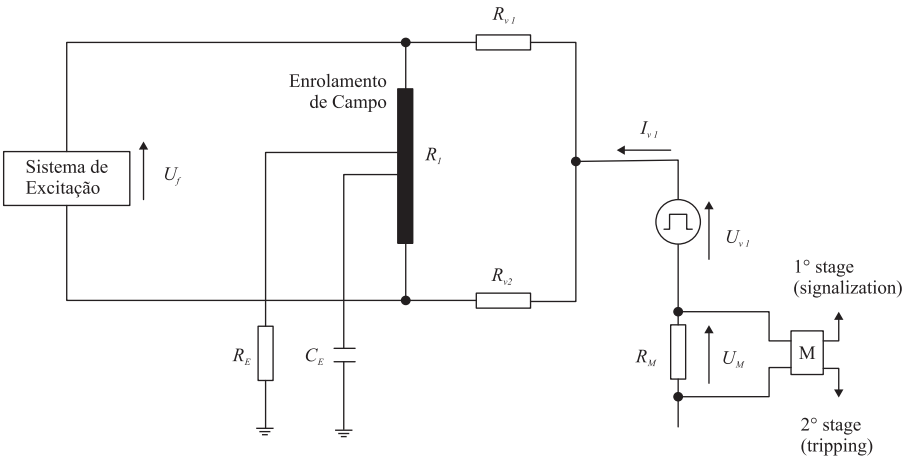


Figura 1.65 – Método de injeção de tensão DC

Nestas condições, com o conhecimento da tensão do gerador de onda quadrada e dos valores dos resistores de acoplamento, a resistência de falta pode ser estimada pela medição da tensão com o resistor R_M (U_M) e a corrente I_{aux}.

Valores típicos de ajuste de valores de resistência para este método são:

Alarme: 40 kΩ a 80 kΩ

Disparo: 5 kΩ

1.8.7 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de falha à terra no rotor

Como a primeira falha à terra não traz consequências imediatas ao gerador, é aconselhável que as proteções com esse tipo de falha no rotor provoquem a parada total com bloqueio, sem rejeição de carga, da unidade geradora.

1.9 – Proteções de sobretensão e sobre-excitação

1.9.1 – Considerações gerais

A sobre-excitação de um gerador ou transformador ocorrerá sempre que a relação entre a tensão e a frequência, expressa em Volts/Hertz, aplicada ao equipamento exceder os limites suportáveis definidos pelo projeto.

As normas ANSI/IEEE estabelecem que os transformadores possam suportar continuamente os seguintes limites:

- 1,05 pu (base do secundário do transformador), carga nominal, F.P = 0,8 ou maior;
- 1,1 pu (base do transformador) em vazio.

Estes limites devem ser utilizados, a menos que outros sejam fornecidos pelos fabricantes dos transformadores. Normalmente, os fabricantes fornecem as curvas de suportabilidade dos equipamentos, que definem o tempo de suportabilidade dos mesmos, em função da relação V/Hz. Quando estes limites forem excedidos ocorrerá a saturação do núcleo magnético do transformador associado e haverá indução de fluxo de dispersão nas partes não laminadas, que não são projetadas para conduzir fluxo.

Nas usinas, é prática usual prover uma proteção V/Hz para proteger o gerador e o transformador contra esses níveis excessivos de densidade de fluxo magnético. A proteção deve possuir uma unidade de alarme e uma unidade de disparo.

Convém mencionar que os sistemas de excitação das unidades geradoras possuem um limitador de sobrxcitação que atua no canal automático do regulador de tensão no sentido de controlar a corrente de campo e, consequentemente, a tensão terminal de modo a manter constante a relação V/Hz. A proteção deve intervir quando este controlador não atua ou sua atuação não é suficiente para manter a relação V/Hz dentro de valores aceitáveis.

Excessivas sobretensões também podem ocorrer numa unidade geradora, provocadas por rejeições de carga no sistema. A proteção V/Hz não é capaz de detectar todas as condições de sobretensão, principalmente quando ela é acompanhada de um acréscimo na frequência e a relação V/Hz não varia. Nas usinas, é necessário dotar as unidades geradoras de uma proteção de sobretensão que detecte essas condições para evitar danos aos enrolamentos do estator.

1.9.2 – Fundamentos da sobre-excitação

A proteção de sobre-excitação é usada para proteger os geradores e transformadores contra níveis excessivos de densidade de fluxo magnético. A esses níveis, ocorre a saturação dos núcleos magnéticos e o fluxo começa a percorrer regiões que não são projetadas para isso.

O excesso de fluxo magnético em um núcleo causa danos ao isolamento, em função do aquecimento adicional provocado pelo acréscimo das correntes de Foucault no próprio núcleo, em partes estruturais e trechos do enrolamento próximos ao núcleo. Nos transformadores, a sobre-excitação provoca aumento da corrente de magnetização podendo comprometer o desempenho das proteções diferenciais.

É importante observar que só haverá aquecimento apreciável da unidade geradora se a densidade de fluxo excessivo perdurar por determinado tempo.

A densidade de fluxo (B) em um núcleo de material magnético pode ser obtida em função da intensidade de campo (H), por meio de curvas com o aspecto indicado na figura 1.66. Há saturação se B ≥ Bs.

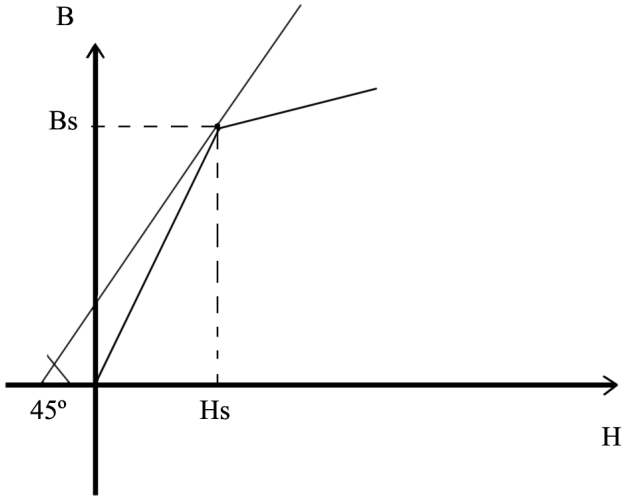


Figura 1.66 – Curva B x H

Como os núcleos não são usualmente dimensionados para trabalhar saturados, a partir de determinado B ≥ Bs, as perdas Joule por correntes de Foucault crescerão e, com o tempo, elevarão a temperatura.

Determinação da densidade de fluxo máxima

Seja:

$$e = \sqrt{2} \cdot V \cdot sen\ wt\ (tensão)$$

$$e = N \cdot \frac{d\Phi}{dt} \qquad d\Phi = \left(\frac{e}{N}\right) dt \qquad \Phi = \left(\frac{1}{N}\right) \cdot \int e\ dt$$

Onde:

N – número de espiras

B = Φ/A

Φ = fluxo

A = área da seção reta do núcleo

$$B = \left(\frac{1}{N \cdot A}\right) \cdot \int e\, dt = \left(\frac{1}{N \cdot A}\right) \cdot \int \sqrt{2} \cdot V \cdot sen\, wt\, dt$$

$$B = -\sqrt{2} \cdot \left(\frac{V}{N \cdot A \cdot W}\right) \cdot \cos wt$$

$$Bmáx = \sqrt{2} \cdot \left(\frac{V}{N \cdot A \cdot W}\right)$$

$$B = -Bmáx \cdot \cos wt$$

$$w = 2 \cdot \pi \cdot f$$

$$Bmáx = \frac{\sqrt{2} \cdot V}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot N \cdot A}$$

$$Bmáx = \frac{V}{4{,}44 \cdot f \cdot N \cdot A}$$

Como N e A são constantes:

$$Bmáx = K1 \cdot \frac{V}{f}$$

$$K1 = \frac{1}{4{,}44 \cdot f \cdot N \cdot A}$$

A densidade de fluxo máxima em um núcleo é diretamente proporcional à relação entre o valor eficaz da tensão aplicada e sua frequência.

Sempre que a relação Volts/Hertz máxima admissível for ultrapassada, a densidade de fluxo será excessiva. A ocorrência de danos ficará regida pelo tempo.

Os transformadores do sistema só são submetidos a relações V/Hz excessivas durante tempos muito curtos, não chegando a provocar aquecimentos perigosos.

Os transformadores de unidades geradoras podem ser submetidos a relações V/Hz excessivas durante tempos apreciáveis quando da partida da unidade. Alguns tipos de máquinas térmicas precisam ser excitados a partir de velocidades muito baixas. Alguns geradores hidráulicos podem ser excitados a partir de 80% de velocidade nominal. Se houve erro de aplicação da excitação, poderá ocorrer sobre-excitação.

1.9.3 – Limites de operação

Os danos aos equipamentos provocados pela sobre-excitação são causados por sobreaquecimento. Por meio das relações entre fluxo de dispersão e aquecimento, são desenvolvidas curvas que definem os limites de duração das sobre-excitações. Os fabricantes geralmente fornecem estas curvas, que relacionam a relação V/Hz com o tempo. A figura 1.67 mostra curvas típicas para um gerador e um transformador.

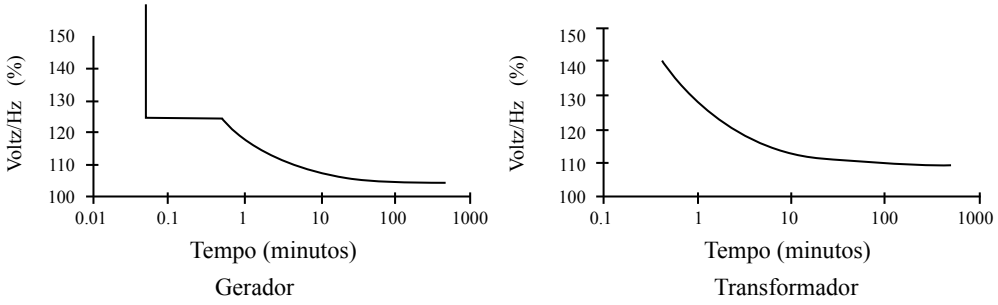


Figura 1.67 – Curvas de suportabilidade à sobre-excitação

Ao ajustar uma proteção V/Hz de uma unidade geradora, é importante que as curvas relativas ao gerador e ao transformador estejam numa mesma base. Isto é necessário porque, em alguns casos, a tensão nominal do enrolamento de baixa tensão do transformador elevador é ligeiramente inferior à do gerador. A tensão base normalmente usada é a tensão terminal do gerador. A figura 1.68 mostra as curvas combinadas do transformador e do gerador, com a curva do transformador colocada na base do gerador.

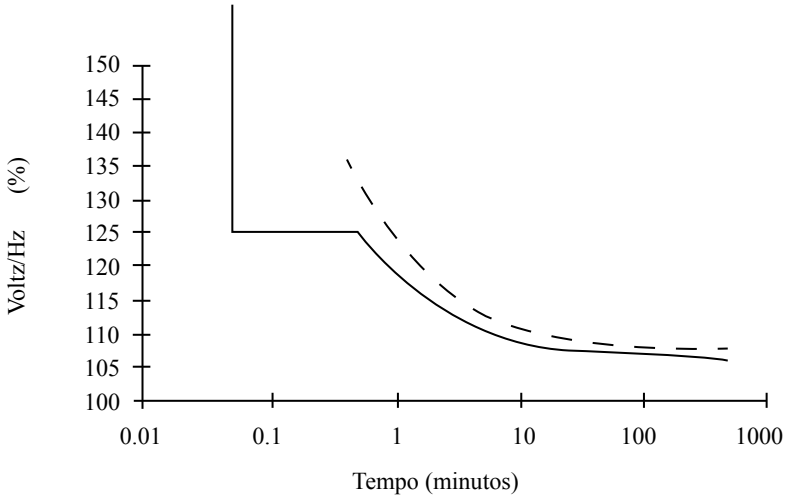


Figura 1.68 – Curvas de suportabilidade à sobre-excitação na base do gerador

Os danos causados aos equipamentos por sobretensões excessivas ocorrem principalmente por ruptura do isolamento devido aos esforços dielétricos. Sobretensão sem sobre-excitação

pode ocorrer quando um gerador entra em sobrevelocidade devido a uma rejeição de carga. A sobre-excitação não ocorre, neste caso, porque a tensão e a frequência crescem aproximadamente na mesma proporção, mantendo a relação V/Hz constante. Os fabricantes geralmente fornecem as curvas de suportabilidade tensão x tempo para seus equipamentos, mostrando os limites de operação permissíveis.

Ao se ajustar uma proteção de sobretensão para uma unidade geradora, é importante que as curvas-limite de operação permitidas para o gerador e o transformador sejam colocadas numa mesma base, pelas mesmas razões descritas para a proteção V/Hz.

Normalmente, a proteção de sobre-excitação é utilizada em transformadores de unidades geradoras, estando incluída na proteção da unidade geradora. A figura 1.69 mostra uma curva característica de um relé de proteção de sobre-excitação.

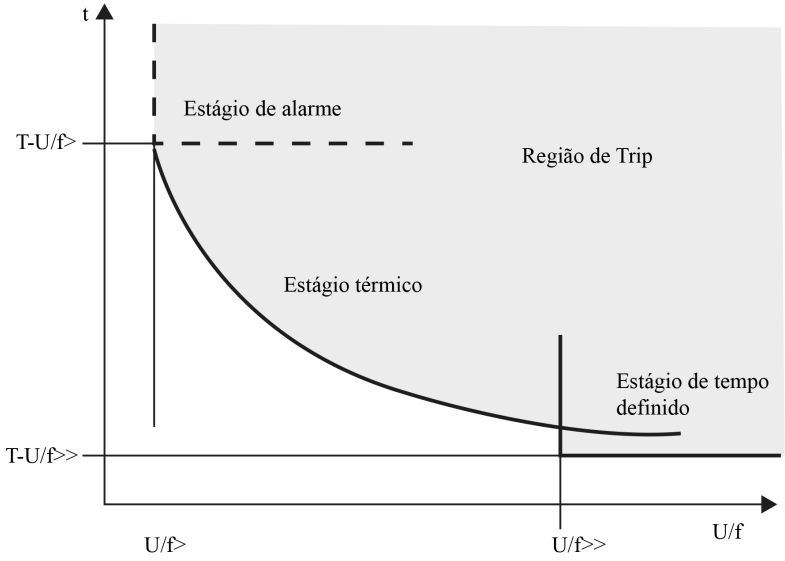


Figura 1.69 – Curvas características de proteção de sobre-excitação

Os transformadores normalmente não possuem proteção de sobretensão, sendo as mesmas localizadas nas linhas de transmissão. Como se trata de proteção de caráter sistêmico, seus ajustes são definidos pelo ONS.

Outro aspecto importante que merece ser destacado é com relação ao comportamento das proteções diferenciais dos transformadores em condições de sobre-excitação. A figura 4-58 mostra a variação da corrente de excitação dos transformadores quando submetidos à sobre--excitação. Podemos verificar o aumento da corrente de excitação com o aumento da tensão aplicada, o que pode provocar atuação incorreta da proteção diferencial. Na figura, a corrente I50/InTR é a diferencial. Pode ser visto que, com 125% da tensão, a corrente de excitação atinge o valor de *pickup* da proteção diferencial, assumido como 20%.

Com 140% de tensão terminal, a corrente de magnetização é superior a 50% da corrente nominal do transformador. É necessário, então, que a proteção seja bloqueada pela detecção da presença de componente de quinto harmônico (os harmônicos ímpares são predominantes em condições de sobre-excitação, e o terceiro harmônico circula internamente nas conexões Delta dos transformadores). É importante salientar que este bloqueio é efetivo até um determinado valor de sobretensão, conforme pode ser observado pela figura 1.70. É usual a utilização do percentual de 30% de 5º harmônico para bloqueio do relé diferencial por sobre-excitação.

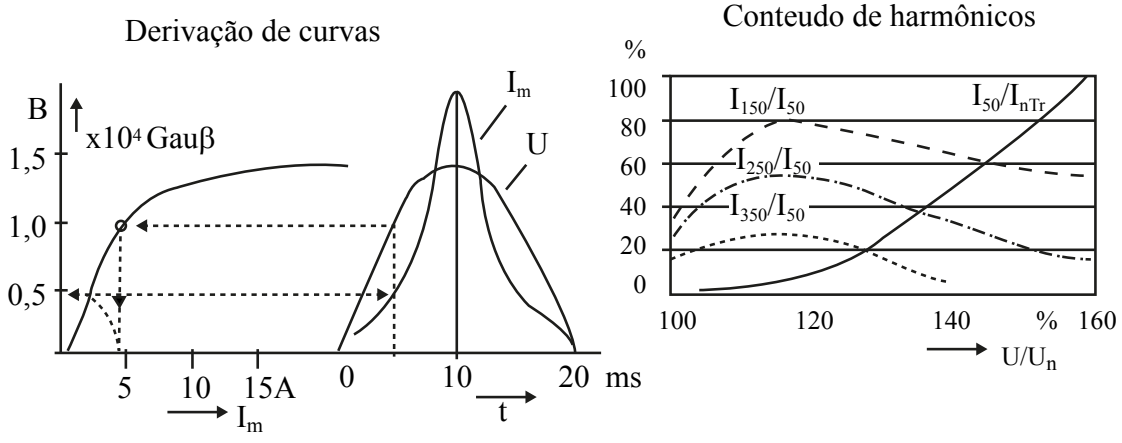


Figura 1.70 – Corrente de magnetização durante sobre-excitação

1.9.4 – Esquemas de proteção

Normalmente, os fabricantes disponibilizam relés com características de tempo definido, tempo inverso, e características combinadas de tempo definido e tempo inverso, conforme mostrado na figura 1.71.

Para os relés de tempo inverso mais modernos, existem dois estilos disponíveis. Um deles permite ao usuário selecionar pontos específicos na curva V/Hz desejada para a aplicação particular do usuário. O outro fornece grupos de curvas V/Hz, das quais o usuário seleciona a que mais se adapta à sua aplicação.

Dependendo da aplicação, as curvas de tempo definido e de tempo inverso podem ser combinadas para prover uma proteção mais adequada para a unidade geradora.

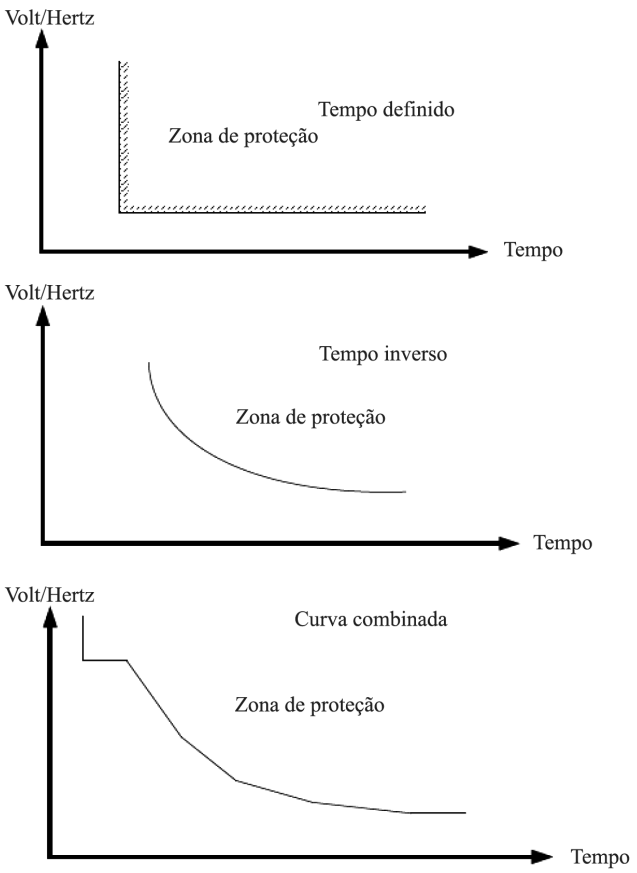


Figura 1.71 – Características disponíveis nos relés de proteção de sobre-excitação

1.9.5 – Proteção de sobretensão

Os geradores não devem ser submetidos a sobretensões prolongadas, já que seu projeto, em geral, é tal que operam em um ponto próximo ao joelho da curva de magnetização, e as sobretensões provocam valores elevados de densidade de fluxo e considerável distorção, com conseqüente aquecimento.

Em condições normais de operação o regulador de tensão controla a corrente de excitação e mantém a tensão dentro de certos limites pré-estabelecidos. A ocorrência de uma falha no regulador de tensão pode trazer como conseqüência sobretensões elevadas.

Outra causa frequente de sobretensões é a rejeição de carga, que pode ser total ou parcial. A eliminação de falhas externas próximas ao gerador pode também provocar sobretensões, porém, de menor intensidade, principalmente quando são realizadas com retardo de tempo. Em todos os casos, há uma redução brusca da carga do gerador, que implica na necessidade de reduzir a excitação. Se o regulador de tensão não responde com a velocidade necessária, a tensão pode elevar-se transitoriamente acima do valor nominal. O caso mais crítico é o da

rejeição total de carga, estando o gerador à plena carga. Nesta situação, o problema se agrava devido à sobrevelocidade resultante da resposta lenta do regulador de velocidade, sobretudo em máquinas hidráulicas, o que aumenta ainda mais a tensão. Um gerador hidráulico pode chegar a velocidades de cerca de 140% a 150% da nominal e a tensão, a valores da ordem de 200% da nominal.

É recomendável a instalação de uma proteção de sobretensão no gerador, baseada em relé de sobretensão ligado a um TP independente (ou a um enrolamento diferente) do que é utilizado para dar informação de tensão para o regulador de tensão. O relé deve ter sua resposta independente das condições de frequência da tensão de alimentação, de modo a operar corretamente mesmo para frequências diferentes da nominal. Os critérios de aplicação e ajuste da proteção são diversos. Alguns especialistas consideram que somente é necessária em máquinas hidráulicas, porém, outros recomendam sua aplicação a todos os tipos de geradores. Esta parece ser a tendência atual, sobretudo para máquinas de grande porte.

É recomendável a utilização de uma proteção de sobretensão com dois estágios, um com retardo de tempo e outro instantâneo. A tensão de atuação do estágio temporizado normalmente se situa na faixa de 1.1 pu a 1.2 pu da tensão nominal. A proteção instantânea deve ser ajustada na faixa de 1,2 pu a 1,5 pu da tensão nominal e ambas devem coordenar com as proteções de sobretensão do sistema. Como se tratam de proteções sistêmicas, seus ajustes devem ser determinados pelo ONS.

1.9.6 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de sobre-excitação

Existe uma diversidade muito grande de opiniões com relação aos critérios de disparo das proteções de sobre-excitação e sobretensão.

A proteção de sobretensão instantânea deve provocar parada parcial da unidade geradora, com rejeição de carga e abertura do disjuntor de campo. Não há necessidade de parada da unidade geradora.

A proteção de sobretensão temporizada deve provocar parada parcial da unidade geradora, sem rejeição de carga e abertura do disjuntor de campo. Não há necessidade de parada da unidade geradora.

Quanto à proteção de sobre-excitação, há unanimidade de que ela deve disparar imediatamente os disjuntores principal e de campo da unidade, e provocar a parada total da unidade, com bloqueio.

1.10 – Proteção para cargas desbalanceadas

1.10.1 – Considerações gerais

Existe um grande número de condições de operação de um sistema que pode provocar correntes desbalanceadas em um gerador. Estas produzem componentes de sequência negativa das correntes de fase, que induzem correntes de frequência dupla na superfície do rotor. Essas correntes circulam pela superfície do rotor e em suas partes não magnéticas e provocam um aquecimento muito severo que pode chegar a fundir determinados pontos do rotor. Valores muito elevados de corrente de sequência negativa podem também provocar vibrações muito fortes, que podem provocar danos adicionais à máquina.

A proteção de sequência negativa é usada para proteger geradores contra sobreaquecimento do rotor provocado por correntes desbalanceadas no estator.

Existem várias causas para a circulação de correntes desbalanceadas no gerador e as mais comuns são:

- Assimetrias do próprio sistema;
- Cargas desbalanceadas;
- Faltas desbalanceadas;
- Circuitos abertos

Destas, a fonte mais significativa de corrente de sequência negativa é a falha bifásica.

Em geradores com transformadores elevadores ligados delta-estrela (aterrada), uma falha à terra no lado de estrela do transformador é vista pelo gerador como uma falha bifásica. As condições de circuito aberto produzem baixos níveis de correntes de sequência negativa, mas se não forem detectadas podem provocar aquecimento excessivo do rotor, mesmo para os baixos níveis de corrente.

1.10.2 – Danos ao gerador provocados por correntes de sequência negativa

Uma carga desbalanceada produz um fluxo de reação da armadura que, em primeira aproximação, é constante e gira sincronamente com o rotor. Qualquer condição desbalanceada pode ser analisada por meio de seus componentes de sequência positiva, negativa e zero.

A componente de sequência positiva produz um fluxo similar ao produzido por uma carga balanceada. A componente de sequência zero não produz fluxo de reação da armadura. A componente de sequência negativa é similar ao componente de sequência positiva, exceto que o fluxo de reação resultante gira em sentido contrário ao fluxo principal, cortando o rotor com uma velocidade o dobro da nominal, o que induz correntes de frequência dupla no ferro do rotor, que sobreaquecerá rapidamente se o gerador operar continuamente com tal desbalanço. As correntes desbalanceadas podem também causar severas vibrações, mas o sobreaquecimento do rotor é o problema principal.

1.10.3 – Aquecimento do gerador

O aquecimento dos geradores devido às correntes de sequência negativa é um processo bem definido que limita a operação da máquina em condições desbalanceadas. Com exceção de pequenas perdas no estator, as perdas provocadas pelas correntes de sequência negativa aparecem no rotor da máquina.

Alguns fabricantes consideram admissível a operação prolongada do gerador com correntes de fase que não difiram entre si mais de 10% para turbogeradores e cerca de 20% para hidrogeradores, sempre que nenhuma das correntes seja maior que a nominal.

Existem normas sobre a operação de geradores com correntes desequilibradas no estator. O intervalo de tempo durante o qual um gerador pode operar com correntes desequilibradas no estator, sem perigo de ser danificado, pode se relacionar com a corrente de sequência negativa pela expressão:

$\int i_2^2.dt = K$, onde i_2 é a componente de sequência negativa das correntes do estator em pu na base da máquina e K uma constante que depende do projeto do gerador. Se o valor médio de i_2^2 se expressar por I_2^2, a equação acima se torna:

$I_2^2\ T = K$, onde I_2 é o valor eficaz da corrente de sequência negativa em pu na base da máquina.

1.10.4 – Capacidade do gerador

As normas definem a capacidade dos geradores na condução contínua de correntes de sequência negativa. A tabela 1.2 apresenta os valores de corrente de sequência negativa que o gerador pode suportar, sem danos, desde que sua potência nominal não seja excedida e que a corrente máxima não exceda 105% da corrente nominal em qualquer fase.

Tabela 1.2 – Capacidade de condução de corrente de sequência negativa

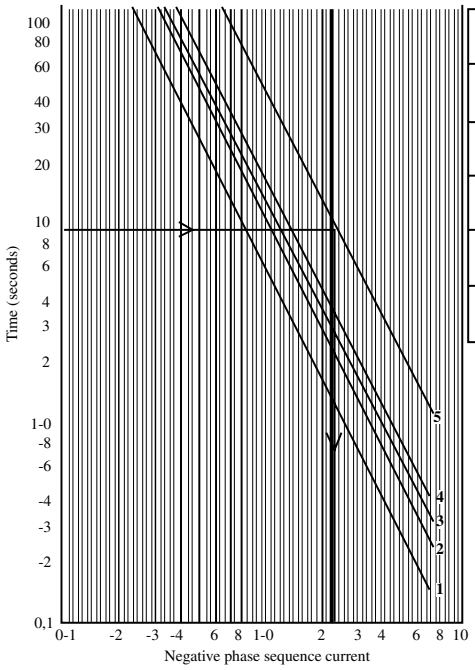
TIPO DE GERADOR	**I2 PERMISSÍVEL (% da Nominal)**
POLOS SALIENTES (IEEE C50.12) Com Amortecedor Sem Amortecedor	10% 5%
Refrigeração Indireta (IEC 60034-1) Refrigeração Direta (IEC 60034-1)	8% 5%
ROTOR CILÍNDRICO Refrigeração Indireta Refrigeração Direta (até 350 MVA) Refrigeração Direta (351 a 1250 MVA) Refrigeração Direta (1251 a 1600 MVA)	IEEE C50.13 e IEC 60034-1 10% 8% $8 - \frac{S[MVA] - 350}{300}$ 5%

A tabela 1.3 mostra alguns valores típicos para a constante K.

Tabela 1.3 – Valores típicos da constante K

TIPO DE GERADOR	K	
POLOS SALIENTES Refrigeração Indireta Refrigeração Direta	IEEE C50.12 40	IEC 60034-1 20 15
COMPENSADORES SÍNCRONOS	30	
ROTOR CILÍNDRICO Refrigeração Indireta, refrigerada a ar Refrigeração Indireta, refrigerada a hidrogênio Refrigeração Direta (<350 MVA) Refrigeração Direta (351-800 MVA)	IEEE C50.13 30 10	IEC 60034-1 15 10 8
Refrigeração Direta, 801-900 MVA Refrigeração Direta, 901-1600 MVA	$10 - \frac{S[MVA] - 800}{160}$	$8 - 3 \cdot \frac{S[MVA] - 350}{550}$ 5

Se se considera que pode sofrer avarias um gerador que foi submetido a correntes de sequência negativa por um tempo superior ao dado pela equação $I_2^2 T = K$, é recomendada a revisão da superfície do rotor. Valores de tempo superiores ao dobro de T implicam em risco de danos muito sérios ao gerador. A figura 1.72 apresenta curvas características de aquecimento para vários projetos de geradores, com diferentes sistemas de refrigeração.



Type of machine	Type and cooling and cooling medium	Curve number	Continuous ????	??? value
Turbo alternador	Direct hydrogen 30lb / o'	1	10	7
Turbo alternador	Conventional hydrogen 30lb / o'	2	15	12
Turbo alternador	Conventional hydrogen 15lb / o'	3	15	15
Turbo alternador	Conventional hydrogen 0-5lb / o'	4	15	20
Typical salient pole machine	Conventional ast	5	40	60

Figura 1.72 – Curvas características de aquecimento

Por exemplo, para uma máquina de polos salientes com refrigeração convencional a ar (curva 5), temos:

Para t = 10s $I_2 = 2,2$ pu

$K = 2,2^2 * 10 = 48,4$

Na aplicação deste tipo de proteção, é fundamental obter do fabricante o tipo de curva ou o valor da constante K a ser considerada para que a proteção possa ser ajustada corretamente.

1.10.5 – Proteção utilizada

Normalmente, são utilizados relés de sobrecorrente de sequência negativa de tempo inverso, cujas curvas se adaptam às curvas de suportabilidade dos geradores. Os relés analógicos eletromecânicos e estáticos utilizavam filtros para extrair a componente de sequência negativa da corrente do estator, o que foi facilitado pela tecnologia digital. A figura 1.73 mostra curvas típicas de relé digital utilizado para proteção contra correntes de sequência negativa.

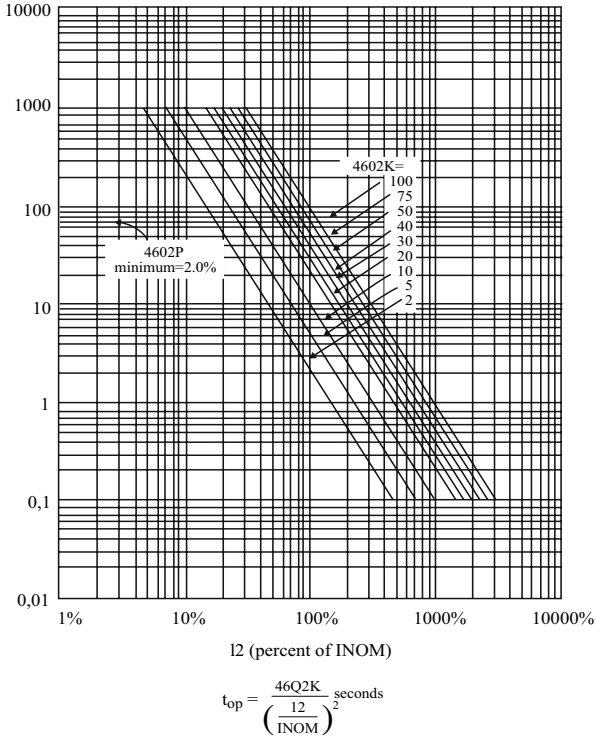


Figura 1.73 – Características disponíveis nos relés de proteção de sobre-excitação

1.10.6 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de sobre-excitação

A atuação da proteção de sobrecorrente de sequência negativa deve provocar a parada parcial da unidade geradora, com disparo imediato dos disjuntores da unidade e do campo. A unidade deve permanecer girando em vazio, pronta para ser ressincronizada ao sistema.

1.11 – Proteções para sobre e subfrequências

Sobrefrequências ocorrem em unidades geradoras em função de rejeições de carga, quando a potência mecânica da turbina se torna maior que a potência elétrica fornecida pela unidade e a potência de aceleração se torna positiva. Estas sobrefrequências normalmente são controladas por ação dos reguladores de velocidade. Em casos de defeitos no regulador de velocidade ou problemas mecânicos na turbina (ruptura de pino de cisalhamento, por exemplo, em caso de unidade hidráulica), pode ocorrer o disparo das unidades e a perda do controle da velocidade, com consequências severas para as máquinas.

Subfrequências ocorrem em unidades geradoras, em função de perda de geração ou aumento súbito de carga, quando a potência mecânica da turbina se torna menor que a potência elétrica consumida pela carga. Estas subfrequências normalmente ocorrem em casos de formação de ilhas, nas quais a geração resultante na ilha é inferior à carga ilhada.

Não havendo folga de geração nas unidades geradoras ilhadas, o controle da frequência da área deve ser feito pelo corte de carga, seja por frequência absoluta ou por taxa de variação de frequência. Em ambos os casos, convém atentar que o corte de carga só será bem-sucedido se as condições de tensão na ilha forem suficientes para assegurar a operação dos relés de frequência, visto que estes tipicamente apresentam unidades de bloqueio por subtensão.

As unidades hidráulicas são menos restritivas à operação em frequências fora da nominal do que as máquinas térmicas.

1.11.1 – Usinas térmicas

Embora não existam normas estabelecidas para a operação de geradores síncronos em condições anormais de frequência, é reconhecido que frequências reduzidas resultam na diminuição da capacidade de ventilação. Desta forma, a operação de unidades térmicas em frequências inferiores à nominal deve ser minimizada.

Durante uma operação em subfrequência, é quase certo que ocorram altos valores de corrente de carga, que podem exceder a capacidade térmica de curta duração do gerador. As limitações impostas ao gerador para operação em subfrequência são menos restritivas que as impostas à turbina.

As sobrefrequências normalmente são decorrentes de uma perda súbita de carga. Durante a operação em sobrefrequência, a ventilação da máquina é melhorada e as densidades de fluxo para uma dada tensão terminal, reduzidas. Então, a operação na faixa de sobrefrequências permitidas para a turbina não provoca sobreaquecimento do gerador se as condições-limite dadas por suas curvas de capabilidade não forem superadas.

A figura 1.74 ilustra os limites de operação de uma turbina a vapor. A operação a velocidades que coincidam com a frequência natural de oscilação das pás da turbina pode provocar fadiga das mesmas. Este problema pode ser agravado quando há circulação de corrente de sequência negativa no estator.

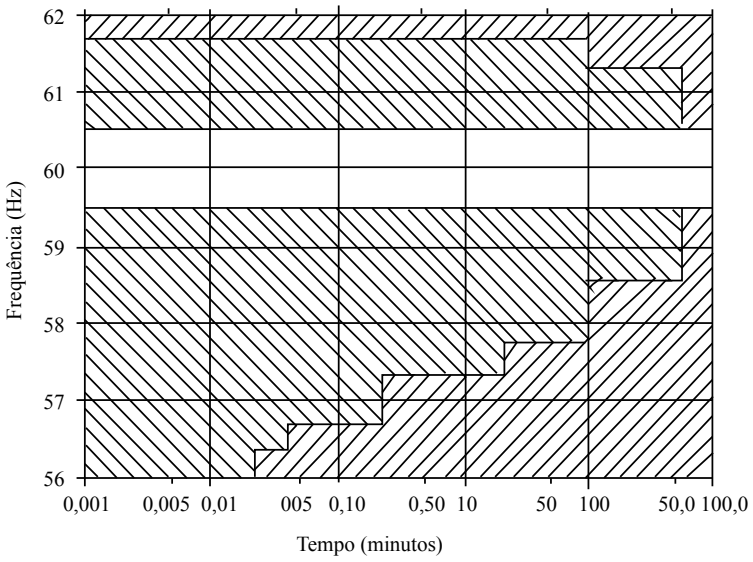


Figura 1.74 – Limites de operação de unidades térmicas

A tabela 1.4 mostra os requisitos dos procedimentos de rede do ONS com relação à operação das unidades geradoras térmicas em regime de frequência não nominal. Estes limites devem ser respeitados por todas as unidades geradoras térmicas do sistema. Deve ficar claro que esta tabela não tem por objetivo definir os ajustes das proteções de sobre e subfrequência das unidades térmicas, que devem ser feitos atendendo às limitações impostas pelos fabricantes, que podem inclusive sugerir outros ajustes, até mais flexíveis. A tabela serve para definir os tempos mínimos que as unidades podem operar em cada situação.

Normalmente, são utilizados esquemas de corte de carga para proteção das unidades térmicas para subfrequências, fazendo com que a frequência retorne ao valor normal antes de serem ultrapassados os limites de operação da turbina. A operação em frequências diferentes da nominal deve se restringir aos limites publicados por cada fabricante de turbina.

Como retaguarda para falhas nos esquemas de corte de carga, são previstos relés de subfrequência nas unidades geradoras, de modo a desconectá-las quando seus limites de suportabilidade forem ultrapassados. Estes relés devem ser convenientemente coordenados com os esquemas de corte de carga, de modo a evitar desligamentos indevidos de unidades geradoras, o que tende a piorar as condições de frequência na área ilhada.

Tabela 1.4 – Requisitos para operação em regime não nominal para unidades geradoras

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
1. Operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras hidroelétricas	(a) A unidade geradora hidroelétrica deve atender os requisitos estabelecidos nas normas técnicas vigentes e os ajustes de suas proteções de sub e sobrefrequência devem ser submetidos à aprovação do ONS.	Minimizar o desligamento do gerador por subfrequência e sobrefrequência quando o sistema pode se recuperar sem o desligamento dele.
2. Operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras termoelétricas	(a) Operação entre 57 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos. (b) Operação abaixo de 57,5 Hz por até 5 segundos. (c) Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos; (d) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados. (e) Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos (1).	Evitar o desligamento do gerador quando de déficit de geração, antes que o esquema de alívio de carga atue completamente ou em condições de sobrefrequência controláveis.

Outro aspecto que merece consideração é a operação dos serviços auxiliares destas usinas em condições de subfrequênca. Os equipamentos que mais impõem limitação são as bombas de alimentação das caldeiras, as bombas de circulação de água e as bombas de condensação, uma vez que uma redução na frequência provoca redução na capacidade destes equipamentos. A frequência crítica, abaixo da qual o desempenho das bombas e motores irá afetar a operação da usina, varia de acordo com o fabricante de cada uma. Consequentemente, a frequência mínima de segurança para manter a usina em condições normais de operação depende do projeto de cada usina. A proteção dos equipamentos auxiliares contra subfrequências geralmente é feita pelos dispositivos térmicos dos motores, mas é possível se fazer proteção também com o uso de relés de subfrequência.

1.11.2 – Usinas nucleares

As condições que afetam a operação das usinas nucleares são, em geral, as mesmas que foram discutidas anteriormente para as térmicas a vapor e a gás.

Com relação à operação das cargas de serviços auxiliares em subfrequência, o principal efeito é reduzir o fluxo de refrigeração do sistema de vapor. Existem diferenças entre as respostas de usinas nucleares baseadas em Reatores de Água Pressurizada (PWR) e Reatores de Água em Ebulição (BWR), em condições de subfrequência.

O impacto das frequências anormais em unidades PWR é seu efeito na velocidade da bomba de refrigeração do reator, que varia com a frequência. Se a frequência entrar em colapso, o reator será desligado automaticamente quando a condição resultar em fluxo de refrigeração reduzido no reator. Quando o reator desliga, o gerador também desliga e o reator é parado

com sua bomba de refrigeração conectada ao sistema. Se a frequência continuar a cair, o fluxo de refrigeração cairá ainda mais e esta condição pode resultar em um desafio para a operação segura da usina. Este é um dos mais sérios impactos que uma condição de subfrequência pode causar em uma usina PWR. Uma das soluções para o problema é isolar as bombas de refrigeração do reator do sistema se a queda de frequência exceder determinado valor. Isto requer a aplicação de relés de frequência para desligar o reator e o gerador a um nível de frequência que permita que uma bomba de refrigeração isolada realize suas funções.

Nas usinas nucleares de Reatores de Água em Ebulição (BWR), existe proteção de subfrequência devido aos problemas que podem ser causados pela subfrequência nos equipamentos de segurança da usina. Existem vários fatores que devem ser considerados no ajuste dos relés de subfrequência: suas características, as características dos grupos motor-gerador que fornecem energia ao sistema de proteção do reator e as características dos esquemas de segregação de carga do sistema.

1.11.3 – Usinas hidroelétricas

As turbinas hidráulicas, de modo geral, podem tolerar mais variações de frequência que as demais. Por isso, geralmente, não se utiliza proteção de subfrequência se a unidade geradora for dotada de proteção de sobre-excitação.

Na ocorrência de rejeições de carga, podem ocorrer sobrevelocidades superiores a 150% da nominal. É responsabilidade do sistema de regulação de velocidade retornar com a máquina à velocidade nominal em alguns segundos. Em caso de falha no regulador de velocidade, a máquina entrará em sobrevelocidade aproximando-se rapidamente a 200% da velocidade nominal. Desta forma, é prática comum a existência de proteções de sobrevelocidade, mecânicas e elétricas nestas unidades. Estas proteções, que fazem parte do sistema de regulação de velocidade, não devem atuar para sobrefrequências que possam ser controladas pelas atuações dos Reguladores de Velocidade. Elas não devem atuar para rejeições totais de carga nos terminais da máquina, com queda máxima e plena abertura do distribuidor. Normalmente, as máquinas são dotadas de uma proteção elétrica de sobrevelocidade e uma proteção mecânica de sobrevelocidade.

A figura 1.14 mostra a curva de variação potência x frequência (*speed droop*) em uma usina hidroelétrica, onde o ângulo de inclinação da reta é chamado de estatismo da usina. O gráfico mostra que a potência nominal Pn corresponde à frequência nominal. No caso de uma rejeição total de carga no sistema, a curva mostra que a frequência da usina não irá retornar ao valor nominal, mas sim para um valor igual ao nominal somado com o estatismo multiplicado pela frequência nominal, ou seja, para um sistema de 60 Hz e uma usina com estatismo de 5%, a frequência irá se estabilizar em 63 Hz no caso de uma rejeição total de carga. Nestes casos, o valor nominal da frequência deve ser restabelecido pelo Operador, por meio dos controles existentes para esta finalidade. Quando a rejeição de carga é local, é dado um comando ao regulador de velocidade ao ser detectada máquina fora do sistema, para automaticamente fazer

retornar a frequência ao valor nominal. Por esta razão, deve se levar em conta o estatismo da usina ao se ajustar o nível de atuação da proteção de sobrevelocidade elétrica ou de uma proteção de sobrefrequência de retaguarda.

Proteções elétricas de sobrevelocidade

A proteção elétrica de sobrevelocidade normalmente é realizada por um relé eletrônico de velocidade localizado no painel do regulador de velocidade da máquina, cuja função de proteção é provocar a parada da unidade geradora quando seus ajustes de nível e temporização forem excedidos. A parada deve ser feita pela atuação no sistema hidráulico do regulador de velocidade (atuação direta nas válvulas solenoides de parada e no relé de bloqueio mecânico de parada normal).

Este relé normalmente é ajustado em função dos testes de rejeição de carga máxima nos terminais da máquina (com queda máxima e máxima abertura do distribuidor, para se obter a máxima sobrefrequência) e não deve atuar nestes casos. No comissionamento, é levantada a curva de variação da frequência com o tempo com rejeição à plena carga nos terminais da máquina. De posse desta curva, determina-se o nível de frequência que se que ajustar e a temporização necessária para que o mesmo não atue durante rejeições de carga cuja frequência pode ser controlada por ação de regulação.

A figura 1.75 ilustra o método de ajuste das proteções de sobrefrequência, utilizando a curva de variação da frequência durante rejeição de plena carga da máquina. Para um ajuste no nível f1, a temporização deve ser superior a t1. Para um ajuste no nível 2, a temporização deve ser superior a t2. Sugere-se que o nível de ajuste seja superior a Fn (1+ S%), onde S é o estatismo da máquina (valor típico S = 5% = 0,05) e Fn é a frequência nominal.

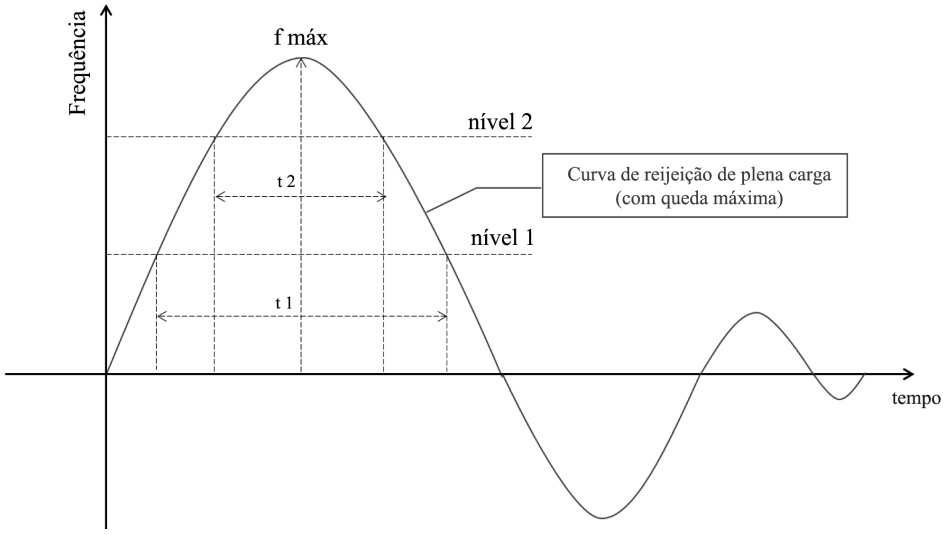


Figura 1.75 – Ajustes das proteções de sobrefrequência

Esta proteção atua antes da proteção mecânica de sobrevelocidade e sua atuação deve provocar a parada da unidade geradora, devido à atuação direta sobre as válvulas solenoides de parada de emergência. Isto porque, em caso de sobrefrequência provocada por falha no regulador, não adianta comandar a parada da máquina sob controle do mesmo, que não haverá sucesso.

Caso o problema que provocou a sobrefrequência seja no regulador, a máquina irá parar, sob o comando das solenoides de parada e deve haver intervenção da manutenção para a verificação do problema ocorrido no regulador eletrônico de velocidade. Caso seja um problema mecânico na turbina, a máquina não irá parar. Embora ocorra o fechamento do distribuidor, sua velocidade irá aumentar, ocorrendo, então, a atuação da proteção mecânica de sobrevelocidade. Concluindo, a ação da proteção deverá ser sempre de comandar a parada da máquina por meio das válvulas solenoides de parada.

Em caso de utilização de relés de frequência dos painéis de proteção das unidades geradoras como proteção de retaguarda, a filosofia de atuação deve ser a mesma, ou seja, sua atuação deve comandar a parada da unidade geradora, atuando diretamente no sistema hidráulico, além de desconectar a unidade geradora do sistema.

Proteções mecânicas de sobrevelocidade

Consiste de um pêndulo centrífugo (pêndulo de Watt), acoplado ao eixo da máquina, e que atua como último recurso em caso de sobrevelocidades não controladas. Seu ajuste é superior à máxima sobrefrequência que ocorre em casos de rejeições totais de carga. O valor típico de ajuste é 94 Hz (varia de acordo com a inércia de cada máquina). Sua atuação deve comandar a parada de emergência com bloqueio da unidade geradora, com rejeição de carga e fechamento da comporta da tomada d'água, já que esta atuação só é esperada em casos nos quais a atuação da proteção elétrica de sobrevelocidade não conseguir provocar a parada da unidade, caracterizando, desta forma, um problema mecânico na mesma.

Proteções de subfrequência

Subfrequências ocorrem em unidades geradoras em função de perda de geração ou aumento súbito de carga, quando a potência mecânica da turbina se torna menor que a potência elétrica consumida pela carga. Estas subfrequências normalmente ocorrem em casos de formação de ilhas, nas quais a geração resultante é inferior à carga ilhada. Não havendo folga de geração nas unidades geradoras ilhadas, o controle da frequência da área deve ser feito pelo corte de carga, seja por frequência absoluta ou por taxa de variação de frequência. Em ambos os casos, convém atentar que o corte de carga só será bem-sucedido se as condições de tensão na ilha forem suficientes para assegurar a operação dos relés de frequência, visto que estes apresentam unidades de bloqueio por subtensão.

As unidades geradoras hidráulicas normalmente não são dotadas de proteções de subfreqüência, já que elas não são afetadas pela operação em baixas frequências por pequenos

tempos. O problema da operação em subfrequência é que, se ele for acompanhado de operação em tensão plena, pode ocorrer sobre-excitação do gerador e do transformador elevador, o que resulta em aquecimento generalizado da unidade geradora, podendo danificá-la, se esta operação for prolongada.

Por isso é que as unidades geradoras hidráulicas são dotadas de proteções de sobre-excitação, que medem a relação V/Hz. Portanto, máquinas dotadas desta proteção não necessitam de proteções de subfrequência. Outro dado adicional é com relação à capacidade de sobre-excitação das unidades hidráulicas. De acordo com as normas ANSI C.50.13.1989 e C.50.12.1982, as unidades geradoras devem ser capazes de operar continuamente com a relação V/Hz, não superando 1,05 pu. Isto significa que, à tensão nominal, a máquina deve ser capaz de operar continuamente com uma subfrequência de 57 Hz, sem atuação de proteção. Desta forma, não se recomenda a aplicação de proteções de subfrequência em unidades geradoras dotadas de proteção contra sobre-excitação. Em caso de utilização de proteção de subfrequência como retaguarda da proteção de perda de excitação, seus ajustes devem ser compatibilizados com os ajustes dos esquemas regionais de alívio de carga das regiões.

1.11.4 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de frequência

As proteções de subfrequência devem apenas desconectar as unidades geradoras do sistema, não devendo atuar na sua parada.

As proteções de sobrefrequência e as proteções elétricas de sobrevelocidade associadas aos reguladores de velocidade devem provocar a parada da máquina diretamente por meio do sistema hidráulico, atuando via o relé de parada específico, que poderá ou não bloquear a partida da máquina.

As proteções mecânicas de sobrevelocidade associadas aos reguladores de velocidade devem provocar a parada da máquina pelo relé de bloqueio específico, que deverá provocar o fechamento da comporta da tomada d'água.

1.12 – Proteção para perda de excitação

A perda de excitação do gerador ocorre quando o sistema de excitação não consegue atender aquadamente aos níveis necessários de corrente e tensão de campo necessários para operação síncrona da unidade geradora. A falha de fornecimento de corrente contínua pode ser parcial ou total, o que provoca redução repentina na geração do campo magnético nos enrolamentos do rotor.

Este tipo de falha, quando não detectada pelo sistema de proteção, poderá trazer graves consequências ao gerador devido à violação dos limites de estabilidade e dos limites térmicos associados à região subexcitada da curva de capabilidade.

Dentre os tipos de falhas que provocam perda de excitação, destacam-se: a perda da excitatriz principal; abertura ou curto-circuito do enrolamento de campo; falhas no regulador de tensão ou erro de operação.

1.12.1 – Consequências da perda de excitação

A perda de excitação faz com que o acoplamento magnético entre o rotor e o estator seja enfraquecido, dada a redução do fluxo magnético nos eixos direto e de quadratura.

A diminuição do fluxo e a redução momentânea da potência ativa de saída da máquina provocam a aceleração do gerador e este passa a funcionar como gerador de indução. Quando a máquina não é desligada do sistema após a perda de excitação, o gerador irá perder o sincronismo.

A operação assíncrona do gerador provoca aquecimento excessivo do rotor, pois o escorregamento que passa a existir no gerador faz com que aumente a circulação de correntes induzidas no enrolamento e no corpo do rotor, nas ranhuras, nos anéis de retenção e nos enrolamentos amortecedores. Este efeito é um pouco mais severo nos geradores de polos lisos, pois nos enrolamentos amortecedores dos geradores de polos salientes circulam as correntes induzidas com a frequência de escorregamento.

O limite de aquecimento da região das cabeças das bobinas do estator pode ser violado devido ao aumento do enlace de fluxo devido à baixa excitação. Quando o nível de excitação é baixo, o anel de retenção não está saturado e o fluxo de dispersão é alto. Nesta condição, as correntes parasitas circulam nesta laminação, o que provoca aquecimento nesta região.

O gerador submetido à perda de excitação também passa a absorver grande quantidade de potência reativa a fim de obter a excitação do sistema. O fluxo excessivo de potência reativa provoca aumento da corrente estatórica, podendo gerar sobreaquecimento excessivo nos seus enrolamentos. A potência ativa do gerador, temporariamente, continua sendo fornecida conforme demandada pelo sistema de potência, devido à inércia da unidade geradora.

Os geradores eletricamente próximos à unidade geradora sob falta e o sistema elétrico também são impactados pelos efeitos da perda de excitação, dada a necessidade suprir a potência reativa da máquina que perdeu a excitação.

Os impactos nos geradores próximos poderão ser a sobrecarga nos sistema de excitação, devido à necessidade de sobre-excitação do campo, e a sobrecarga no estator. Em geradores conectados a sistemas mais robustos, estes efeitos são minimizados.

No sistema elétrico, os impactos estão diretamente relacionados com a sua capacidade de atender a demanda de reativo do gerador sob falta. Os efeitos relacionados são a redução de tensão da rede em sistemas de menor porte, déficit de reativo para os demais equipamentos, problemas relacionados à estabilidade e desligamentos indevidos de linhas de transmissão.

1.12.2 – Características da perda de excitação

As principais características da perda de excitação estão relacionadas à redução de tensão terminal, grande absorção de potência reativa e aumento da corrente do estator e aceleração do gerador, levando à perda de sincronismo. A figura 1.76 mostra um exemplo da caraterística da perda de excitação até o momento no qual o gerador perde o sincronismo.

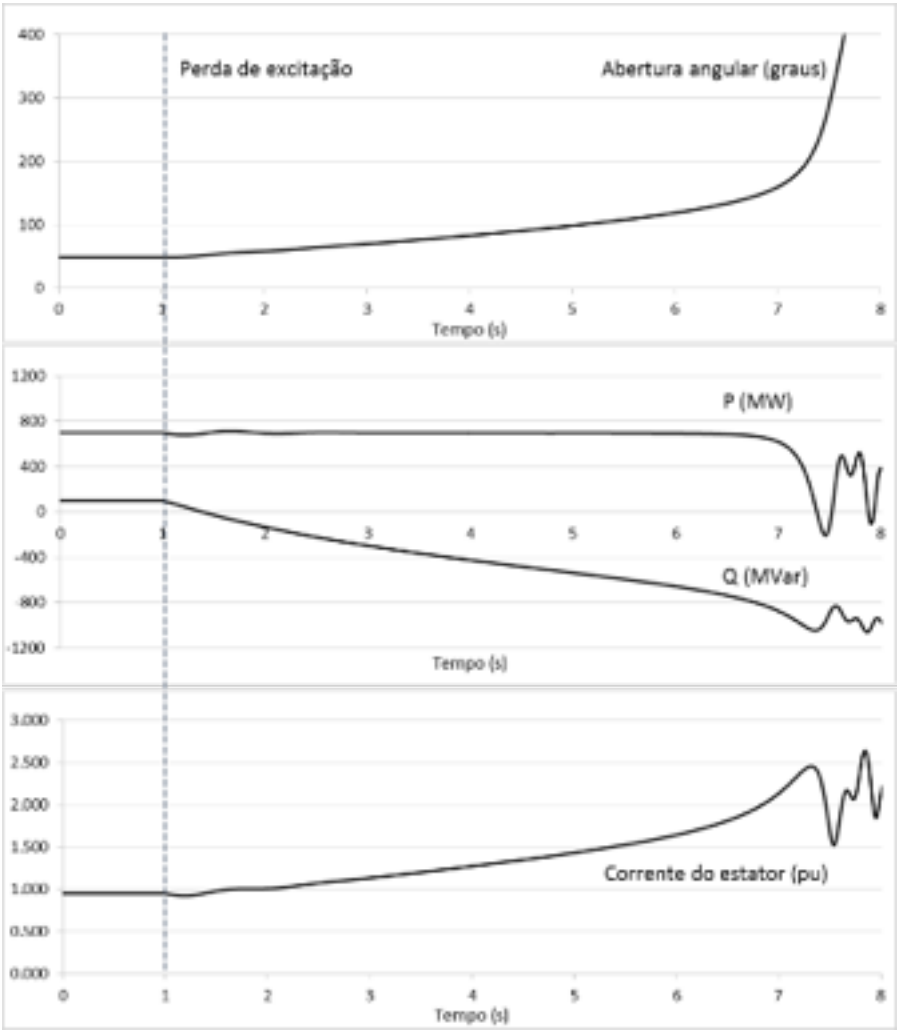


Figura 1.76 – Característica da perda de excitação

A figura 1.77 mostra a trajetória de impedância, admitância e de potências ativas e reativas vistas pelo terminal do gerador durante a perda de excitação. A trajetória inicia-se em um ponto de operação pré-falta dentro da curva de capabilidade para uma região que indica grande absorção de potência reativa (subexcitação).

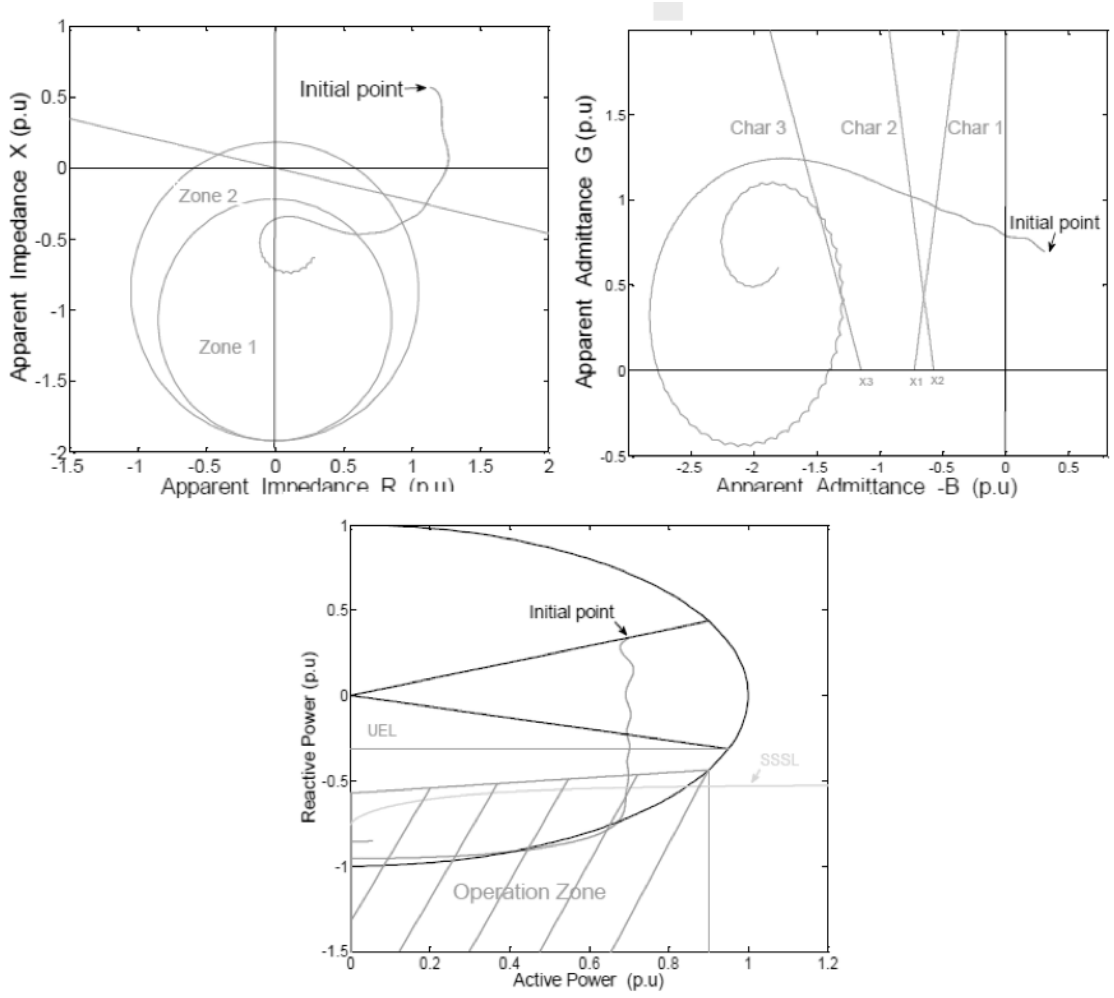


Figura 1.77 – Característica da perda de excitação nos planos R-X, G-B e P-Q

As características da perda de excitação dependem de uma série de fatores como: carregamento pré-falta, tipo de perda de excitação, características do gerador, a ação do regulador automático de tensão e a impedância do sistema.

1.12.3 – Filosofia da proteção de perda de excitação

No passado, foram utilizados relés de subcorrente e relés de potência no circuito de campo para detectar perda de excitação. Entretanto, os geradores mais modernos podem operar com valores muito baixos de corrente de excitação, tornando esses métodos inadequados. Quando a máquina perde a excitação, o parâmetro que mais varia é a impedância vista dos terminais

do gerador. A perda de excitação provoca queda na tensão terminal e aumento da corrente no estator. A impedância aparente, vista do terminal da máquina, irá diminuir e seu fator de potência, variar. O método mais adequado para proteger um gerador contra perda da excitação consiste em medir a impedância em seus próprios terminais, utilizando um relé de distância. A figura 1.78 resume as trajetórias de impedâncias medidas no plano complexo para distintos casos de perda de excitação e a característica superposta no mesmo diagrama de um relé para detecção da perda de excitação.

A característica deste relé deve ter um diâmetro igual a xd e um deslocamento abaixo da origem de x'd/2, onde xd e x'd são, respectivamente, as reatâncias síncrona e transitória de eixo direto do gerador. Às vezes, este relé é complementado com um critério adicional de detecção de subtensão. Normalmente, este relé é temporizado na faixa de 0,25 s a 1 s para evitar atuações durante oscilações de potência no sistema, durante as quais a impedância vista dos terminais do gerador pode transitoriamente penetrar na característica de operação do relé.

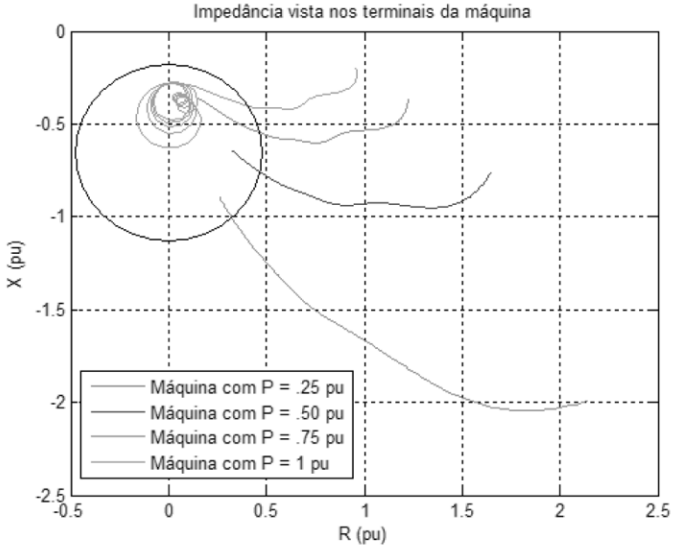


Figura 1.78 – Ajustes das proteções de perda de excitação

1.12.4 – Proteção convencional de uma zona de atuação - Mason

C. R. Mason, em 1949, introduziu o conceito de se utilizar um relé de distância para detectar a perda de excitação. O esquema proposto consistiu de um relé de distância monofásico que obtém medição da impedância pela medição da tensão fase-fase e a diferença entre as correntes de fase nos terminais do gerador.

A característica (figura 1.79) consiste de um círculo MHO com *off-set* negativo igual à metade da reatância transitória de eixo direto (X'd/2) e de diâmetro igual à reatância de eixo direto do gerador. O *off-set* negativo tem o objetivo de evitar que o relé opere para faltas externas próximas ao gerador.

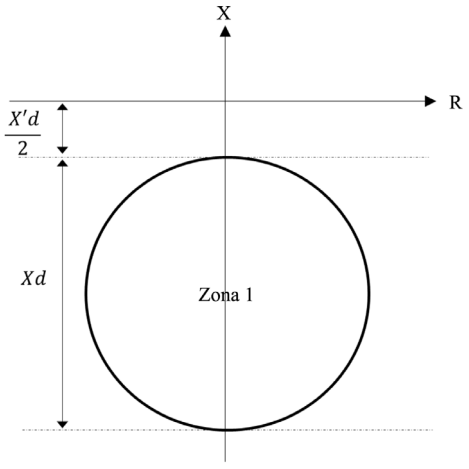


Figura 1.79 – Caracterítica da proteção convencional de uma zona de atuação

A temporização para disparo do esquema deverá considerar o tempo em que os efeitos da perda de excitação representariam danos ao gerador e a não atuação para oscilações estáveis.

1.12.5 – Proteção de duas zonas de atuação - Berdy

O esquema com duas zonas de proteção de característica MHO, proposto por J. Berdy, buscou atender a aplicação em geradores com valores elevados de reatância de eixo direto (Xd). A aplicação de apenas uma zona de atuação com diâmetro elevado aumentaria os riscos da operação durante oscilações estáveis.

A característica (figura 1.80) consiste de dois círculos MHO com *off-set* negativo igual à metade da reatância transitória de eixo direto (X'd/2). A zona 1, com diâmetro igual a 1 pu, seria sensibilizada para as condições mais severas de perda de excitação, com o carregamento pré-falta elevado. A zona 2, com diâmetro igual à reatância de eixo direto (Xd), seria sensibilizada para perda de excitação durante operação em carga leve.

$$Zona\ 1: \quad Offset = -\frac{X'd}{2} \qquad Diâmetro = 1pu$$

$$Zona\ 2: \quad Offset = -\frac{X'd}{2} \qquad Diâmetro = Xd$$

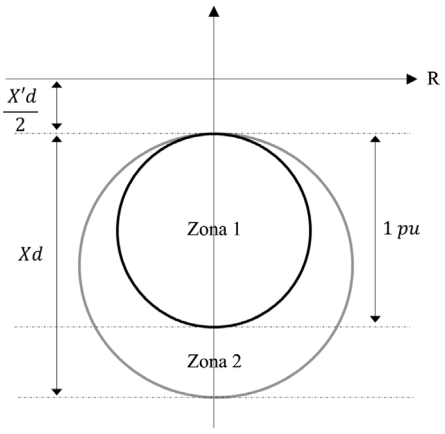


Figura 1.80 – Característica da proteção de duas zonas de atuação

A norma IEEE C37.102 TM sugere temporização de disparo para a zona 1 de aproximadamente 0,1 s e o Guia Internacional de Proteção de Geradores Síncronos do Cigré sugere tempo inferior 0,3 s. Para a zona 2, os tempos sugeridos são entre 0,5 s 1,5 s.

Para os geradores com reatância de eixo direto menor ou igual a 1pu, a característica será de apenas uma zona de atuação.

1.12.6 – Proteção de duas zonas com off-set positivo e unidade direcional

Esta característica consiste de duas zonas MHO com *off-set* postivo e uma unidade direcional. Uma unidade de supervisão de tensão também poderá ser adicionada ao esquema.

A zona 1 tem *off-set* negativo igual à metade da reatância transitória de eixo direto (X'd/2) e o alcance desta unidade coincide com o limite do alcance da zona 2. A zona 2 tem *off-set* positivo, que é a retância equivalente do sistema vista do terminal do gerador (Xe), e o alcance da unidade é ajustado em 110% da reatância de eixo direto (1,1·Xd), com o objetivo de coordenar com o limite de estabilidade de regime permanente (figura 1.81).

A norma IEEE C37.102TM [26] também sugere o ajuste do alcance negativo da zona 2 em 125% do SSSL (alcance negativo de 1,25·Xd), com o intuito de melhorar a sensibilidade para os casos onde há grande separação entre o SSSL e a curva de capabilidade.

A unidade direcional visa prevenir disparo para falhas externas e monitora o fluxo de reativos para o gerador quando ocorre a perda de excitação. A inclinação da unidade direcional deve estar entre 10 e 20 graus, sendo usualmente ajustada no ângulo de fator de potência nominal do gerador.

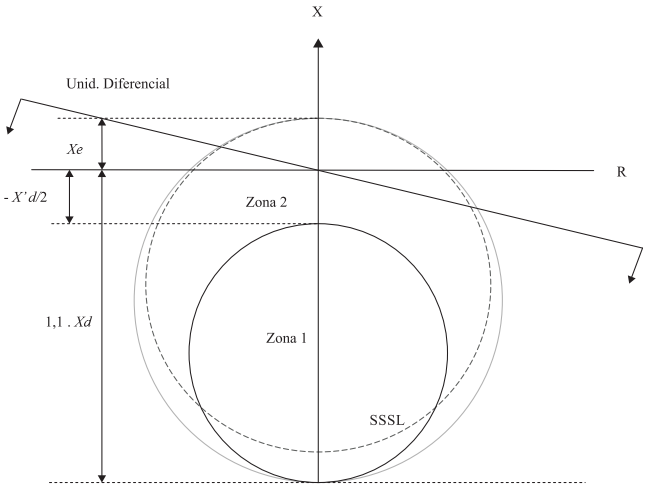


Figura 1.81 – Característica da proteção de duas zonas de atuação com *off-set* positivo

A figura 1.82 mostra o efeito da variação da frequência nas características de operação deste tipo de proteção, para as condições 10% acima e 10% abaixo da frequência nominal. Podemos observar que o diâmetro do círculo aumenta com o aumento da frequência e diminui com a queda desta. Na prática, esta variação é benéfica, uma vez que o aumento da frequência está associado com a redução da carga no sistema, o que significa um ponto mais remoto no diagrama R-X do que seria para a frequência normal ou reduzida. Para variações de frequência desta ordem, praticamente não haverá tendência de operação da proteção em condições de oscilação ou perda de sincronismo. Uma redução mais severa da frequência, para 50 Hz ou 52 Hz, fará com que a característica se desloque mais ainda no sentido dos ponteiros do relógio e, neste caso, poderá ocorrer operação do relé durante oscilações.

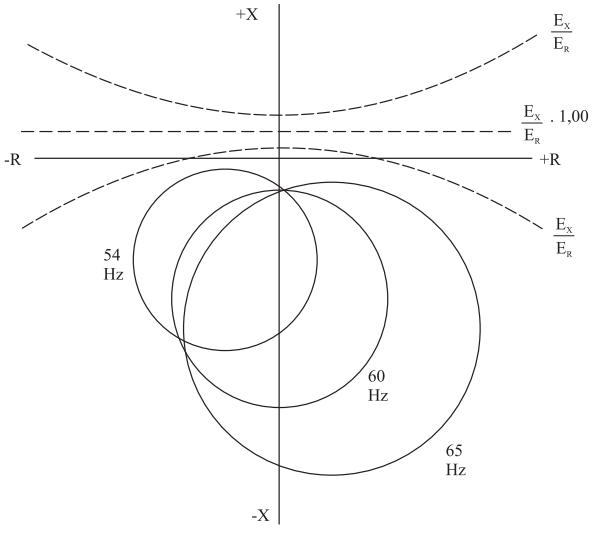
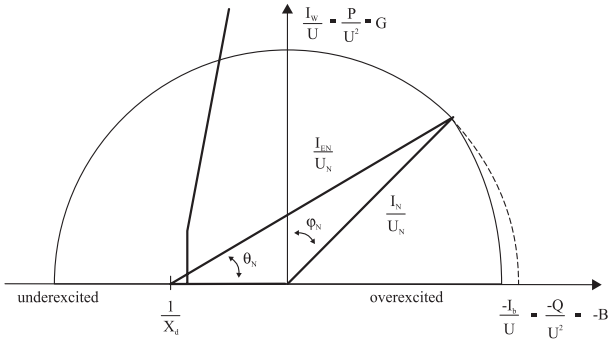


Figura 1.82 – Efeito da variação da frequência

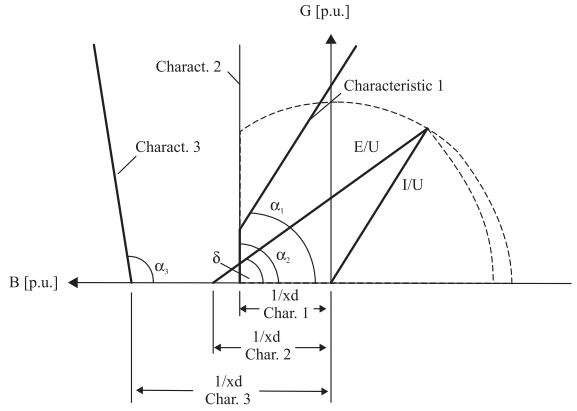
1.12.7 – Proteção por relé de admitância

As características apresentadas no diagrama R-X para as proteções de perda de excitação podem também ser apresentadas no diagrama de admitâncias $P/V^2/Q/V^2$, o mesmo no qual é plotada a curva de capabilidade do gerador para uma dada tensão. As figuras 1.83 e 1.84 mostram, respectivamente, a curva de capabilidade do gerador e a característica da proteção, por meio de relé de admitância. Um círculo no diagrama R-X corresponde a duas semirretas no diagrama de admitância.



U_N	Rated Voltage	I_W	Active Current
I_N	Nominal Current	$-I_b$	Reactive Current
I_{EN}	Rated Excitation current	G	Conductance
θ_N	Rated Pole Angle (rotor angle)	B	Susceplance
φ_N	Rated Load Angle	P	Active Power
X_d	Synchronous Reactance	Q	Reactive Power
U	Terminal Voltage		

Figura 1.83 – Curva de capabilidade do gerador



Where

$$G\,[p.u.] = \frac{P / S_N}{(U / U_N)^2}$$ Conductante per unit

$$B\,[p.u.] = \frac{-Q / S_N}{(U / U_N)^2}$$ Susceptance per unit

Figura 1.84 – Característica da proteção de perda de excitação – plano de admitâncias

1.13 – Proteção para perda de sincronismo

Existem muitas combinações de condições operativas, faltas e outros distúrbios que podem ocasionar a perda de sincronismo entre duas partes de um sistema ou entre dois sistemas interligados. Existe, ainda, a possibilidade da perda de sincronismo de uma unidade geradora que opera em paralelo com outras unidades, em uma mesma usina, em caso de perda de excitação. A perda de sincronismo provoca altas correntes e forças nos enrolamentos do gerador e altos níveis de torques transitórios no eixo, que podem danificá-lo. O transformador elevador da unidade também será submetido a correntes muito elevadas que irão provocar esforços mecânicos excessivos em seus enrolamentos. Serão apresentadas, neste tópico, as características da perda de sincronismo e os principais métodos utilizados para proteção.

O caso mais comum de perda de sincronismo de uma unidade geradora em uma usina de várias unidades é a perda de excitação. Como as unidades geradoras são dotadas de proteção de perda de excitação, não é prática usual dotar as unidades geradoras de proteção de perda de sincronismo.

A ocorrência de perda de sincronismo é mais provável quando ocorre entre áreas do sistema elétrico ou entre uma usina e o sistema interligado. Normalmente, nestas situações, o centro elétrico da perda de sincronismo ocorre no sistema ou nas linhas de interligação entre a usina e o sistema. E a proteção de perda de sincronismo é colocada nestas linhas, em pontos estratégicos, para provocar a separação dos sistemas ou de determinada usina que tenha perdido o sincronismo.

1.13.1 – Características da perda de sincronismo

A figura 1.85 mostra o caso de um gerador conectado a um sistema. Quando da perda de excitação, a tensão terminal decresce, a corrente do estator aumenta, resultando em um decréscimo da impedância vista dos terminais do gerador.

A impedância vista dos terminais do gerador é dada pela expressão:

$$\underline{Z}_R = \frac{\underline{E}_A\,\underline{Z}}{\underline{E}_A - \underline{E}_B} - jX'_d \;\rightarrow\; \underline{Z}_R = \frac{\underline{Z}}{1 + \frac{E_B}{E_A}e^{-j\delta}} - jX'_d$$

$$\text{with}: \; \underline{Z} = jX'_d + jX_T + \underline{Z}_N$$

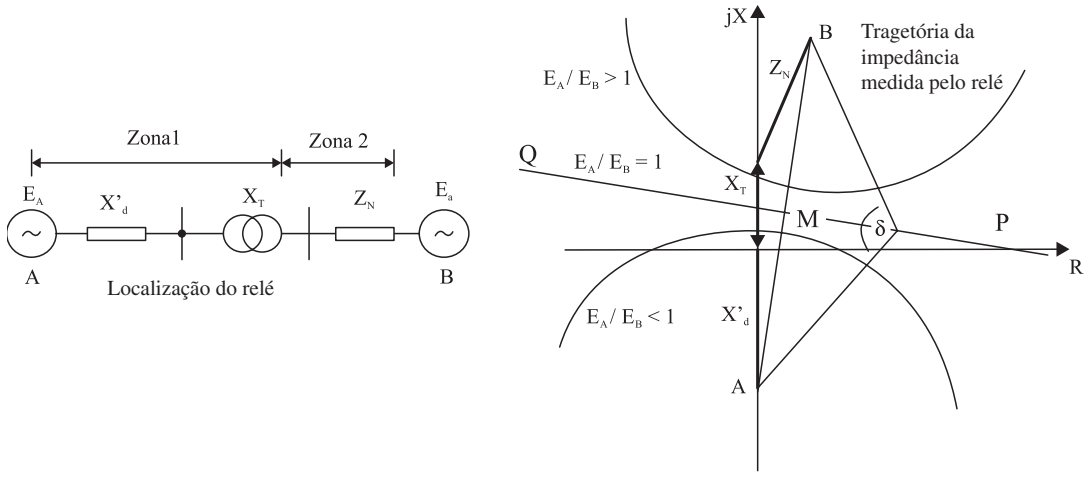


Figura 1.85 – Trajetórias da impedância vista dos terminais do gerador durante a perda de sincronismo

Quando a relação $E_A/E_B = 1$, a característica é a reta perpendicular ao segmento A-B, passando pelo ponto médio deste segmento, M, que é denominado de Centro Elétrico do Sistema. O ângulo δ é o ângulo entre as tensões internas das duas fontes. À medida que E_A avança em relação a E_B, a trajetória se move do ponto P em direção ao ponto Q. Quando a trajetória intercepta a linha de impedância total A-B, os sistemas estão 180º defasados. Este ponto é o centro elétrico do sistema e representa uma falta trifásica. Se o sistema B avançar em relação ao sistema A, a trajetória terá o sentido de Q para P.

Os casos gerais, para vários valores da relação entre as tensões das fontes, são representados por círculos, com centros no segmento A-B, conforme mostrado na figura 1.85.

Quando a relação E_A/E_B for maior que 1, o centro elétrico estará acima da linha PQ. Quando a relação E_A/E_B for menor que 1, o Centro Elétrico estará abaixo da linha PQ. Em ambos os casos, as trajetórias são círculos com centro na reta A-B.

Os centros elétricos dos sistemas variam de acordo com as variações das impedâncias dos sistemas e tensões internas equivalentes dos geradores. A taxa de deslizamento entre os sistemas depende dos torques acelerantes e das inércias dos sistemas. Os estudos de estabilidade transitória fornecem o melhor meio de determinar a taxa de deslizamento e a trajetória da oscilação, de modo a localizar o centro elétrico do sistema. Quando a trajetória da oscilação é conhecida, o melhor esquema de detecção de perda de sincronismo pode ser selecionado.

Existem vários esquemas para detectar perda de sincronismo de geradores, basicamente baseados na mesma filosofia de detecção, ou seja, verificação da variação da impedância vista dos terminais do gerador.

A figura 1.86 mostra em destaque o lugar geométrico que percorre a impedância vista do terminal do gerador em caso de perda de excitação. Este é um caso particular que pode provocar a perda de sincronismo de um gerador em uma usina.

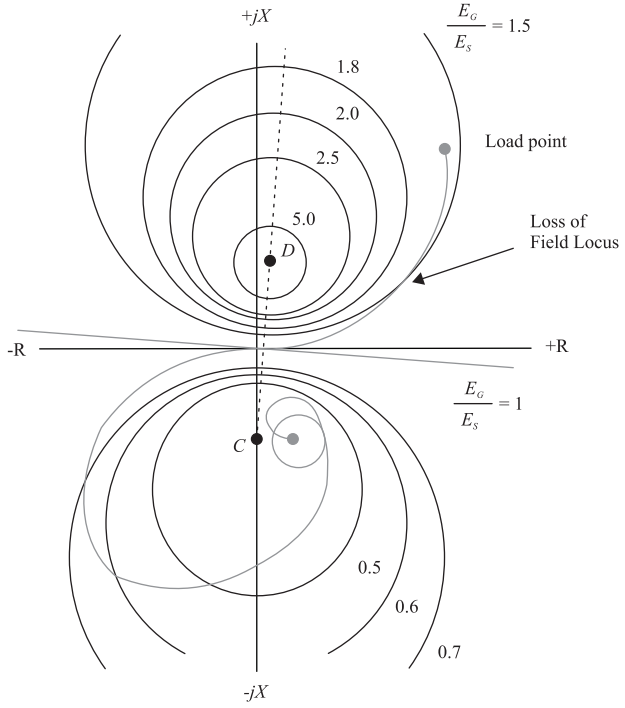


Figura 1.86 – Trajetórias da impedância vista dos terminais do gerador durante a perda de excitação

1.13.2 – Esquemas de detecção de perda de sincronismo para geradores

Os esquemas de proteção utilizados para detectar perdas de sincronismo de unidades geradoras são essencialmente os mesmos que são utilizados para detectar perdas de sincronismo em linhas de transmissão. Os principais esquemas são descritos a seguir.

1.13.2.1 – Proteção de perda de excitação

Esta proteção, vista anteriormente, fornece algum grau de proteção de perda de sincronismo para as oscilações que passam pelo gerador.

1.13.2.2 – Proteção por relés de distância tipo MHO

Um relé de distância tipo MHO monofásico ou trifásico pode ser conectado no lado de alta tensão do transformador elevador, olhando para o gerador e seu transformador, conforme a figura 1.87.

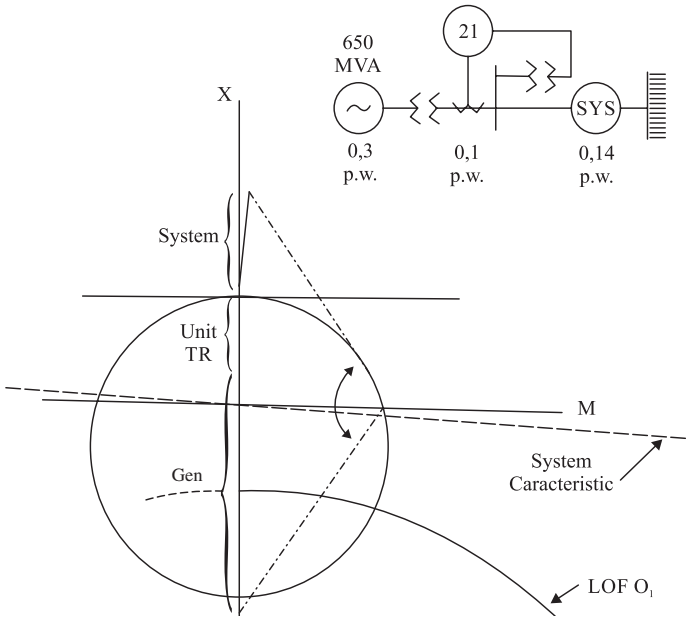


Figura 1.87 – Proteção por relé de distância tipo MHO

As vantagens deste esquema são sua simplicidade, sua habilidade em fornecer proteção de retaguarda para falhas no transformador e parte dos enrolamentos do gerador, facilidade em detectar energização trifásica indevida do gerador e o fato de poder atuar antes que o ângulo de defasagem entre as tensões atinja 180º. Suas desvantagens são que, sem supervisão, uma característica abrangente é suscetível de atuações em oscilações recuperáveis e uma característica menos abrangente permite o disparo dos disjuntores do gerador para ângulos de defasagem entre as tensões próximas a 180º.

1.13.2.3 – Proteção por esquema de blinder simples

Um esquema de *blinder* simples está mostrado na figura 1.88. Os *blinders* são supervisionados por uma unidade de distância tipo MHO, que é ajustada com seu alcance limitado, de modo a permitir atuação somente para eventos que provoquem a formação de centro elétrico próximo à usina, bloqueando sua atuação para eventos que provoquem as atuações dos *blinders*, mas estão fora do alcance da unidade MHO. Os *blinders*, a unidade MHO e uma lógica associada irão avaliar as condições de perda de sincronismo por meio da supervisão da variação da impedância vista dos terminais do gerador quando da oscilação.

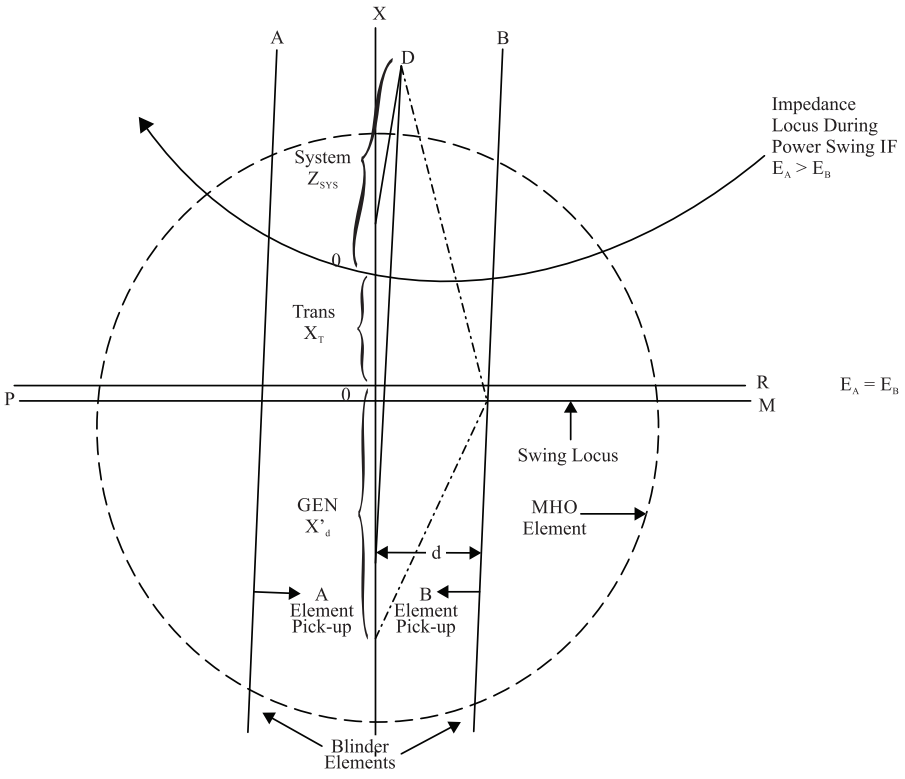


Figura 1.88 – Esquema de *blinder* simples

As vantagens da utilização deste esquema com relação ao esquema que utiliza relé tipo MHO podem ser visualizadas com o auxílio da figura 1.89.

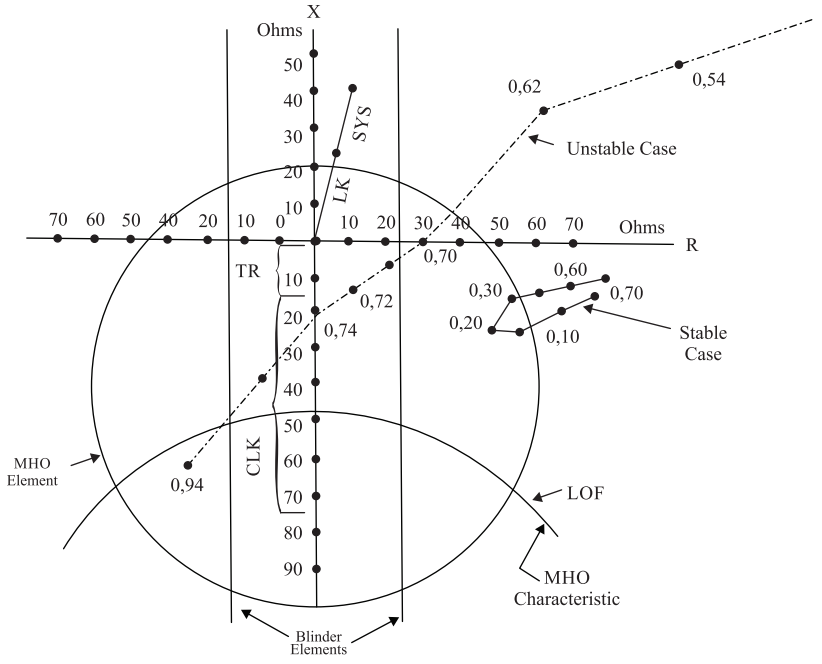


Figura 1.89 – Exemplo para casos estáveis e instáveis

À medida que aumentarmos o diâmetro do círculo MHO da figura 1.89, para aumentarmos a sensibilidade para oscilações no gerador, é possível termos uma atuação incorreta para a oscilação recuperável mostrada na figura. Todavia, o emprego dos *blinders* evita esta situação. O esquema utilizando os *blinders* também permite o disparo dos disjuntores em ângulos mais favoráveis. Para o ajuste das impedâncias dos *blinders*, são necessários estudos de estabilidade transitória.

1.13.2.4 – Proteção por esquema de dupla lente ou duplo blinder

Estes esquemas operam de modo similar ao esquema descrito no item anterior. O esquema de duplo *blinder* também requer um relé de supervisão por segurança. O elemento mais externo opera quando a oscilação penetra em sua característica no ponto F. O elemento MHO no esquema de duplo *blinder* opera antes do elemento mais externo (figura 1.90). Se a impedância permanecer entre as características externa e interna por um tempo superior a um tempo ajustado, a situação é reconhecida como uma condição de perda de sincronismo pelo circuito lógico. Quando a impedância penetrar na característica interna, o circuito lógico se sela. À medida que a oscilação passar pelo elemento interno, o tempo de sua trajetória deve exceder um tempo pré-ajustado até alcançar a característica externa. O disparo não ocorre até que a impedância saia da característica externa ou, no esquema *blinder* duplo, até que o relé MHO de supervisão desopere, dependendo do esquema lógico utilizado.

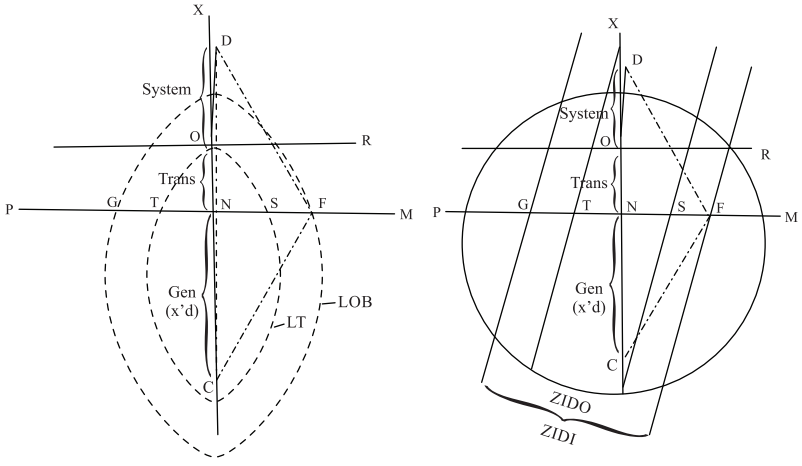


Figura 1.90 – Esquemas de dupla lente ou duplo *blinder*

1.13.2.5 – Proteção por esquema de utilização de característica tipo lente e unidade direcional

A figura 1.91 ilustra este método, no qual é utilizado, além da unidade com característica lenticular, uma unidade direcional, com o objetivo de separar as oscilações entre aquelas internas às unidades geradoras e as externas às unidades.

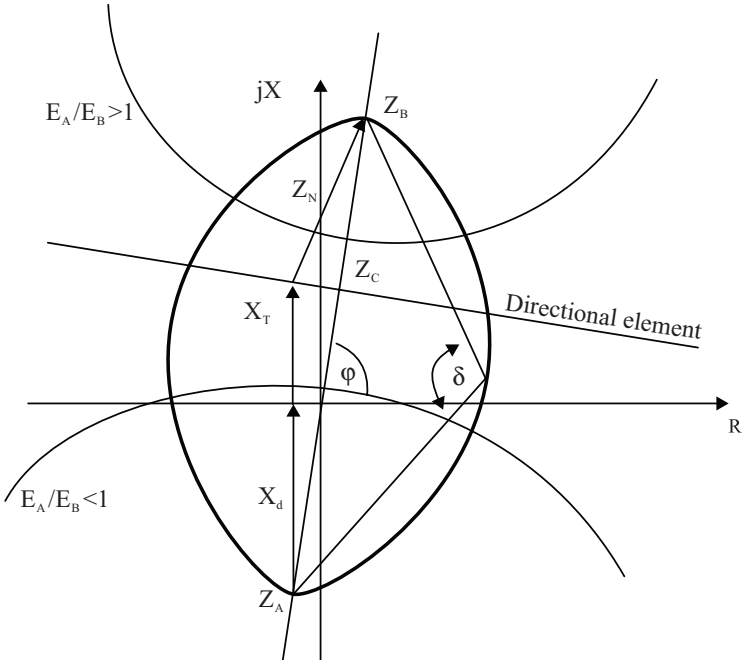


Figura 1.91 – Esquema utilizando característica tipo lente e unidade direcional

1.13.2.6 – Proteção por esquema de utilização de características quadrilaterais

A figura 1.92 ilustra este método, no qual são utilizadas duas unidades quadrilaterais. As unidades podem ser ajustadas de modo a limitar seu alcance ao barramento da usina, de modo que sua atuação fique restrita aos eventos com formação de centro elétrico na unidade geradora.

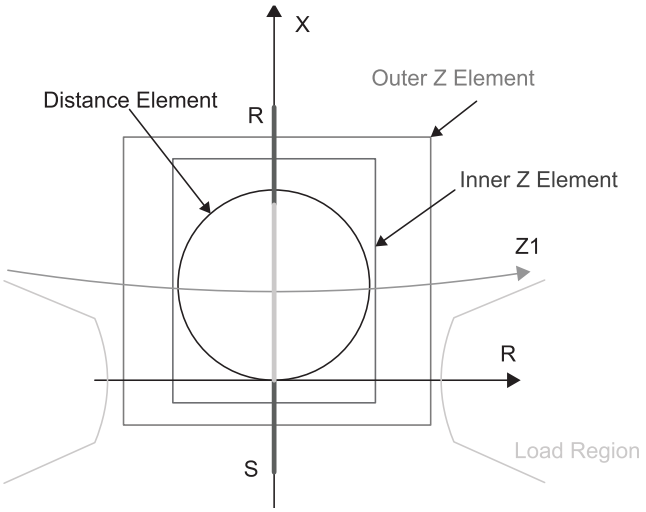


Figura 1.92 – Esquema utilizando características quadrilaterais

1.13.2.7 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de perda de sincronismo

A atuação da proteção de perda de sincronimo deve provocar a desconexão imediata da unidade do sistema, devendo a mesma permanecer girando em vazio, excitada e pronta para ressincronizar.

1.14– Proteção de balanço de tensão

Em unidades geradoras, é prática comum a utilização de dois transformadores de potencial ligados aos terminais do gerador, ou um transformador de potencial com dois enrolamentos secundários.

Os TPs são geralmente ligados estrela aterrada-estrela aterrada e possuem fusíveis no primário e fusíveis, ou *quick-lags*, no secundário. São utilizados para alimentação de tensão aos relés de proteção e ao regulador de tensão, com o uso de enrolamentos diferentes.

Na ocorrência de queima de um fusível ou abertura de um *quick-lag*, as tensões aplicadas aos relés reduzirão, podendo, inclusive, se anular, o que implica em atuações incorretas de proteções e perda de tensão para o regulador de tensão, podendo sobrexcitar o gerador.

Os relés de proteção que podem atuar incorretamente por perda de potencial são:

- Proteção de impedância (21);
- Proteção de potência reversa (32);
- Proteção de perda de excitação (40) e
- Proteção de sobrecorrente com restrição de tensão (51V).

Estes relés devem ser bloqueados quando uma situação de perda de tensão for detectada. Quando a perda de tensão para o regulador de tensão é detectada, este controle deve ser imediatamente transferido para manual para evitar sobre-excitação do gerador.

1.14.1 – Detecção por comparação de tensões

O método mais usual de detectar a perda do sinal de tensão é por um relé de balanço de tensão que compara as tensões secundárias dos dois grupos de TPs, conforme a figura 1.93.

Quando ocorre a queima do fusível ou abertura do circuito secundário, há um desbalanço entre as tensões, e o relé opera. Adicionalmente às funções de bloqueio de disparo e transferência do regulador de tensão para controle manual, a proteção também ativa um alarme. Um ajuste em torno de 15% de desbalanço entre as tensões é usual.

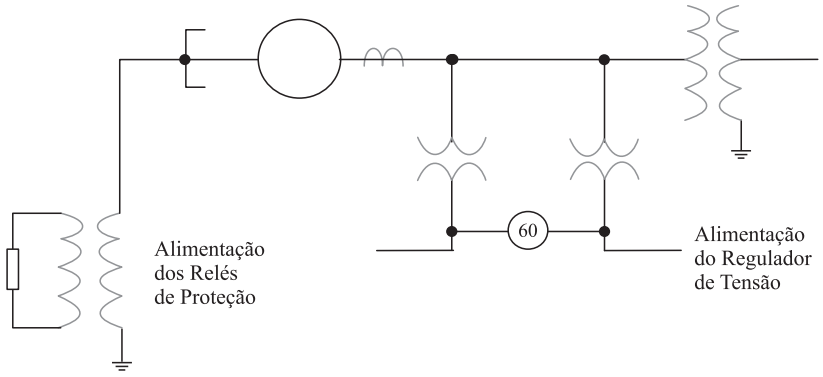


Figura 1.93 – Relé de balanço de tensão

1.14.2 – Detecção pelo método das componentes simétricas

Um método moderno de detecção de perda de potencial faz uso das relações entre as tensões e correntes de sequência durante o evento. Quando ocorre a perda de um sinal de tensão, as três tensões de fase se tornam desbalanceadas, produzindo uma tensão de sequência negativa. A tensão de sequência positiva diminui nesta situação. Para distinguir esta condição de um curto-circuito, são checadas as correntes de sequência negativa e positiva. A figura 1.94 mostra um esquema de detecção de perda de potencial em uma ou duas fases.

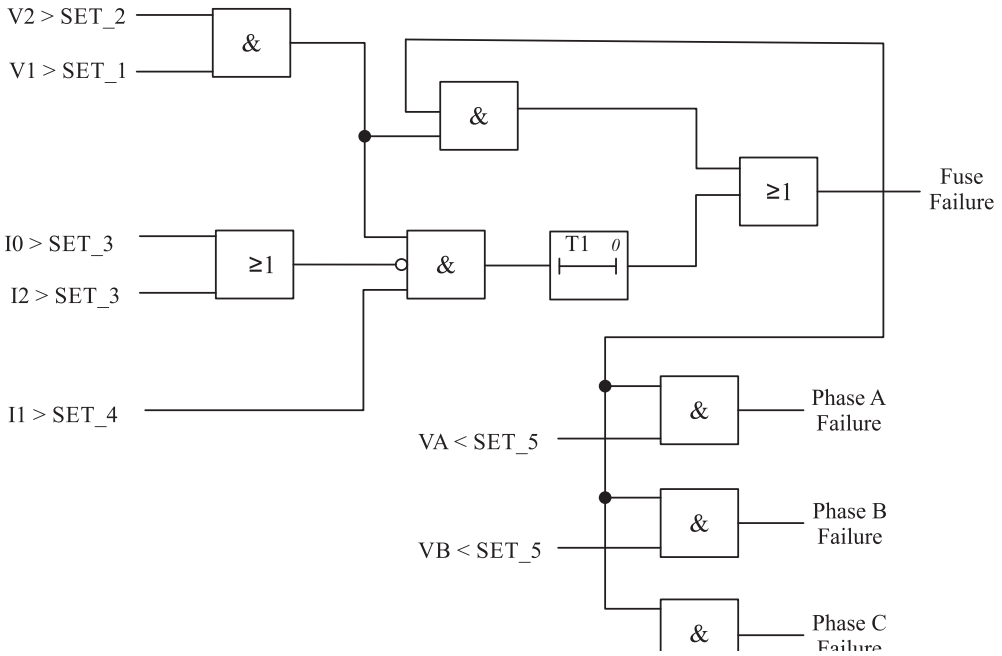


Figura 1.94 – Relé de balanço de tensão

1.14.3 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de perda de potencial

Esta proteção não provoca ação de desligamento das unidades geradoras. Sua atuação simplemente deve provocar as seguintes ações:

- Bloqueio das proteções do gerador que dependem da tensão. As seguintes proteções devem ser bloqueadas:
  - Proteção de impedância (21);
  - Proteção de potência reversa (32);
  - Proteção de perda de excitação (40) e
  - Proteção de sobrecorrente com restrição de tensão (51V).
- Transferência do modo de controle do regulador de tensão de automático para manual.

1.15 – Proteção de falha dos disjuntores da unidade

A proteção de falha(s) do(s) disjuntor(es) da unidade tem a finalidade de abrir todos os disjuntores necessários à eliminação de uma falha ocorrida na zona de proteção da unidade geradora e que tenha sido detectada por suas proteções, caso haja falha de abertura do disjuntor. Por exemplo, se uma falta ou condição anormal de operação for detectada na zona de proteção do gerador 1 da figura 1.95, os disjuntores 1 e 2 devem abrir para a eliminação do defeito. Se o disjuntor 1 não abrir dentro de um tempo pré-determinado, é necessária a abertura dos disjuntores 3 e 5 para a eliminação da falha ou condição anormal de operação.

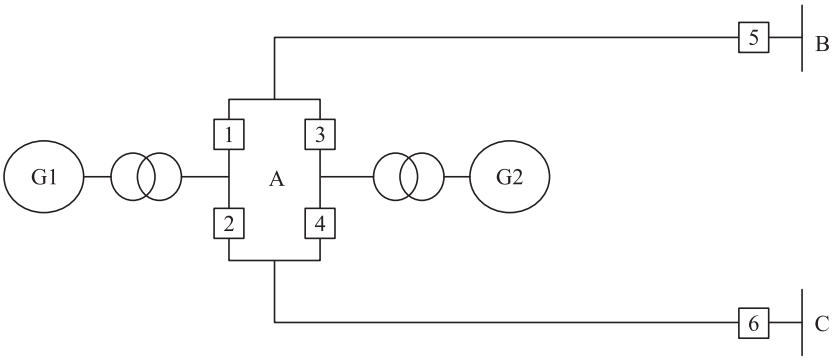


Figura 1.95 – Proteção de falha de disjuntor

A proteção de falha do disjuntor 1 é responsável pela abertura do disjuntor local 3 e deverá comandar a abertura do disjuntor 5, remotamente, por transferência de disparo.

Ocorrendo uma falha na linha A-C, os disjuntores 2 e 4 devem abrir para a eliminação do defeito. Ocorrendo falha de abertura do disjuntor 2, por exemplo, sua proteção de falha deve

comandar o desligamento do disjuntor 1, além de comandar a parada do gerador G1. Em caso de ocorrência de falha de abertura do disjuntor 4, sua proteção de falha deve comandar o desligamento do disjuntor 3, além de comandar a parada do gerador G2.

1.15.1 – Lógicas utilizadas

A figura 1.96 mostra, de forma simplificada, o esquema de falha de disjuntor. O temporizador do esquema é iniciado sempre que houver uma solicitação de abertura do disjuntor por meio da atuação de uma das proteções da unidade geradora (ou de qualquer proteção que atuar no disjuntor, como, por exemplo, a proteção diferencial de barras). Se depois de transcorrido o tempo A do temporizador associado ao esquema, o disjuntor não abrir, o esquema irá atuar e energizar o relé de disparo 86 BF associado ao esquema.

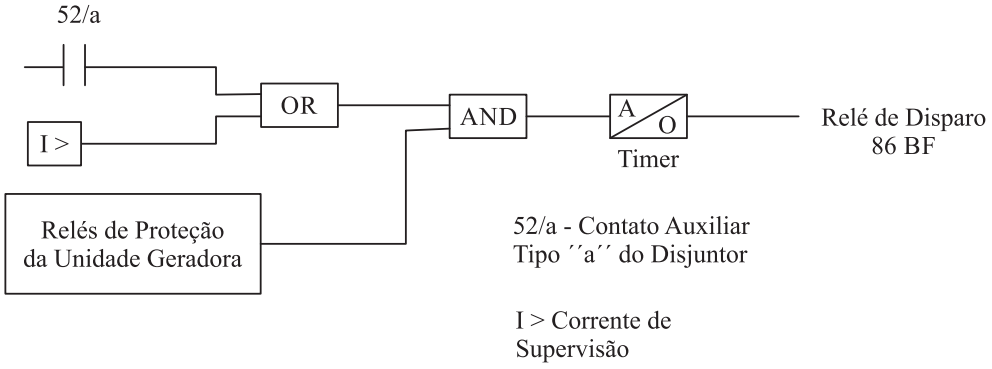


Figura 1.96 – Esquema de proteção de falha de disjuntor

A verificação de abertura do disjuntor é feita pela supervisão da corrente que circula pelo disjuntor (I>). Quando o disjuntor abre, o sensor de corrente desopera, a contagem de tempo do temporizador para, e o relé de bloqueio 86 BF não atua.

Nos esquemas de falha de disjuntores de unidades geradoras, é colocado um contato auxiliar do disjuntor em paralelo com o contato do relé detetor de corrente. O objetivo é garantir a partida do esquema de falha de disjuntor quando atuações de proteções que não tenham corrente suficiente para supervisionar o esquema, tais como falha à terra no estator, sobre-excitação etc.

A figura 1.97 mostra um esquema de falha de disjuntor modificado para detectar *flashover* por meio dos contatos do disjuntor, com a utilização de um relé de sobrecorrente no neutro do transformador elevador. Caso ocorra *flashover* pelos contatos do disjuntor, o relé 50N garantirá a partida do esquema de falha do disjuntor.

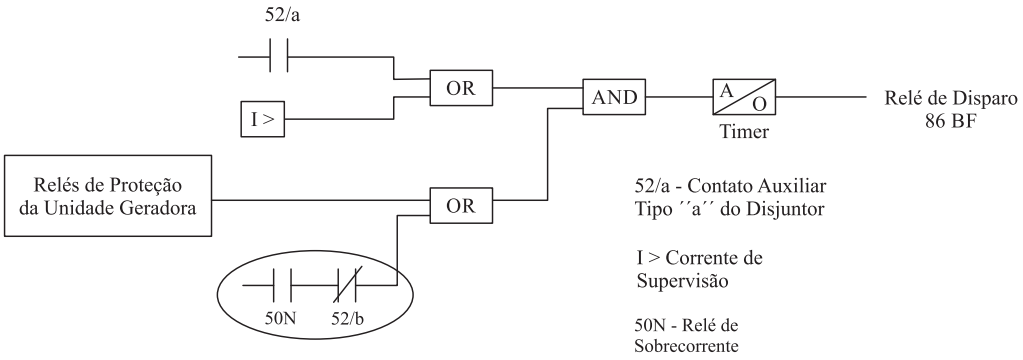


Figura 1.97 – Esquema de proteção de falha de disjuntor modificado

1.15.2 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de falha de disjuntores

A atuação da proteção de falha de disjuntor de unidade geradora, além de provocar a abertura dos disjuntores adjacentes necessários para a isolação da falha, deve também provocar parada total da unidade geradora, com bloqueio (86E).

1.16 – Proteção de motorização (potência reversa)

A motorização de geradores ocorre quando a energia suprida à turbina é suprimida, com o gerador conectado ao sistema e, normalmente, excitado. Nestas situações, o sistema alimentará o gerador, que se comportará como um motor síncrono.

O alvo principal deste tipo de proteção é a turbina e não o gerador.

Podemos ter situações de motorização temporária de unidades geradoras, por exemplo, durante a sincronização das mesmas ao sistema de potência. Dependendo do instante de fechamento do disjuntor (ângulo δ entre as fontes), o gerador pode ser conectado motorizado. Neste caso, o sistema passa a fornecer a energia necessária à motorização do gerador, que irá depender do tipo de máquina. Outra situação típica em que ocorre motorização é quando o gerador é conectado de modo inadequado ao sistema. Isto ocorre, por exemplo, quando o disjuntor do gerador é fechado inadvertidamente a uma velocidade da máquina inferior à velocidade síncrona.

A motorização provoca vários problemas, principalmente em máquinas térmicas com turbinas a vapor. O problema básico é que a rotação do rotor da turbina e das pás em um ambiente de vapor provoca perdas por ventilação, que são função do diâmetro do rotor, comprimento das pás e diretamente proporcionais à densidade do vapor no ambiente. Em qualquer situação nas quais não há fluxo de vapor, ocorre aumento das perdas.

O efeito do fluxo de vapor pela turbina é, primeiro, provocar a rotação da mesma e, segundo, dissipar o calor dos elementos da turbina. Em uma condição de motorização, o fluxo de vapor não existe e, consequentemente, o calor provocado pelas perdas por ventilação não é dissipado. Em função disso, partes da turbina podem sofrer aquecimento a níveis anormais durante o processo de motorização. Os fabricantes normalmente fornecem os tempos máximos que a turbina pode operar em condições de motorização, normalmente, em função da velocidade nominal. Estes dados devem ser conhecidos para que a proteção possa ser ajustada convenientemente.

As turbinas a gás podem apresentar problemas no eixo em condições de motorização.

Nas turbinas hidráulicas, o problema está relacionado com a cavitação, mas, nestes casos, o efeito é de tempo relativamente longo e, por vezes, não se utiliza proteção de motorização nestes tipos de máquinas. Fica sob responsabilidade do operador da usina, retirar a máquina do sistema ao ser detectada uma condição de motorização.

Embora a proteção de motorização seja uma proteção mais da turbina do que do gerador, existe uma condição na qual a motorização pode causar um problema adverso para o gerador, nos casos em que ela ocorrer com o sistema de excitação operando em controle manual, antes da ocorrência da motorização. Se a excitação do gerador é controlada pela ação do AVR (*Automatic Voltage Regulator*), antes da condição de motorização, este irá controlar a excitação de forma gradual para a nova condição operativa provocada pela motorização, variando a corrente de campo para o novo valor requerido pelo novo equilíbrio elétrico. Sob controle manual, a corrente de campo irá permanecer no mesmo valor que se encontrava antes da motorização, e que não corresponde ao valor requerido pela nova situação operativa. Isto pode provocar sobretensões no gerador e superação de seus limites operacionais de potência reativa.

A forma mais tradicional de se detectar motorização em unidades geradoras é pela monitoração do nível de potência ativa fornecida pelo sistema para o gerador motorizado. Se o fluxo de potência se tornar negativo, abaixo de um valor-limite, então a condição de motorização é detectada.

1.16.1 – Limites de potência reversa para vários tipos de turbinas

A sensibilidade e o ajuste do relé de proteção de motorização dependerão da energia consumida pela máquina motorizada.

Em turbinas a gás, esta energia pode alcançar 50% da potência nominal da unidade e, desta forma, não há problemas para o ajuste da proteção.

Em máquinas a diesel, este valor pode alcançar 25% da potência nominal e a sensibilidade da proteção também não é crítica.

Em turbinas hidráulicas, se as palhetas estiverem abaixo do nível de jusante, a potência de motorização é elevada. Se estiverem acima, a potência absorvida pela máquina motorizada se situa na faixa de 0,2% a 2% da potência nominal e, neste caso, é necessária a utilização de um relé de potência reversa bem sensível.

O mesmo ocorre com as turbinas a vapor, quando a potência absorvida pela máquina motorizada se situa na faixa de 0,5% a 3% da potência nominal.

A tabela 1.5 mostra as faixas das potências absorvidas em condições de motorização para diferentes tipos de turbinas, em função de suas potências nominais.

Na aplicação deste tipo de proteção, o fabricante do gerador deve ser sempre consultado de modo a fornecer as condições de absorção de potência ativa de seus geradores em condições de motorização. Outro aspecto relevante, neste tipo de aplicação, está relacionado com a temporização da proteção. É comum serem verificadas atuações desta proteção durante sincronização de unidades e oscilações de potência no sistema, em função de ajuste inadequado de seus temporizadores associados. Nas aplicações em máquinas hidráulicas, a temporização associada a essas proteções deve se situar na faixa de 20 a 30 segundos. Nas demais aplicações, essas temporizações devem ser ajustadas por meio de consulta aos fabricantes.

Tabela 1.5 – Potências de motorização para diversos tipos de turbinas

Prime Mover	Motoring Power (% of rated power)
Diesel Engine	5-25
Gas Turbine	101-5 (split shaft) >50 (single shaft)
Hydro	0,2-2 (blades out of water) >2 (blades in water)
Steam Turbine	0,5-6

1.16.2 – Relé de potência reversa

A figura 1.98 mostra as características de um relé de potência reversa de determinado fabricante, que permite ajustar duas potências diferentes, cada uma delas associada a um temporizador.

O relé pode ser ajustado para *trip* com a máquina fornecendo potência ativa ao sistema ou absorvendo potência ativa do sistema, dependendo da aplicação que se queira dar ao relé.

As temporizações associadas a estes relés normalmente são superiores a 30 segundos, mas sempre devem ser checados com os fabricantes das unidades para coordenação com seus tempos de tolerância.

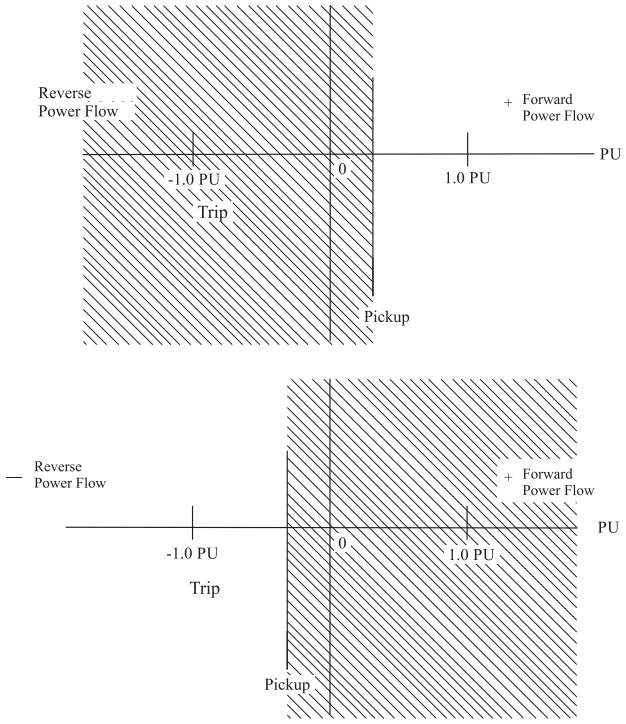


Figura 1.98 – Relé de potência reversa

1.16.3 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de potência reversa

A atuação da proteção de potência reversa deve provocar a parada total da unidade geradora, atuando sobre o relé de bloqueio de parada normal.

1.17 – Proteção para energização acidental

Energizações acidentais de geradores podem ocorrer com eles isolados do sistema e podem provocar severos danos aos mesmos. Estas energizações podem ocorrer em função de erros de operação, *flashover* por contatos de disjuntores, falhas em circuitos de intertravamento ou por uma combinação destes fatores. Os fabricantes de relés, atualmente, estão propondo alguma forma de proteção dedicada à detecção deste tipo de anormalidade, o que não existia nos relés mais antigos.

A figura 1.99 mostra um gerador conectado a um sistema com arranjo 1 1/2 disjuntor. Neste tipo de arranjo é comum, após a máquina ser isolada do sistema, com a chave S1 aberta, o fechamento dos disjuntores do lado de AT (CB A e CB B) para recomposição do *bay* do gerador. Nesta situação, o fechamento da chave S1, ou um *flashover* por meio desta, energiza o gerador. Esta situação deve ser detectada o mais rapidamente possível, de forma a evitar danos ao gerador.

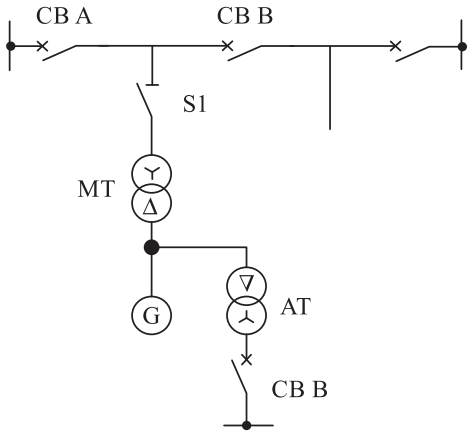


Figura 1.99 – Gerador conectado à SE com arranjo 1 ½ disjuntor

Com a máquina parada, em manutenção, é comum a isolação dos sinais de *trip* provenientes das proteções da máquina sobre os disjuntores CB A e CB B, para evitar desligamentos dos mesmos durante a realização de serviços de manutenção no gerador. A máquina sendo energizada nestas condições não possui proteção para sua isolação, o que representa um grande risco à integridade da mesma.

1.17.1 – Energização trifásica

Quando um gerador é, acidentalmente, energizado de forma trifásica enquanto parado, ele se comporta como um motor de indução. Um fluxo girante na frequência síncrona é induzido no rotor. A corrente resultante no rotor é forçada a circular no corpo deste e nos enrolamentos amortecedores (se existirem), de forma similar aos caminhos de circulação das correntes induzidas no rotor devido a correntes de sequência negativa no estator. A impedância da máquina durante esta condição é equivalente à impedância de sequência negativa (jX_{2G}).

Se o gerador está conectado a um sistema forte, a corrente inicial no estator será de 3 a 4 vezes a corrente nominal e a tensão terminal ficará na faixa de 50-70% da nominal. Se o gerador estiver conectado a uma fonte fraca, a corrente do estator será de uma a duas vezes a nominal e a tensão terminal se situará na faixa de 20-40% da nominal. Quando o gerador for energizado por seu transformador auxiliar, a corrente do estator será de 0,1 a 0,2 vezes a nominal por causa da alta impedância que existe por este caminho, não caracterizando uma situação crítica para a máquina.

A figura 1.100 mostra o circuito equivalente que pode ser utilizado para o cálculo da corrente que irá circular no gerador e a tensão terminal durante a energização trifásica. As seguintes expressões podem ser utilizadas para os cálculos:

Corrente:

$$I = \frac{\text{Es}}{\text{X1s} + \text{X1T} + \text{X2G}}$$

Es tensão equivalente do sistema no instante da energização

X1s reatância equivalente de sequência positiva do sistema na barra da usina

X1T reatância de sequência positiva do transformador elevador

Tensão terminal do gerador:

$$Eg = \frac{(\text{Es})\text{x}\ (\text{X2G})}{\text{X1s} + \text{X1T} + \text{X2G}}$$

Os valores de I e Eg são utilizados para os ajustes das proteções dedicadas à detecção de energização acidental.

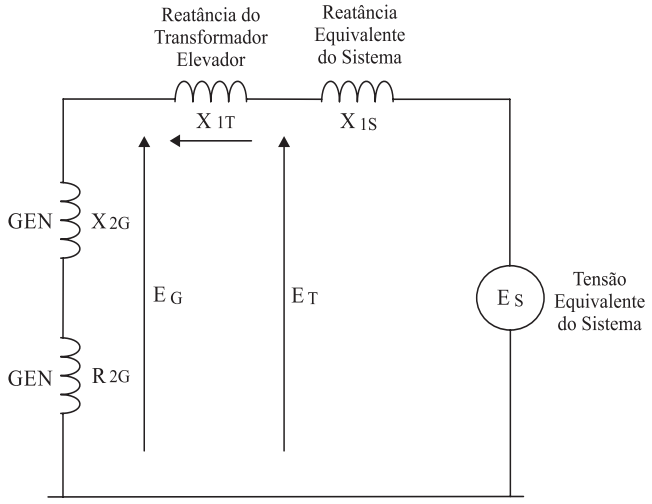


Figura 1.100 – Circuito equivalente – energização trifásica

1.17.2 – Energização monofásica

A energização monofásica de um gerador por meio do sistema, com a máquina parada, provoca desbalanço de corrente no gerador. A circulação de corrente desbalanceada causa a circulação de corrente de sequência negativa no estator, que induz corrente de frequência dupla no rotor, provocando aquecimento. Não haverá torque de aceleração significativo se a tensão aplicada for monofásica e a máquina estiver parada. A causa mais frequente de energização monofásica é *flashover* por meio dos disjuntores.

A figura 1.101 mostra a circulação de correntes durante a ocorrência da energização acidental de um gerador por *flashover* em um dos polos do disjuntor. No lado de AT, teremos a corrente da fase A fluindo para a terra pelo neutro do transformador. Para o gerador, isto equivale à circulação de corrente nas fases B e C.

A figura 1.102 mostra a ligação dos circuitos de sequência positiva, negativa e zero para o cálculo das correntes e tensões resultantes da energização monofásica pelo lado de AT do transformador elevador.

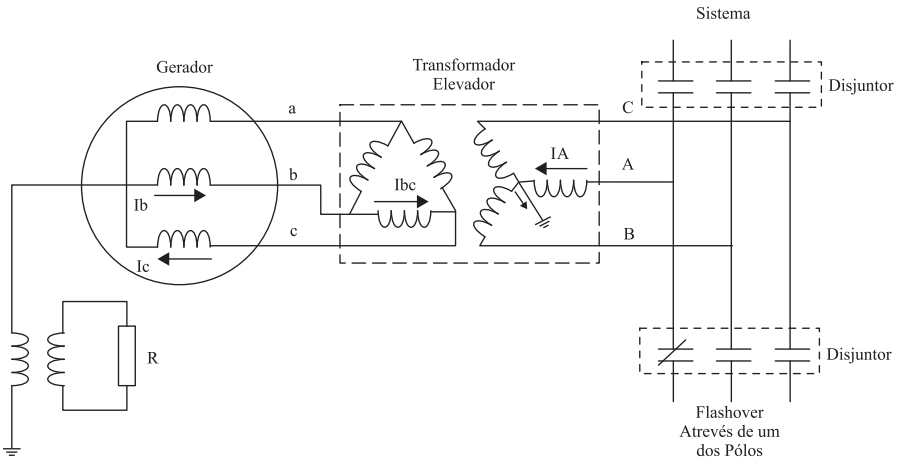


Figura 1.101 – *Flashover* por um dos polos do disjuntor

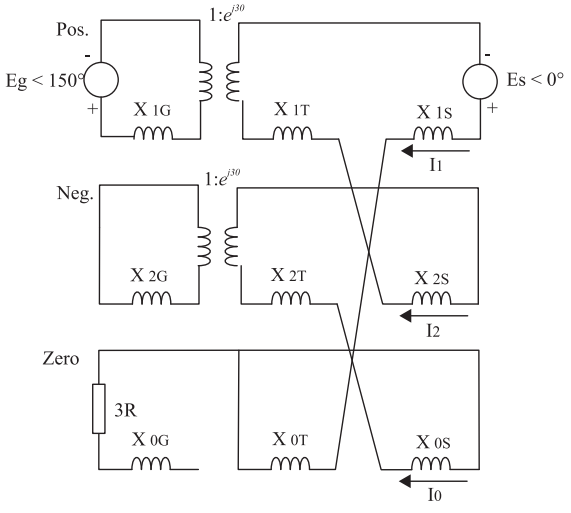


Figura 1.102 – Circuito equivalente – energização monofásica pelo lado de AT

A figura 1.103 mostra o circuito equivalente que pode ser utilizado para o cálculo da corrente que irá circular no gerador e da tensão terminal durante a energização monofásica. A seguinte expressão pode ser utilizada para o cálculo da corrente no lado de AT:

$$I1 = I2 = I0 = \frac{\text{Eg } \angle 180 - \text{Es}\angle 0}{\text{X1G} + \text{X1T} + \text{X1S} + \text{X2S} + \text{X2G} + \text{X2T} + \text{X0S} + \text{X0T}}$$

Quando a máquina não está excitada, a tensão da fonte na equação acima é nula.

De posse das correntes I1 = I2 = I0, a corrente no lado de AT pode ser calculada pela expressão:

IA = I1 + I2 + I0

As correntes no lado de BT também podem ser calculadas, utilizando a relação de transformação do transformador elevador e o deslocamento de 30º nas componentes de sequência no lado BT introduzido pela ligação delta/estrela do transformador.

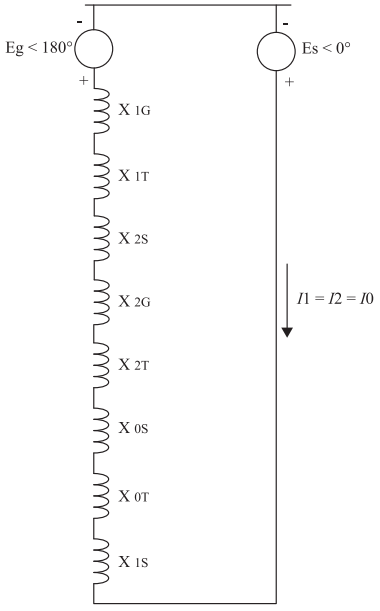


Figura 1.103 – Circuito equivalente – energização monofásica no lado de AT

1.17.3 – Resposta das proteções convencionais às energizações acidentais

A capacidade dos relés convencionais de detectar energizações acidentais é severamente limitada devido à falta de sensibilidade, lentidão e à sua inibição quando o gerador está fora de serviço. A proteção contra energização acidental deve estar em serviço quando o gerador está fora de operação. Frequentemente, as proteções do gerador são desabilitadas quando a máquina está fora de operação para evitar disparos dos disjuntores do lado de AT que tenham sido fechados para recomposição do arranjo da SE, principalmente em subestações com arranjo em anel ou disjuntor e meio. Outra prática comum é remover por segurança os fusíveis dos TPs do gerador. Isto inibe os relés que dependem de tensão de fornecer proteção contra energização acidental. Outra prática usual é inibir as proteções do gerador por meio de contatos auxiliares das chaves isoladoras do gerador, quando o mesmo é retirado de serviço.

Existem várias proteções no gerador que são capazes de detectar energização acidental:

- Proteção de perda de excitação;
- Proteção de potência reversa;
- Proteção de corrente de sequência negativa (carga desbalanceada);
- Proteção de falha de disjuntor;
- Proteções de retaguarda para falhas externas.

A seguir, serão comentadas cada uma delas, de forma a ficar esclarecida a necessidade de uma proteção específica para energizações acidentais.

1.17.3.1 – Proteção de perda de excitação

As proteções de perda de excitação são dependentes da tensão terminal da máquina. Se a fonte de tensão de alimentação para o relé for desconectada quando a unidade estiver parada, em manutenção, este relé é inoperante. Outra possibilidade deste relé se tornar inoperante é quando o projeto da usina prevê a inibição dos disparos das proteções sobre os disjuntores da unidade geradora quando a mesma está isolada do sistema. Basicamente, em usinas nas quais o arranjo da subestação é do tipo barramento em anel ou barra dupla do tipo disjuntor e meio. Desta forma, a proteção de perda de excitação pode não funcionar para energização acidental.

1.17.3.2 – Proteção de potência reversa

Normalmente, em casos de energizações acidentais, a potência fornecida ao gerador é suficiente para ativar a proteção de potência reversa. Entretanto, a temporização desta proteção é excessiva, principalmente em unidades hidráulicas (da ordem de 20 a 30 segundos), para evitar que ocorram danos à máquina que foi acidentalmente energizada. Além disso, em SEs com arranjo do tipo barramento em anel ou barra dupla do tipo disjuntor e meio esta proteção pode estar desabilitada com a unidade geradora desconectada do sistema.

1.17.3.3 – Proteção de corrente de sequência negativa

Esta proteção também é capaz de detectar energizações acidentais de geradores, mas apresenta os mesmos inconvenientes já mencionados com relação à sua inibição com máquina parada.

1.17.3.4 – Proteção de falha de disjuntor

Os esquemas de falha de disjuntor devem ser iniciados para isolar um gerador que tenha sido inadvertidamente energizado por um *flashover* no disjuntor.

Quando as proteções do gerador detectam uma falha interna ou condição anormal de operação, elas enviam sinal de *trip* para os disjuntores e, ao mesmo tempo, iniciam o temporizador

do esquema de falha. Se os disjuntores não abrirem dentro de um intervalo ajustado de tempo, o esquema irá disparar os disjuntores necessários para remover o gerador do sistema. Um detector de corrente é utilizado para verificar se o disjuntor abriu. O contato auxiliar do disjuntor (52 a) deve também ser usado, porque existem faltas e condições anormais no gerador que não produzem corrente suficiente para operar o detector de corrente.

Se ocorrer *flashover* por meio um ou dois polos do disjuntor, duas condições devem ser satisfeitas para iniciar o esquema de falha de disjuntor:

O *flashover* deve ser detectado por um relé de proteção para iniciar o esquema de falha;

O detector de corrente deve ser ajustado com sensibilidade suficiente para detectar a condição de *flashover*.

Caso as proteções do gerador sejam inibidas com a máquina isolada do sistema, o esquema de falha do disjuntor não será iniciado e, portanto, a condição de energização acidental não será detectada.

1.17.4 – Esquemas de proteção dedicados à detecção de energizações acidentais

Devido às limitações existentes nos esquemas convencionais de proteção dos geradores, foram desenvolvidos vários esquemas dedicados de proteção para energizações acidentais de geradores. Independentemente do esquema utilizado, deve ser tomado um cuidado especial de modo a garantir que o esquema esteja em operação com a máquina fora do sistema. Desta forma, o esquema deve ser previsto para disparar os disjuntores principais da unidade, o disjuntor de campo e iniciar os esquemas de falha de disjuntor. Um cuidado especial deve ser tomado com relação à alimentação auxiliar de corrente contínua para o esquema, que não deve ser desligada com a máquina fora do sistema.

Os principais esquemas existentes para proteção de energização acidental são os seguintes:

- Esquema de sobrecorrente com supervisão de frequência;
- Esquema de sobrecorrente com supervisão de tensão;
- Esquema de sobrecorrente direcional;
- Esquema de relés de distância;
- Esquema de sobrecorrente habilitado por contato auxiliar do disjuntor.

1.17.4.1 – Esquema de sobrecorrente com supervisão de frequência

Este esquema, mostrado na figura 1.104, consiste de uma unidade de sobrecorrente instantânea (50), cujo disparo é supervisionado por um relé de subfrequência (81U).

O relé de sobrecorrente deve ser ajustado para 50% da corrente calculada para a energização acidental e o relé de frequência deve ser ajustado abaixo da mínima frequência de operação da máquina. O relé de balanço de tensão previne contra atuação acidental do esquema em caso de perda de potencial para o relé de subfrequência em condições normais de operação.

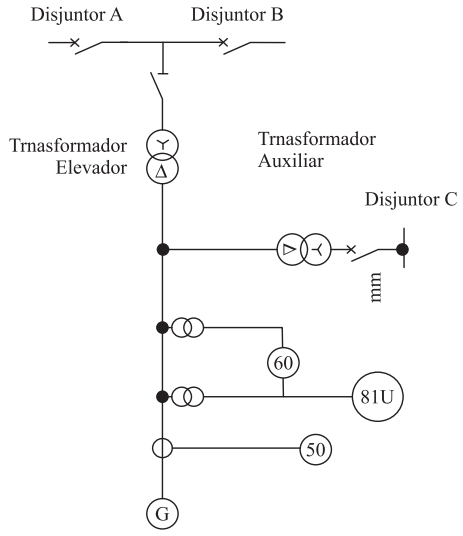


Figura 1.104 – Esquema de sobrecorrente com supervisão de frequência

1.17.4.2 – Esquema de sobrecorrente com supervisão de tensão

Este esquema, mostrado n figura 1.105 utiliza relés de subtensão(27-1 e 27-2) para supervisionar o disparo do relé de sobrecorrente instantânea (50). O relé de sobrecorrente é automaticamente habilitado quando a unidade é desconectada do sistema e permanece habilitado enquanto a máquina estiver parada.

O relé de sobrecorrente deve ser ajustado para 50% ou menos da corrente que circula em caso de energização acidental. Os relés de subtensão devem ser ajustados para 50% da tensão nominal. São utilizados dois relés de tensão, um alimentado de cada fonte de tensão, para dar segurança ao esquema em caso de perda de tensão de uma das fontes.

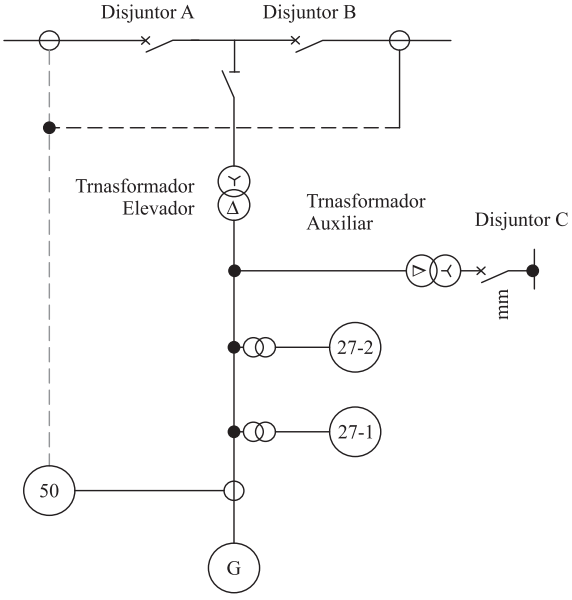


Figura 1.105 – Esquema de sobrecorrente com supervisão de tensão

1.17.4.3 – Esquema de relés de sobrecorrente direcionais

Este esquema, mostrado na figura 1.106, utiliza três relés direcionais de tempo inverso, conectados aos TCs e ao TP de saída do gerador, com direcionalidade em direção ao gerador.

Este esquema depende da presença de tensão terminal da máquina e não deve ser utilizado caso os procedimentos de manutenção da empresa impliquem na remoção dos fusíveis dos TPs ou na abertura de *links* do gerador durante a manutenção.

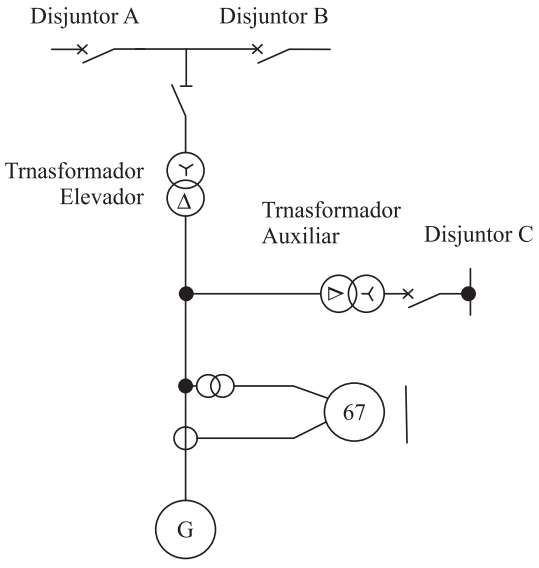


Figura 1.106 – Esquema de relés de sobrecorrente direcionais

1.17.4.4 – Esquema de relés de distância

Este esquema, mostrado na figura 1.107 utiliza relés de distância localizados na subestação da usina, polarizados na direção do gerador.

O relé de distância deve ser ajustado para a soma das reatâncias do transformador elevador e da reatância de sequência negativa do gerador ($X_1T + X_2G$), com uma margem de segurança de pelo menos 20%.

Este esquema apresenta a vantagem de não utilizar o potencial da unidade geradora e independe, portanto, das condições de manutenção.

O inconveniente deste esquema é que, embora ele atue em casos de perda de sincronismo, deve ser verificado o seu desempenho em caso de oscilações estáveis.

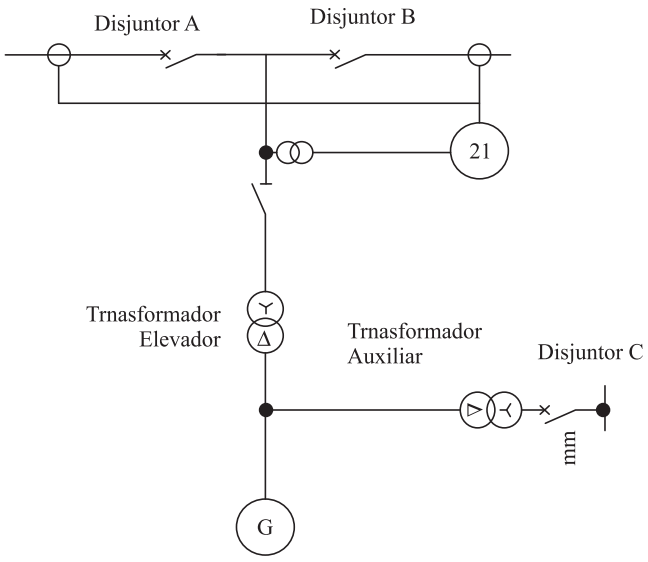


Figura 1.107 – Esquema de relés de distância

1.17.5 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de energização acidental

A atuação da proteção de energização acidental deve provocar a abertura dos disjuntores principais da unidade geradora e iniciar seus esquemas de falha de disjuntor.

1.18 – Proteções dos transformadores de excitação

Os transformadores de excitação são conectados aos terminais dos geradores, conforme mostrado na figura 1.108. Existem unidades geradoras que possuem transformador de excitação positiva e transformador de excitação negativa.

Normalmente, esses transformadores possuem proteções de sobrecorrente nos lados de alta e baixa tensão, com unidades instantâneas e temporizadas.

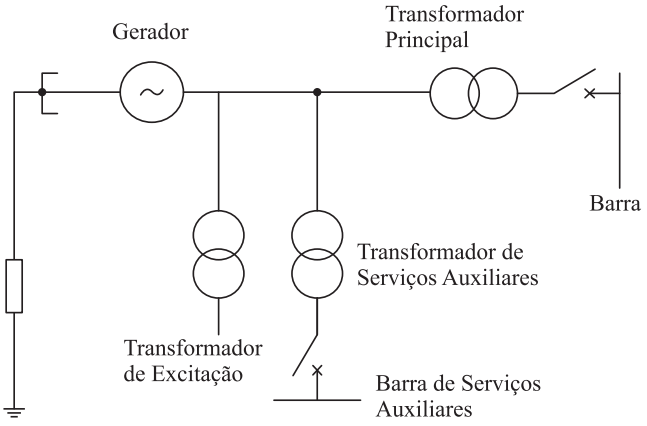


Figura 1.108 – Transformador de excitação e transformador de serviços auxiliares

1.18.1 – Proteções de sobrecorrente dos transformadores de excitação

As proteções de sobrecorrente instantâneas do lado de AT dos transformadores de excitação devem ser ajustadas de modo a não atuar para falhas no lado de BT desses transformadores, em regime subtransitório.

As proteções de sobrecorrente temporizadas do lado de AT dos transformadores de excitação devem ser coordenadas com as proteções de sobrecorrente do lado de BT desses transformadores.

No ajuste dessas proteções, deve se tomar cuidado em função da excursão transitória na corrente de campo das unidades geradoras, permitida pelo sistema de excitação, acima da corrente máxima de campo. Deve ser verificada qual será a corrente máxima transitória no lado AC da ponte retificadora e o tempo de duração dessa corrente, evitando a atuação dessa proteção nessas circunstâncias.

As proteções de sobrecorrente instantâneas do lado de BT dos transformadores de excitação devem ser bloqueadas.

Para ajuste das proteções de sobrecorrente temporizadas do lado de BT dos transformadores de excitação, deve ser tomado o mesmo cuidado mencionado para ajuste das proteções de sobrecorrente temporizadas do lado de AT.

Em função das reatâncias das máquinas, pode ser necessária a utilização de unidades de sobrecorrente temporizadas com restrição ou controle de tensão para essas funções.

1.18.2 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de sobrecorrente dos transformadores de excitação

As atuações das proteções de sobrecorrente dos transformadores de excitação das unidades geradoras devem provocar a desconexão imediata das unidades do sistema, com rejeição de carga, abertura do disjuntor de campo e parada total da unidade, com bloqueio (86E).

1.19 – Proteção de transformadores elevadores de unidades geradoras

A proteção diferencial de transformadores elevadores de unidades geradoras não necessita de precauções especiais contra transitórios de energização como a proteção diferencial de transformadores do sistema. No caso dos transformadores de unidades geradoras, a tensão é elevada gradualmente no processo de partida das unidades, de modo que não estão presentes as correntes transitórias de energização (*inrush*).

Um cuidado especial que deve ser tomado na aplicação de proteção diferencial de transformadores elevadores de unidades geradoras é com relação à possibilidade de saturação dos TCs para falhas externas próximas, em função da componente DC da corrente de curto-circuito. Nestes casos, existe a presença de harmônicos pares e ímpares, sendo os pares de maior

amplitude, principalmente 2° e 4° harmônicos, que podem ser utilizados para restrição ou bloqueio.

Quando existe um transformador de serviço auxiliar conectado entre o transformador elevador e o gerador, a proteção diferencial deverá englobar parte do circuito alimentador até o lado de alta do transformador de serviço auxiliar, conforme figura 1.109. Embora os TCs deste ramo possam ter as mesmas relações de transformação dos TCs do lado do gerador, deve-se ter especial atenção ao dimensionamento do núcleo dos mesmos, pois serão submetidos a maiores correntes de curto-circuito (somatório das contribuições de curto do gerador e do SIN), em caso de defeito no lado de alta do transformador de serviço auxiliar.

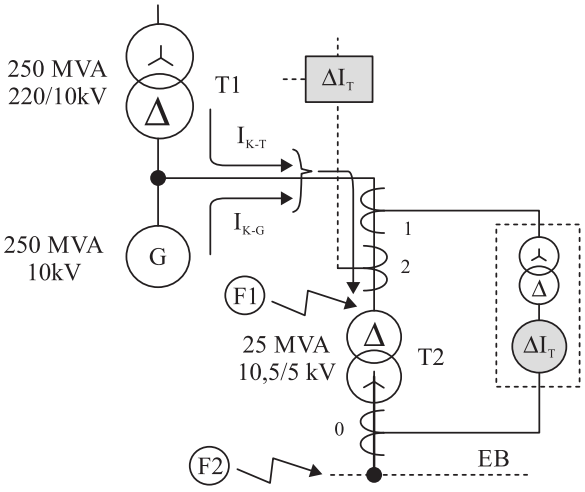


Figura 1.109 – Transformador de serviços auxiliares

Outro aspecto que merece ser destacado é a possibilidade de sobre-excitação destes transformadores em casos de rejeição de carga, com falha no sistema de controle da excitação das máquinas. Havendo transferência do modo de atuação do regulador de tensão de automático para manual durante rejeição de carga, pode ocorrer sobre-excitação do transformador e do gerador. Normalmente, as unidades geradoras possuem proteção de sobre-excitação. Quando os transformadores elevadores possuem proteções independentes das proteções das unidades geradoras é comum a utilização de proteção de sobre-excitação para os transformadores. A maioria dos relés digitais de proteção de transformadores possui esta função de proteção (V/Hz), que deve ser ajustada para disparar antes que o limite térmico do núcleo do transformador seja atingido.

Alguns relés diferenciais de transformador, como o RET670, possem um discriminador de falta interna/externa de sequência negativa. Esta funcionalidade detecta a localização da falta realizando uma comparação entre os ângulos das contribuições de sequência negativa nos enrolamentos do transformador com relação à corrente diferencial total de sequência negativa.

Além disso, a utilização da sequência negativa aumenta a sensibilidade, sem sacrificar a confiabilidade da proteção na detecção de faltas internas entre espiras de baixo nível de

corrente, difíceis de serem detectadas pela proteção diferencial clássica. Adiciona também estabilidade à proteção diferencial em caso de faltas externas com altos valores de corrente que podem causar saturação nos TCs da malha diferencial do transformador elevador.

As proteções intrínsecas dos transformadores e autotransformadores, definidas pelos procedimentos de rede, são as seguintes:

- Função para detecção de faltas internas que ocasionem formação de gás (função 63) ou aumento da pressão interna (função 20);
- Sobretemperatura do óleo (função 26), com dois níveis de atuação para alarme (advertência e urgência); O nível de alarme de urgência pode ser utilizado para disparo temporizado, desde que a temporização mínima seja de 20 minutos;
- Sobretemperatura do enrolamento (função 49), com dois níveis de atuação para alarme (advertência e urgência). O nível de alarme de urgência pode ser utilizado para disparo temporizado, desde que a temporização mínima seja de 20 minutos.

1.20 – Proteções do transformador de serviços auxiliares da unidade geradora

Os transformadores auxiliares das unidades geradoras geralmente são conectados aos terminais dos geradores, conforme mostrado na figura 1.108.

Normalmente, esses transformadores possuem proteções de sobrecorrente nos lados de alta e baixa tensão, com unidades instantâneas e temporizadas. Em alguns casos, esses transformadores possuem proteção diferencial.

1.20.1 – Proteções de sobrecorrente dos transformadores auxiliares

As proteções de sobrecorrente instantâneas do lado de AT dos transformadores auxiliares devem ser ajustadas de modo a não atuar para falhas no lado de BT desses transformadores, em regime subtransitório.

As proteções de sobrecorrente temporizadas do lado de AT dos transformadores auxiliares devem ser coordenadas com as proteções de sobrecorrente do lado de BT desses transformadores.

As proteções de sobrecorrente instantâneas do lado de BT dos transformadores auxiliares devem ser bloqueadas.

As proteções de sobrecorrente temporizadas do lado de BT dos transformadores auxiliares devem ser coordenadas com as proteções dos alimentadores que partem do quadro auxiliar (normalmente em nível de tensão de 480 V).

Em função das reatâncias das máquinas, pode ser necessária a utilização de unidades de sobrecorrente temporizadas com restrição ou controle de tensão para essas funções.

1.20.2 – Critérios de desligamento das unidades geradoras pelas atuações das proteções de sobrecorrente dos transformadores auxiliares

As atuações das proteções de sobrecorrente dos transformadores auxiliares das unidades geradoras devem provocar a desconexão imediata das unidades do sistema, com rejeição de carga, abertura do disjuntor de campo e parada total da unidade, com bloqueio (86E).

1.21 – Considerações a respeito das paradas e desligamentos de unidades geradoras hidráulicas

A figura 1.110 mostra os principais tipos de paradas das unidades geradoras hidráulicas, onde podemos destacar as paradas normais e as paradas de emergência, estas últimas sendo sempre caracterizadas por atuações de proteções. Nas paradas normais, que podem ser totais ou parciais, a carga ativa do gerador é reduzida a zero antes de se promover a abertura dos disjuntores principais. As paradas de emergência também podem ser totais ou parciais, com ou sem rejeição de carga, e podem ser efetuadas pelas atuações de relés de bloqueio ou não.

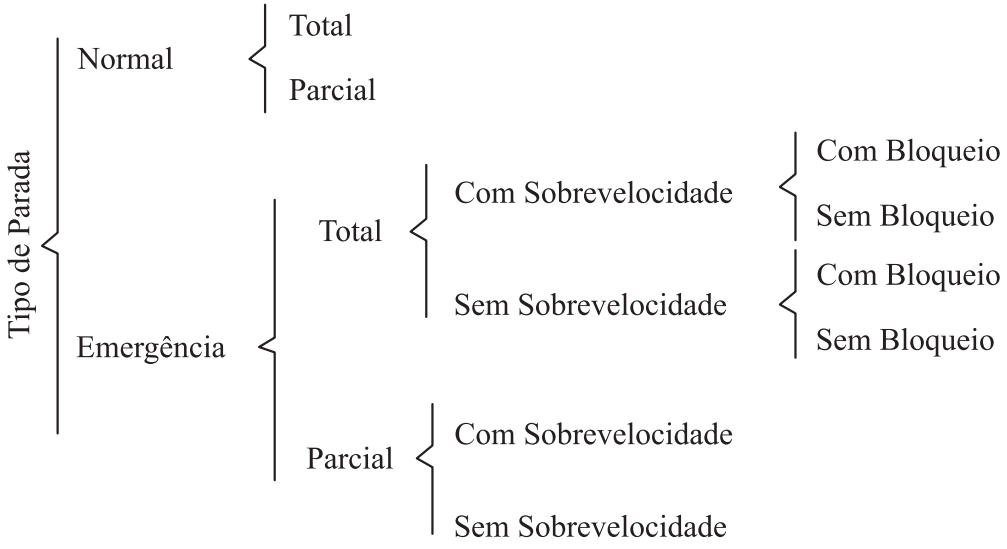


Figura 1.110 – Tipos de parada de unidades geradoras hidráulicas

1.21.1 – Paradas comandadas pelo regulador de velocidade

Nas paradas normais das unidades por iniciativa do operador, a carga ativa da máquina é reduzida automaticamente pelo regulador de velocidade, a partir de um comando para posicionamento do dispositivo de ajuste de carga/frequência para a posição de velocidade nominal em vazio (*speed no load*). Somente após o fechamento do distribuidor até a posição

correspondente à velocidade nominal em vazio, serão comandadas as válvulas solenoides de parada e enviado comando de abertura para os disjuntores principais da unidade.

As paradas parciais sem aumento de velocidade, seja por comando do operador ou por atuação de proteções, também são comandadas pelo regulador de velocidade, que promove o descarregamento da unidade antes do disparo dos disjuntores principais.

Desta forma, as paradas sob controle do regulador de velocidade não provocam sobrevelocidade das máquinas. Alguns projetos também condicionam a redução da carga reativa à zero antes da abertura dos disjuntores principais, por meio do sistema de excitação (*excitation no load*).

1.21.2 – Paradas comandadas por solenoides

Em todos os tipos de parada completa das unidades por atuações de proteções, o fechamento do distribuidor é comandado diretamente a partir das válvulas solenoides de parada, sem nenhuma participação do regulador de velocidade.

A atuação nos solenoides de parada provoca o fechamento total do distribuidor em aproximadamente 10 segundos (este tempo varia de acordo com a máquina). No caso das paradas comandadas pelo regulador de velocidade, este tempo é da ordem de 150 segundos.

1.21.3 – Paradas das unidades por atuação das proteções

São os tipos de parada da unidade iniciadas automaticamente pelos dispositivos de proteção ou pelos operadores em casos de emergência.

1.21.3.1 – Parada normal sem bloqueio (05)

Neste tipo de parada, o fechamento do distribuidor é comandado pelos solenoides de parada e, quando o distribuidor passa pela posição correspondente à velocidade nominal em vazio (SNL), é comandada a abertura dos disjuntores da unidade. As seguintes proteções, que exigem a parada das unidades, mas para as quais não é necessário bloqueio, devem atuar este tipo de parada:

- Sobretensão temporizada;
- Proteção elétrica de sobrevelocidade;
- Supervisão de sequência de partida incompleta;
- Proteções de sobretemperatura dos enrolamentos do transformador elevador;
- Proteções de sobretemperatura dos enrolamentos dos transformadores de serviços auxiliares e dos transformadores de excitação.

1.21.3.2 – Parada de emergência elétrica com bloqueio (86E)

Este tipo de parada é atuado principalmente para falhas elétricas e deve provocar o disparo imediato dos disjuntores principais do gerador e do disjuntor de campo, promovendo também o fechamento do distribuidor por meio das válvulas solenoides de parada. As seguintes proteções devem atuar este tipo de parada:

- Proteções do transformador elevador (relé de gás, válvula de segurança, proteções diferenciais, proteção anti-incêndio);
- Proteções de falha dos disjuntores da unidade;
- Proteções do sistema de resfriamento do gerador;
- Proteções elétricas do gerador e agregados (diferencial do gerador, sobre-excitação, diferencial de fase dividida, proteção diferencial do transformador de serviços auxiliares, proteção diferencial do vão, proteção de falha à terra no estator e proteção de impedância);
- Proteções de sobretemperatura dos enrolamentos dos transformadores de serviços auxiliares e dos transformadores de excitação;
- Proteções associadas ao sistema de excitação e ao transformador de excitação;
- Proteção anti-incêndio do gerador;
- Proteção de baixa pressão no barramento de saída (quando aplicável).

1.21.3.3 – Parada de emergência com bloqueio (86N)

Este tipo de parada é atuado principalmente por falhas mecânicas e algumas falhas elétricas que não requerem rejeição imediata de carga, necessitando, porém, de bloqueio para intervenção da manutenção. A atuação deste tipo de parada é idêntica à executada pelo relé de parada normal sem bloqueio 05.

As principais proteções que devem atuar neste tipo de parada são:

- Níveis de óleo alto e baixo nos mancais;
- Pressão e nível de óleo baixo no acumulador;
- Temperatura alta do metal dos mancais;
- Fluxo baixo de água de resfriamento dos mancais;
- Nível baixo de óleo no tanque do regulador de velocidade;
- Temperatura alta do rotor;
- Falha de resfriamento da excitação;
- Falha à terra no rotor;
- Falha no regulador eletrônico de velocidade;

- Pino de cisalhamento quebrado;
- Palhetas desconjugadas;
- Proteção de falha à terra no estator (100%);
- Proteção de perda de excitação;
- Aplicação indevida de freios;
- Fechamento indevido da comporta da tomada d'água (comporta à deriva);
- Fluxos baixos de água de refrigeração dos trocadores de calor do gerador;
- Proteções associadas ao sistema de refrigeração do gerador;
- Nível alto de água na tampa da turbina;
- Tempo muito longo de desaceleração.

1.21.3.4 – Parada de emergência com fechamento da comporta da tomada d'água e bloqueio (86M)

Este tipo de parada é iniciado pela detecção de sobrevelocidade mecânica e pela ação voluntária do operador sobre as botoeiras de fechamento de emergência da comporta da tomada d'água. A atuação deste tipo de parada é similar à executada pela parada de emergência elétrica 86E, promovendo, porém, o fechamento da comporta da tomada d'água.

1.21.3.5 – Parada parcial com rejeição de carga (05A)

Entende-se como parada parcial a retirada da unidade do sistema, deixando-a com velocidade nominal e tensão nominal, pronta para ressincronização.

A parada parcial com rejeição de carga é iniciada por falhas elétricas que se caracterizam como de origem externa, promovendo o disparo imediato dos disjuntores principais. As seguintes proteções atuam este tipo de parada:

- Sobretensão instantânea;
- Proteção de retaguarda para falhas externas (zona de sobrealcance);
- Proteção de perda de excitação;
- Proteção contra cargas desbalanceadas;
- Proteção de sobrecorrente de neutro do transformador elevador;
- Esquemas de corte de geração.

1.21.3.6 – Parada parcial sem rejeição de carga (05B)

Esta parada parcial é iniciada por falhas mecânicas que podem ser sanadas com o alívio de carga da unidade e que não representam risco imediato para a máquina. Neste tipo de parada, a máquina é descarregada pelo regulador de velocidade e, após a detecção da posição do distribuidor em velocidade nominal em vazio (Speed no Load - SNL), é dado o comando de disparo aos disjuntores principais. As proteções que atuam neste tipo de parada são:

- Sobretemperatura do óleo (2º estágio) dos mancais;
- Sobretemperatura do metal do mancal de escora;
- Vibração, posição axial e deflexão dos mancais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Andrichak, J. G.; Cardenas, J.; Bus differential protection. In: Western Protective Relay Conference, 22., 1995, Spokane. Proceedings. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1995.
2. Beckwith Electric; M-3310 transformer protection relay: instruction book. Florida: Beckwith Electric, 2007.
3. Benmouyal, G.; International guide on the protection of synchronous generators: modern techniques for protecting and monitoring of generating plants. Paris: Cigré, 2011.
4. Berdy, J.; Loss of excitation protection for modern synchronous generators. IEEE Transactions on Power Apparatus and systems, v. 94, n. 5, p. 1.457-1.463, 1975.
5. Berdy, J.; Brown, P. G.; Protection of synchronous generators during unbalanced system conditions. In: IEEE Region 3 Convention, 1975. Proceedings. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1975.
6. Chau, N. H.; Gardell, J. D.; Patel, S. C.; Upgrading and enhancing the generator protection system by making use of current digital systems. IEEE Transactions on Nuclear Science, v. 43, n. 3, p. 1.910-1.914, 1996.
7. Generating station protection. Disponível em: <http://apps.geindustrial.com/publibrary/checkout/GET-6497A?TNR=White%20Papers|GET-6497A|generic>. Acesso em: 29 maio 2018.
8. Generator and generator transformer protection. In: Network protection and automation guide: protective relays, measurement and control. California: Alstom Grid, 2011. p. 281-314.
9. Institute of Electrical and Electronics Engineers. C37.100: guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes. New York, 1996.
10. Institute of Electrical and Electronics Engineers. C37.101: guide for generator ground protection. New York, 1993.
11. Institute of Electrical and Electronics Engineers. C37.102: guide for AC generator protection. New York, 2006. p. 1-177.
12. Institute of Electrical and Electronics Engineers. C62.92.2: guide for the application of neutral grounding in electrical utility systems, part II: grounding of synchronous generator systems. New York, 1989. p. 1-24.
13. Institute of Electrical and Electronics Engineers. C62.92: guide for the application of neutral grounding in electrical utility systems, part I: introduction. New York, 2017. p. 1-38.
14. Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE tutorial on the protection of synchronous generators. 2. ed. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2011.
15. Mozina, C. J.; 15 years of experience with 100% generator stator ground fault protection: what works, what doesn't and why. In: Annual Conference for Protective Relay Engineers, 62., 2009, Texas. Proceedings. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2009. p. 92-106.
16. Mozina, C. J.; Advanced Applications of Multifunction Digital Generator Protection. In: Georgia Tech Protective Relaying Conference, 2001, Atlanta. Proceedings. Atlanta: University System of Georgia, 2001.
17. Murdoch, A. et al.; Excitation system protective limiters and their effect on volt/VAr control-design, computer modeling, and field testing. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 15, n. 4, p. 440-450, 2000.

18. Patel, S. et al.; Performance of generator protection during major system disturbances. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 19, n. 4, p. 1650-1662, 2004.
19. Rizvi, I. A.; Reeser, G.; Using symmetrical components for internal external fault discrimination in differential protection schemes. In: Annual Conference for Protective Relay Engineers, 66., 2013, Texas. Proceedings. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013.
20. Tziouvaras, D. A.; Hou, D.; Out-of-step protection fundamentals and advancements. In: Conference for Protective Relay Engineers, 57., 2004, Texas. Proceedings. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2005.

PARTE 3

PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES E REATORES

1

PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES

As condições anormais de funcionamento de transformadores e autotransformadores não têm a diversidade encontrada nos geradores. Os transformadores normalmente estão sujeitos aos seguintes tipos de falhas: curtos-circuitos, entre fases ou à terra nos enrolamentos ou nos terminais, e os curtos-circuitos entre espiras do enrolamento de uma fase.

Entre os regimes anormais de operação estão as sobrecorrentes, devido às sobrecargas ou curtos-circuitos externos, e as sobretensões. Normalmente, não é prevista proteção para os casos de circuitos abertos em transformadores.

Os transformadores de pequeno porte normalmente são protegidos por fusíveis localizados no lado da fonte, enquanto que os relés diferenciais estão invariavelmente presentes na proteção de transformadores de médio e grande porte.

Os transformadores possuem algumas particularidades que devem ser levadas em consideração para a aplicação de proteções diferenciais. Estas são:

- Defasagem angular de 30º nas correntes dos dois ou mais enrolamentos em transformadores com ligação delta-estrela.
- Diferentes níveis de tensão, o que implica em que os transformadores de corrente possam ser de distintos tipos e possuir relações de transformação e características diferentes;
- Pode não haver concordância entre as relações de transformação dos transformadores de corrente disponíveis e a do transformador protegido;
- A relação de transformação pode ser variável para fins de regulação de tensão;
- A corrente de magnetização do transformador pode ter um valor transitório alto em alguns casos, que a proteção pode interpretar erroneamente como uma falha interna.

1.1 – Falhas em transformadores

1.1.1 – Enrolamentos ligados em estrela com neutro aterrado por impedância

A figura 1.1 mostra a variação da corrente de falha à terra em transformador com enrolamento estrela aterrado por resistência.

Uma falha para à terra no enrolamento ligado em estrela dá origem a uma corrente que depende do valor da resistência de aterramento e é proporcional à distância do ponto de falha ao ponto neutro, uma vez que a tensão de falta é diretamente proporcional a esta distância.

A relação de transformação entre o enrolamento primário e as espiras curto-circuitadas também varia com a posição da falta, de modo que a corrente que flui através dos terminais do transformador é proporcional ao quadrado do número de espiras do enrolamento que é curto-circuitado.

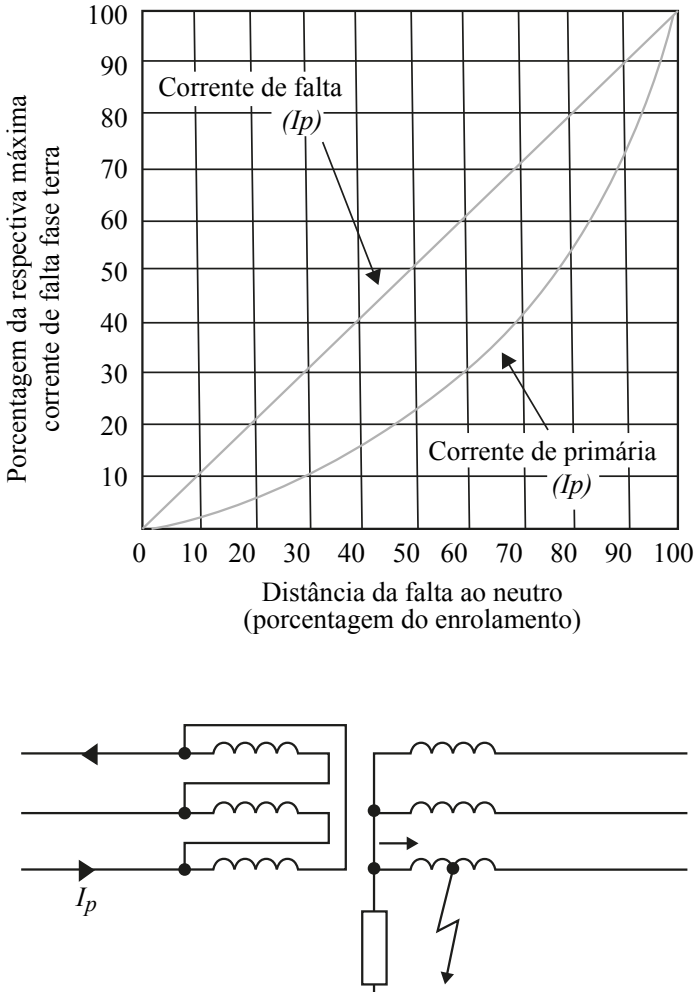


Figura 1.1 – Falha à terra em transformador com enrolamento estrela aterrado por resistência

1.1.2 – Enrolamentos ligados em estrela com neutro aterrado solidamente

A figura 1.2 mostra a corrente de falta à terra em enrolamento estrela solidamente aterrado. Neste caso, a corrente de curto é controlada somente pela reatância de dispersão do enrolamento, que varia de uma maneira complexa com a posição da falta. A reatância de dispersão decresce rapidamente para pontos próximos ao neutro, de modo que a corrente de curto é máxima para falhas nesta região.

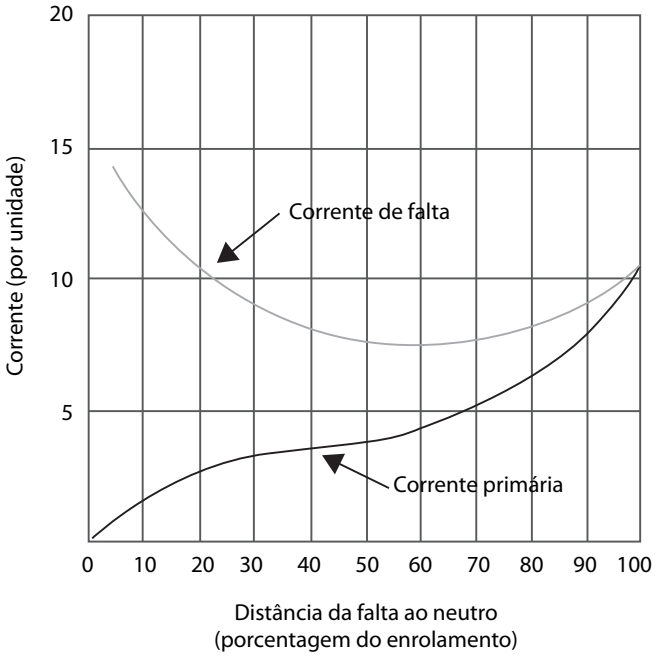


Figura 1.2 – Corrente de falha à terra em enrolamento estrela solidamente aterrado

1.1.3 – Enrolamentos ligados em delta

Nenhum ponto de um enrolamento ligado em delta opera com uma tensão para a terra de menos que 50% da tensão fase-terra. A amplitude da corrente de falha à terra para este tipo de enrolamento é menor que para um enrolamento em estrela, sendo que o valor irá depender de como o sistema é aterrado. Para falhas localizadas no ponto central de um enrolamento em delta, podemos ter correntes da ordem da corrente nominal e até menores, dependendo do tipo de aterramento do sistema. Isto porque a impedância dos enrolamentos ligados em delta é particularmente alta para faltas nesta região (25% a 50% na base de potência do transformador). E a tensão pré-falta para a terra neste ponto é a metade da tensão entre fases. A corrente irá fluir para a terra pelos dois lados do enrolamento e se dividirá entre as duas fases do sistema. As correntes nas duas fases podem ser relativamente baixas, um fato que deve ser levado em consideração quando da análise da performance de um esquema de proteção.

1.1.4 – Falhas entre fases

Essas falhas dentro de transformadores são relativamente raras, mas, se ocorrerem, irão provocar correntes bem mais elevadas que as que ocorrem para falhas à terra em enrolamentos ligados em estrela com neutro solidamente aterrado.

1.1.5 – Falhas entre espiras

Transformadores de tensões mais elevadas, conectados a sistemas de transmissão aéreos, são constantemente submetidos à sobretensões de impulso, de frente íngreme. Um surto em uma linha, que pode ser de várias vezes a tensão nominal do sistema, se concentrará nas partes finais dos enrolamentos devido ao alto valor da frequência equivalente da frente de onda. A isolação nessas partes dos enrolamentos é reforçada, mas não pode ser aumentada na mesma proporção da isolação para a terra, que é relativamente grande. O risco de uma falha entre espiras, comparado com o de uma falha para a terra é relativamente alto.

Estatisticamente, 70% a 80% das falhas em transformadores se iniciam por falhas entre espiras. A evolução da falha, se não for detectada nos estágios iniciais, pode destruir a evidência da verdadeira causa. Um curto-circuito de algumas espiras do enrolamento dá origem a altas correntes no Loop de curto, mas as correntes terminais são muito pequenas por causa da alta relação de transformação entre o enrolamento total e as espiras em curto. A figura 1.3 mostra os dados de um transformador de 3,25 % de impedância com as espiras em curto simetricamente localizadas no centro do enrolamento.

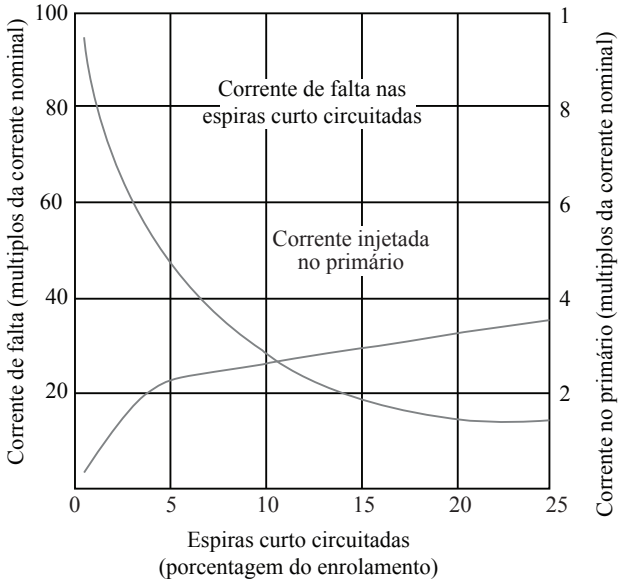


Figura 1.3 – Falhas entre espiras

1.1.6 – Falhas no núcleo

Ligações pela estrutura do núcleo podem permitir a circulação de correntes parasitas e aquecimento excessivo. Os parafusos de fixação das lâminas são sempre isolados para evitar esse problema. Se alguma parte da isolação do núcleo apresentar problema, o aquecimento resultante pode ser suficiente para danificar o enrolamento. As perdas adicionais no núcleo, embora causando aquecimento local severo, não produzirão variação sensível na corrente e podem não ser detectadas pelas proteções elétricas normais, e é desejável que esta condição

seja detectada antes que uma falha de proporções mais severas ocorra. Nos transformadores imersos em óleo, se o aquecimento de qualquer parte da estrutura for suficiente para causar estragos na isolação dos enrolamentos, ele também provocará formação interna de gases dissolvidos no óleo. Esses gases irão fluir para o conservador e são utilizados.

1.1.7 – Falhas no tanque

Vazamentos de óleo pelo tanque dos transformadores provocarão a redução no isolamento dos enrolamentos e sobreaquecimento em carga devido à redução da refrigeração. Sedimentos de óleo podem bloquear dutos e tubulações de resfriamento, produzindo também sobreaquecimento. Um efeito similar é produzido pela falha do sistema de refrigeração forçada de grandes transformadores.

1.1.8 – Condições externas que afetam a operação dos transformadores

1.1.8.1 – Sobrecargas

Sobrecargas impostas aos transformadores causam um aumento das perdas no cobre e uma consequente elevação da temperatura. As sobrecargas são permitidas por períodos de tempo limitados que dependem das temperaturas iniciais e de condições de refrigeração. Existem critérios que definem as sobrecargas programadas em transformadores de força. Sobrecargas não programadas ocorrem em situações de emergência, causadas por anormalidades imprevistas no sistema interligado.

1.1.8.2 – Curtos-circuitos

Curtos-circuitos no sistema produzem correntes de valores elevados circulando pelos transformadores, aumentando as perdas no cobre em proporção ao quadrado da corrente de falta em (p.u). A tabela 1.1 mostra o tempo de duração máxima permitido para suportabilidade de correntes de falta para transformadores de determinado fabricante.

Na aplicação de proteção em transformadores, devemos solicitar a curva de suportabilidade do fabricante para que relés adequadamente ajustados possam ser utilizados.

Correntes de curto-circuito elevadas produzem esforços mecânicos severos em transformadores. Os esforços máximos ocorrem durante o primeiro ciclo da corrente de curto assimétrica (período subtransitório) e, portanto, não podem ser evitados pela atuação de dispositivos de proteção e abertura de circuitos. O controle desses esforços é um problema, portanto, do projeto do transformador.

Tabela 1.1 – Suportabilidade de transformador às correntes de curto-circuito

REATÂNCIA DO TRANSFORMADOR(%)	CORRENTE DE FALTA(MULTIPLOS DA NOMINAL)	TEMPO DE DURAÇÃO PERMITIDO (SEGUNDOS)
4	25	2
5	20	3
6	16,6	4
7	14,2	5

1.1.8.3 – Sobretensões

As sobretensões podem ser: de surto transitórias e de frequência industrial. As sobretensões transitórias são decorrentes de chaveamentos e descargas atmosféricas e podem provocar falhas entre espiras. Para essas sobretensões, os transformadores de médio e grande porte são protegidos por para-raios. Em transformadores de menor porte, é usual a utilização de *gaps* nos terminais de alta tensão, que possuem o inconveniente de provocar falha para a terra no sistema durante o descarregamento de um surto de tensão. Sobretensões de frequência industrial causam aumento na solicitação do isolamento e um aumento proporcional no fluxo. Este último provoca aumento das perdas no ferro e um aumento proporcional na corrente de magnetização. Adicionalmente, teremos dispersão de fluxo da estrutura laminada do núcleo para as partes estruturais de aço. Nestas condições de sobre-excitação do núcleo, os parafusos de fixação, que normalmente não são submetidos a fluxo, podem ser submetidos a grandes componentes de fluxo provenientes da região saturada do núcleo. Podemos, então, ter sobreaquecimento elevado, o que destruirá a isolação dos parafusos de fixação, e danificação do isolamento das bobinas se esta condição persistir por muito tempo.

1.1.8.4 – Subfrequências

A operação com frequência reduzida tem um efeito similar, com relação à densidade de fluxo, ao da sobretensão. Um transformador pode operar com certo grau de sobretensão com um aumento correspondente na frequência, mas a operação não pode ser permitida com sobretensão e subfrequência por um tempo longo.

1.1.9 – Transitórios de magnetização de transformadores

A corrente de magnetização de um transformador entra pelo primário e não sai pelo secundário, se apresentando para os relés diferenciais como se fossem derivadas de uma falha interna. Em regime normal de operação, esta corrente possui valores da ordem de 2% a 5% da corrente nominal do transformador, não se constituindo de um problema para a proteção diferencial deste. Entretanto, qualquer condição que implique em variação instantânea dos enlaces de fluxo do transformador dá origem a valores transitórios muito elevados da corrente de magnetização, podendo atingir valores da ordem de 8 a 30 vezes a corrente nominal do transformador, que podem provocar a atuação incorreta da proteção diferencial se ela não contar

com meios de discriminação adequados. Os fatores que controlam a duração e a amplitude das correntes de *inrush* são:

- Instante de início do processo;
- Capacidade do transformador;
- Capacidade do sistema;
- Relações L/R do transformador e do sistema;
- Tipo de ferro usado no núcleo;
- Nível de fluxo residual do transformador;
- Condições em que se realiza o processo.

De acordo com este último aspecto, podemos identificar três situações diferentes: energização inicial do transformador; recuperação posterior a uma redução transitória da tensão e energização de um transformador em paralelo com outro que já se encontrava energizado.

1.1.9.1 – Energização inicial do transformador

O *inrush* de energização é causado pelo fluxo remanescente (fluxo residual) no núcleo do transformador e pelo instante de fechamento do disjuntor. Dependendo do instante de fechamento do disjuntor, se o fluxo provocado pela tensão de energização for igual ao fluxo residual (figura 1.4), não ocorre transitório de energização.

A figura 1.5 mostra que, se o fluxo produzido pela tensão no instante de fechamento do disjuntor estiver no pico máximo negativo, a corrente de *inrush* pode atingir mais de 10 vezes a corrente de magnetização de regime permanente.

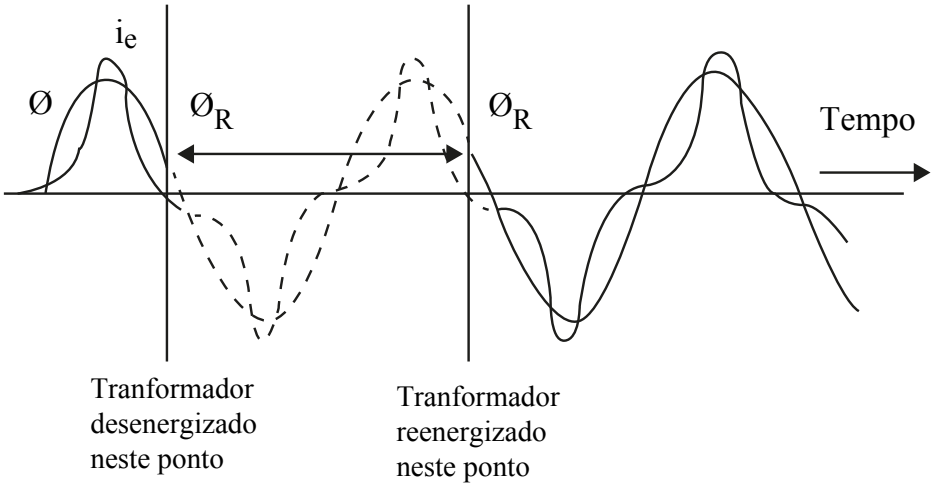


Figura 1.4 – Energização sem *inrush*

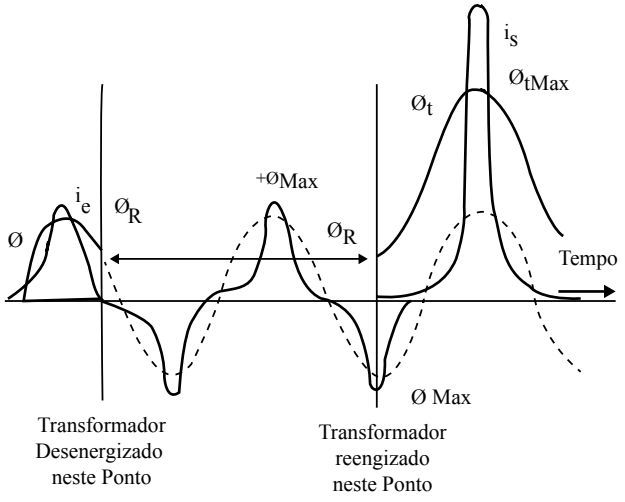


Figura 1.5 – Energização com *inrush*

A figura 1.6 mostra uma forma de onda de uma corrente de *inrush* típica, que é rica em componente DC e em segundo harmônico.

O processo transitório de energização pode durar de 10 segundos em transformadores de pequeno porte até 1 minuto para unidades de maior porte, principalmente quando as unidades estão próximas a usinas.

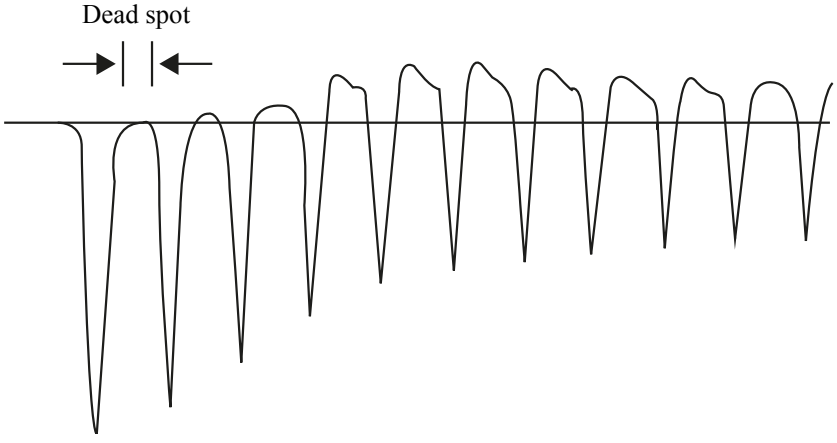


Figura 1.6 – Forma de onda típica de corrente de *inrush*

Nas formas de onda das correntes de *inrush* existem intervalos de tempo em cada ciclo em que a corrente tem um valor próximo a zero, o que é utilizado por alguns relés na identificação de transitórios de energização.

Em resumo, a presença de componentes aperiódicas de alta constante de tempo, de harmônicos e de intervalos com corrente nula são características de *inrush* de correntes de magnetização, que permitem diferenciá-las das correntes de curtos-circuitos internos no transformador.

A corrente de *inrush* mais crítica para a proteção diferencial é a provocada durante a energização de um transformador em vazio, pois, neste caso, toda a corrente de *inrush* flui apenas no enrolamento conectado à fonte de tensão, enquanto as correntes nos demais enrolamentos são nulas, o que provoca a circulação de altas correntes no circuito diferencial, podendo provocar atuações incorretas da proteção.

A amplitude e a forma de onda da corrente de *inrush* dependem de diversos fatores, tais como: fluxo remanescente, instante de energização, impedância da fonte e tensão de energização. Como a maioria destes fatores varia em cada energização, as correntes de *inrush* serão, portanto, diferentes em cada uma delas.

A seguir, serão destacadas as principais características das correntes de *inrush*:

- Contêm nível DC, harmônicos ímpares e pares;
- Tipicamente é composta por pulsos unipolares e bipolares, separados por intervalos de correntes bem baixas;
- Os valores de pico da corrente de *inrush* unipolar decrescem bem lentamente (constante de tempo elevada);
- O seu conteúdo de segundo harmônico começa com valor baixo que aumenta à medida que a corrente de *inrush* diminui;
- No caso de transformadores com conexão delta-estrela, as correntes devem ser compensadas ou por meio de ligações dos transformadores de corrente ou pelo próprio relé.

A tabela 1.2 apresenta valores típicos do conteúdo harmônico presente nas correntes de energização de transformadores de vários níveis de tensão e potências, confirmando a considerável presença do 2º harmônico citada.

Tabela 1.2 – Conteúdo harmônico presente na corrente de energização de transformadores

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS				
COMPONENTES	**66 kV 12 MVA**	**275 kV 150 MVA**	**275 kV 50 MVA 2 bancos em paralelo**	**500 kV 1000 MVA 2 bancos em paralelo**
	%	**%**	**%**	**%**
DC	62	100	100	97,1
Fundamental	100	100	100	100
2º	60	30,4	33,1	78
3º	9,4	9,6	18,2	31
4º	5,4	1,6	6,5	18
5º	-	0,7	7,2	11,4

1.1.9.2 – Redução transitória de tensão (recovery inrush)

As reduções transitórias de tensão também provocam o fenômeno de *inrush* nas correntes de magnetização do transformador. O caso mais crítico é o de uma falha externa trifásica sólida próxima ao transformador, que reduz a tensão praticamente a zero. Quando a falta é eliminada, a tensão recupera o seu valor normal e tem lugar um processo de *inrush* de corrente de magnetização. Neste caso, o transformador não está desconectado da rede e os valores de corrente são menores que no caso da energização inicial.

1.1.9.3 – Energização de transformador em paralelo com outro que já se encontrava energizado (sympathetic inrush)

Quando se energiza um transformador em paralelo com outro que já se encontra em serviço, ambos apresentam o processo de *inrush* de corrente de magnetização. O problema consiste em que o transformador que se energiza experimenta o processo de *inrush* de corrente devido à energização inicial, e a componente aperiódica dessa corrente provoca uma queda de tensão que afeta o outro transformador, originando neste também um processo de *inrush*.

A corrente Ip na figura 1.7 representa a corrente de *inrush* no transformador T1 resultante da energização do transformador T2.

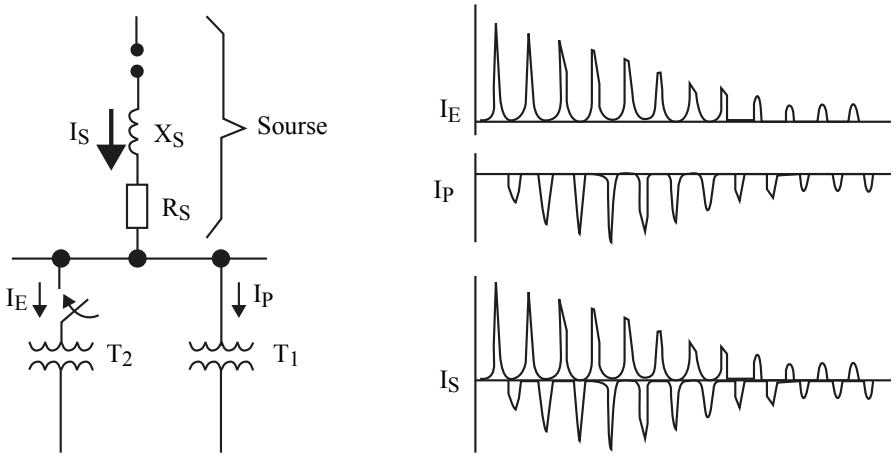


Figura 1.7 – Sympathetic inrush

1.2 – Proteção diferencial de transformadores

1.2.1 – Princípio de operação

O elemento diferencial deve ser sensível aos defeitos internos e indiferente aos defeitos externos. A figura 1.8 ilustra o princípio básico de operação da proteção diferencial aplicada aos transformadores e autotransformadores.

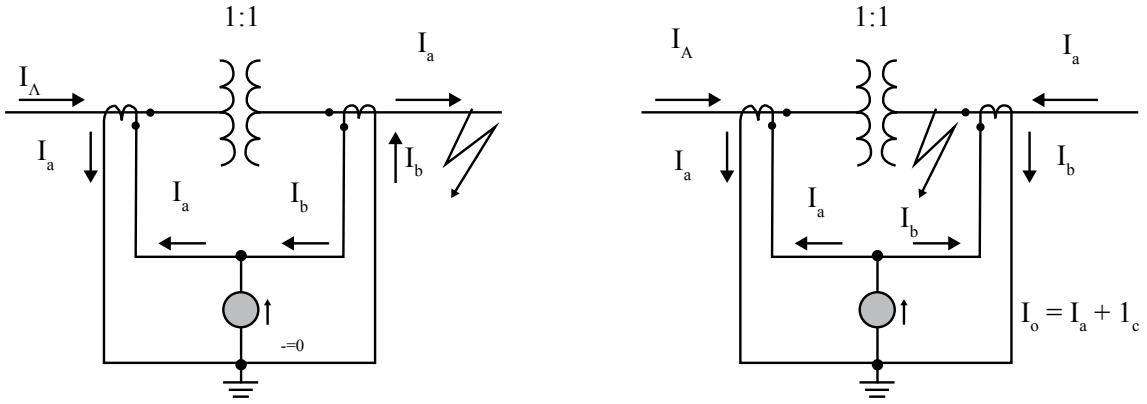


Figura 1.8 – Princípio de operação da proteção diferencial

O objetivo do relé diferencial é a comparação das correntes que entram e saem do transformador ou autotransformador protegido que, em condições ideais, se comportam da seguinte maneira:

- Para faltas externas e condições normais de operação, as correntes secundárias são iguais, logo, como a sua diferença é nula, não circula corrente no circuito de operação, indicando que não há problemas no equipamento protegido, portanto, sem atuação do relé.
- Para as faltas internas, estas correntes são diferentes e fluem ambas no sentido do equipamento protegido, logo, circula corrente no circuito de operação e, quando essa corrente atinge um valor considerável, ultrapassado um valor pré-definido, denominado corrente de *pickup* (Ipk), o relé opera desconectando o equipamento do sistema. Normalmente, para falhas internas, a corrente que circula no circuito de operação do relé é igual a corrente de curto-circuito total, vista do secundário dos TCs que compõem a malha diferencial.

1.2.2 – Características de operação

Na prática, mesmo em condições normais de operação ou quando de falhas externas, a proteção diferencial aplicada a transformadores ou autotransformadores possui uma corrente diferencial não nula, proveniente das seguintes causas:

- Corrente de magnetização;
- Correntes de *inrush*;
- Erros dos transformadores de corrente;
- Erros devido às diferenças das relações de transformação dos transformadores de corrente (erro de *mismatch*);
- Variação na relação de transformação do transformador de potência provocada pela comutação automática de *taps*;

- Erros provenientes das defasagens angulares das correntes, em função das ligações delta-estrela dos transformadores;
- Erros provocados por sobre-excitação do transformador;
- Erros provocados pela saturação dos transformadores de corrente.

Desta forma, ao longo do tempo, para se evitar que a proteção diferencial atue para estas situações, a mesma foi aperfeiçoada e novas funcionalidades foram acrescentadas. Essa evolução deu origem à Proteção Diferencial Percentual, que atualmente é o esquema de proteção mais utilizado para transformadores de potências superiores a 2,5 MVA (figura 1.9).

Neste tipo de proteção, foi introduzido o conceito de circuito de restrição, cujo objetivo é fazer com que o relé não seja sensibilizado por pequenas correntes diferenciais, o que impede a operação incorreta nesses casos.

Nos relés diferenciais percentuais, a corrente de operação, também chamada de corrente diferencial (Iop), é obtida pela soma fasorial das correntes que entram e saem do transformador protegido:

$$I_{op} = |Iw1 + Iw2|$$

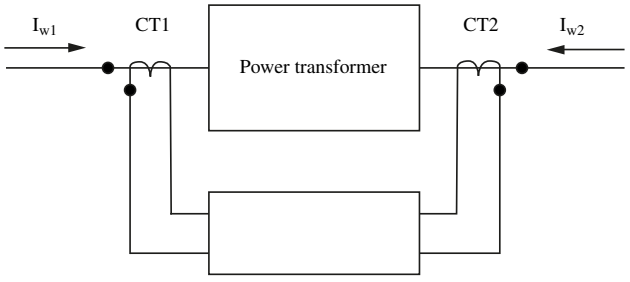


Figura 1.9 – Relé diferencial percentual

Existem várias formas de obtenção da corrente de restrição, entre as quais as mais comuns encontradas são as seguintes:

$$I_{RT} = k * |I_{w1} - I_{w2}|$$
$$I_{RT} = k * (|I_{w1}| + |I_{w2}|)$$
$$I_{RT} = MAX * (|I_{w1}|, |I_{w2}|)$$

Nas expressões acima, os valores de *k* são normalmente ½ ou 1.

As duas últimas expressões têm a vantagem de poderem ser aplicadas a transformadores de mais de dois enrolamentos.

O relé diferencial percentual atua sempre que a corrente de operação (I_{op}) é maior que um percentual da corrente de restrição (I_{RT}), ou seja:

$I_{OP} > SLP\ I_{RT}$, onde SLP é denominado *slope* do relé diferencial.

A seguir, é apresentada (figura 1.10) uma característica de operação típica de um relé diferencial percentual digital, com regiões de operação e restrição definidas, e corrente mínima de *pickup* do relé (Id_{Min}). A tecnologia digital permitiu dotar os relés diferenciais de características com dupla inclinação, aumentando a segurança das proteções diferenciais para falhas externas com saturação de TCs.

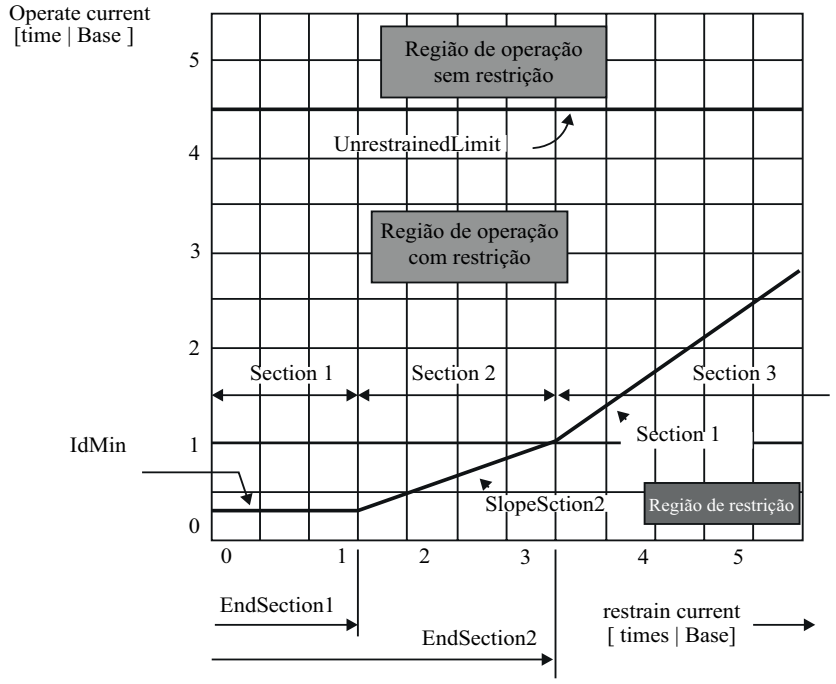


Figura 1.10 – Característica de operação do relé diferencial percentual

Os problemas das falsas correntes diferenciais provocados pelas correntes de magnetização, erros dos transformadores de corrente, erros devido às diferenças das relações de transformação dos transformadores de corrente (erros de *mismatch*) e erros provocados pela variação na relação de transformação do transformador de potência provocada pela comutação automática de *taps* são resolvidos pela utilização de relés diferenciais percentuais, por meio do *slope*.

1.2.3 – Fatores que influenciam a operação das proteções diferenciais

1.2.3.1 – Corrente de magnetização

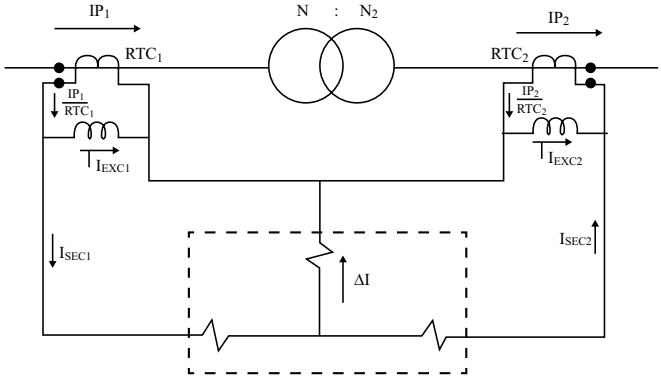
A corrente de magnetização dos transformadores e autotransformadores é bem pequena, geralmente da ordem de 0,25 % da corrente nominal dos mesmos, não trazendo problemas na aplicação de relés diferenciais, visto que os *taps* das proteções são ajustados bem acima deste valor.

1.2.3.2 – Correntes de inrush

A corrente de *inrush* é uma corrente transitória que ocorre devido à magnetização e à saturação do núcleo, podendo atingir valores bastante elevados, principalmente em grandes transformadores de potência. Este tópico foi tratado no item 1.9.

1.2.3.3 – Erros dos transformadores de corrente

A figura 1.11 apresenta uma ligação típica de uma proteção diferencial para transformadores de dois enrolamentos, utilizada para caracterizar o problema dos erros dos TCs.



Em condições normais de operação:

$I_{SEC1} = I_{SEC2}$

$\frac{IP_1}{RTC_1} - I_{EXC1} = \frac{IP_2}{RTC_2} - I_{EXC2}$

Figura 1.11 – Ligação de proteção diferencial em transformadores de dois enrolamentos

A corrente secundária do TC1, Isec1, é a diferença entre a corrente primária refletida para o secundário do TC1 e a corrente de excitação do TC1, Iexc1, ou seja:

$$Isec1 = \left(\frac{Ip1}{RTC1}\right) - Iexc1$$

A corrente secundária do TC2, Isec2, é a diferença entre a corrente primária refletida para o secundário do TC2 e a corrente de excitação do TC2, Iexc2, ou seja:

$$Isec2 = \left(\frac{Ip2}{RTC2}\right) - Iexc2$$

A corrente de erro (ΔI) que irá circular no circuito de operação do relé diferencial em condições normais de operação é:

$$\Delta I = Isec1 - Isec2 = \left(\left(\frac{Ip1}{RTC1}\right) - Iexc1\right) - \left(\left(\frac{Ip2}{RTC2}\right) - Iexc2\right)$$

Se for feito o casamento perfeito entre as relações de transformação dos TCs nos dois lados do transformador, teremos:

$$\frac{Ip1}{RTC1} = \frac{Ip2}{RTC2}$$

De modo que:

$$\Delta I = Isec1 - Isec2 = \left(\left(\frac{Ip1}{RTC1}\right) - Iexc1\right) - \left(\left(\frac{Ip2}{RTC2}\right) - Iexc2\right) = Iexc2 - Iexc1$$

Ou seja, mesmo com o casamento ideal das relações de transformação dos TCs nos dois lados do transformador, haverá uma corrente diferencial, em condições normais de operação, que será igual à diferença entre as correntes de excitação dos dois TCs. Esta corrente de erro é compensada pelo *tap* do relé (IdMin).

1.2.3.4 – Erros devido às diferenças das relações de transformação dos transformadores de corrente (erros de mismatch)

Mesmo que os transformadores possuam uma relação de transformação fixa, que é o caso daqueles que não possuem variação automática de *taps* (OLTC), é muito difícil realizar um casamento perfeito das relações de TC nos dois (ou mais) lados do transformador. Este casamento imperfeito provoca o chamado erro de *mismatch*, causando a circulação de corrente no circuito de operação do relé diferencial. Se o transformador possuir OLTC, esse erro é aumentado. Essa situação é particularmente importante para os casos de curtos-circuitos externos de valores elevados de corrente. Esses erros também devem ser considerados na determinação do *tap* do relé.

1.2.3.5 – Erros provocados pela variação na relação de transformação do transformador de potência em função da comutação automática de taps

A variação automática de *taps* do transformador modifica sua relação de transformação e é uma fonte adicional de erro, que provoca circulação de corrente no circuito de operação do relé diferencial. Esta situação deve ser compensada pela característica de restrição do relé diferencial.

1.2.3.6 – Erros provenientes das defasagens angulares das correntes, em função das ligações delta-estrela dos transformadores

A ligação delta-estrela de transformadores provoca uma defasagem angular entre as correntes dos dois lados do transformador, conforme ilustra a figura 1.12 para um transformador de grupo de ligação YNd5. Se isto não for compensado de alguma forma, podem ocorrer correntes diferenciais de valores bem elevados. Os relés da tecnologia analógica compensavam estas defasagens pelas ligações dos TCs, por meio das quais os TCs do lado estrela eram ligados em delta e os TCs do lado delta eram ligados em estrela, corrigindo, desta forma, a defasagem angular.

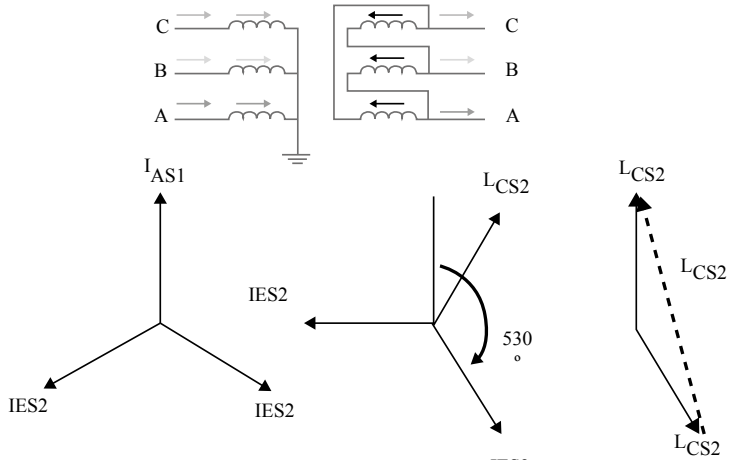


Figura 1.12 – Característica de operação do relé diferencial percentual

Nos relés digitais, não é necessária a utilização desta prática, uma vez que estas defasagens são corrigidas pelo *software* do relé, de modo que os TCs podem ser ligados indiferentemente em delta ou estrela.

1.2.3.7 – Erros provocados por sobre-excitação do transformador

O fluxo magnético no núcleo do transformador é diretamente proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à frequência do sistema. Condições de sobretensão e/ou subfrequência podem produzir níveis de fluxo que saturam o núcleo do transformador.

A sobre-excitação em transformadores causa o aquecimento dos mesmos, aumento nas correntes de excitação, ruído e vibração. Quando severa, pode trazer danos ao transformador, caso o mesmo não seja desconectado do sistema. A proteção diferencial do transformador não deve atuar sob estas condições, visto que o objetivo da mesma é a atuação para falhas internas a ele. Uma alternativa para a proteção de transformador contra sobre-excitação é a utilização de uma função que responda à relação de tensão/frequência (V/Hz).

Uma característica peculiar da sobre-excitação de transformadores é a significativa presença de harmônicos ímpares, principalmente os de 3ª e 5ª ordem, na corrente de excitação, o que produz um aumento considerável na corrente diferencial, provocando a atuação incorreta das proteções diferenciais.

A figura 1.13 apresenta o comportamento da corrente de excitação, obtida durante um teste real em laboratório, num transformador de 5 kVA, 230/120 V sobrexcitado.

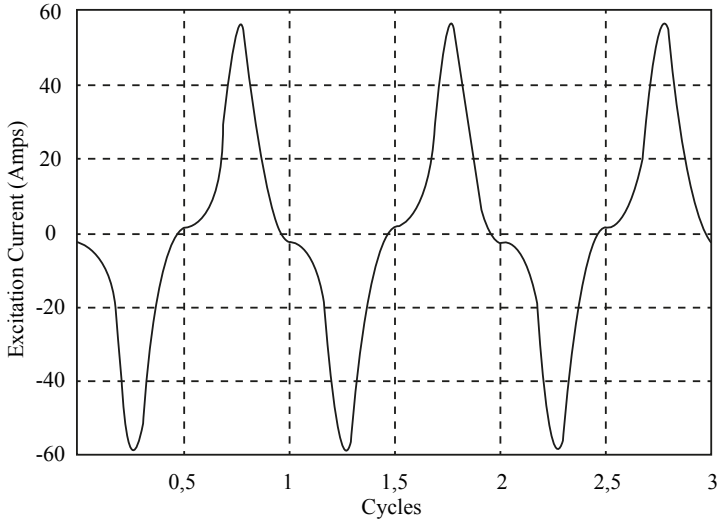


Figura 1.13 – Corrente de excitação em transformador sobrexcitado

Os harmônicos mais significativos são o terceiro e o quinto, sendo este último utilizado pelos relés para bloqueio por sobre-excitação, já que o terceiro harmônico normalmente fica confinado no interior dos enrolamentos com conexão delta dos transformadores.

A figura 1.14 mostra a variação do conteúdo harmônico da corrente de excitação de um transformador em função da tensão aplicada, onde podemos observar o conteúdo da componente de quinto harmônico. A partir de aproximadamente 120% da tensão, há uma redução na

amplitude desta componente. Normalmente, a restrição para esta componente é ajustada para 30% ou 35%, o que torna esta restrição efetiva até aproximadamente 140% de sobretensão.

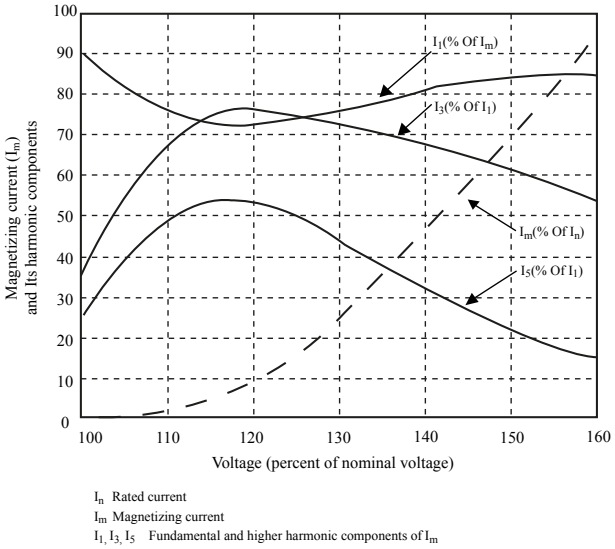


Figura 1.14 – Variação dos harmônicos em função da tensão

1.2.3.8 – Erros provocados pela saturação dos transformadores de corrente

O transformador de corrente é um equipamento destinado a reproduzir, no seu circuito secundário, a corrente do seu circuito primário, em módulo e ângulo para uso em equipamentos de medição, proteção e controle.

O comportamento do TC durante um curto-circuito depende das características do sistema, das características próprias do TC, bem como das características do curto-circuito.

Quando de valores elevados de corrente de curto-circuito simétrico no primário, a densidade de fluxo no núcleo do TC pode entrar na região de saturação, o que provoca uma distorção na forma de onda da corrente secundária do TC e redução significativa da sua amplitude. Neste caso, ocorre saturação AC. Assim, os relés que dependem desta corrente podem facilmente operar de forma incorreta, ou mesmo não operar, durante este período, comprometendo a eficiência da proteção do equipamento em questão.

Ressalta-se que a saturação AC deve ser evitada na fase de planejamento dos sistemas, quando os TCs devem ser especificados para que não saturem para as máximas correntes de curto-circuito previstas no ponto de aplicação, desde que suas cargas não superem as máximas admissíveis nas normas.

A figura 1.15 mostra a corrente secundária e o seu respectivo conteúdo harmônico de um TC saturado apenas por nível AC da corrente primária. Nota-se a predominância de harmônicos ímpares neste caso, principalmente 3° e 5° harmônicos.

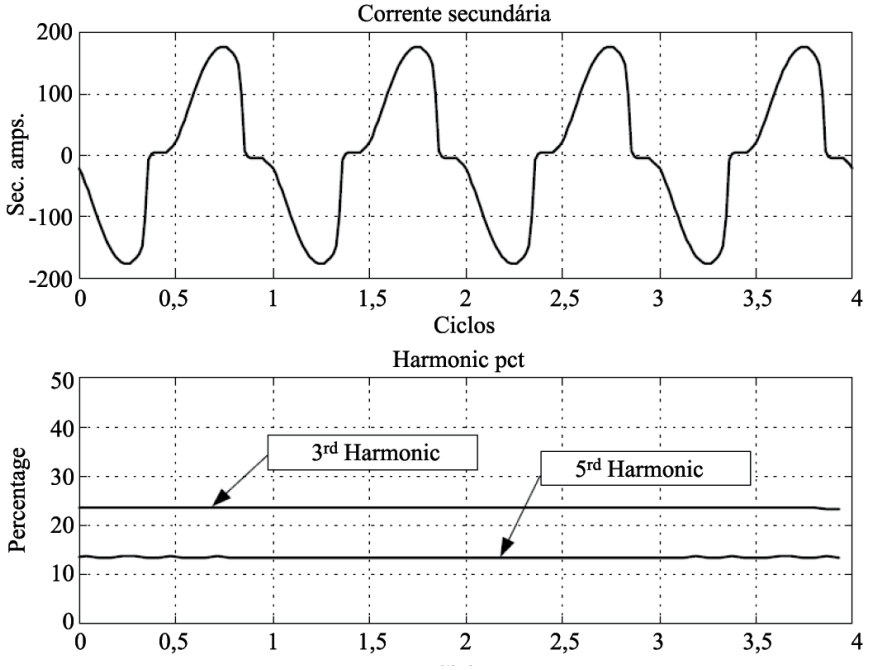


Figura 1.15 – Saturação por componente AC

A presença de componente DC na corrente de curto-circuito primária também pode levar o TC à saturação. Isto ocorre por que a componente contínua introduz no núcleo do TC um fluxo contínuo que oscila o fluxo resultante da componente alternada. Desta forma, uma corrente primária deslocada por componente DC pode levar o TC a operar na condição de saturação.

A figura 1.16 apresenta o comportamento do fluxo no núcleo de um TC, com carga secundária resistiva, quando da aplicação de uma corrente primária com presença de componente DC.

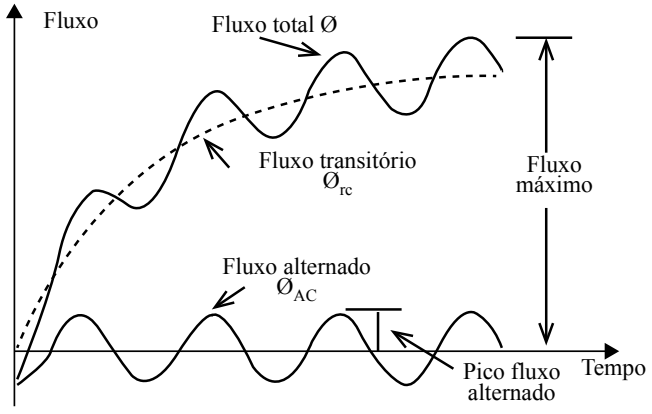
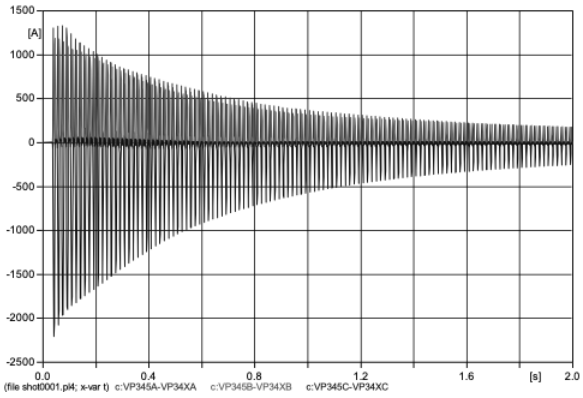


Figura 1.16 – Fluxo no núcleo de um TC cuja corrente primária contérm componente DC

A figura 1.17 mostra a corrente secundária de um TC saturado por nível DC na corrente primária, e o seu respectivo conteúdo harmônico. Trata-se de um registro oscilográfico de um circuito de 138 kV. Nota-se a presença de harmônicos pares e ímpares sendo os pares de maior amplitude, principalmente 2° e 4° harmônicos.



Análise Harmônica dos Sinais

Valor Base	413.14		
Nível DC	100%	6º Harmônico	4,9%
Fundamental	86,2%	7º Harmônico	11,2%
2º Harmônico	57,8%	8º Harmônico	3,2%
3º Harmônico	27,6%	9º Harmônico	1,7%
4º Harmônico	11,7%	10º Harmônico	0,9%
5º Harmônico	2,3%	11º Harmônico	0,9%

Figura 1.17 – Saturação por componente DC – análise harmônica

Outra situação que também contribui com a saturação de TC é o religamento automático quando ainda existir fluxo remanescente no núcleo do TC.

Os TCs reproduzem fielmente a corrente primária durante certo tempo após o início da falta, até que ocorre a saturação. O tempo necessário para que ocorra a saturação depende de uma série de fatores, sendo os principais os seguintes: relação X/R do sistema no ponto de aplicação do TC, ângulo de incidência e amplitude da corrente de falta, fluxo remanescente no núcleo, impedância do circuito secundário etc. A referência 24 apresenta uma fórmula que permite calcular este tempo.

Com relação aos relés diferenciais, para faltas externas, a saturação dos TCs pode provocar a atuação incorreta do relé em função da corrente diferencial provocada por esta saturação. No caso de falhas internas, a saturação do TC pode retardar ou até mesmo inibir a atuação do relé diferencial que possua restrição ou bloqueio por harmônicos.

O conteúdo de harmônicos nas correntes secundárias dos TCs saturados é usado pelos relés diferenciais, para bloquear ou restringir suas atuações.

1.2.4 – Métodos de discriminação de falhas internas de condições de inrush e sobre-excitação

Para evitar atuações incorretas dos relés diferenciais nas condições de *inrush* e sobre-excitação, os relés utilizam normalmente as características harmônicas das correntes secundárias, geradas nestes dois fenômenos, para a sua discriminação e inibição de suas atuações nestes casos.

Os harmônicos filtrados podem ser usados tanto para bloqueio quanto para a restrição da operação do relé. A figura 1.18 apresenta os diagramas lógicos dos dois métodos existentes.

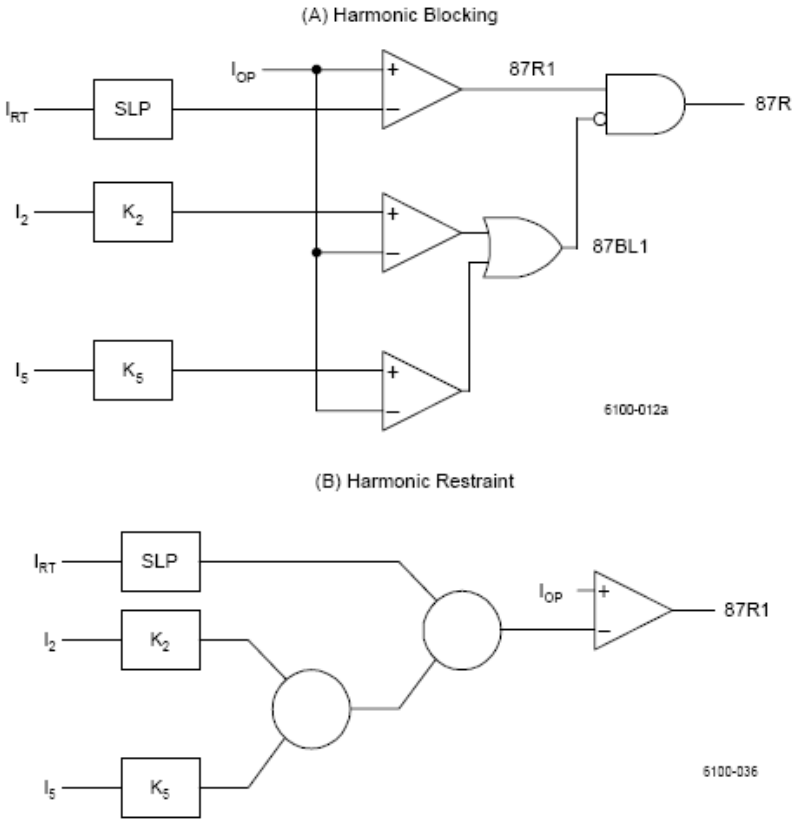


Figura 1.18 – Diagramas lógicos dos métodos de bloqueio e restrição por harmônicos

1.2.4.1 – Método de bloqueio por harmônicos

A figura 1.18a mostra o diagrama lógico do método de bloqueio por harmônicos. Neste método, os harmônicos são utilizados para bloquear a saída do elemento diferencial (87R1). Cada harmônico utilizado irá bloquear o elemento diferencial se a sua magnitude for maior que uma percentagem ajustável da corrente de operação (constantes K2 e K4 da figura).

Normalmente, os relés diferenciais de proteção de transformadores utilizam o 2° harmônico para bloquear a atuação da proteção durante as condições de *inrush*. Alguns fabricantes também utilizam harmônicos pares, especialmente o 4° harmônico, para bloqueio durante estas condições.

Para evitar a atuação dos relés diferenciais durante condições de sobre-excitação, é utilizado o 5° harmônico para bloquear a sua atuação.

Logo, para que ocorra a operação do relé diferencial, as seguintes equações devem ser satisfeitas:

$$Iop > SLP * IRT$$
$$Iop * K2 < I2$$
$$Iop * K5 < I5$$

Onde:

I_{op} – componente fundamental da corrente de operação

SLP – *slope* (inclinação da característica de operação)

IRT – corrente de restrição

K2 e K5 – constantes ajustáveis que representam a percentagem de 2° e 5° harmônicos, respectivamente, na corrente de operação fundamental

I2 – Componente de 2° harmônico da corrente de operação

I5 – Componente de 5° harmônico da corrente de operação

O bloqueio por harmônicos pode ser realizado de duas formas: bloqueio independente ou bloqueio comum (*cross blocking*), cujos diagramas lógicos estão apresentados figura 1.19.

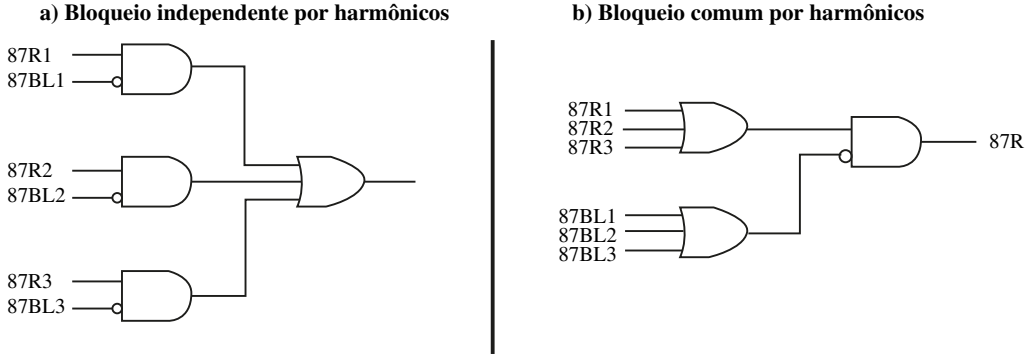


Figura 1.19 – Diagramas lógicos dos métodos de bloqueio independente ou comum por harmônicos

No método de bloqueio independente, figura 1.19a, o bloqueio é realizado individualmente por cada fase, enquanto no método de bloqueio comum, figura 1.19b , o bloqueio do relé é realizado por quaisquer das três fases.

Podem-se destacar vantagens e desvantagens em cada um dos métodos, sendo que a opção pela utilização dos mesmos depende de considerações sobre *dependability x security* , ou seja, a garantia de atuação para falhas internas *versus* segurança para não atuação em condições indesejáveis (*inrush* e sobre-excitação). A utilização do bloqueio comum aumenta a segurança para a não atuação em condições indesejáveis.

1.2.4.2 – Método de restrição por harmônicos

A figura 1.18b mostra o diagrama lógico do método de restrição por harmônicos. Neste método, os harmônicos selecionados são adicionados à componente fundamental da corrente de restrição para comparação com a componente fundamental da corrente de operação.

Da mesma forma que para o método de bloqueio, os relés diferenciais digitais de proteção de transformadores utilizam o 2° harmônico para restringir a atuação da proteção durante as condições de *inrush*. Alguns fabricantes também utilizam harmônicos pares, especialmente o 4° harmônico.

Para evitar a atuação dos relés diferenciais durante condições de sobre-excitação, é utilizado o 5° harmônico para restringir a sua atuação.

Logo, para que ocorra a operação do relé diferencial, a seguinte equação deve ser satisfeita:

$$Iop > SLP * IRT + K2 * I2 + K5 * I5$$

Onde:

I_{op} – Componente fundamental da corrente de operação

SLP – *slope* (inclinação da característica de operação)

IRT – corrente de restrição

K2 e K5 – constantes ajustáveis que representam a percentagem de 2° e 5° harmônicos, respectivamente, na corrente de operação

I2 – Componente de 2° harmônico da corrente de operação

I5 – Componente de 5° harmônico da corrente de operação

1.2.5 – Proteção diferencial de terra restrita

A proteção diferencial de terra restrita normalmente é utilizada para detectar falhas em enrolamentos conectados em estrela aterrada de transformadores e autotransformadores. A figura 1.20 mostra a conexão típica deste tipo de proteção. Basicamente, ela consiste de uma proteção de sobrecorrente diferencial de sequência zero, em que praticamente não circula corrente de sequência zero para falhas fora da zona de proteção do transformador. Entretanto, para uma falha interna, toda corrente de falta circula pelo circuito de operação. O esquema diferencial deve atuar para falhas no enrolamento estrela do transformador, independentemente da posição do disjuntor.

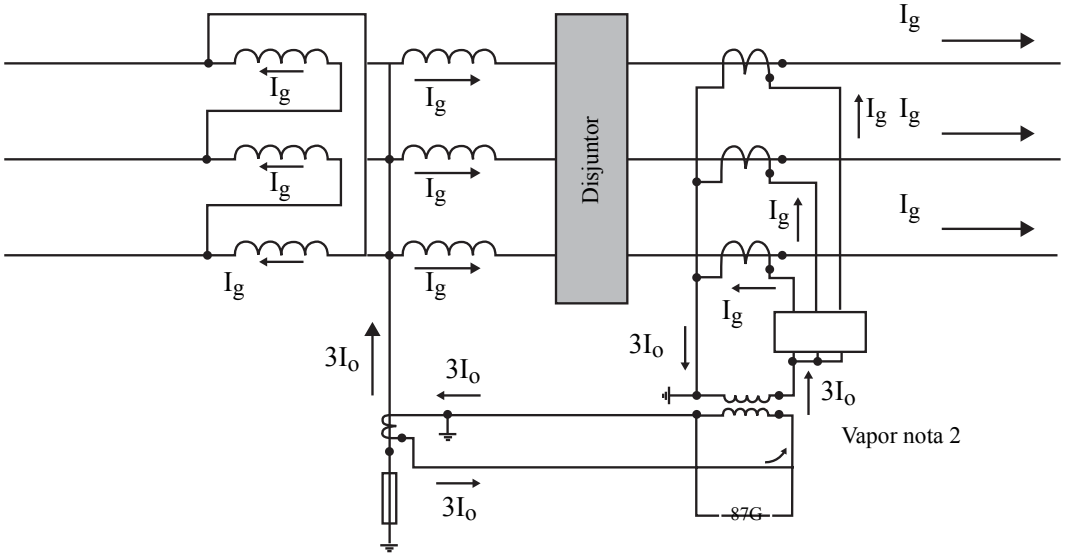


Figura 1.20 – Proteção diferencial de terra restrita

Na figura 1.20, os TCs auxiliares só são necessários se os TCs de fase e de neutro tiverem relações diferentes e os relés forem analógicos (eletromecânicos ou estáticos). Nos relés digitais, as diferenças de relações são corrigidas automaticamente.

Durante a ocorrência de falhas externas, ocorrendo saturação dos TCs de fase, irão aparecer correntes residuais, sem a presença de corrente no neutro, de modo que estes esquemas podem atuar incorretamente. Isto é evitado pela utilização de relés diferenciais percentuais, restringindo sua atuação pela corrente residual ou pela máxima corrente de fase, ou ainda pela utilização de relés diferenciais de terra restrita de alta impedância.

1.2.6 – Proteção diferencial de terra restrita de alta impedância

A figura 1.21 mostra a aplicação da proteção diferencial de terra restrita de alta impedância. Neste caso, o relé 87G é de alta impedância e o princípio de funcionamento é similar ao de uma proteção diferencial de barras de alta impedância.

A figura mostra ainda que, para uma falha externa na qual não ocorre saturação de TCs, a corrente circula entre os TCs de fase e o TC de neutro. A figura 1.22 mostra que, no caso de saturação do TC de fase, a corrente do TC de neutro se divide entre o relé e o TC saturado. Uma vez que a impedância do relé é maior que a impedância dos cabos de conexão e do secundário do TC saturado somadas, a maior parte da corrente irá fluir pelo TC saturado, fluindo uma corrente bem pequena pelo relé.

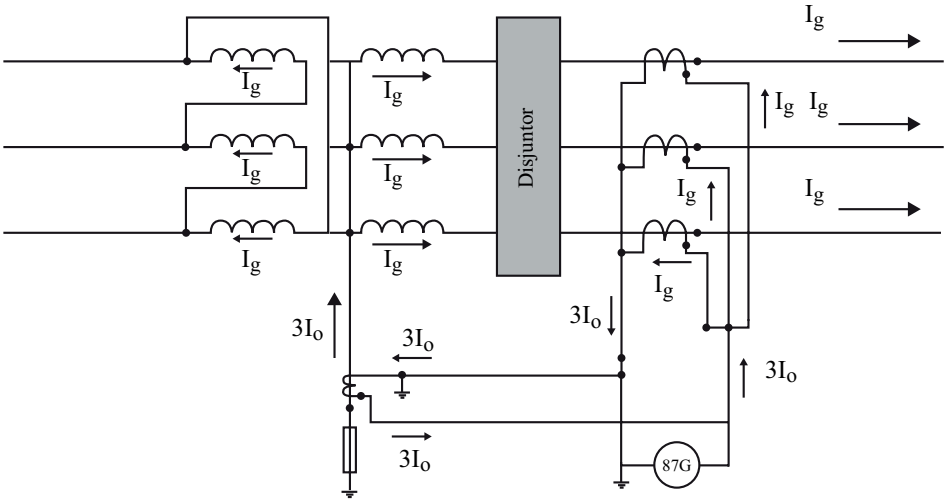


Figura 1.21 – Proteção diferencial de terra restrita de alta impedância

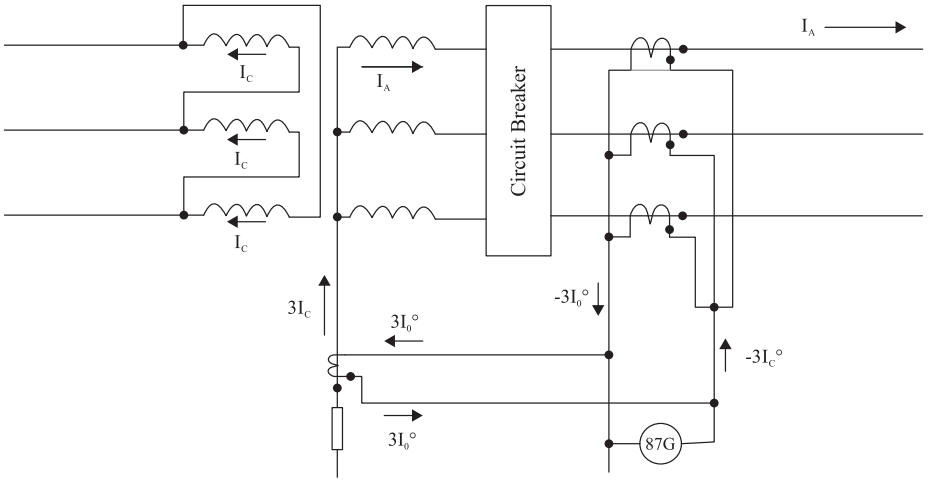


Figura 1.22 – Circulação de corrente de sequência zero – falha externa com TC saturado

1.2.7 – Critérios de ajustes das proteções diferenciais

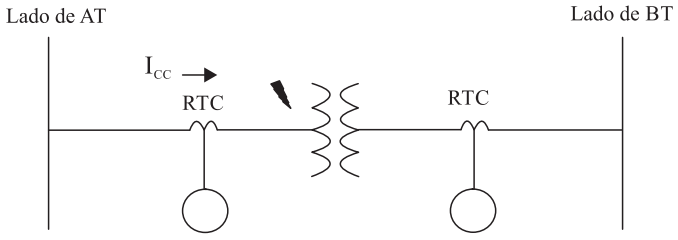
1.2.7.1 – Determinação das relações de transformação dos transformadores de corrente

As relações de transformação dos transformadores de corrente (RTC) devem ser determinadas considerando:

- O carregamento máximo do transformador;
- O curto-circuito máximo próximo ao transformador.
- A corrente correspondente ao carregamento máximo (N_{MAX}) deve ser inferior à corrente nominal do TC na relação escolhida (ITCN), multiplicada pelo seu fator térmico (FT):

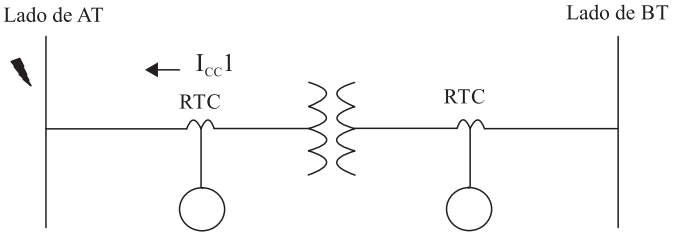
A potência máxima de carga deve levar em consideração todos os estágios de refrigeração do transformador (ventilação forçada e circulação forçada de óleo). Veja as figuras 1.23 e 1.24.

A corrente de curto-circuito máximo próximo deve ser inferior à suportabilidade do TC, função de seu fator de sobrecorrente (FSC).



$$I_{cc} < FSC * ITCN$$

Figura 1.23 – Corrente de curto-circuito máximo próximo – determinação do RTC



$$I_{cc}1 < FSC * ITCN$$

Figura 1.24 – Corrente de curto-circuito máximo próximo (barra) – determinação do RTC

A relação de transformação escolhida deve atender ao critério de não saturação em regime permanente, ou seja, o TC não deve saturar para carga nominal conectada ao secundário para uma corrente de curto-circuito correspondente a 20 vezes a corrente nominal no secundário.

$$\frac{\boldsymbol{Icc}}{\boldsymbol{RTC}} < 20 - Para\ TCs\ de\ 1A\ Sencundário$$

1.2.7.2 – Ajustes da característica de operação

A figura 1.25 mostra a característica de operação de um relé diferencial de determinado fabricante, onde estão os principais parâmetros, cujos critérios de ajuste serão definidos.

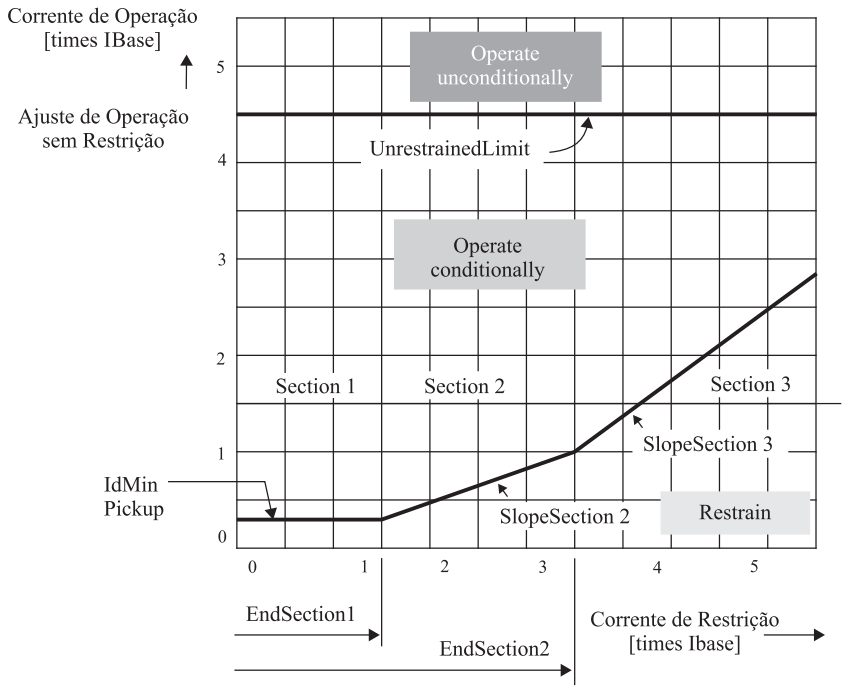


Figura 1.25 – Característica de operação de um relé diferencial

1.2.7.2.1 – Corrente de pickup

É a corrente diferencial mínima abaixo da qual não há operação do relé. Seu ajuste depende da corrente diferencial presente durante operação normal.

O valor de ajuste deve ser superior à corrente diferencial provocada pelos erros dos TCs e pela atuação dos comutadores de *taps* sob carga (OLTC). Os fabricantes recomendam ajustar o *pickup* entre 0,1 In e 0,3 In, sendo usual o ajuste de 0,3 In (30% da corrente nominal do transformador ou autotransformador).

1.2.7.2.2 – Slope 1

Define a restrição durante condições normais de operação. Deve assegurar sensibilidade para falhas internas. Este ajuste deve prevenir contra erros devido à saturação de TCs em baixas correntes com componentes DC de longa duração (como as presentes em falhas externas próximas a unidades geradoras), erros dos TCs, erros de *mismatch* (quando for o caso) e erros decorrentes da variação automática de *taps*. Considerar os seguintes erros:

- Erros dos TCs = 10%
- Erro do OLTC = 10% (valor típico – verificar em cada aplicação)
- Erro de *mismatch* = 5%
- Total = 25%

É usual um ajuste de 30% para o *slope* 1.

Em relés diferenciais de transformadores de unidades geradoras, é usual um ajuste de 20%, uma vez que não existe comutação automática de *taps*.

1.2.7.2.3 – Break point 1

Este ajuste depende da capacidade dos TCs em transformar corretamente as correntes primárias em correntes secundárias durante falhas externas. O *break point* 1 deve ser ajustado abaixo da corrente de falta que pode provocar saturação DC nos TCs. Normalmente é ajustado para 1,5 In.

1.2.7.2.4 – Slope 2

Este *slope* visa assegurar estabilidade adicional para o relé durante faltas externas de altos valores de corrente passante, nas quais a saturação dos TCs irá provocar valores elevados de corrente diferencial. Deve ser ajustado para o pior caso, quando ocorre a saturação total de um dos TCs, e o outro não satura. Nestes casos, a relação da corrente diferencial para a corrente de restrição pode atingir 95% a 98%. Normalmente, o ajuste do *slope* 2 é superior a 50%.

1.2.7.2.5 – Break point 2

Este ajuste depende da capacidade dos TCs em transformar corretamente as correntes primárias em correntes secundárias durante falhas externas. O *break point* 2 deve ser ajustado abaixo da corrente de falta que pode provocar saturação AC nos TCs. Normalmente, os fabricantes recomendam ajustes da ordem de 3 a 3,5 vezes a corrente nominal do transformador, mas estes ajustes devem ser confirmados pelos níveis de curto-circuito passante pelo transformador.

1.2.7.2.6 – Unidade diferencial sem restrição

Atua como uma unidade de sobrecorrente instantânea que responde à amplitude da corrente diferencial (componente de frequência fundamental). O ajuste dessa unidade deve ser superior à máxima corrente diferencial que ocorre durante condições de *inrush* ou de falhas externas em que ocorra a saturação total de um dos TCs. É preciso ter o máximo cuidado no ajuste desta unidade, pois ela não possui nenhum tipo de bloqueio, podendo atuar incorretamente para falhas externas. Deve ser ajustada para valores elevados de corrente, geralmente acima de oito vezes a corrente nominal. Deve ser verificado se a corrente de curto-circuito interno é suficiente para provocar a atuação desta unidade. Caso contrário, deve ser mantida fora de operação.

1.2.7.2.7 – Ajustes das funções de bloqueio e restrição por harmônicos

- Função de bloqueio para *inrush* (*inrush inhibit function*);
- Este ajuste proporciona bloqueio por segundo harmônico durante condições de *inrush*. Geralmente, esta função é ajustada para um nível de 2° harmônico de 15% a 20% da fundamental;
- Normalmente está disponível nos relés digitais a função *crossblock*, em que a detecção de conteúdo de 2º harmônico superior ao valor ajustado, em pelo menos uma das fases, bloqueia a atuação das três fases. O critério de utilização deve ser definido pelo agente;
- Função de restrição para *inrush*;
- Este ajuste proporciona restrição por segundo harmônico durante condições de *inrush*. Normalmente, esta função é ajustada para um nível de 2º harmônico de 15% a 20% da fundamental;
- Função de bloqueio por sobre-excitação;
- É utilizado o método tradicional de bloqueio para sobre-excitação por 5° harmônico. Normalmente, esta função é ajustada para um nível de 5° harmônico de 25% a 35% da fundamental.

1.3 – Proteções de sobrecorrente

A proteção de sobrecorrente, por ser de seletividade relativa, responde também às falhas externas ao transformador, de modo que realiza a dupla função de proteção primária e de proteção de retaguarda para falhas externas ao transformador. Como proteção primária, o ideal é que opere a alta velocidade para falhas internas ao transformador e, como proteção de retaguarda, deve coordenar com as proteções das linhas e equipamentos adjacentes. Adicionalmente, deve proteger o transformador contra possíveis danos térmicos provocados por falhas externas não eliminadas e, desta forma, deve possuir uma característica que coordene com a curva de suportabilidade (tempo x corrente) do transformador.

Nos transformadores de grande porte, dotados de proteções diferenciais, gás e pressão, a proteção por relés de sobrecorrente tem como função principal dar retaguarda às proteções das linhas e equipamentos adjacentes e garantir que os limites de corrente suportáveis pelo transformador não sejam excedidos.

1.3.1 – Relés de sobrecorrente de fase temporizados

Estes relés, quando temporizados, fornecem proteção limitada ao transformador, uma vez que seus ajustes devem ser altos suficientemente para permitir a exploração plena das capacidades dos transformadores, além de terem que conviver com as altas correntes resultantes dos transitórios de energização. Além do mais, eles não podem ser ajustados para atuação rápida,

pois seus tempos de atuação devem coordenar com as proteções das linhas e equipamentos adjacentes.

Nas aplicações de relés de sobrecorrente de fase no lado de alta de transformadores com conexão delta-estrela, devem ser tomados cuidados especiais na coordenação, conforme ilustrado nas figura 1.26 e 1.27.

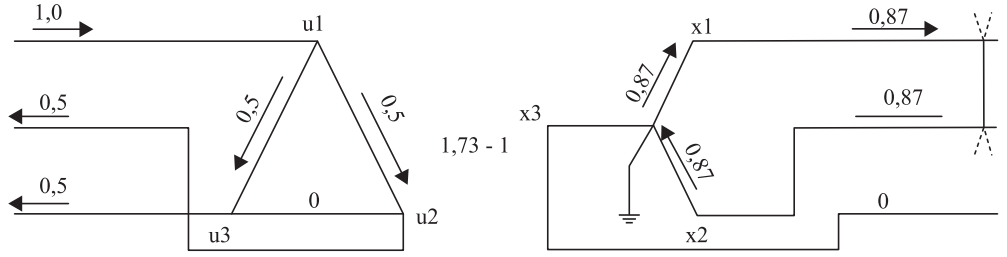


Figura 1.26 – Conexão delta-estrela - falha bifásica no lado estrela

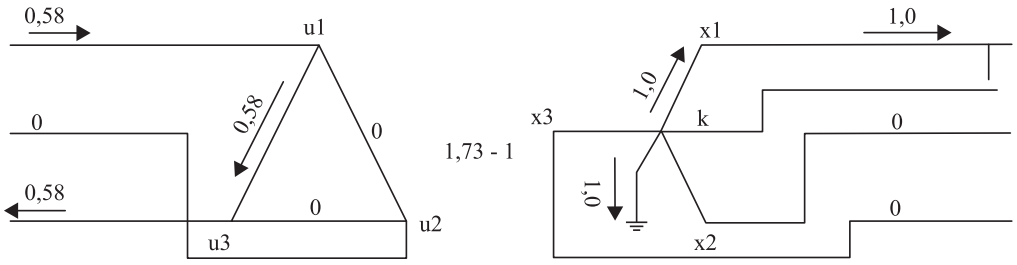


Figura 1.27 – Conexão delta-estrela - falha monofásica no lado estrela

Para uma falha bifásica no lado de estrela (Y), a corrente de fase do lado delta (Δ) será 115% da corrente de fase do lado estrela (Y) (figura 1.26).

Para uma falha monofásica no lado de estrela (Y), a corrente de fase do lado delta (Δ) será 58% da corrente de fase do lado estrela (Y) (figura 1.27).

1.3.2 – Relés de sobrecorrente de fase instantâneos

A eliminação rápida de falhas internas ao transformador pode ser obtida pela utilização de unidades de sobrecorrente de fase instantâneas. Entretanto, é preciso ter o máximo cuidado no ajuste destas unidades, de modo a não provocar desligamentos incorretos do transformador para falhas externas. Seus ajustes devem ser superiores às máximas correntes passantes pelo transformador para falhas externas, considerando o regime subtransitório, e a corrente de *inrush* do transformador, conforme será visto no item 5.3.

1.3.3 – Relés de sobrecorrente residuais e de neutro

A maior vantagem destes relés sobre os de sobrecorrente de fase é a sensibilidade. Eles podem ser ajustados com *pickup* de 10% da corrente nominal do transformador, o que torna estes relés bastante sensíveis, o que é particularmente importante em locais nos quais a corrente de curto-circuito para falhas envolvendo a terra não é muito elevada.

1.3.4 – Critérios de ajuste de relés de sobrecorrente

1.3.4.1 – Proteções de sobrecorrente do enrolamento de AT

1.3.4.1.1 – Unidade instantânea de sobrecorrente de fase do enrolamento de AT (função 50 AT)

A unidade instantânea de sobrecorrente de fase do enrolamento de AT (50 AT) deve ser insensível a defeitos no barramento de BT, considerando o regime subtransitório (figura 1.28).

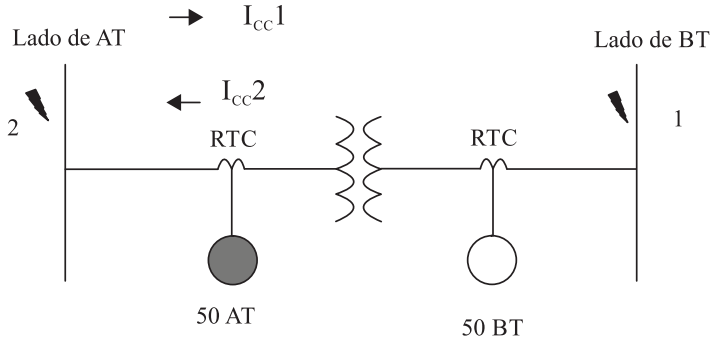


Figura 1.28 – Unidade instantânea de sobrecorrente de fase – lado de AT – 50 AT

$$I_{PICKUP} > K\frac{Icc1}{RTC}$$

Onde Icc1 é a corrente subtransitória de contribuição do lado de AT para um curto-circuito no barramento de BT e o fator K = 1,3.

A unidade instantânea de sobrecorrente de fase do enrolamento de AT (50 AT) deve ser insensível a defeitos no barramento de AT, considerando o regime subtransitório.

$$I_{PICKUP} > K\frac{Icc2}{RTC}$$

Onde Icc2 é a corrente subtransitória de contribuição do lado de AT para um curto-circuito no barramento de AT e K = 1,3.

A unidade instantânea de sobrecorrente de fase do enrolamento de AT (50 AT) deve ser insensível às correntes de energização do transformador (I_{Inrush}).

$$I_{PICKUP} > K\frac{I_{Inrush}}{RTC}$$

A corrente de *inrush* deve ser obtida dos estudos pré-operacionais do ONS. Na falta desta informação, utilizar valores de 8 a 10 vezes a corrente nominal do transformador.

Deve ser verificado se, com o *pickup* definido de acordo com os itens a, b e c, a unidade instantânea é sensível pelo menos ao curto-circuito trifásico máximo no lado de AT, conforme a figura 1.29, caso contrário, deverá ser bloqueada.

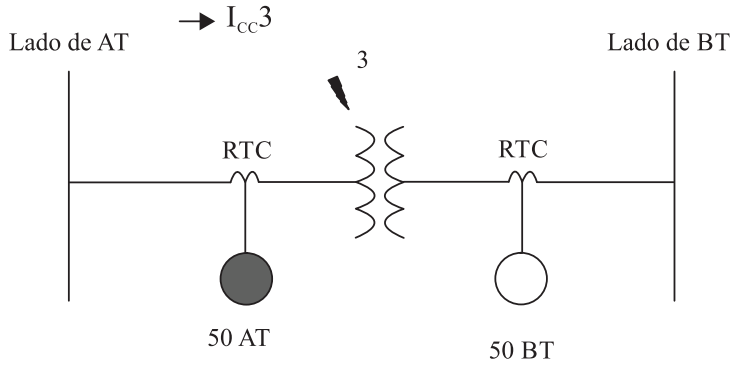


Figura 1.29 – Verificação de atuação da unidade 50 AT para curto-circuito próximo – 50 AT

$$I_{PICKUP} < \frac{Icc3}{RTC}$$

1.3.4.1.2 – Unidade de sobrecorrente temporizada de fase do enrolamento de AT (função 51 AT)

O *pickup* da unidade de sobrecorrente temporizada de fase deve ser ajustado de modo a não impor limitações ao carregamento do transformador. Deve ser ajustado de modo a permitir certa sobrecarga. Normalmente, ajusta-se entre 1,4 e 2,0 vezes a corrente nominal, calculada para a máxima potência do transformador considerando todos os estágios de refrigeração em operação.

$$I_{TAPE} \geq (1{,}4\ a\ 2{,}0) * \left(\frac{N}{\sqrt{3} * V}\right) * \frac{1}{RTC}$$

Onde V é a tensão nominal fase-fase do enrolamento de AT.

A unidade de sobrecorrente temporizada de fase deve ser sensível ao curto-circuito bifásico mínimo no barramento de BT. Adicionalmente, se os níveis de curto-circuito permitirem, estes relés podem ser utilizados como retaguarda para falhas entre fases nas linhas que partem do barramento de AT, sendo que, para isto, devem ser sensíveis ao curto-circuito bifásico mínimo no final das linhas que partem do barramento de AT.

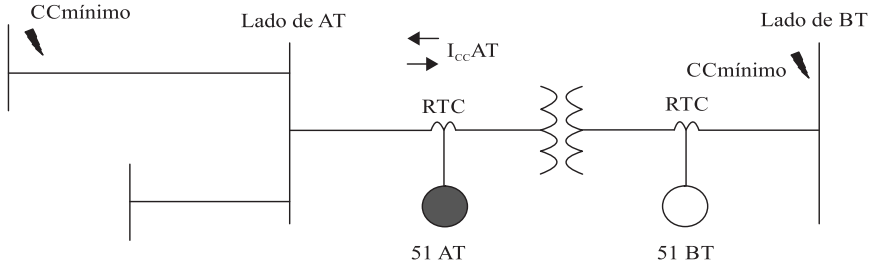


Figura 1.30 – Unidade de sobrecorrente temporizada do lado de AT – 51 AT

$$I_{TAPE} < \frac{IccAT}{RTC}$$

Onde IccAT é a menor contribuição do lado de AT para curto-circuito bifásico mínimo no barramento de BT ou no final da linha mais longa que parte do barramento de AT.

A unidade de sobrecorrente temporizada de fase deve coordenar com as proteções temporizadas do lado de BT. Se o transformador possuir unidade de sobrecorrente temporizada de fase no lado de BT, basta que a unidade de sobrecorrente de fase do lado de AT coordene com ela para curto-circuito trifásico máximo no barramento de BT. Caso contrário, ela deverá coordenar com as proteções das linhas que partem do barramento de BT, para curto-circuito máximo na saída dos alimentadores. Ela deve também coordenar com as proteções das linhas que partem do barramento de AT, para curtos-circuitos trifásicos nas saídas destes alimentadores (figura 1.31).

Os relés de sobrecorrente de fase do lado de AT devem possuir as mesmas curvas características de operação que os relés de sobrecorrente de fase do lado de BT e que os relés de sobrecorrente de fase das linhas que partem do barramento de AT (casos de tensão igual ou inferior a 230 kV que utilize este tipo de proteção).

O intervalo de tempo para coordenação deve ser de pelo menos 300 ms e deve ser considerado o curto-circuito simétrico para coordenação.

Existem casos nos quais são utilizados relés de sobrecorrente de fase com restrição ou controle de tensão para prover retaguarda para falhas nas linhas que partem do barramento de AT e o nível de curto-circuito no final da linha de transmissão mais longa é próximo à corrente de carga, impondo restrições ao carregamento do transformador. Nestes casos, o relé deve possuir bloqueio de atuação e alarme para perda de potencial.

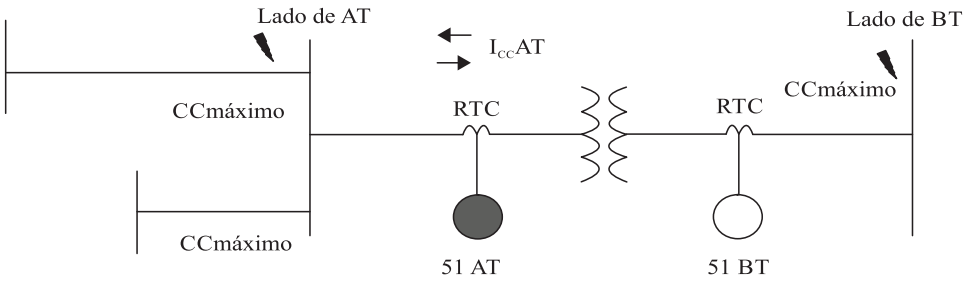


Figura 1.31 – Unidade de sobrecorrente temporizada do lado de AT – 51 AT – coordenação

Transformadores com ligação delta-estrela

Devido à conexão dos transformadores, a corrente de falta no secundário do transformador vista pelo primário, em pu, pode ser menor (figura 1.32).

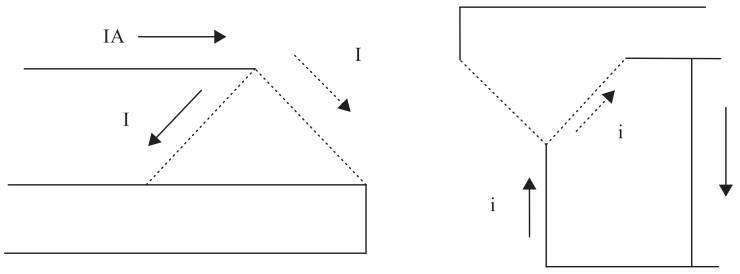


Figura 1.32 – Transformadores com ligação delta-estrela – 51 AT

Relação de transformação:

$$N1{:}\frac{N2}{\sqrt{3}}$$

$$IA = 2 * i = \left(2 * \sqrt{3}\right) * i$$

Nestes casos, a coordenação deve ser verificada para a maior das contribuições do lado de AT entre os curtos-circuitos bifásico e trifásico no lado de BT.

1.3.4.1.3 – Unidade instantânea de sobrecorrente residual do enrolamento de AT (função 50N AT)

a) A unidade instantânea de sobrecorrente residual do enrolamento de AT (50N AT) deve ser insensível a defeitos monofásicos ou bifásicos-terra no barramento de BT, considerando o regime subtransitório (figura 1.33).

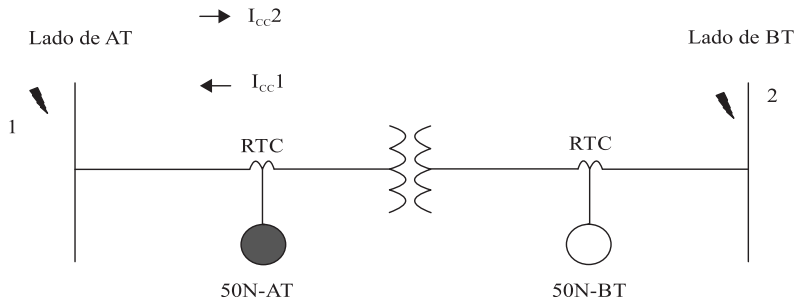


Figura 1.33 – Unidade instantânea de sobrecorrente residual - lado de AT – 50N- AT

$$I_{PICKUP} > K\frac{Icc1}{RTC}$$

Onde Icc1 é a corrente subtransitória de contribuição do lado de AT para um curto-circuito monofásico ou bifásico-terra (considerar a maior contribuição de 3I0) no barramento de BT e K = 1,3.

b) A unidade instantânea de sobrecorrente residual do enrolamento de AT (50 AT) deve ser insensível a defeitos no barramento de AT, considerando o regime subtransitório.

$$I_{PICKUP} > K\frac{Icc2}{RTC}$$

Onde Icc2 é a corrente subtransitória de contribuição do lado de AT para um curto-circuito monofásico ou bifásico-terra no barramento de AT e K = 1,3.

c) Deve ser verificado se, com o *pickup* definido, de acordo com os itens a e b, a unidade instantânea é sensível pelo menos ao curto-circuito monofásico máximo ou bifásico-terra máximo no lado de AT, conforme a figura 1.34. Caso contrário, deverá ser bloqueada.

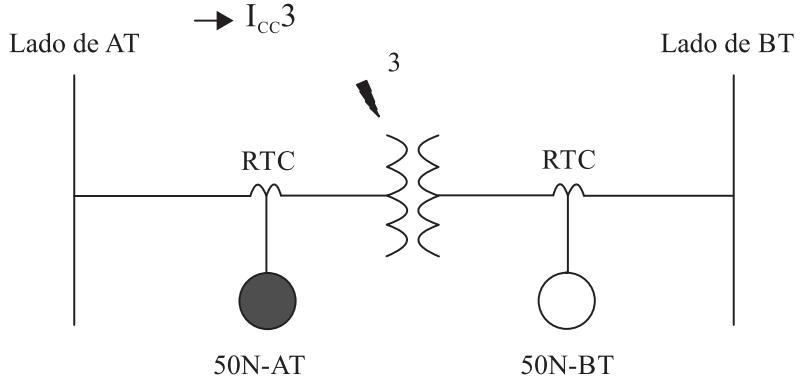


Figura 1.34 – Verificação de atuação da unidade 50N AT para corrente de curto-circuito próximo

$$I_{PICKUP} < \frac{Icc3}{RTC}$$

Obs: para transformadores com conexão delta-estrela aterrada, com o lado de AT ligado em delta, a proteção de sobrecorrente residual do lado de AT só será sensível a defeitos localizados entre o TC e o transformador, de modo que as condições dos itens a e b acima são automaticamente atendidas.

1.3.4.1.4 – Unidade temporizada de sobrecorrente residual do enrolamento de AT (função 51N AT)

O *pickup* da unidade de sobrecorrente residual temporizada deve ser ajustado bastante sensivelmente, já que não depende do carregamento do transformador. Normalmente, deve ser ajustado entre 10% e 20% da corrente nominal do TC.

$$I_{TAPE} \geq (0{,}1\ a\ 0{,}2) * \frac{IN\ do\ TC}{RTC}$$

A unidade de sobrecorrente residual temporizada deve ser sensível a defeitos monofásicos nos barramentos de BT. Adicionalmente, se os níveis de curto-circuito permitirem, estes relés podem seu utilizados como retaguarda para falhas à terra nas linhas que partem do barramento de AT, sendo que, para isto, devem ser sensíveis ao curto-circuito monofásico mínimo no final das linhas que partem do barramento de AT (figura 1.35).

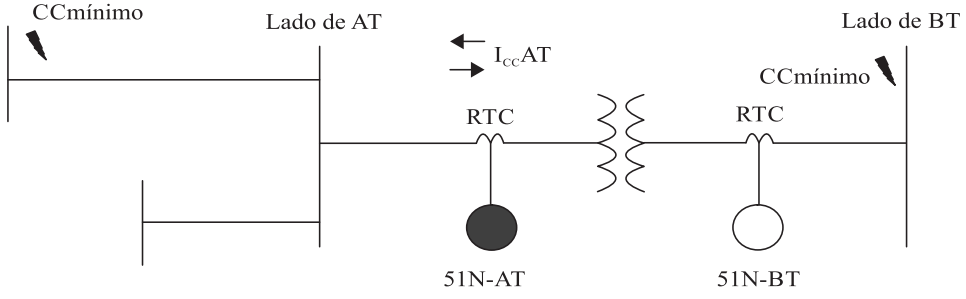


Figura 1.35 – Relé de sobrecorrente residual temporizada – lado de AT- 50N AT

$$I_{TAPE} < \frac{IccAT}{RTC}$$

Onde IccAT é a contribuição do lado de AT para curto-circuito monofásico mínimo no barramento de BT ou no final da linha mais longa que parte do barramento de AT.

A unidade de sobrecorrente residual temporizada deve coordenar com as proteções residuais temporizadas do lado de BT. Se o transformador possuir unidade de sobrecorrente residual temporizada no lado de BT, basta que a unidade de sobrecorrente residual do lado de AT coordene com ela para curto-circuito monofásico ou bifásico-terra máximo no barramento de BT. Caso contrário, ela deverá coordenar com as proteções de sobrecorrente residuais das linhas que partem do barramento de BT, para curto-circuito monofásico ou bifásico-terra máximo na saída dos alimentadores. Devem coordenar também com as proteções de falhas à terra das LTs que partem do barramento de AT (figura 1.36).

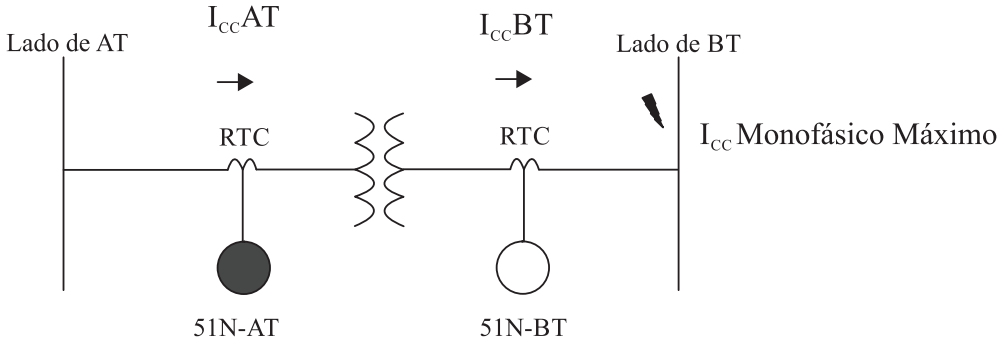


Figura 1.36 – Coordenação da unidade de sobrecorrente residual do lado de AT - 51N AT

Os relés de sobrecorrente residuais do lado de AT devem possuir as mesmas curvas características de operação dos relés de sobrecorrente residuais do lado de BT e das linhas que partem do barramento de AT.

O intervalo de tempo para coordenação deve ser de pelo menos 300 ms e deve ser considerado o curto-circuito máximo para coordenação.

O ajuste de *pickup* da unidade de sobrecorrente residual temporizada deverá permitir a discrepância de pelo menos 1 tape do comutador sob carga do banco de transformadores ou autotransformadores.

1.3.4.2 – Proteções de sobrecorrente do enrolamento de BT

1.3.4.2.1 – Unidade instantânea de sobrecorrente de fase do enrolamento de BT (função 50 BT)

A unidade instantânea de sobrecorrente de fase do enrolamento de BT (50 BT) deve ser insensível a defeitos no barramento de BT, considerando o regime subtransitório (figura 1.37).

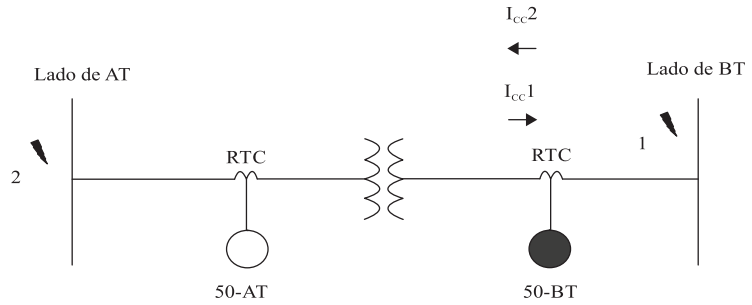


Figura 1.37 – Unidade de sobrecorrente instantânea de fase do enrolamento de BT (50 BT)

$$I_{PICKUP} > K\frac{Icc1}{RTC}$$

Onde Icc1 é a corrente subtransitória de contribuição do lado de BT para um curto-circuito trifásico no barramento de BT e K = 1,3

A unidade instantânea de sobrecorrente de fase do enrolamento de BT (50 BT) deve ser insensível a defeitos no barramento de AT, considerando o regime subtransitório.

$$I_{PICKUP} > K\frac{Icc2}{RTC}$$

Onde Icc2 é a corrente subtransitória de contribuição do lado de BT para um curto-circuito no barramento de AT e K = 1,3.

A unidade instantânea de sobrecorrente de fase do enrolamento de BT (50 BT) deve ser insensível às correntes de energização do transformador (I_{INRUSH}).

$$I_{PICKUP} > K\frac{I_{INRUSH}}{RTC}$$

A corrente de *inrush* deve ser obtida de estudos de transitórios eletromagnéticos.

Deve ser verificado, se com o *pickup* definido de acordo com os itens a, b e c, a unidade instantânea é sensível pelo menos ao curto-circuito máximo no lado de BT, conforme a figura 1.38, caso contrário, deverá ser bloqueada.

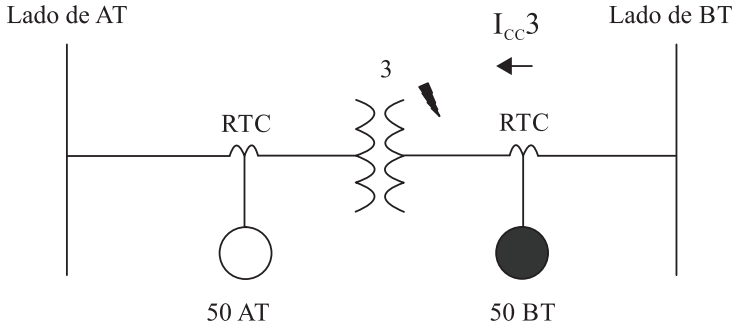


Figura 1.38 – Verificação do *pickup* da unidade de sobrecorrente instantânea do enrolamento de BT – 50 BT

$$I_{PICKUP} < \frac{Icc3}{RTC}$$

1.1.9.3.1 – Unidade de sobrecorrente temporizada de fase do enrolamento de BT (função 51 BT)

O *pickup* da unidade de sobrecorrente temporizada de fase do enrolamento de BT deve ser ajustado de modo a não impor limitações ao carregamento do transformador, permitindo certa sobrecarga. Normalmente, deve ser ajustado entre 1,4 e 2,0 vezes a corrente nominal do transformador, calculada para a máxima potência do transformador, considerando todos os estágios de refrigeração em operação.

$$I_{TAPE} \geq (1{,}4\ a\ 2{,}0) * \left(\frac{N}{\sqrt{3} * V}\right) * \frac{1}{RTC}$$

Onde V é a tensão nominal fase-fase do enrolamento de BT

A unidade de sobrecorrente temporizada de fase deve ser sensível ao curto-circuito bifásico mínimo no final do circuito mais longo que parte do barramento de BT, desde que isto não imponha limitações ao carregamento do transformador (figura 1.39).

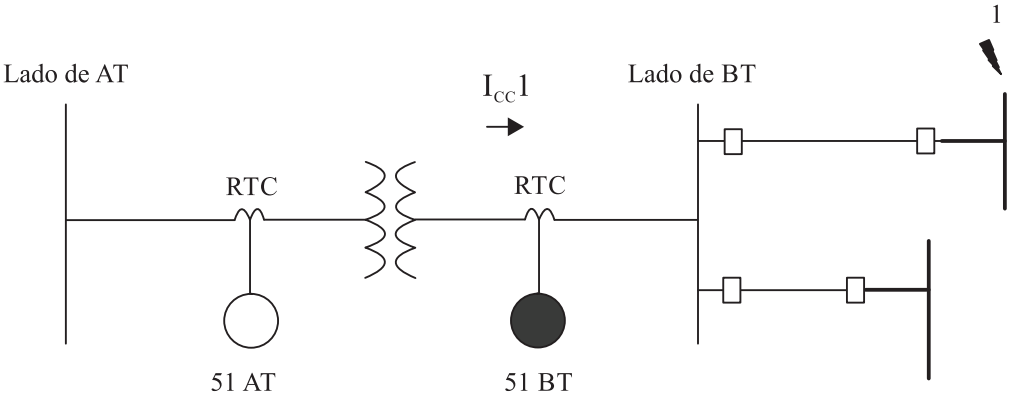


Figura 1.39 – Unidade de sobrecorrente temporizada de fase – enrolamento de BT – 51 BT

$$I_{TAPE} < \frac{Icc1}{RTC}$$

Onde Icc1 é a contribuição do lado de BT para curto-circuito bifásico mínimo no final do circuito mais longo que parte do barramento de BT.

A unidade de sobrecorrente temporizada de fase deve coordenar com as proteções temporizadas das linhas que partem do barramento de BT. Esta coordenação deverá ser feita para o curto-circuito trifásico máximo na saída das linhas. (ponto 2 na figura 1.40).

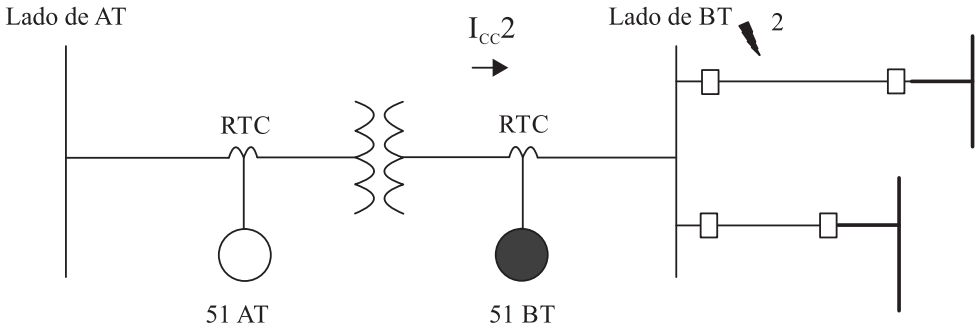


Figura 1.40 – Coordenação da unidade de sobrecorrente temporizada de fase do enrolamento de BT – 51 BT

Os relés de sobrecorrente temporizados de fase do lado de BT devem possuir as mesmas curvas características de operação dos relés de sobrecorrente temporizados de fase das saídas das linhas.

O intervalo de tempo para coordenação deve ser de pelo menos 300 ms e deve ser considerado o curto-circuito simétrico para coordenação.

Existem casos nos quais são utilizados relés de sobrecorrente de fase com restrição ou controle de tensão para prover retaguarda para falhas nas linhas que partem do barramento de BT e o nível de curto-circuito no final da maior linha de transmissão é próximo à corrente de carga, o que impõe limitações ao carregamento do transformador. Nestes casos, o relé deve possuir bloqueio de atuação e alarme para perda de potencial. Os relés de sobrecorrente, nesta aplicação, não partem para sobrecarga independentemente de seu valor, mas somente para curto-circuito, condição na qual há redução de tensão do lado secundário dos transformadores ou autotransformadores.

1.3.4.2.3 – Unidade instantânea de sobrecorrente residual do enrolamento de BT (função 50N BT)

A unidade instantânea de sobrecorrente residual do enrolamento de BT (50 BT) deve ser insensível a defeitos monofásicos no barramento de BT, considerando o regime subtransitório (figura 1.41).

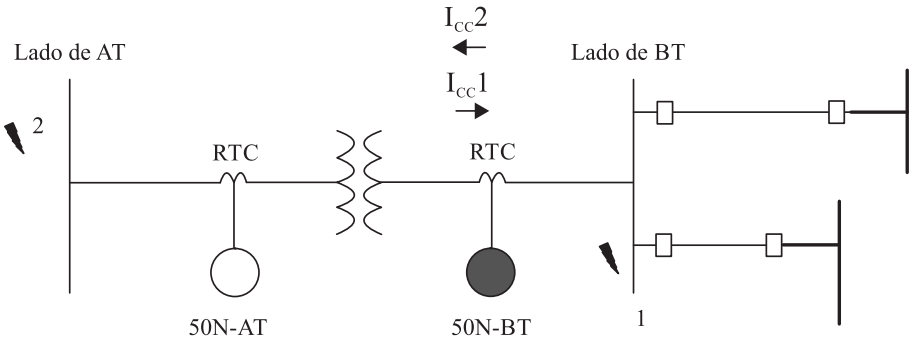


Figura 1.41 – Unidade instantânea de sobrecorrente residual – lado de BT – 50N- BT

$$I_{PICKUP} > K\frac{Icc1}{RTC}$$

Onde Icc1 é a corrente subtransitória de contribuição do lado de BT para um curto-circuito monofásico no barramento de BT e K = 1,3.

A unidade instantânea de sobrecorrente residual do enrolamento de BT (50 BT) deve ser insensível a defeitos no barramento de AT, considerando o regime subtransitório.

$$I_{PICKUP} > K\frac{Icc2}{RTC}$$

Onde Icc2 é a corrente subtransitória de contribuição do lado de BT para um curto-circuito monofásico no barramento de AT e K = 1,3.

Deve ser verificado, se com o *pickup* definido de acordo com os itens a e b, a unidade instantânea é sensível pelo menos ao curto-circuito monofásico máximo no lado de BT, conforme a figura 1.42, caso contrário, deverá ser bloqueada.

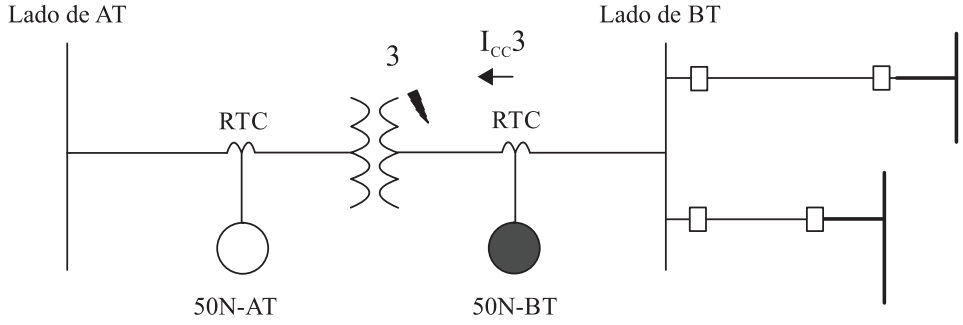


Figura 1.42 – Verificação do *pickup* da unidade de sobrecorrente instantânea residual do enrolamento de BT – 50N BT

Obs: Para transformadores com conexão delta-estrela aterrada, com o lado de AT ligado em delta, a proteção de sobrecorrente residual do lado de BT só será sensível a defeitos localizados no lado de BT.

1.3.4.2.4 – Unidade temporizada de sobrecorrente residual do enrolamento de BT (função 51N BT)

O *pickup* da unidade de sobrecorrente residual temporizada deve ser ajustado bastante sensivelmente, já que não depende do carregamento do transformador. Normalmente, deve ser ajustado entre 10% e 20% da corrente nominal do TC.

$$I_{TAPE} \geq (0{,}1\ a\ 0{,}2) * \frac{IN\ do\ TC}{RTC}$$

A unidade de sobrecorrente residual temporizada deve ser sensível a defeitos monofásicos no final do circuito mais longo que parte do barramento de BT (figura 1.43).

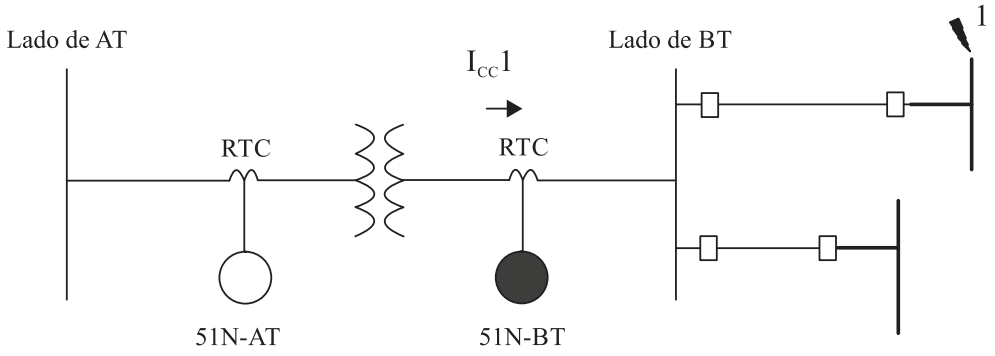


Figura 1.43 – Unidade de sobrecorrente residual temporizada – lado de BT – 51 BT

$$I_{TAPE} < \frac{Icc1}{RTC}$$

Onde Icc1 é a contribuição do lado de BT para curto-circuito monofásico mínimo no final do circuito mais longo que parte do barramento de BT.

A unidade de sobrecorrente residual temporizada do enrolamento de BT deve coordenar com as proteções temporizadas dos circuitos que partem do barramento de BT. A coordenação deverá ser feita para curto-circuito monofásico ou bifásico-terra máximo na saída dos circuitos (figura 1.44).

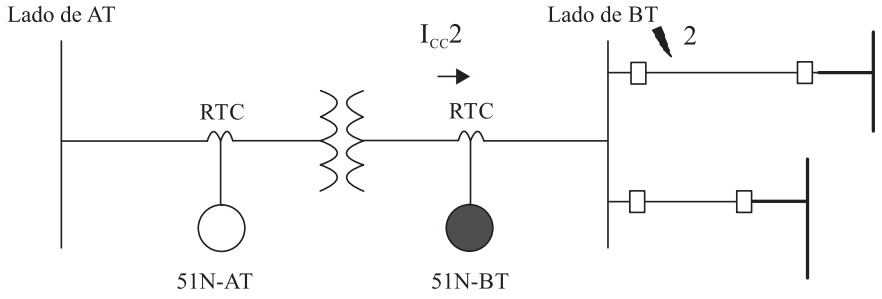


Figura 1.44 – Unidade de sobrecorrente residual temporizada – lado de BT – 51 BT

Os relés de sobrecorrente temporizados residuais do lado de BT devem possuir as mesmas curvas características de operação dos relés de sobrecorrente temporizados residuais das saídas das linhas.

O intervalo de tempo para coordenação deve ser de pelo menos 300 ms e deve ser considerado o curto-circuito máximo para coordenação.

O ajuste de *pickup* da unidade de sobrecorrente residual temporizada deverá permitir a discrepância de pelo menos 1 *tape* do comutador sob carga do banco de transformadores ou autotransformadores.

1.3.4.3 – Proteções de sobrecorrente do enrolamento terciário

A proteção dos enrolamentos terciários depende de como o terciário é utilizado. Se não for conectado à carga externa, pode ser utilizado apenas um relé de sobrecorrente conectado a um TC interno ao delta, que irá detectar faltas monofásicas externas ao transformador, atuando como proteção de retaguarda, bem como faltas bifásicas no terciário.

Se o enrolamento terciário for utilizado para conexão de cargas externas (bancos de reatores, transformadores de aterramento, alimentação de cargas de serviços auxiliares etc.), a proteção de sobrecorrente deve coordenar com as proteções desses componentes externos.

1.3.4.4 – Proteções de sobrecorrente de neutro

Geralmente, são utilizadas em todas as conexões à terra dos enrolamentos do transformador. Devem ser coordenadas com as proteções de sobrecorrente residuais do respectivo enrolamento e sua atuação deve ocorrer nos disjuntores de ambos os lados do transformador.

Sugere-se a utilização do mesmo valor de corrente ajustada para o relé residual, levando em consideração as diferenças de relação dos transformadores de corrente e coordenando suas atuações no tempo, sempre que possível.

1.4 – Proteções de sobretensão e sobre-excitação

Não é prática usual a utilização de proteção de sobretensão para transformadores. Os casos particulares devem ser definidos pelo ONS.

A sobre-excitação de transformadores é mais comum de ocorrer em transformadores conectados a unidades geradoras, nas chamadas ligações unitárias. Normalmente, são decorrentes de falhas no sistema de excitação durante rejeições de carga ou falhas durante a partida das unidades em controle manual, quando a excitação é aplicada sem que a máquina tenha atingido as condições nominais de velocidade. A consequência da sobre-excitação é o aumento da corrente de excitação, produzindo aquecimento excessivo do transformador. A proteção é dada por um relé que monitora a relação entre a tensão e a frequência do sistema V/Hz (função ANSI 24).

Os fabricantes normalmente fornecem a curva de suportabilidade destes equipamentos à sobre-excitação. É uma curva que relaciona a relação V/Hz (em pu) em função do tempo, exemplos típicos são dados na figura 1.45.

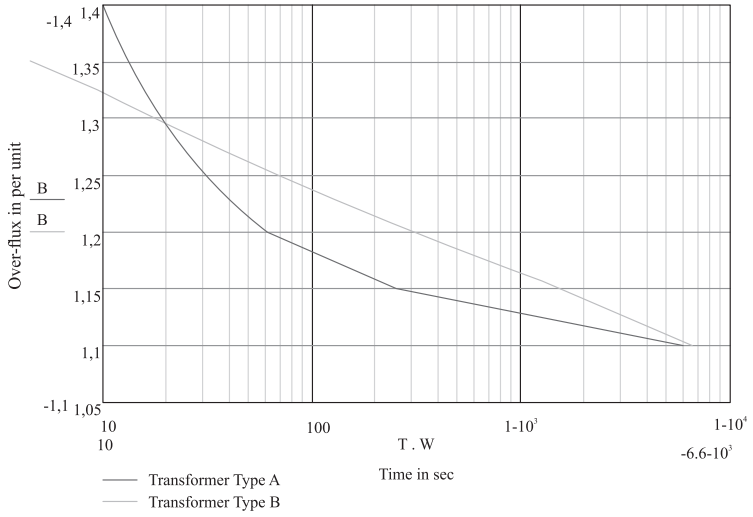


Figura 1.45 – Curva de suportabilidade à sobre-excitação

Os transformadores suportam uma sobre-excitação de 1,1 pu continuamente.

Os relés de proteção de sobre-excitação possuem curvas de tempo inverso que se adaptam às curvas de suportabilidade dos transformadores.

A figura 1.46 mostra uma curva típica de um relé, que deve ser ajustado de modo a não deixar que a curva de suportabilidade do transformador seja atingida.

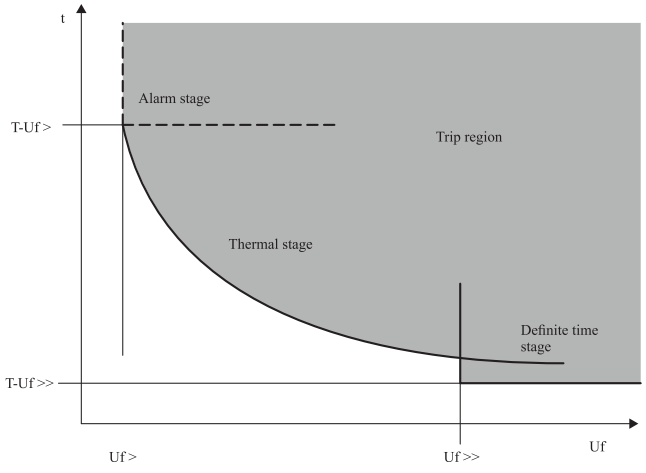


Figura 1.46 – Curva típica de relé de sobre-excitação

Normalmente, existe um estágio de tempo definido para disparo em alta velocidade para valores elevados da relação V/Hz.

1.5 – Proteções intrínsecas

Os ajustes das proteções e supervisões intrínsecas do transformador são de responsabilidade do fabricante do equipamento, e estão incluídas neste grupo as seguintes proteções e supervisões:

Supervisão de temperatura dos enrolamentos do transformador (49), com as seguintes funções:

- Controle dos estágios de ventilação forçada;
- Controle dos estágios de circulação forçada de óleo;
- Alarme de advertência;
- Alarme de urgência;
- Disparo (opcional) após temporização de 20 minutos depois do alarme de urgência.

Supervisão de temperatura do óleo do transformador (26), com as seguintes funções:

- Controle dos estágios de ventilação forçada;
- Controle dos estágios de circulação forçada de óleo;
- Alarme de advertência;
- Alarme de urgência;
- Disparo (opcional) após temporização de 20 minutos depois do alarme de urgência.

Supervisão de nível do óleo (71), com a seguinte função:

- Alarme

Relés de gás (Buchholz) (63) do transformador e do comutador, com as seguintes funções:

- Alarme
- Disparo

Válvulas de alívio de pressão (20) com a seguinte função:

- Disparo

1.6 – Proteção de transformadores de aterramento

No sistema interligado nacional, os transformadores de aterramento são normalmente encontrados nos níveis de tensão de 13,8 kV, 69 kV e 88 kV. Normalmente, são de dois tipos: estrela aterrada-delta e zig-zag aterrado, sendo, este último tipo, o mais encontrado.

A figura 1.47 mostra uma forma de proteção recomendada para quaisquer dos dois tipos.

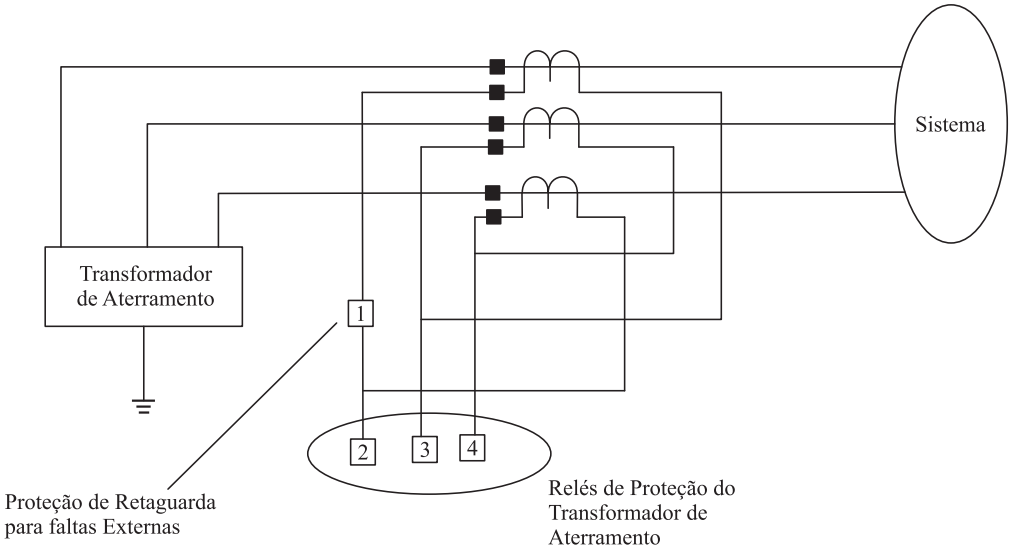


Figura 1.47 – Proteção de transformador de aterramento

Neste arranjo, os TCs são conectados em delta. Para falhas externas ao transformador (falhas no sistema), somente correntes de sequência zero fluem nos primários dos TCs. Desta forma, irá fluir corrente apenas no relé 1, que será utilizado como retaguarda para falhas externas e deverá ser coordenado com outras proteções que devem operar para estas falhas. Os relés de sobrecorrente 2, 3 e 4 devem operar para todas as falhas localizadas entre os TCs e o transformador de aterramento.

A figura 1.48 mostra um transformador de aterramento ligado em zig-zag aterrado. O aterramento pode ser sólido ou por meio de resistor de aterramento. Este tipo de transformador não possui enrolamento secundário. Cada fase possui dois enrolamentos idênticos ligados em oposição e oferecem alta impedância às correntes de fase normais, porém, apresentam baixa impedância de sequência zero. Normalmente, estes transformadores são utilizados para aterramento de barras de 13,8 kV, 69 kV e 88 kV, e um relé de sobrecorrente temporizado (51N) é conectado ao secundário do TC de neutro, fornecendo proteção de retaguarda para falhas envolvendo a terra nos alimentadores que partem destes barramentos e, portanto, deve ser coordenado com os relés de proteção destes alimentadores.

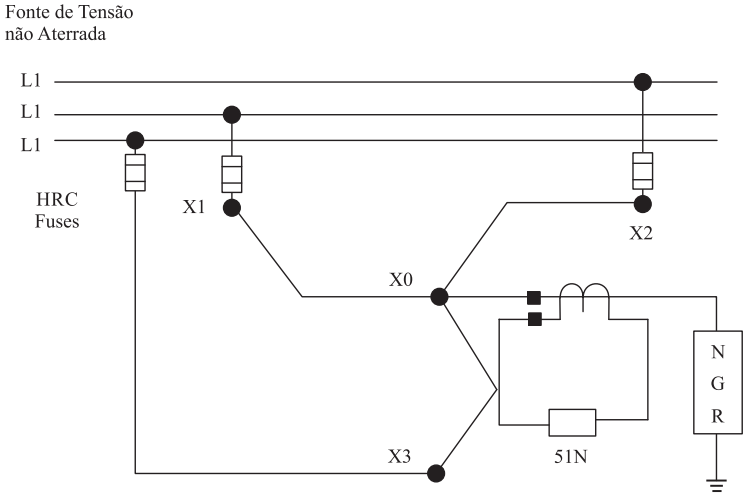


Figura 1.48 – Proteção de transformador de aterramento ligado em zig-zag

1.7 – Proteção de transformadores defasadores

Os transformadores defasadores são normalmente utilizados para controle do fluxo de potência em circuitos paralelos, por meio da adição de uma tensão em série com a tensão do circuito a ser controlado (normalmente, a adição de uma tensão em quadratura). Os transformadores defasadores são construídos e configurados de várias maneiras, de modo a fornecer um controle fixo ou variável. Além disso, alguns tipos podem fornecer regulação de tensão pelo controle do módulo da tensão. Existem vários tipos de transformadores defasadores, e a referência 25 apresenta os principais.

Estes transformadores são protegidos de modo similar ao realizado para os transformadores e autotransformadores de potência, por meio de proteções diferenciais percentuais com restrição ou bloqueio por harmônicos e relés de sobrecorrente de fase, residuais e neutro como proteções de retaguarda, além de suas proteções intrínsecas.

1.8 – Proteção de transformadores elevadores de unidades geradoras

A proteção diferencial de transformadores elevadores de unidades geradoras não necessita de precauções especiais contra transitórios de energização como a proteção diferencial de transformadores do sistema. No caso dos transformadores de unidades geradoras, a tensão é elevada gradualmente no processo de partida das unidades, de modo que não estão presentes as correntes transitórias de energização (*inrush*).

Um cuidado especial que deve ser tomado na aplicação de proteção diferencial de transformadores elevadores de unidades geradoras é com relação à possibilidade de saturação dos

TCs para falhas externas próximas, em função da componente DC da corrente de curto-circuito. Nestes casos, existe a presença de harmônicos pares e ímpares: sendo os pares de maior amplitude, principalmente 2° e 4° harmônicos, que podem ser utilizados para restrição ou bloqueio.

Outro aspecto que merece ser destacado é com relação à possibilidade de sobre-excitação destes transformadores em casos de rejeição de carga, com falha no sistema de controle da excitação das máquinas. Havendo transferência do modo de atuação do regulador de tensão de automático para manual durante rejeição de carga, pode ocorrer sobre-excitação do transformador e do gerador. Normalmente, as unidades geradoras possuem proteção de sobre-excitação. Quando os transformadores elevadores possuem proteções independentes das proteções das unidades geradoras, é comum a utilização de proteção de sobre-excitação para os transformadores. A maioria dos relés digitais de proteção de transformadores possui a função de proteção de sobre-excitação (V/Hz).

1.9 – Proteção de autotransformadores

As proteções diferenciais de autotransformadores para falhas entre fases estão na figura 1.49. São utilizados relés diferenciais percentuais, com a mesma filosofia dos utilizados para os transformadores. O número de circuitos de restrição deve ser igual ao número de transformadores de corrente da malha diferencial.

De modo análogo, a proteção dos transformadores utiliza relés de sobrecorrente de fase e residuais, com unidades instantâneas e temporizadas, nos enrolamentos HV e MV. Nos autotransformadores com enrolamentos terciários ligados em delta, são utilizados relés de sobrecorrente de fase, caso o terciário alimente carga. No neutro, são utilizadas unidades de sobrecorrente de neutro temporizadas.

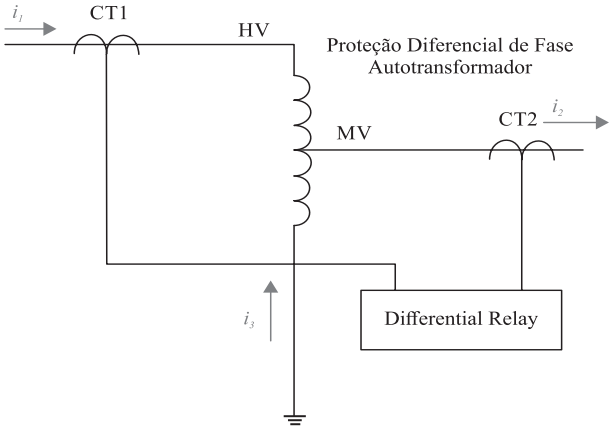


Figura 1.49 – Proteção diferencial de fase de autotransformadores

A figura 1.50 mostra a proteção diferencial de terra restrita aplicada a autotransformadores. Neste caso, deve ser observado que a corrente de neutro também deve ser monitorada pelo relé, de modo a satisfazer as leis de Kirchhoff para as falhas envolvendo a terra.

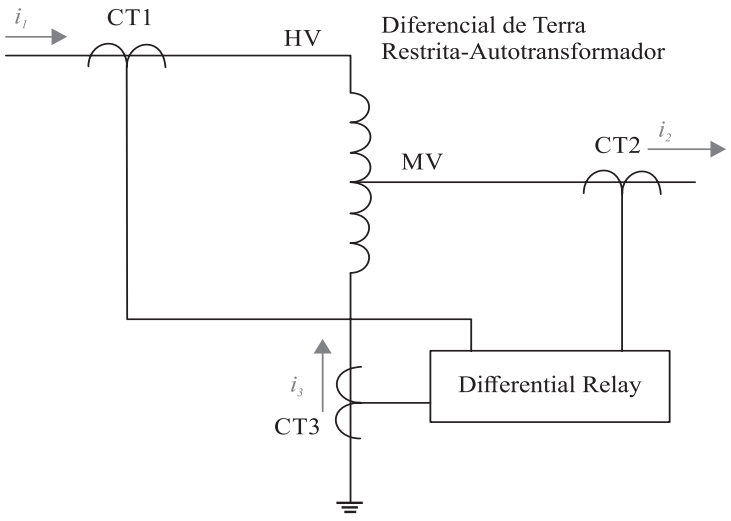


Figura 1.50 – Proteção diferencial de terra restrita de autotransformadores

A figura 1.51 mostra a configuração normalmente encontrada para proteção de autotransformadores.

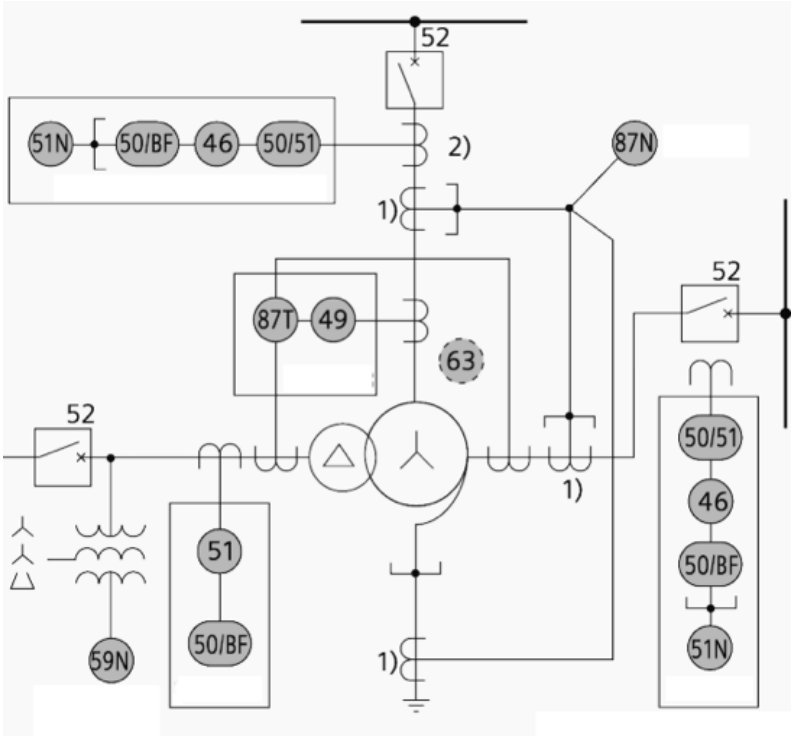


Figura 1.51 – Proteção de autotransformadores

2

PROTEÇÃO DE REATORES

Os reatores *shunt* são projetados para conexão nos terminais de linhas de transmissão, nos barramentos ou nos enrolamentos terciários de transformadores ou autotransformadores, com o objeto de controle de tensão. Esses reatores podem ser fixos (sem disjuntor de manobra) ou manobráveis (quando possuem disjuntor(es) próprio(s).

A figura 2.1 mostra uma linha com reatores manobráveis nos dois terminais.

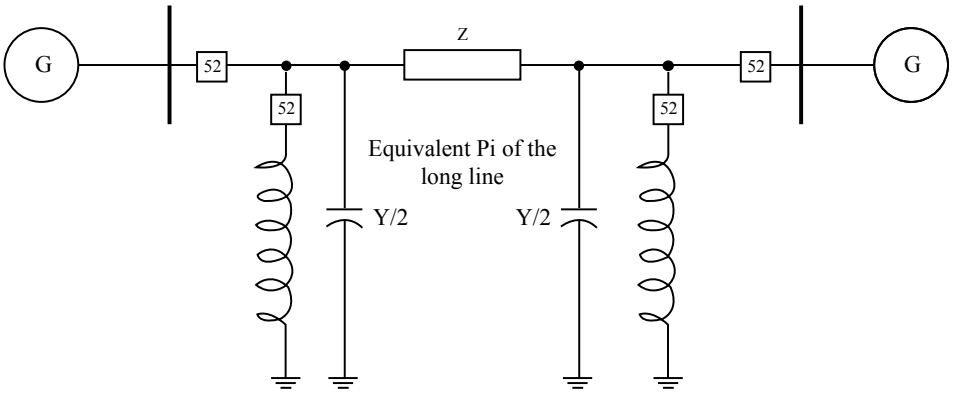


Figura 2.1 – Diagrama unifilar de linha com reatores manobráveis

Nas aplicações em linhas de transmissão, os reatores, além da função de controle de tensão em regime permanente, são utilizados para controlar as sobretensões decorrentes do efeito Ferranti durante as energizações.

O processo de energização dos reatores é similar ao dos transformadores, ou seja, também dá origem às correntes de *inrush*, como ocorre com os transformadores. A figura 2.2 mostra as corrente de fase resultantes do processo de energização de um banco de reatores de 99,2 MVA, 440 kV, 60 Hz. A figura 2.3 mostra a corrente no neutro do mesmo reator durante a energização. Esses aspectos devem ser considerados quando da aplicação de proteção a esses equipamentos, principalmente com relação a seus ajustes.

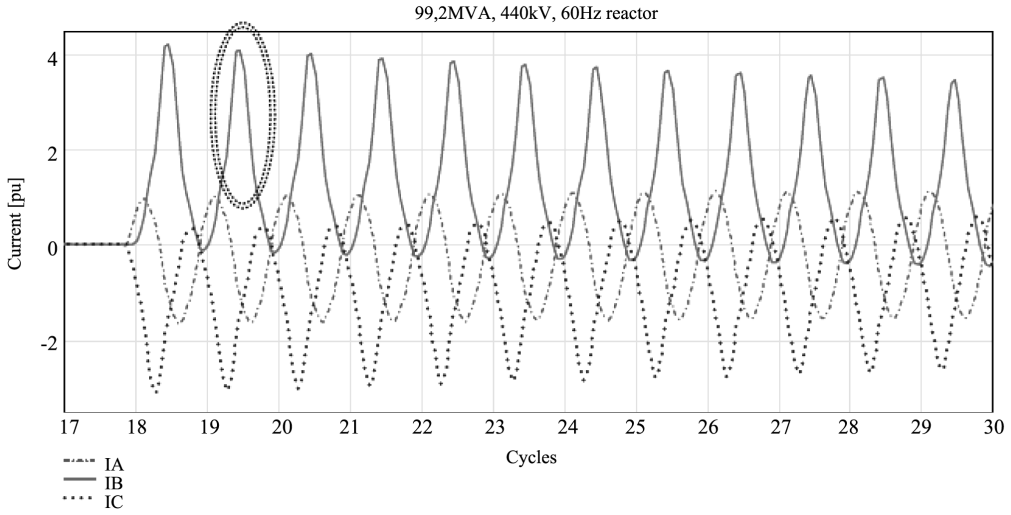


Figura 2.2 – Correntes de fase durante energização de bancos de reatores

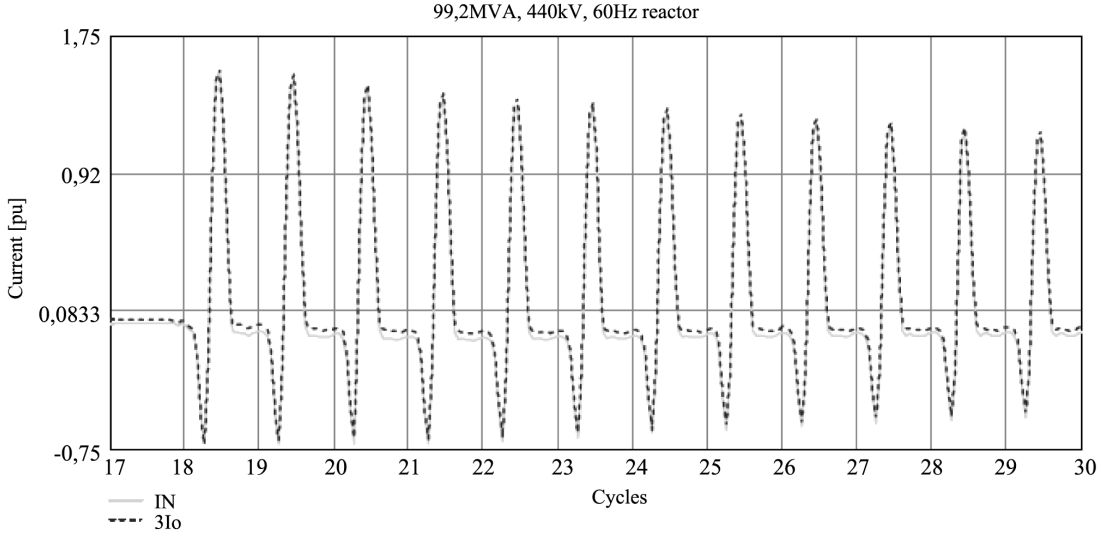


Figura 2.3 – Corrente de neutro durante energização de bancos de reatores

2.1 – Aplicação de reatores shunt

Exitem basicamente duas configurações típicas de reatores utilizados: reatores do tipo seco, conectados em estrela não aterrada e, geralmente, aos enrolamentos terciários dos transformadores e autotransformadores; e reatores imersos em óleo isolante, conectados em estrela aterrada solidamente ou por impedância e às linhas de transmissão ou aos barramentos do sistema.

As proteções dos reatores secos normalmente são realizadas por relés de sobrecorrente, relés diferenciais ou relés de sequência negativa, ou por uma combinação destes dispositivos. A proteção para falhas entre espiras nestes tipos de reatores é realizada por relés de desbalanço de tensão. Para os reatores imersos em óleo isolante, é realizada por relés de sobrecorrente, relés diferenciais ou uma combinação de ambos. Esses reatores também são providos de proteções intrínsecas, que consistem de: relé de gás (Buchholz), válvula de alívio de pressão, detectores de temperatura dos enrolamentos e do óleo e nível do óleo, com contatos para alarme e desligamento.

Como descrito anteriormente, temos basicamente dois tipos de reatores: reatores do tipo seco e reatores imersos em óleo isolante. Os reatores do tipo seco são encontrados até a tensão de 34,5 kV e são conectados aos terciários de transformadores e bancos de autotransformadores. Normalmente, o processo de refrigeração desses equipamentos é convexão natural do ar ambiental. Geralmente, são unidades monofásicas montadas em bases isoladas da terra, que servem de suporte ao reator. Existe um campo magnético de alta intensidade ao redor destes reatores quando energizados, de modo que se requer um cuidado especial no dimensionamento das distâncias para estruturas próximas. Na mesma faixa de aplicação, a vantagem deste tipo de reator com relação aos reatores imersos em óleo isolante são o menor custo, menor peso e ausência de óleo isolante. Sua desvantagem é a limitação na tensão de operação e potência.

Os reatores imersos em óleo isolante invariavelmente são encontrados em tensões acima de 34,5 kV. Existem basicamente dois tipos de reatores imersos em óleo isolante: reatores de núcleo com *gap* e reatores de núcleo sem *gap*. Eles podem ser construídos como unidades monofásicas ou trifásicas e são muito similares aos transformadores na sua aparência externa. São projetados para refrigeração natural ou refrigeração forçada.

2.2 – Reatores do tipo seco

2.2.1 – Ligações

Normalmente, estes reatores são conectados aos barramentos terciários dos transformadores ou bancos de autotransformadores, conforme mostrado na figura 2.4. De modo geral, nestes arranjos existe um transformador de aterramento conectado em estrela-aterrada no lado primário e, em delta aberto, no lado secundário, onde é ligado um resistor de aterramento, que tem como objetivo a limitação da corrente de curto-circuito fase-terra no terciário. O relé de sobretensão residual 59N fornece proteção para falhas à terra no terciário.

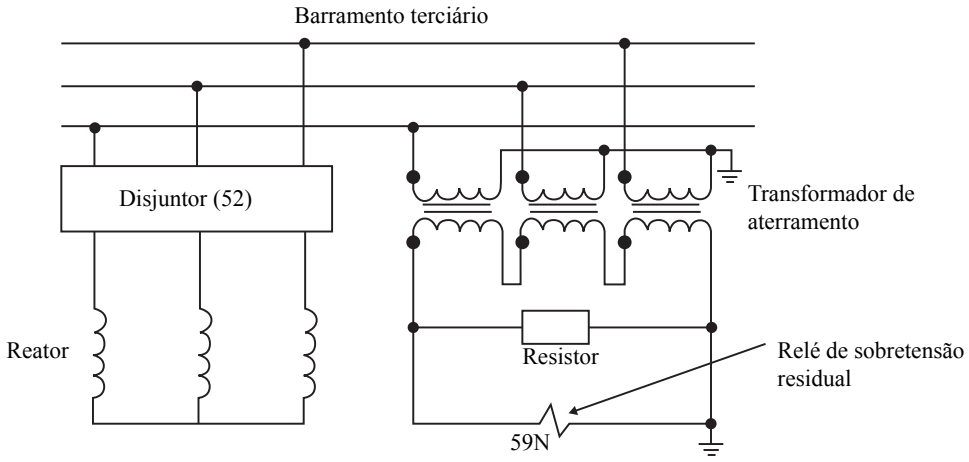


Figura 2.4 – Ligação de reator *shunt* tipo seco

2.2.2 – Tipos de falhas

Os principais tipos de falhas que ocorrem nestas instalações são:

- Falhas entre fases no barramento terciário, que resultam em valores de corrente bastante elevados;
- Falhas à terra no barramento terciário, cujas correntes são limitadas pelo resistor de aterramento;
- Normalmente, são falhas com correntes de baixa intensidade;
- Falhas entre espiras no reator, resultando em pequenas variações nas correntes de fase do reator;
- Falhas entre fases normalmente não ocorrem nestes tipos de reator, uma vez que consistem de unidades monofásicas com considerável separação entre as fases.

Os danos provocados por falhas à terra nestas unidades dependerão do valor de corrente que será permitido circular pelo método de aterramento.

2.2.3 – Esquemas de proteção

2.2.3.1 – Proteção para falhas entre fases

Normalmente, é realizada por relés de sobrecorrente de fase (50/51), relés de sobrecorrente de sequência negativa (46), relés diferenciais (87) ou uma combinação destes. As figuras 2.5 e 2.6 mostram os esquemas normalmente utilizados.

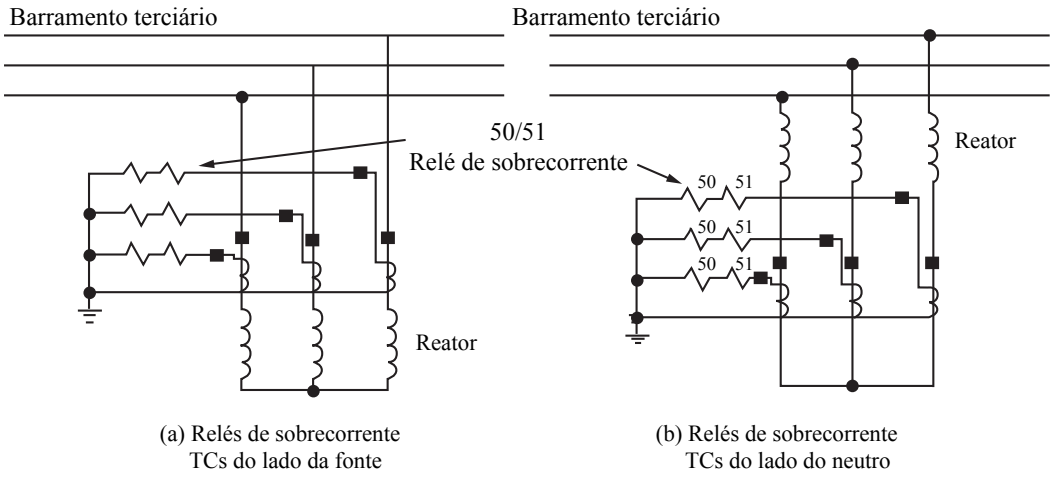


Figura 2.5 – Esquemas típicos de proteção de reatores secos

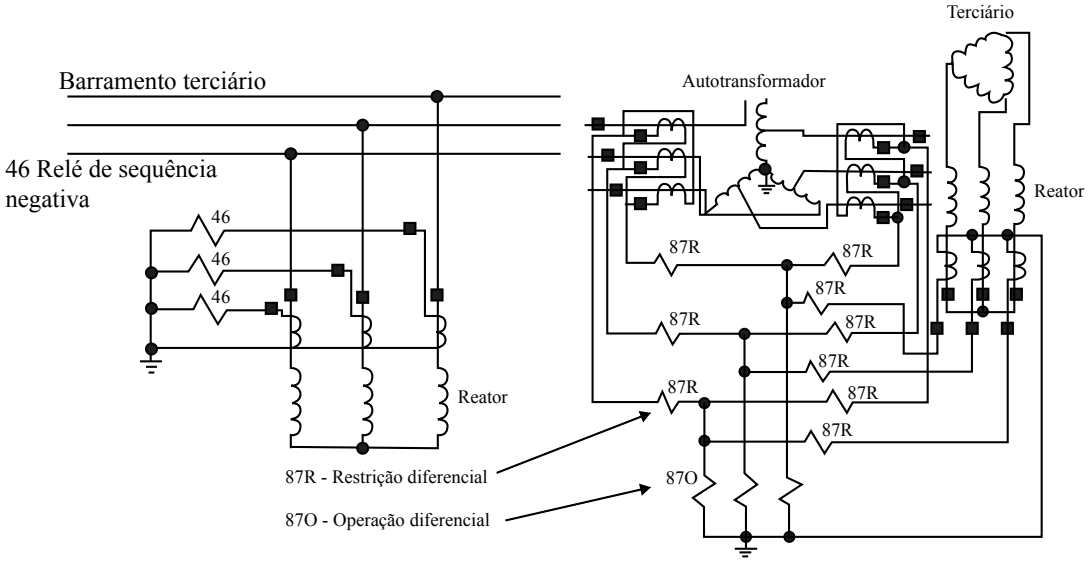


Figura 2.6 – Esquemas típicos de proteção de reatores secos

2.2.3.2 – Proteção para falhas fase-terra

A proteção para falhas fase-terra está mostrada na figura 2.4. Este relé tem somente função de alarme porque ele não consegue distinguir uma falha interna no reator de uma falha em qualquer outro ponto do sistema terciário.

2.2.3.3 – Proteção para falhas entre espiras

A figura 2.7 mostra um esquema utilizado para detecção de falhas entre espiras de reatores secos, por meio de um relé de desbalanço de tensão no neutro do reator. A saída do amplificador somador é representativa do grau de desbalanço que ocorre em função de falha interna entre espiras do reator.

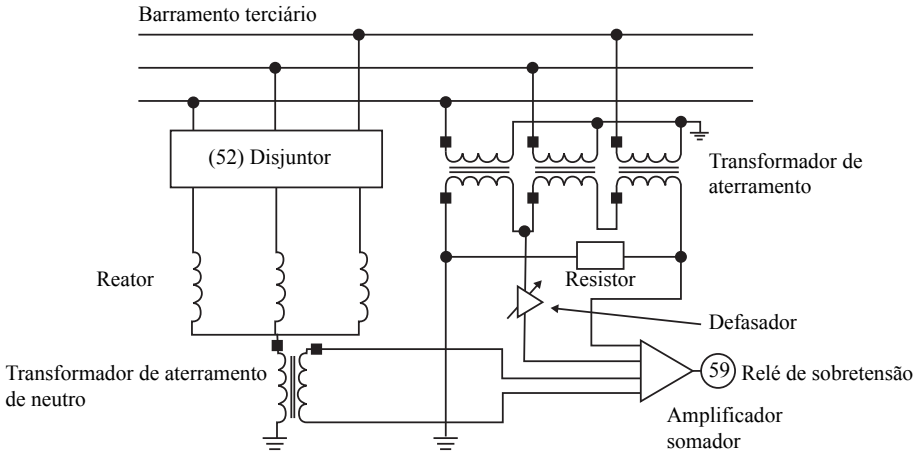


Figura 2.7 – Esquemas de proteção para falha entre espiras em reatores secos

2.3 – Reatores imersos em óleo isolante

2.3.1 – Ligações

Normalmente, estes reatores são conectados aos terminais de linhas de transmissão e/ou aos barramentos. A figura 2.8 mostra a aplicação de reatores *shunt* em linha de transmissão, com a dupla função de controle de tensão e de energização da linha (efeito Ferranti).

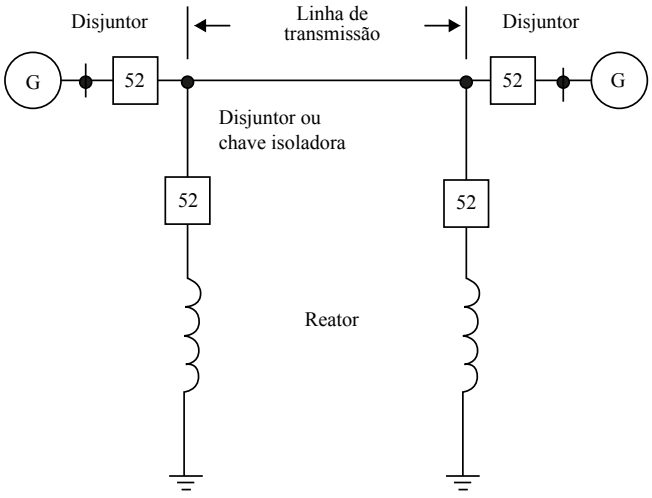


Figura 2.8 – Ligação de reator imerso em óleo isolante

2.3.2 - Tipos de falhas

Os principais tipos de falhas que ocorrem nestas instalações são:

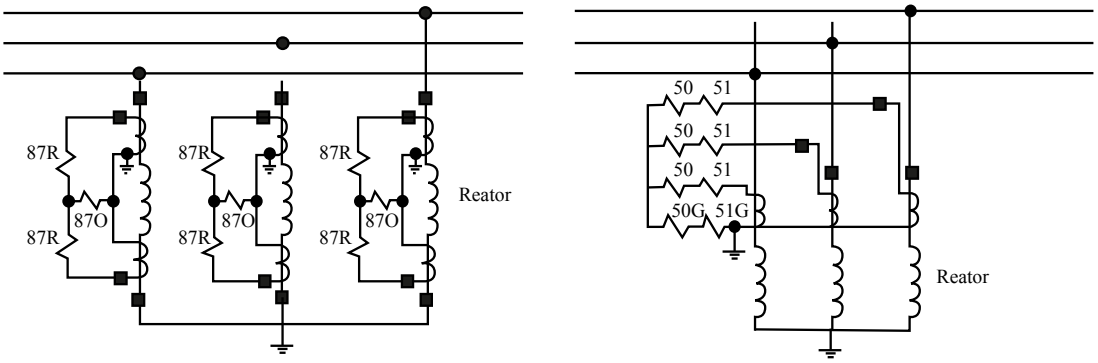
- Falhas que resultam em valores elevados de corrente de curto-circuito, tais como falhas nas buchas e falhas resultantes de falha de isolação, em função da proximidade entre os enrolamentos e o núcleo e o tanque. Nas falhas à terra provocadas por problemas de isolação, a amplitude da corrente depende da localização da falha em relação ao terminal do reator (bucha). Quanto mais longe da bucha ocorrer a falha, menor será a corrente de curto-circuito. Falhas que ocorrem nas buchas, internas ou externas ao tanque, bem como as falhas que ocorrem nas conexões entre a linha de transmissão e o reator, resultam em valores elevados de correntes de curto-circuito.
- Falhas entre espiras nos enrolamentos do reator, que resultam em pequenas variações nas correntes de fase. Estas falhas provocam variação na impedância do reator, aumento da temperatura e da pressão interna e formação de gás. Se não detectadas, estas falhas provavelmente irão se transformar em uma de maior intensidade de corrente.

2.3.3 – Esquemas de proteção

2.3.3.1 – Proteção para falhas entre fases

Normalmente, é realizada por relés de sobrecorrente de fase (50/51) e relés diferenciais percentuais ou uma combinação destes. A figura 2.9 mostra os esquemas normalmente utilizados.

Na utilização de proteção diferencial, é recomendável que os TCs possuam as mesmas características.



(a) Proteção diferencial percentual

(b) Proteção de sobrecorrente

Figura 2.9 – Esquemas típicos de proteção de reatores imersos em óleo isolante

2.3.3.2 – Proteção para falhas fase-terra

A proteção para falhas fase-terra normalmente é realizada por relés de sobrecorrente residuais conectados ao circuito residual dos TCs do lado da linha (ou da barra) ou por relé de sobrecorrente conectado ao TC de neutro do reator, quando existir.

Ultimamente, vem crescendo a utilização de relés diferenciais de terra restrita, com característica percentual, para proteção de falha à terra. A figura 2.10 ilustra este tipo de aplicação, na qual a proteção diferencial de terra restrita é a proteção unitária do reator.

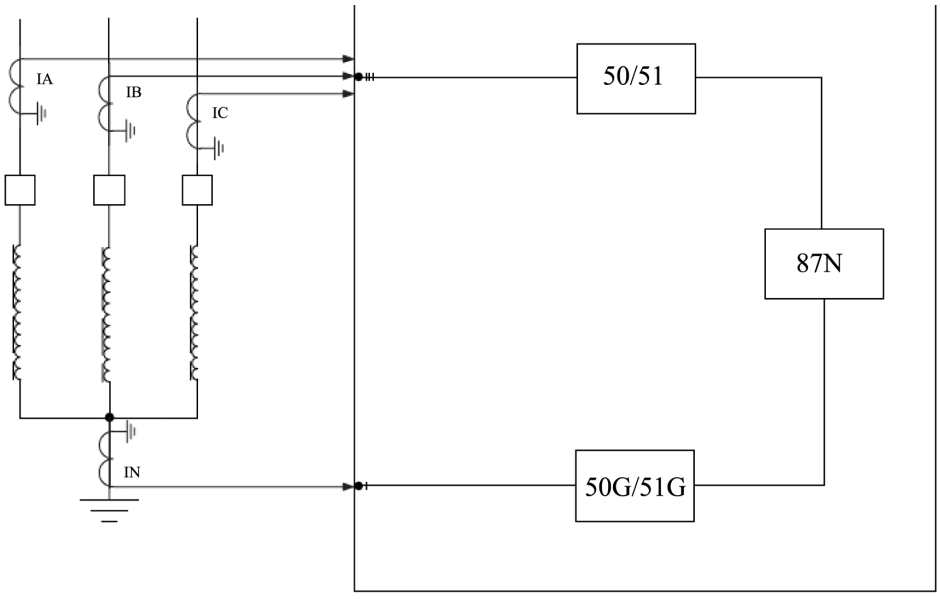


Figura 2.10 – Esquema típico de proteção de reatores imersos em óleo isolante

A figura 2.11 mostra um esquema típico, no qual a proteção unitária do reator é uma proteção diferencial percentual.

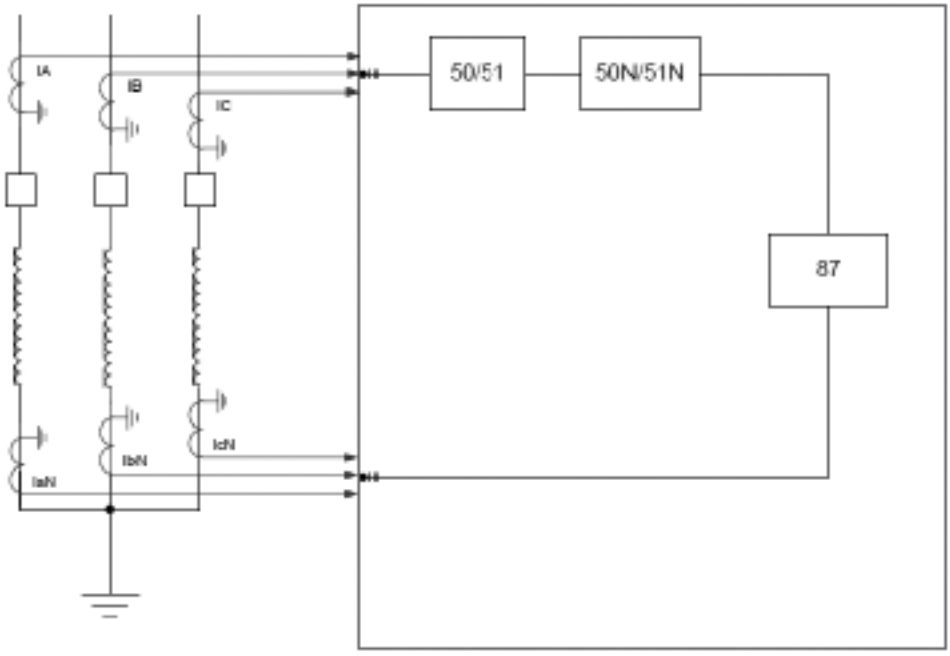


Figura 2.11 – Esquema típico de proteção de reatores imersos em óleo isolante

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Blume, L. F. et al.; Transformer magnetizing inrush currents and influence on system operation. AIEE Transactions, v. 63, p. 366-375, 1944.
2. Concordia, C.; Rothe, F. S.; Transient characteristic of current transformers during faults. AIEE Transactions, v. 66, p. 731-734, 1947.
3. Cordray, R. E.; Percentage-differential transformer protection. Electrical Engineering, v. 50, n. 5, p. 361-363, 1931.
4. Cordray, R. E.; Preventing false operation of differential relays. Electrical World, p. 160-161, Jul. 1931.
5. Einval, C. H.; Linders, J. R.; A three phase differential relay for transformer protection. IEE Transactions PAS, v. PAS-94, n. 6, p. 1.971-1.980, Nov./Dec. 1975.
6. Giuliante, A.; Clough, G.; Advances in the design of differential protection for power transformers. In: Georgia Tech Protective Relaying Conference, 1991, Atlanta. Proceedings. Atlanta: University System of Georgia, 1991.
7. Guzmán, A. et al.; Performance analyses of traditional and improved transformer differential protective relays. In: Simposio Iberoamericano Sobre Proteccion de Sistemas Electricos de Potencia, 5., 2000, Monterrey. Anais. Monterrey: Universidad Autonoma de Nuevo León, 2000.
8. Han, Z. et al.; Flow-through inrush and its effect on transformer differential protection. In: IET International Conference on Developments in Power System Protection, 9., 2008, Glasgow. Proceedings. New York: Institution of Engineering and Technology, 2008.
9. Hayward, C. D.; Prolonged inrush currents with parallel transformers affect differential relaying. AIEE Transactions, v. 60, p. 1.096-1.101, 1941.
10. Kennedy, L. F.; Hayward, C. D.; Harmonic-current restraint relays for differential protection. AIEE Transactions, v. 60, p. 377-382, 1941.
11. Kennedy, L. F.; Hayward, C. D.; Harmonic-current restraint relays for differential protection. AIEE Transactions, v. 67, p. 1.005-1.023, 1948. Part II.
12. Marshal, D. E.; Langguth, P. O.; Current transformer excitation under transient conditions. AIEE Transactions, v. 48, n. 4, p. 1.464-1.474, Oct. 1929.
13. Mathews, C. A.; An improved transformer differential relay. AIEE Transactions, v. 73, p. 645-650, Jun. 1954. Part III.
14. Powell, L. J.; Current transformer burden and saturation. IEEE Transactions on Industry Applications, v. IA-15, n. 3, p. 294-303, 1979.
15. Sachdev, M. S.; Modern techniques for protecting, controlling and monitoring power transformers. Paris: Cigré, 2011.
16. Sharp, R. L.; Glassburn, W. E.; A transformer differential relay with second harmonic restraint. AIEE Transactions, v. 77, p. 913-918, Dec. 1958. Part III.

17. Sonneman, W. K.; Wagner, C. L.; Rockefeller, G. D.; Magnetizing inrush phenomena in transformer banks. AIEE Transactions, v. 77, p. 884-892, Oct. 1958. Part III.
18. Specht, T. R.; Transformer magnetizing inrush current. AIEE Transactions, v. 70, p. 323-328, 1951. Part I.
19. Thorp, J. S.; Phadke, A. G.; A microprocessor based, voltage restraint, three-phase transformer differential relay. In: Southeastern Symposium on System Theory, 1982, Virginia. Proceedings. Virginia: Virginia Polytechnic Institute, 1982.
20. Transformer differential relay with percentage and harmonic restraint: types BDD15B, BDD16B. Malvern: General Electric Company, [s/d].
21. Wentz, E. C.; Sonnemann, W. K.; Current transformers and relays for high-speed differential protection with particular reference to off-set transient currents. AIEE Transactions, v. 59, p. 481-488, Aug. 1940.

PARTE 4

PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

1

PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

A principal tarefa da proteção de uma linha de transmissão consiste em determinar o ponto de ocorrência do curto-circuito para poder discriminar as falhas internas e externas ao circuito protegido.

As linhas podem ser protegidas por proteções de sobrecorrente, de sobrecorrente direcionais, por proteções de distância, por proteções diferenciais ou por esquemas de teleproteção (proteções piloto), com distintos tipos possíveis de canais de comunicação entre os dois ou mais terminais.

De todas elas, a proteção de sobrecorrente é a mais simples e econômica, a mais difícil de aplicar e a que, com mais frequência, necessita de reajustes devido às variações na configuração do sistema e, consequentemente, nos níveis de correntes de curto-circuito. Suas limitações funcionais as restrigem a aplicações a redes radiais de distribuição e subtransmissão.

A adição de direcionalidade estende a aplicação da proteção de sobrecorrente a sistemas com mais de uma fonte de geração, a redes em anel e circuitos paralelos, porém, não resolve o problema da sensibilidade para falhas entre fases, que é inerente ao princípio de medição de corrente. As proteções de sobrecorrente direcionais encontram sua maior aplicação na proteção de falhas à terra, onde possuem grande sensibilidade.

A proteção de distância resolve, em grande parte, o problema de sensibilidade da proteção de sobrecorrente para falhas entre fases e é aplicável em redes nas quais não é necessária a eliminação instantânea de falhas em toda sua extensão. A utilização de proteção piloto elimina esta limitação da proteção de distância e é utilizada em linhas de tensão mais elevada e mais importantes do sistema, para as quais são requeridos tempos reduzidos de eliminação das falhas para manter a estabilidade do sistema.

No Sistema Interligado Nacional (SIN), para linhas de transmissão de tensões iguais ou superiores a 230 kV, que pertencem à Rede Básica de Operação, os procedimentos de rede estabelecem que as mesmas devem possuir proteções duplicadas e ambas devem ser dotadas de esquemas de teleproteção.

1.1 – Principais tipos de linhas de transmissão

1.1.1 – Linhas aéreas

São linhas de transmissão que possuem vários comprimentos e que o meio isolante é o ar. Existem configurações em que vários circuitos compartilham as mesmas torres. Um dos grandes problemas encontrados na aplicação de proteção a linhas aéreas está relacionado com o acoplamento magnético entre circuitos que compartilham as mesmas torres ou a mesma faixa de servidão, que afetam as impedâncias medidas pelos relés de distância. No Brasil, são encontradas linhas aéreas até a tensão de 765 kV.

1.1.2 – Linhas subterrâneas (cabos)

São linhas de comprimento restrito cujo meio isolante típico é óleo. No Brasil, são encontradas até o nível de tensão de 345 kV.

1.1.3 – Linhas de transmissão mistas

São linhas que possuem parte subterrânea e parte aérea. Possuem parâmetros diferentes em cada trecho.

1.1.4 – Linhas multiterminais

A figura 1.1 mostra uma configuração de uma linha multiterminal. O exemplo mostra uma linha na qual temos subestações intermediárias a partir das quais são derivadas cargas e subestações que possuem fonte de geração. Este tipo de aplicação apresenta vários problemas de proteção. Por exemplo, as proteções de linha dos terminais A, B e E não podem atuar para falhas à jusante dos transformadores das subestações C e D. Outro problema é que falhas no trecho de linha entre as subestações E e B apresentam dificuldades para relés de distância localizados na subestação A, em função da presença da fonte de geração intermediária presente na subestação E. Neste tipo de linha de transmissão, é comum a aplicação de proteção diferencial de linha, como será visto posteriormente.

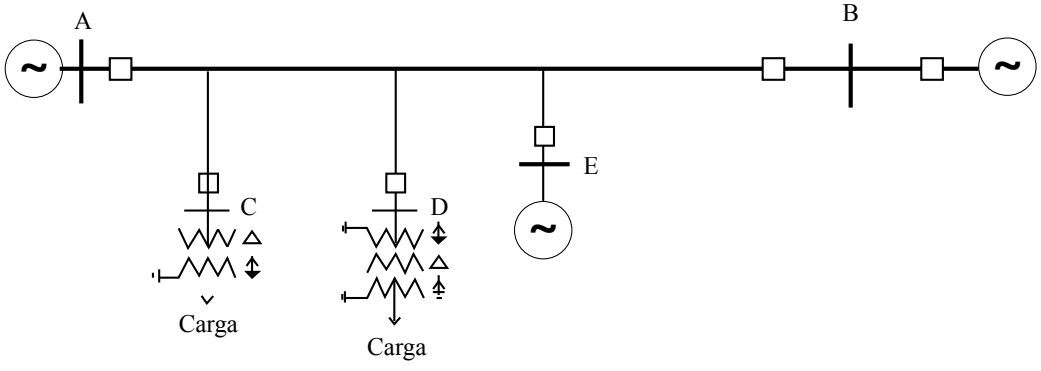


Figura 1.1 – Linhas multiterminais

1.1.5 – Linhas multicircuitos

A figura 1.2 mostra a configuração de uma linha multicircuito. Neste tipo de aplicação, o maior problema para a proteção está relacionado ao acoplamento magnético entre os circuitos paralelos, particularmente com relação à influência da impedância mútua de sequência zero no alcance das unidades de medida de distância para falhas à terra.

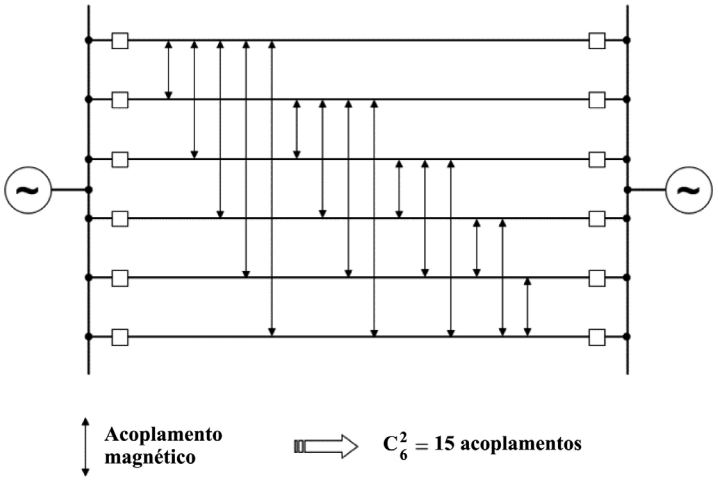


Figura 1.2 – Linhas multicircuitos

1.1.6 – Linhas multicircuitos/multiterminais

A figura 1.3 mostra este tipo de configuração. Neste tipo de aplicação, estão presentes as dificuldades apresentadas em 1.1.4 e 1.1.5.

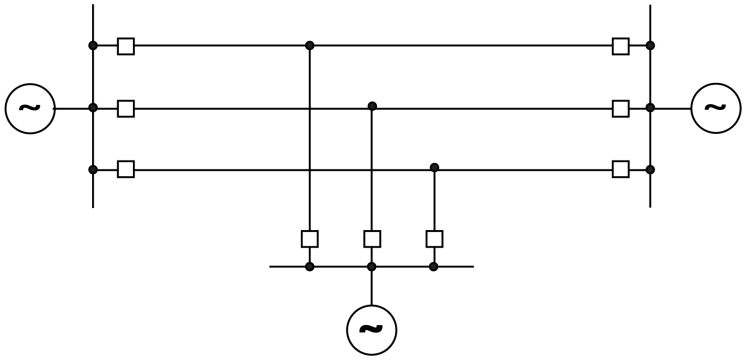


Figura 1.3 – Linhas multicircuitos/multiterminais

1.1.7 – Linhas com compensação shunt

Os reatores são conectados em derivação nas linhas de transmissão com dupla finalidade: controle de tensão e energização. Normalmente, estão em operação nos períodos de carga

leve do sistema e estão fora de serviço nos períodos de carga pesada. Podem ser manobráveis, quando possuem disjuntores próprios, e não manobráveis (figura 1.4).

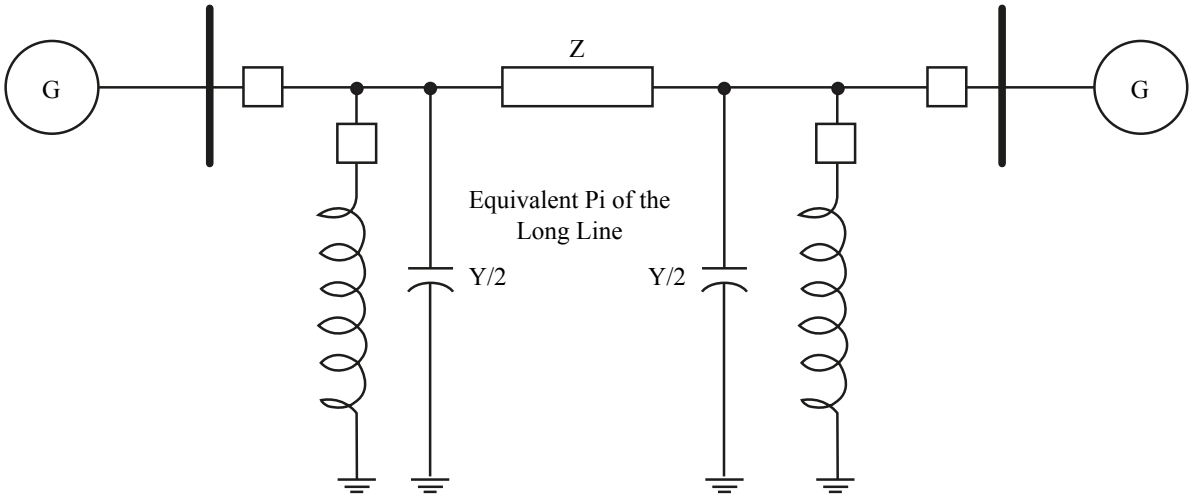


Figura 1.4 – Linhas com compensação *shunt*

Em reatores manobráveis, as proteções do reator atuam provocando o desligamento do disjuntor próprio do reator, que é dotado de esquema de falha. Em caso de falha de abertura do disjuntor próprio do reator, há necessidade de abertura do disjuntor do terminal remoto da linha, que deve ser realizada por transferência de disparo direto por meio de esquema de teleproteção.

Em reatores não manobráveis, a atuação da proteção do reator, além de abertura do(s) disjuntor(es) local(is), deve enviar comando de transferência de disparo para abertura do disjuntor do terminal remoto da linha.

1.1.8 – Linhas com compensação série

A compensação série é introduzida nas linhas de transmissão com o objetivo de reduzir a impedância série do circuito e, consequentemente, aumentar a capacidade de transmissão das linhas, sem a necessidade da construção de novos circuitos em paralelo, conforme ilustrado na figura 1.5. O capacitor série introduz uma descontinuidade na impedância da linha, o que pode provocar inversão de corrente ou tensão nos pontos de aplicação dos relés, o que afeta o desempenho dos esquemas de proteção.

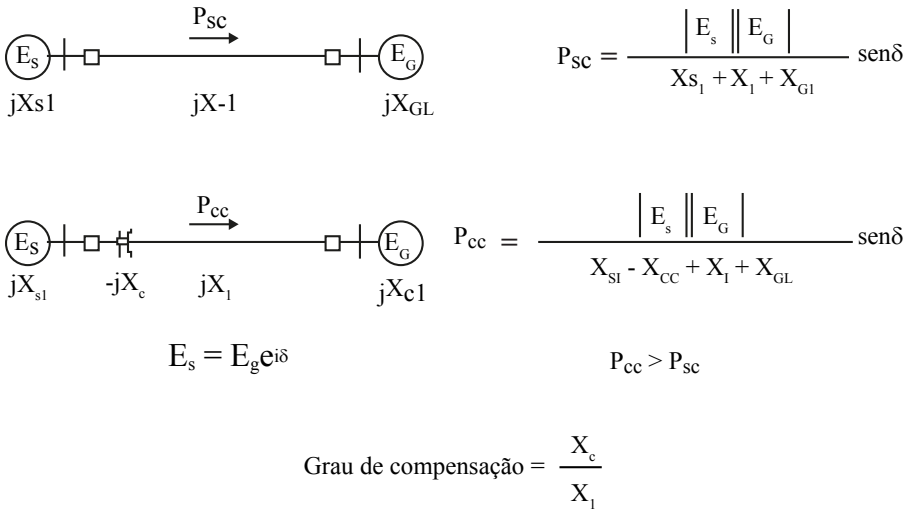


Figura 1.5 – Linhas com compensação série

1.2 – Resistência de falta

1.2.1 – Curtos-circuitos em linhas de transmissão

Os curtos-circuitos que ocorrem nas linhas de transmissão podem ser sólidos ou por resistência.

Os curtos-circuitos sólidos são provocados principalmente por contato direto entre os condutores ou contato do condutor com a estrutura da torre, com baixa resistência de aterramento. Estas falhas podem ocorrer durante vendaval e/ou temporal.

Os curtos-circuitos resistivos são limitados pela resistência de arco, por resistência de contato ou por ambos. As resistências de contato possuem valores de difícil determinação e podem ter valores elevados, como os encontrados nas resistências de pé de torre em linhas sem contrapeso nem cabos para-raios.

1.2.2 – Fórmula de Warrington para determinação da resistência de arco

As impedâncias das linhas de transmissão são altamente indutivas, com ângulos tipicamente na faixa de 65º a 85º. No plano complexo, as características têm a forma apresentada na figura 1.6. A figura também mostra a influência da resistência de falta.

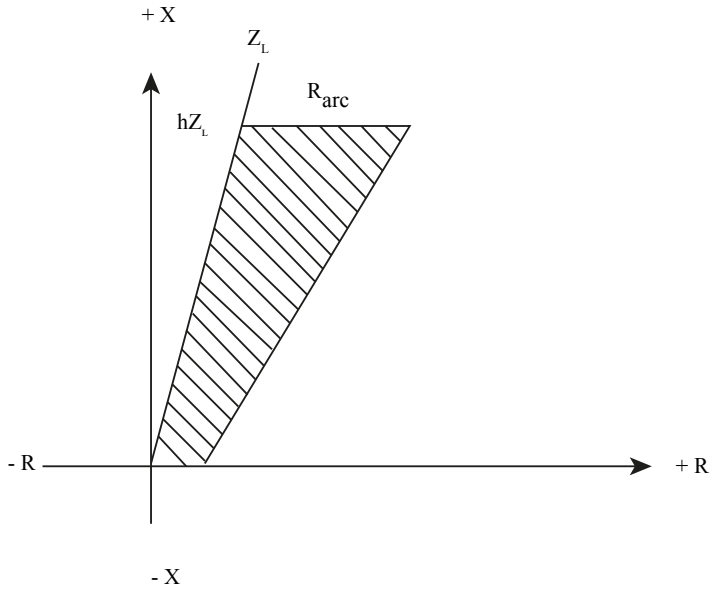


Figura 1.6 – Efeito da resistência de arco nas impedâncias medidas

Warrington apresenta uma expressão para cálculo das resistências de arco, como:

$$Rarc = \frac{8750(S + vt)}{I^{1,4}}$$

Nesta expressão, temos:

S – espaçamento entre os condutores em pés (ft)

v – velocidade do vento (mi/h)

t – tempo em (s)

I – valor R.M.S da corrente de falta em (A)

O efeito da resistência de arco na impedância medida é deslocá-la para a direita no plano complexo, devido à adição da resistência de arco. Este efeito é mais pronunciado na extremidade do alcance porque a corrente de curto que passa pelo relé é menor, e ele aparece no denominador da expressão de Warrington para o cálculo da resistência de arco.

Exemplo:

Linha de transmissão radial de 69 kV, 30 milhas de comprimento, com espaçamento entre condutores de 10 (ft).

Impedância da fonte: 0 + j25Ω

Impedância da linha: (11 + j22) Ω

Z_{TOTAL}= (11 + j 47)Ω=48,27∟ 76,83^0

Para falha no final da linha:

$I = 69.000/(\sqrt{3} \times 48,3) = 825,3$ A

$R_{ARC} = (8.750 \times 10)/(825,3^{1,4}) = 7,2\ \Omega$

Para falha no início da linha:

$I = 69.000/(\sqrt{3} \times 25,0) = 1593,5$ A

$R_{ARC} = (8.750 \times 10)/(1.593,5^{1,4}) = 2,9\ \Omega$

Desta forma, podemos constatar que o alcance dos relés de distância é reduzido por causa da resistência de arco, o que pode ser admitido para as unidades de medida de zona 1. Todavia, deve ser garantido que a zona 2 sempre alcance o terminal remoto da linha de transmissão, o que assegura a eliminação das falhas internas na temporização de zona 2 (normalmente 0,4 s) em esquemas de três zonas e, instantaneamente, em caso de utilização de esquemas de teleproteção.

1.2.3 – Resistência de falta em sistemas não radiais

No caso mais geral, a resistência de arco recebe alimentação de corrente de curto-circuito pelos dois terminais da linha de transmissão, como mostra a figura 1.7.

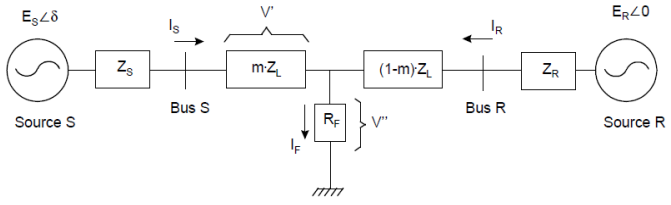


Figura 1.7 - Resistência de arco em sistemas não radiais

A tensão na barra S é dada por:

$V_S = V' + V''$, mas:

$V' = mZ_L.I_S$ e $V'' = R_F.\ I_F = R_F\ (I_S + I_R)$

Então:

$V_S = mZ_L.I_S + R_F\ (I_S + I_R)$

Dividindo a tensão V_S pela corrente I_S, temos a expressão da impedância medida por um relé de distância localizado no terminal da subestação S da linha:

$$Z_{MEDIDO} = mZ_L + R_F \frac{(IS + IR)}{IS}$$

A expressão acima mostra que a resistência de falta é amplificada pela corrente de alimentação da falta que vem pelo terminal remoto da linha, já que essa corrente não é medida pelo relé. Outro aspecto que merece ser citado é que a resistência de falta diminui à medida que a falta se aproxima do relé, pois I_S aumenta e I_R diminui. Em sistemas não homogêneos, as correntes I_S e I_R não estão em fase e a resistência de falta, além de sofrer amplificação, sofre também distorções angulares. Estes aspectos serão abordados em tópicos posteriores.

1.3 – Filosofias de proteção de linhas de transmissão

1.3.1 – Proteção unitária e proteção gradativa

As proteções unitárias ou restritas possuem suas zonas de atuação definidas por suas conexões. Atuam sem retardo de tempo intencional para todas as falhas dentro de suas zonas de atuação. As zonas de atuação são superpostas (figura 1.8) em torno dos disjuntores, de modo a evitar pontos cegos. As causas mais comuns de falhas das proteções unitárias são:

- Defeitos nos transformadores de instrumentos e/ou em suas conexões (cabeação);
- Falhas nas alimentações auxiliares de corrente contínua;
- Falhas nos relés ou nos disjuntores.

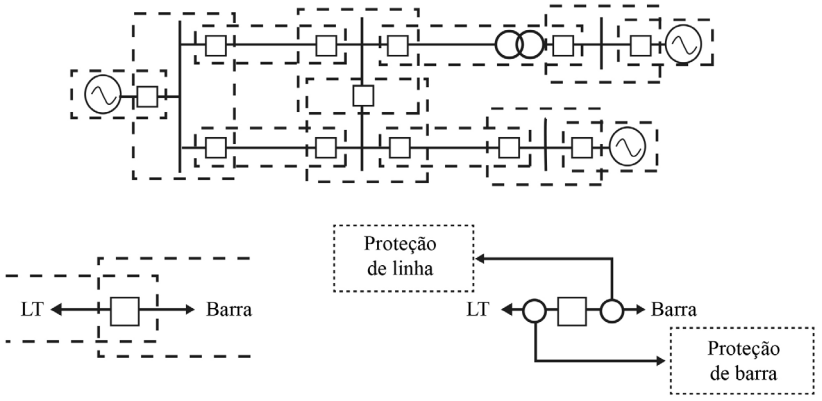


Figura 1.8 – Superposição das zonas de atuação

Como exemplos de sistemas de proteção unitários, podemos citar os esquemas de proteção diferencial e os esquemas de comparação de fase. Os esquemas de proteção diferencial comparam as amplitudes das correntes proporcionais às correntes primárias nos dois terminais da linha enquanto que os esquemas de comparação de fase comparam os ângulos de fase entre essas correntes.

Estes esquemas, ao contrário dos esquemas gradativos, não são afetados por:

- Condições de oscilação de potência;
- Perda de alimentação de potencial;
- Acoplamento mútuo de sequência zero entre linhas paralelas;
- Transitórios de DCPs;
- Compensação série na linha.

Os esquemas de proteção gradativa ou irrestrita têm suas zonas de atuação definidas pelos seus ajustes e atuam com retardo de tempo intencional para todo tipo de falha que ocorre externo à linha protegida.

As proteções gradativas em sistemas não radiais devem ser necessariamente dotadas de direcionalidade.

As proteções gradativas nem sempre conseguem detectar todas as falhas que ocorrem nas linhas adjacentes à linha protegida.

1.3.2 – Proteção principal e proteção alternada

A proteção principal de uma linha de transmissão é composta de relés, equipamentos de teleproteção e dispositivos auxiliares necessários para prover proteção para todas as falhas internas que ocorrem na linha. A proteção alternada é um conjunto de relés e dispositivos auxiliares funcionalmente idênticos aos da proteção principal, podendo ser de fabricantes diferentes.

Os conjuntos de proteção principal e alternada de uma linha devem ser alimentados por bancos de baterias, retificadores e circuitos de corrente contínua independentes devem ser constituídos, obrigatoriamente, por equipamentos independentes e dedicados para cada função de transmissão da instalação, sendo normalmente do tipo multifunção.

Os sistemas de proteção principal e alternada devem ter saídas para acionar disjuntores com dois circuitos de disparo independentes e devem prever a supervisão dos circuitos de corrente contínua dos relés de proteção, dos equipamentos de telecomunicação utilizados para teleproteção e dos esquemas de religamento automático e sincronismo, de forma a indicar qualquer anormalidade que possa implicar perda da confiabilidade operacional do sistema de proteção.

Os procedimentos de rede do ONS definem que as linhas de transmissão do SIN, de nível de tensão igual ou superior a 230 kV, devem ser dotadas de esquemas de proteção principal e alternada com os requisitos aqui descritos, sendo os dois esquemas dotados de teleproteção.

1.3.3 – Filosofia de retaguarda local e retaguarda remota

Os conceitos de filosofia de retaguarda local e retaguarda remota serão vistos com auxílio da figura 1.9. Na figura, estamos supondo que o sistema possui alimentação por todas as barras (sistema não radial).

Na ocorrência de uma falha interna à linha E-F, normalmente, os disjuntores que devem abrir para eliminar a falha são E e F. Na ocorrência de falha na abertura do disjuntor E, temos duas possibilidades de eliminar a falha: pela abertura dos disjuntores C e D na subestação k (retaguarda local) ou pela abertura dos disjuntores A e B (retaguarda remota).

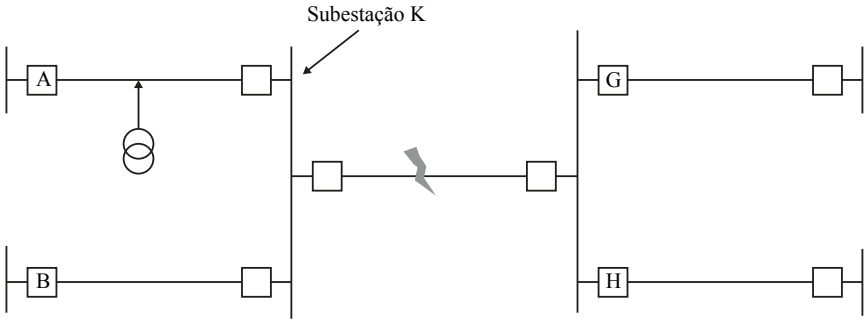


Figura 1.9 – Filosofia de retaguarda local e retaguarda remota

A proteção de retaguarda local é realizada por relés e dispositivos localizados na mesma subestação e apresenta as seguintes vantagens:

- Possui maior velocidade;
- É mais seletiva (não provoca o desligamento da carga ligada em derivação na linha A-C);
- Provoca o desligamento de uma quantidade menor de componentes para a eliminação dos defeitos.

Entretanto, ela requer a duplicação de vários componentes (tais como relés e equipamentos de comunicação), além da instalação de proteção diferencial de barras e de falha de disjuntor (no caso de falha de abertura do disjuntor E, seu esquema de falha provoca a abertura dos disjuntores C e D na subestação k).

A proteção de retaguarda remota é realizada por relés e dispositivos localizados em subestações remotas e apresenta os seguintes inconvenientes:

- É menos seletiva (provoca o desligamento da carga ligada em derivação na linha A-C);
- Apresenta o inconveniente de dificuldade de ajuste das proteções, principalmente quando são utilizados relés de distância, devido aos problemas das fontes intermediárias de corrente em sistemas não radiais (*infeed* e *outfeed*), como será tratado em tópico posterior;
- Provoca os desligamentos de uma quantidade maior de componentes e de cargas para a eliminação dos defeitos;

Sua vantagem em relação à retaguarda local é puramente econômica;

Os principais requisitos necessários para dotar os sistemas de retaguarda local são os seguintes:

- Dois sistemas independentes e redundantes de proteção;
- Alimentações auxiliares de corrente contínua independentes para cada proteção;
- Alimentações de corrente provenientes de núcleos independentes dos TCs;
- Alimentações de potencial provenientes de enrolamentos independentes dos TPs;
- Disjuntores com duas bobinas de disparo independentes;
- Esquemas de proteção diferencial de barras
- Esquemas de falha de disjuntores.

Atualmente, a filosofia adotada no SIN é de retaguarda local para tensões iguais e superiores a 345 kV e ela está sendo adotada também de forma progressiva à tensão de 230 kV.

1.3.4 – Redundância dos esquemas de proteção e esquemas de falha de disjuntor

Nas linhas de alta e extra alta tensão no Brasil, é prática se fazer redundância nos esquemas de proteção. Não existe redundância apenas nos equipamentos de alta tensão porque não é economicamente justificável. Desta forma os TCs, TPs e disjuntores não são duplicados. Com relação aos intrumentos de medida, normalmente são utilizados vários núcleos nos TCs, um deles alimentando a proteção principal e outro, a proteção alternada e enrolamentos secundários diferentes nos transformadores de potencial, com a mesma finalidade.

Procura-se, desta forma, atingir um alto grau de confiabilidade das proteções (*reliability*), ou seja, alta dependabilidade (*dependability*), que é a garantia de atuação para defeitos internos e alta segurança (*security*), assegurando a proteção de não operar para falhas externas.

Para garantir a eliminação de faltas sem dependência de retaguarda remota, faz-se necessário o uso de proteção para falha do disjuntor (figura 1.10).

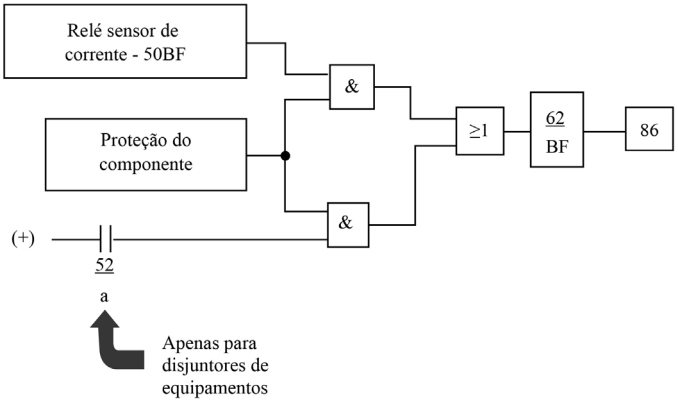


Figura 1.10 – Esquema de falha de disjuntor

A figura mostra a filosofia dos esquemas de falha de disjuntor. O esquema necessita de um relé sensor de corrente (50BF), um temporizador (62BF) e um relé de bloqueio (86BF). Ocorrendo a atuação da proteção e, se após certo tempo ajustável o disjuntor não abrir, ocorrerá a atuação do relé 86BF que deverá provocar a abertura de todos os disjuntores necessários à eliminação do defeito.

Nos esquemas de falha de disjuntores de transformadores, reatores e geradores é utilizado um contato normalmente aberto (tipo "a") para garantir a partida do esquema em casos de falhas que não produzam corrente suficiente para atuar o sensor de corrente 50 BF.

1.3.5 – Principais funções aplicadas às proteções de linhas de transmissão

Existem vários esquemas aplicados às proteções de linhas de transmissão, que dependem do comprimento da linha, do nível de tensão e também da importância da linha de transmissão no sistema. Os principais estão relacionados a seguir:

- Utilização de funções de sobrecorrente não direcionais (50/51), sistemas utilizados apenas em linhas de transmissão radiais de subtransmissão e distribuição;
- Utilização de funções de sobrecorrente direcionais (67/67N), sistemas utilizados em linhas de transmissão não radiais. Normalmente, a função de sobrecorrente de fase (67) tem aplicação limitada, em função de sua sensilidade;
- Utilização de funções de distância (21/21N), que suprem a deficiência das funções de sobrecorrente para falhas entre fases. Normalmente, são complementadas por funções de sobrecorrente direcionais (67N) para detecção de falhas à terra de altos valores de resistência;
- Funções diferenciais de linha (87), que eram utilizadas no passado preferencialmente em linhas curtas, mas que atualmente podem ser utilizadas em linha de maiores comprimentos em função da utilização de cabos OPGW que interligam os relés dos vários terminais;
- Esquemas de teleproteção, utilizando relés de distância (21/21N), e de sobrecorrente direcionais (67/67N) e esquemas diferenciais;
- Esquemas de sobretensão (59), que invariavelmente fazem parte dos esquemas de proteção de todas as linhas de alta e extra alta tensão no SIN.

1.4 – Proteção de linhas de transmissão com relés de sobrecorrente não direcionais

A principal tarefa da proteção de uma linha de transmissão consiste em determinar o ponto de ocorrência do curto-circuito para poder discriminar as falhas internas e externas ao circuito protegido.

As linhas podem ter proteções de sobrecorrente, direcionais de sobrecorrente, proteções de distância ou proteções piloto (esquemas de teleproteção), com distintos canais de comunicação utilizando uma combinação dos relés mencionados.

De todas elas, a proteção de sobrecorrente é a mais simples e econômica, a mais difícil de aplicar e a que, com maior frequência, necessita de reajustes devido às variações nos níveis de curto-circuito decorrentes de mudanças na configuração da rede. Suas limitações funcionais as restringem a aplicações a redes radiais de distribuição e subtransmissão.

Para a aplicação da proteção de sobrecorrente a sistemas com mais de uma fonte de geração, a redes em anel e circuitos paralelos, as mesmas devem ser dotadas de direcionalidade. As proteções de sobrecorrente direcionais encontram sua maior aplicação na proteção de falhas à terra, quando, associadas a esquemas de teleproteção, possuem grande sensibilidade e rapidez na eliminação de falhas envolvendo a terra.

A proteção de distância resolve, em grande parte, o problema da sensibilidade da proteção de sobrecorrente de fase e é aplicável em redes nas quais não é necessária a eliminação instantânea das faltas em toda sua extensão, ou seja, em redes para as quais é aceitável a eliminação temporizada de falhas fora do alcance das unidades de medida de distância de zonas 1.

A utilização de proteção piloto elimina esta limitação da proteção de distância e é utilizada em linhas de tensão mais elevada e mais importantes do sistema, para as quais são requeridos tempos reduzidos de eliminação de falhas para manter a estabilidade do sistema. Nestas aplicações, existe comunicação entre os relés dos dois ou mais terminais, sendo os mais comuns o sistema de ondas portadoras (*carrier*), o sistema de micro-ondas, as fibras ópticas e, mais recentemente, os sistemas de comunicação relé a relé (*mirrored bits*).

As proteções de sobrecorrente possuem seletividade relativa e respondem ao valor da corrente que circula pelo circuito protegido. Operam quando o valor desta corrente ultrapassa um valor de referência, o valor de ajuste. Em geral, as proteções de sobrecorrente, quando se utiliza retaguarda remota, são dispostas de modo a fornecer proteção principal para a própria linha e proteção de retaguarda remota para falhas nas linhas adjacentes.

A seletividade das proteções de sobrecorrente pode ser obtida por dois métodos: por tempo de operação ou por corrente.

A figura 1.11 ilustra o método de discriminação por tempo de atuação. Na figura, os barramentos B, C, D e E possuem proteções de sobrecorrente e a fonte de geração está localizada no barramento E. para uma falha em F, a proteção em B deve atuar no menor tempo possível (t), coordenada com os fusíveis dos alimentadores para falhas em A. O relé em C é ajustado para coordenar com o relé em B para falha no ponto F, e deve atuar para esta falha em t + t1. De forma similar, devem ser coordenados os relés em D e E, sendo t1 o intervalo de coordenação.

A principal desvantagem deste método de discriminação é que os maiores tempos de eliminação ocorrerão justamente para as falhas mais próximas da geração, nas quais a potência de curto-circuito é maior.

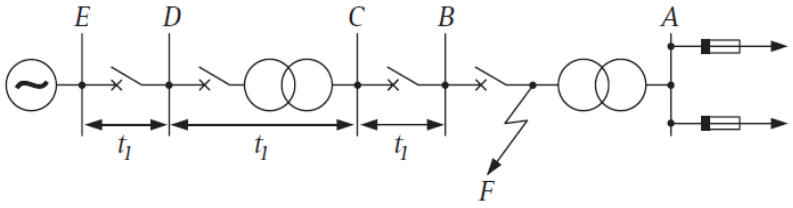


Figura 1.11 – Discriminação por tempo de atuação em sistema radial

A figura 1.12 ilustra o método de discriminação por corrente em sistema radial. Para uma falha em F1, a corrente é dada por:

$$I = \frac{6350}{Z_S + Z_{L1}} A$$

Onde Z_S é a impedância da fonte.

$$= \frac{11^2}{250} \quad = 0.485\Omega$$

$Z_{L1} = 0{,}24\ \Omega$

$$I = \frac{11}{\sqrt{3} \times 0.725} \quad = 8800A$$

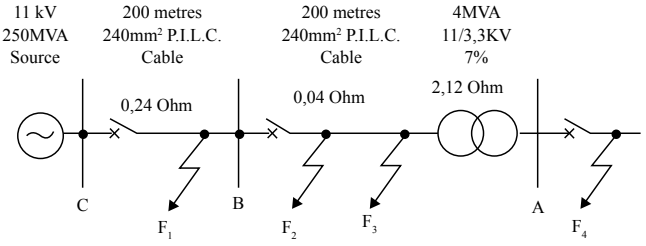


Figura 1.12 – Discriminação por corrente em sistema radial

Então, um relé em C ajustado para 8.800 A protegeria o cabo C-B. Entretanto, existem dois pontos práticos que afetam este método de coordenação: um relé ajustado para 8.800 A em C não consegue distinguir uma falha em F1 de uma falha em F2 (mesmo ponto elétrico) e uma variação nas condições da fonte em C poderia reduzir drasticamente a corrente de tal forma que o relé com este ajuste não seria sensível a falhas no cabo. Desta forma, a discriminação por corrente não é um método adequado para coordenação de proteções no trecho C-B.

No entanto, esta situação muda consideravelmente quando existe uma impedância considerável entre os dois relés a serem coordenados.

Assumindo, agora, uma falha em F4, teremos:

Impedância entre a fonte e o ponto de falta:

$Z=0{,}24\ \Omega + 0{,}04\ \Omega + 2{,}12\ \Omega = 2{,}4\ \Omega$

$$I - \frac{11}{\sqrt{3} \times 2.885} = 2200\ A$$

Desta forma, um relé em B ajustado para 2.200 A, mais uma margem de segurança, não irá atuar para uma falha em F4. Assumindo uma margem de segurança de 20%, o ajuste do relé seria 2.860 A.

Assumindo, agora, uma falha em F3:

$$I = \frac{11}{\sqrt{3}\ (0.485+0.24+0.04)} = 8300\ A$$

$$I = \frac{11}{\sqrt{3}\ (0.93+0.214+0.04)} = 5250\ A$$

Desta forma, independentemente do valor da impedância da fonte, o relé em B ajustado para 2.860 A protegerá adequadamente o cabo de ligação entre a barra B e o transformador de 4 MVA.

1.4.1 – A função de sobrecorrente

Existem vários tipos de relés de sobrecorrente, não direcionais e direcionais.

Para os relés de sobrecorrente não direcionais, temos os de sobrecorrente instantâneos (função ANSI 50), sem retardo de tempo intencional; e os relés de sobrecorrente temporizados (função ANSI 51). Estes últimos podem ser de tempo definido e de tempo inverso. A figura 1.13 ilustra os vários tipos de características.

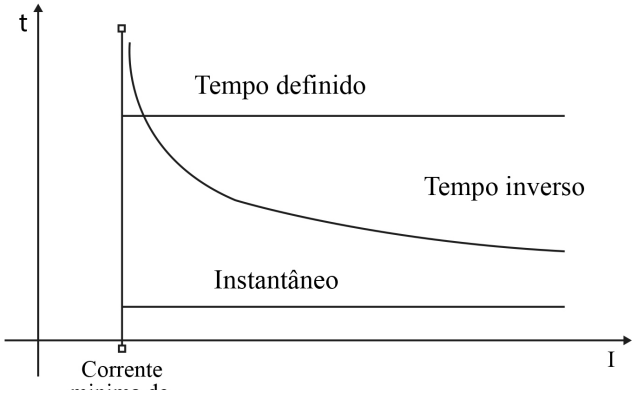


Figura 1.13 – Características de relés de sobrecorrente

O relé de sobrecorrente de tempo definido é uma associação de um relé de sobrecorrente instantâneo (50) e de um temporizador (62) e, normalmente, não é aplicado à proteção de linhas de transmissão.

Temos as seguintes funções de sobrecorrente nas aplicações em proteção:

- Relés de sobrecorrente de fase, normalmente um para cada fase: 50/51A, 50/51B e 50/51C;
- Relés de sobrecorrente residuais, medindo a corrente residual $I_R = 3I_0 = I_A + I_B + I_C$; 50/51R.
- Relés de sobrecorrente de neutro, medindo a corrente $3I_0$ no neutro dos equipamentos: 50/51N.

A figura 1.14 mostra o diagrama unifilar das ligações de relés de sobrecorrente.

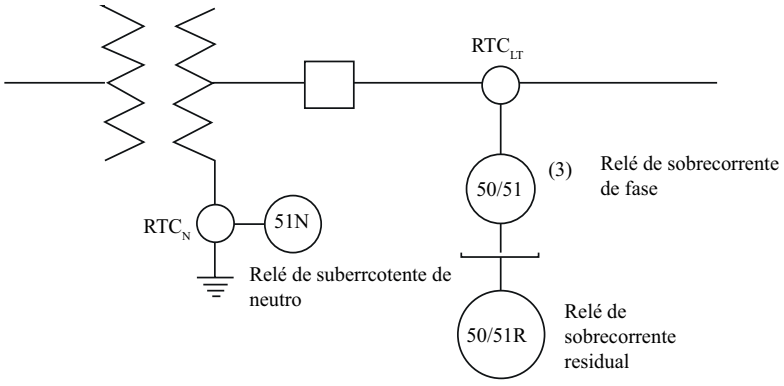


Figura 1.14 – Ligações dos relés de sobrecorrente

A figura 1.15 mostra o diagrama trifilar das ligações dos relés de sobrecorrente de fase e residual.

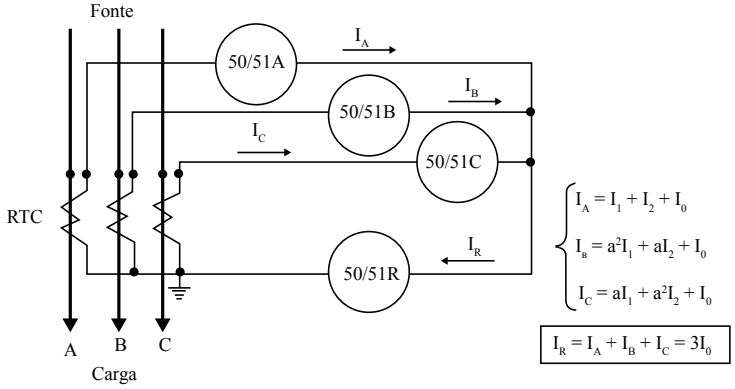


Figura 1.15 – Ligações dos relés de sobrecorrente - diagrama trifilar

As proteções de sobrecorrente são aplicadas a linhas de transmissão radiais, ou seja, linhas nas quais as correntes de carga e de curto-circuito fluem sempre no mesmo sentido ou linhas terminadas em transformadores de ligação estrela-aterrada-delta. Em linhas não radiais, aplicam-se as funções de sobrecorrente direcionais.

1.4.2 – Filosofia de aplicação das funções de sobrecorrente

As funções de sobrecorrente são aplicadas para proteção própria da linha e para proteção de retaguarda remota para falhas em circuitos adjacentes. As unidades instantâneas devem ser utilizadas somente para proteção para falhas internas à linha. A figura 1.16 ilustra este tipo de aplicação. As variações da impedância da fonte provocam variações nas correntes de curto-circuito e influenciam o desempenho dos relés de sobrecorrente.

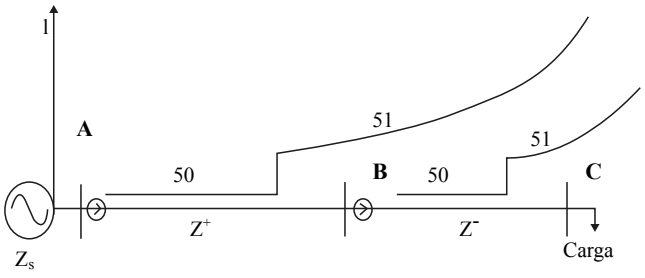


Figura 1.16 – Filosofia de aplicação das funções de sobrecorrente

O relé de sobrecorrente 51 do terminal A da linha A-B deve ter sensibilidade para atuar para o curto-circuito mínimo na barra C, de modo a dar retaguarda remota para falhas na linha B-C. Em condições normais, a corrente de curto-circuito na barra C é dada por:

$$Icc = \frac{\mathrm{E}}{Zs + Z' + Z''}$$

Onde Zs é a impedância da fonte atrás da barra A. Essa impedância de fonte irá variar das condições de geração mínima, quando terá seu maior valor; às condições de máxima geração, quando terá seu valor mínimo, o que certamente deverá ser levado em consideração na determinação da corrente de ajuste (*pickup*) do relé em A.

1.4.3 – Ajuste das funções de sobrecorrente

1.4.3.1 – Determinação das relações de transformação dos transformadores de corrente (TCs)

A relação de transformação dos transformadores de corrente que alimentam os relés de sobrecorrente deve ser determinada levando em consideração os seguintes fatores:

- A corrente de carga máxima da linha;
- O curto-circuito interno máximo;
- O curto-circuito externo mínimo localizado na extremidade da LT adjacente mais longa.

A corrente de carga máxima na linha deve ser inferior à corrente nominal do TC na relação escolhida (Itcn), multiplicada pelo fator térmico do TC (FT). A corrente de carga máxima deve ser considerada com a utilização da potência máxima da linha (Nmax), com tensão de operação mínima:

$$ICargaMax = \frac{\text{Nmax}}{\sqrt{3}Vmin} < Itcn.FT$$

A corrente de curto-circuito máximo que passa pelo TC deve ser inferior à suportabilidade do TC, função do seu fator de sobrecorrente (FSC. I_{TCN}).

Sendo:

Z_S impedância da fonte atrás do TC

E tensão da fonte

Devemos ter:

$$Icc = \frac{\text{E}}{\text{Zs}} < FSC.Itcn$$

A corrente de curto-circuito mínimo no fim da linha adjacente eletricamente mais longa deve ser suficiente para sensibilizar o relé responsável pela detecção daquele tipo de falta.

1.4.3.2 – Ajuste das unidades instantâneas de fase (50)

A unidade instantânea não deve atuar para o maior curto-circuito trifásico externo à linha protegida, considerando o regime subtransitório.

A corrente de curto-circuito trifásico externo máxima deve ser calculada para o curto-circuito na barra remota, levando em consideração as reatâncias subtransitórias dos geradores.

Após a determinação do valor de *pickup* da unidade instantânea, é necessário verificar se, com o ajuste calculado, ela será de alguma utilidade para detecção de falhas internas.

Deve-se verificar se, com o ajuste calculado, se a unidade instantânea será sensível pelo menos ao curto-circuito próximo interno, caso contrário, deve permanecer fora de operação.

Não é usual a utilização de unidades de sobrecorrente instantâneas para falhas entre fases em sistemas de transmissão de alta e extra alta tensão. Quanto às unidades instantâneas para

falhas à terra, elas normalmente são utilizadas com direcionalidade e associadas a esquemas de teleproteção (função 67N)

1.4.3.3 – Ajuste das unidades temporizadas de fase (51)

A função das unidades temporizadas é proteger toda a linha e dar retaguarda remota para as linhas adjacentes.

As unidades temporizadas de fase só podem ser aplicadas em situações nas quais as correntes de curto-circuito mínimo forem superiores à corrente de carga máxima, de modo a ser possível a determinação de seus ajustes.

O *tap* da unidade temporizada deve ser determinado em função da corrente de curto-circuito bifásico mínimo no final da linha mais longa que parte do barramento remoto, quando se pretende prover retaguarda remota. A determinação da corrente de curto-circuito mínimo deve ser feita considerando as condições de geração mínima. O *tap* escolhido não deve impor limitações à circulação da máxima corrente de carga prevista para a linha.

A curva de tempo (TDS - *Time Dial Setting*) deve ser selecionada de modo a permitir coordenação com as proteções das linhas adjacentes.

A figura 1.17 ilustra a coordenação de unidades temporizadas. Devem ser utilizadas as correntes de curto-circuito máximo para coordenação. Se o relé R2 for mais lento que o relé R3 para as falhas indicadas, basta coordenar R1 com R2 que. Automaticamente, estará coordenado com R3 para os curto-circuitos máximos nos pontos indicados, desde que os relés possuam as mesmas curvas características de atuação.

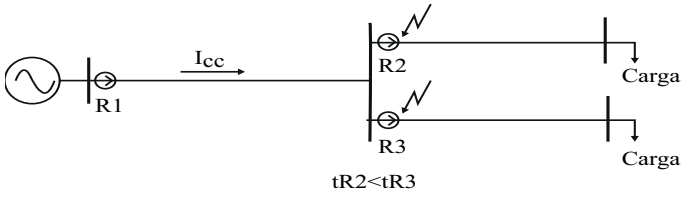


Figura 1.17 – Coordenação das unidades de sobrecorrente temporizadas (51)

A figura 1.18 ilustra o processo de coordenação entre os relés R1 e R2. O primeiro passo é determinar o tempo de atuação do relé R2 (TR2) para o curto-circuito máximo imediatamente em frente ao relé.

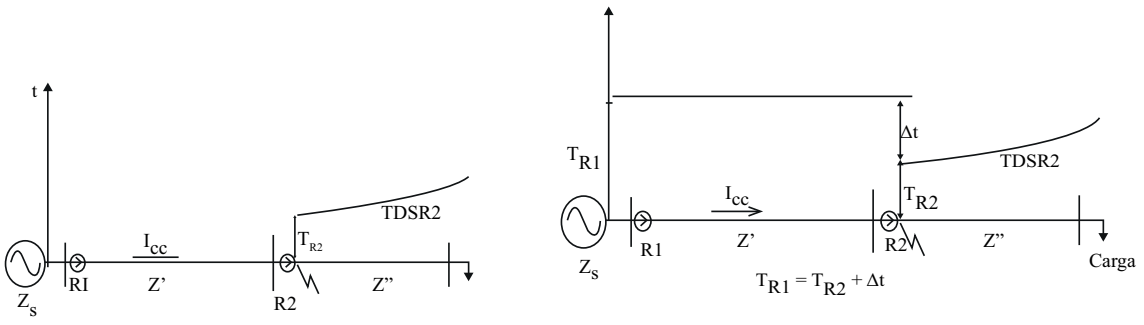


Figura 1.18 – Coordenação das unidades de sobrecorrente temporizadas (51)

Em seguida soma-se a esse tempo, o correspondente ao intervalo de coordenação (Δt), determindo o tempo que o relé 1 deverá atuar para esta falha (TR1). Então, em função da corrente de curto-circuito, do *tap* do relé e do tempo, determina-se o TDS do relé R1.

A figura 1.19 mostra as curvas características dos relés R1 e R2 após a finalização do processo de coordenação.

O intervalo de tempo para coordenação (Δt) deve considerar o tempo de abertura do disjuntor da linha adjacente e os erros dos relés, mais uma margem de segurança. O valor de 0,3 segundos normalmente é utilizado, independentemente das tecnologias de relés.

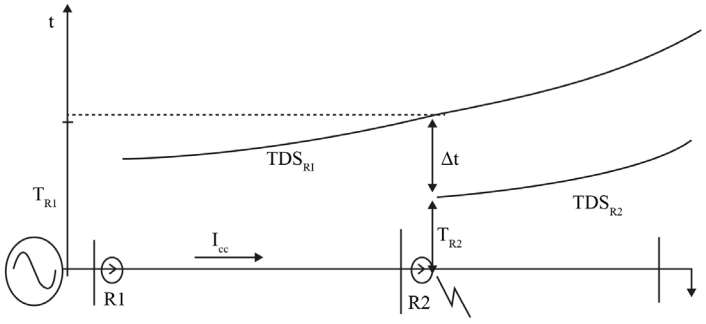


Figura 1.19 – Coordenação das unidades de sobrecorrente temporizadas (51) – finalização do processo

1.4.3.4 – Ajuste das unidades residuais instantâneas (50N)

A unidade residual instantânea não deve atuar para o maior curto-circuito monofásico externo à linha protegida, considerando o regime subtransitório.

A corrente de curto-circuito monofásico externo máximo deve ser calculada para o curto-circuito na barra remota, em regime subtransitório.

Com este valor de *tap* calculado, deve ser verificado se a unidade residual instantânea possui sensibilidade para atuar para o curto-circuito monofásico máximo ou bifásico-terra máximo próximo ao relé, caso contrário, a unidade deve ser inibida.

1.4.3.5 – Ajuste das unidades residuais temporizadas (51N)

O *tap* da unidade residual temporizada deve levar em consideração a máxima corrente de desbalanço do circuito e a corrente mínima de curto-circuito monofásico no final da linha adjacente eletricamente mais longa, de modo similar ao realizado para a unidade temporizada de fase.

A curva de tempo (TDS – *time dial setting*) deve ser selecionada de modo a permitir coordenação com as proteções das linhas adjacentes, de modo similar ao realizado para as unidades de fase.

1.4.4 – Aplicações das características de tempo dos relés de sobrecorrente

Os relés eletromecânicos de sobrecorrente possuíam três tipos de curvas de operação: inversa, muito inversa e extremamente inversa.

Essas características foram reproduzidas por meio de equações, com a seguinte forma:

$$t = TDS \cdot \left(K_1 + \frac{K_2}{MTA^E - 1} \right)$$

Norma do IEE (TDS = 1, 2, 3, ...)

Tempo Moderadamente Inverso

$$t = TDS(0{,}0226 + \frac{0{,}0164}{MTA^{0{,}02} - 1})$$

Tempo Inverso

$$t = TDS(0{,}180 + \frac{5{,}95}{MTA^2 - 1})$$

Tempo Muito Inverso

$$t = TDS(0{,}0963 + \frac{3{,}88}{MTA^2 - 1})$$

Tempo Moderadamente Inverso

$$t = TDS(0{,}0963 + \frac{3{,}88}{MTA^2 - 1})$$

Tempo Extremamente Inverso

$$t = TDS(0{,}02434 + \frac{5{,}64}{MTA^2 - 1})$$

Norma IEC (TDS = 0,1, 0,2...)

Tempo Inverso Normal

$$t = TDS(\frac{0{,}14}{MTA^{0{,}02} - 1})$$

Tempo Muito Inverso

$$t = TDS(\frac{13{,}5}{MTA - 1})$$

Tempo Extremamente Inverso

$$t = TDS(\frac{80}{MTA^{2} - 1})$$

Tempo Long Time Inverse

$$t = TDS(\frac{120}{MTA - 1})$$

Os relés de sobrecorrente do tipo muito inverso (*very inverse*) são particularmente adequados para aplicações em linhas de comprimento médio, nas quais existe uma redução considerável da corrente de curto-circuito para faltas em seu início e seu final. A figura 1.20 mostra a comparação entre as características normal inversa e muito inversa.

A figura 1.21 compara os três tipos de características. A característica do tipo extremamente inverso é adequada para linhas curtas, nas quais não existe uma variação muito significativa entre as correntes de curto-circuito no início e no final da linha. Ela também é adequada para coordenação com fusíveis em sistemas de mais baixa tensão. Já a característica normal inversa é aconselhável para aplicações em casos de linhas longas, nas quais existe uma diferença significativa entre os níveis de curto-circuito para falhas no início e no final das linhas.

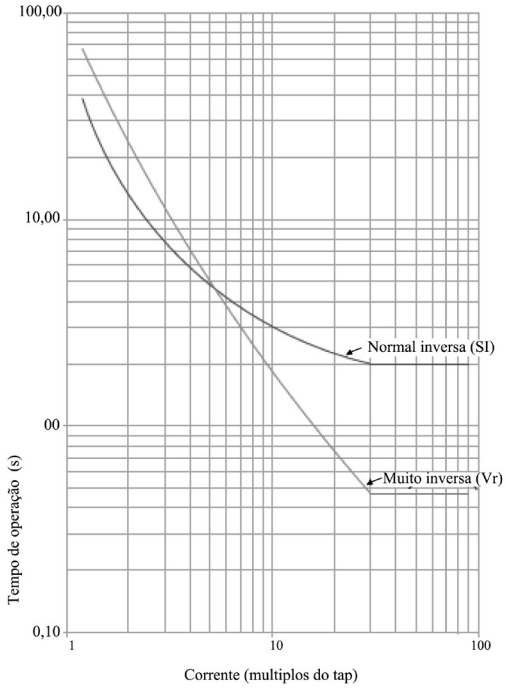


Figura 1.20 – Comparação das características normal inversa e muito inversa

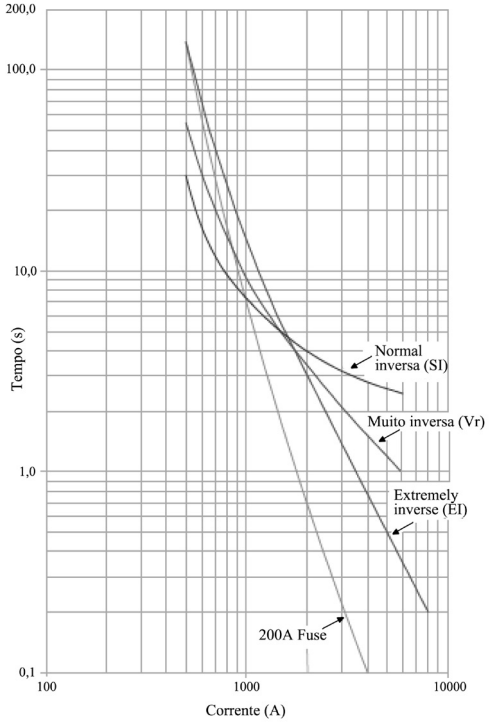


Figura 1.21 – Comparação das características normal inversa, muito inversa e extremamente inversa

1.5 – Proteção de linhas de transmissão com relés de sobrecorrente direcionais

Os relés de sobrecorrente direcionais se aplicam a linhas de transmissão e subtransmissão não radiais, ou seja, linhas que possuem fonte nos dois terminais. Normalmente, são utilizadas três unidades de sobrecorrente de fase (função ASA 67) e uma unidade de sobrecorrente residual (função ASA 67N), todas com unidades instantâneas e temporizadas.

As ligações dos relés direcionais devem se adequar aos seus ângulos de máximo torque (nos relés eletromecânicos) ou aos seus ângulos de alcance máximo (nos demais), de modo a otimizar seus desempenhos para as condições de falta impostas pelas impedância de sequência da linha protegida.

A figura 1.22 mostra o diagrama unifilar da aplicação de relés de sobrecorrente direcionais à proteção de uma linha de transmissão.

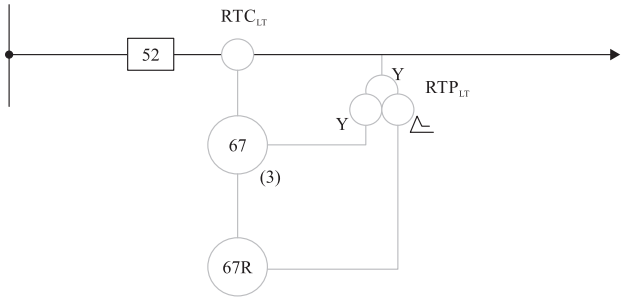


Figura 1.22 – Relés de sobrecorrente direcionais – diagrama unifilar

A tabela 1.1 mostra os principais tipos de ligações utilizados pelos relés direcionais.

A figura 1.23 mostra o diagrama trifilar de uma ligação típica de relés direcionais de fase e residual.

Tabela 1.1 – Conexões dos relés direcionais

↳ Bobina de corrente:

↳ Bobina de potencial:

Conexão	Fase A		Fase B		Fase C		Torque máximo
	I	V	I	V	I	V	
1- 30º	I_a	V_{ac}	I_b	V_{ba}	I_c	V_{cb}	I atrasa de 30º
2 - 60º = D	$I_a - I_a$	V_{ac}	$I_b - I_c$	V_{ba}	$I_b - I_c$	V_{cb}	I atrasa de 60º
3 - 60º = Y	I_a	V_c	I_b	V_a	I_c	V_b	I atrasa de 60º
4 - 90º - 45º	I_a	V_{ac}	I_b	V_{ba}	I_c	V_{ab}	I atrasa de 45º
5 - 90º - 60º	I_a	V_{ac}	I_b	V_{ba}	I_c	V_{ab}	I atrasa de 60º

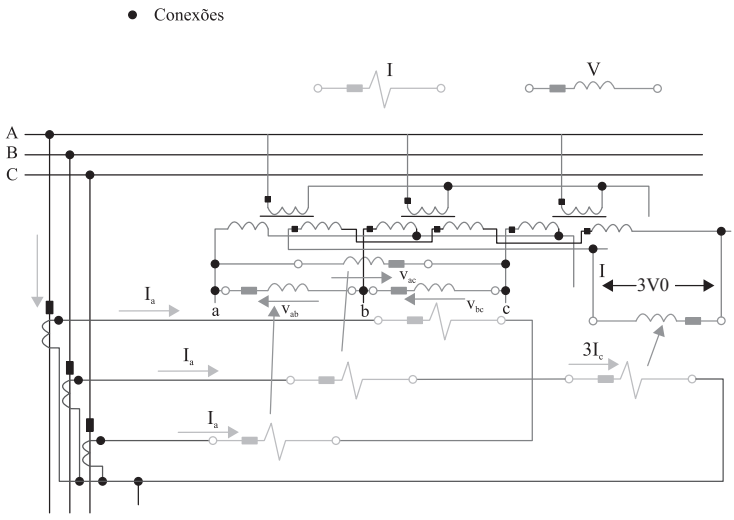


Figura 1.23 – Relés de sobrecorrente direcionais – diagrama trifilar

A figura 1.24 mostra a conexão em quadratura (90º - MTA = 45º), na qual o relé da fase A é alimentado pela corrente da fase A e pela tensão V_{BC}, defasada de 45º. Neste tipo de ligação, o ângulo de máximo torque do relé é 45º e a região de operação do relé é de +45º a -135º (ângulo entre a corrente da fase A e a tensão da fase A).

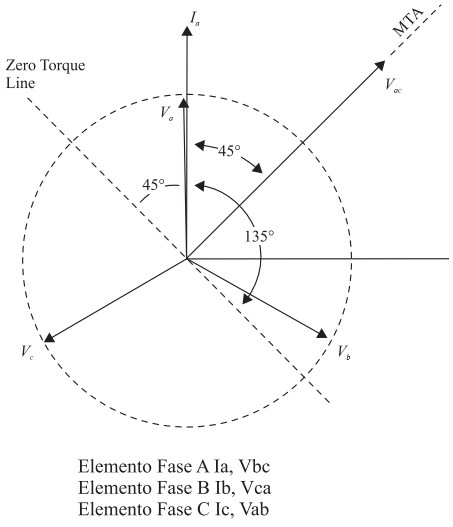


Figura 1.24 – Relés de sobrecorrente direcionais – conexão em quadratura (90º) – MTA = 45º

A figura 1.25 mostra a conexão em quadratura (90º -MTA = 60º), na qual o relé da fase A é alimentado pela corrente da fase A e pela tensão V_{BC}, defasada de 30º. Neste tipo de ligação, o ângulo de máximo torque do relé é 60º e a região de operação do relé é de +30º a -150º (ângulo entre a corrente da fase A e a tensão da fase A).

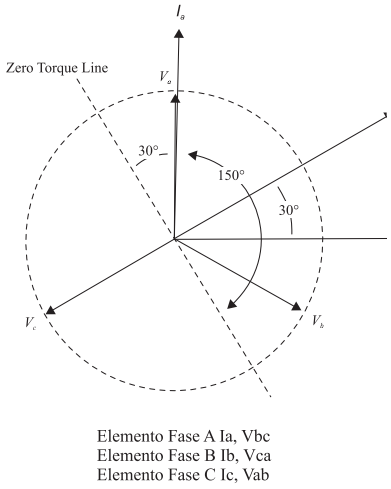


Figura 1.25 – Relés de sobrecorrente direcionais – conexão em quadratura (90º) – MTA = 60º

1.5.1 – Princípio de operação da proteção de sobrecorrente direcional

Denomina-se proteção de sobrecorrente direcional aquela que responde ao valor da corrente de curto-circuito e à direção da potência de curto-circuito no ponto de sua aplicação. A proteção opera se a corrente ultrapassa o valor de ajuste (*pickup*) e a direção da potência coincide com a correspondente a um curto-circuito na zona protegida. Consiste de uma proteção de sobrecorrente complementada com uma unidade de medição que determina a direção da potência de curto-circuito, denominada unidade direcional.

A proteção de sobrecorrente direcional é aplicável a redes com alimentação bilateral ou em anel, tanto para falhas entre fases quanto para falhas à terra. A necessidade da direcionalidade pode ser demonstrada a partir da rede com alimentação bilateral mostrada na figura 1.26. Para se obter seletividade em tempo entre as proteções 2 e 3, a proteção 2 deve ser mais rápida que a proteção 3 para falhas no ponto F' e mais lenta que ela para uma falha em F'', o que é impossível de cumprir. A aplicação de relés de sobrecorrente direcionais, cujas direções de operação sejam as indicadas na figura 1.26, resolve este problema. A proteção 3 não responde ao curto-circuito em F' e a proteção 2 não opera para o curto-circuito em F'', de modo que deixa de existir a necessidade de coordenação destes dois relés em tempo.

De acordo com a direcionalidade, as proteções da rede da figura 1.26 se dividem em dois grupos: 1 e 3 e 2 e 4. As proteções do primeiro grupo operam somente para falhas à direita de seu ponto de aplicação enquanto que as proteções do segundo grupo o fazem para curtos-circuitos à esquerda de seu ponto de aplicação. Isto possibilita a seleção dos parâmetros de ajuste de forma independente para as proteções dos dois grupos, como se estivessem instalados em uma rede radial.

A direção da potência de curto-circuito se caracteriza pelos ângulos de defasagem entre as correntes e as tensões. Assim, por exemplo, para a proteção (3) a tensão na barra B não varia apreciavelmente seu ângulo de fase para as falhas em F' e F'', pois em cada caso ela é igual à FEM de uma das fontes de geração, menos a queda de tensão na impedância existente entre a

fonte e a barra B. Ao mesmo tempo, as correntes que alimentam as proteções estão defasadas de aproximadamente 180º para ambas as falhas, conforme mostrado na figura 1.42.

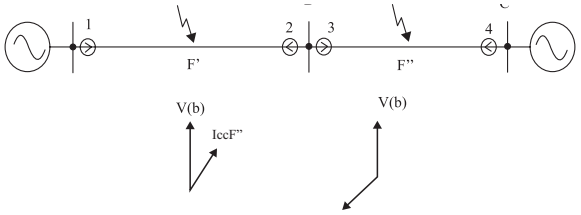


Figura 1.26 – A necessidade de utilização de relés direcionais

Portanto, um relé direcional instalado como proteção 3, que responde ao ângulo de fase entre a tensão V_B e a corrente de curto-circuito, discrimina as falhas na linha protegida B-C das falhas na linha A-B, com base nas direções da potência de curto-circuito em um e no outro caso.

A potência aparente, que flui pelo ponto de localização da proteção, pode ser expressa em termos das correntes e tensões totais de fase como:

$$S = V_A.I_A^* + V_B.I_B^* + V_C.I_C^* \quad (1)$$

Na expressão acima, substituindo:

$V_A = V_{a1}+V_{a2}+V_{a0}$ $I_A = I_{a1}+I_{a2}+I_{a0}$

$V_B = V_{b1}+V_{b2}+V_{b0}$ $I_B = I_{b1}+I_{b2}+I_{b0}$

$V_C = V_{c1}+V_{c2}+V_{c0}$ $I_C = I_{c1}+I_{c2}+I_{c0}$

A potência aparente pode ser expressa em função das componentes simétricas da tensão e corrente como:

$$S = 3(V_{a1}.I_{a1}^* + V_{a2}.I_{a2}^* + V_{a0}.I_{a0}^*) \quad (2)$$

As equações (1) e (2) sugerem a possibilidade de conectar os relés direcionais às tensões e correntes trifásicas totais (o que se faz para proteção contra falhas entre fases e trifásicas), ou às tensões e correntes de uma determinada componente de sequência (a conexão mais comum é com as tensões e correntes de sequência zero para proteção para falhas à terra).

Para curtos-circuitos trifásicos simétricos, somente flui potência de sequência positiva S_{1cc}, dirigida para o ponto de curto-circuito. Para falhas sólidas, no ponto de falha $S_{1cc} = 0$.

Para curtos-circuitos entre duas fases, aparecem componentes de sequência positiva S_{1cc} e S_{2cc} na potência de curto. No ponto de curto, temos $S_{2cc} = - S_{1cc}$. Por outro lado, em todos os neutros do sistema, $S_{2cc} = 0$. Portanto, neste tipo de curto-circuito, S_{1cc} flui da barra para o ponto de curto, enquanto que S_{2cc} flui do ponto de falha para todos os neutros do sistema.

Para curtos-circuitos à terra, aparecem componentes das três sequências. No ponto de falha, $S_{2cc} + S_{0cc} = - S_{1cc}$. A potência de sequência zero, como a de sequência negativa, flui do ponto de falha para os neutros do sistema com os quais existe conexão elétrica na rede de sequência zero.

Em resumo, se pode considerar que, para falhas assimétricas, a potência de sequência positiva tem o sentido das fontes de geração para o ponto de falha. Uma parte desta potência continua até o neutro das cargas e o resto se transforma, no ponto de falha, em potência de sequência negativa e zero, que se dirigem, respectivamente, do ponto de falha até os neutros da rede de sequência negativa e até os neutros aterrados da rede de sequência zero.

As considerações anteriores devem ser levadas em conta ao selecionar o tipo de relé direcional e sua ligação para cada aplicação. Assim, por exemplo, para proteção contra falhas trifásicas e entre duas fases, o relé direcional deve atuar quando a potência total flui no sentido da linha protegida; pelo contrário, para proteção contra falhas à terra, a operação deve ocorrer quando a potência de sequência zero flui da linha para o ponto de localização da proteção. Todavia, por simplificação, consideraremos como direção de disparo da proteção direcional a do fluxo de potência em direção à linha protegida, já que, com as ligações dos relés, se resolve o referente às particularidades da direção de cada componente simétrica da potência.

1.5.2 – Filosofia de aplicação das funções de sobrecorrente direcionais

As proteções de sobrecorrente direcionais devem seguir a mesma filosofia vista no item 1.4.3 para as proteções de sobrecorrente não direcionais. Com relação aos ajustes, valem as mesmas considerações feitas no item 1.4.3.3.

Convém destacar que as unidades de sobrecorrente direcionais residuais têm aplicação destacada na detecção de faltas com valores elevados de resistência e são largamente utilizadas em esquemas de teleproteção nas linhas de alta e extra alta tensão, com polarização por sequência zero e por sequência negativa.

1.6 – Proteção de linhas de transmissão com relés de distância

Os relés de distância surgiram para suprir as deficiências dos relés de sobrecorrente na detecção de falhas entre fases, em função da sensibilidade dos mesmos. A figura 1.27 ilustra, a partir de um sistema bastante simples, a inviabilidade de utilização de relés de sobrecorrente para falhas entre fases.

A figura 1.27(a) mostra que o relé R1, para ser seletivo, deve ser ajustado para uma corrente superior a 7.380 A, de modo a não atuar para uma falha no ponto F1, com os dois transformadores em operação.

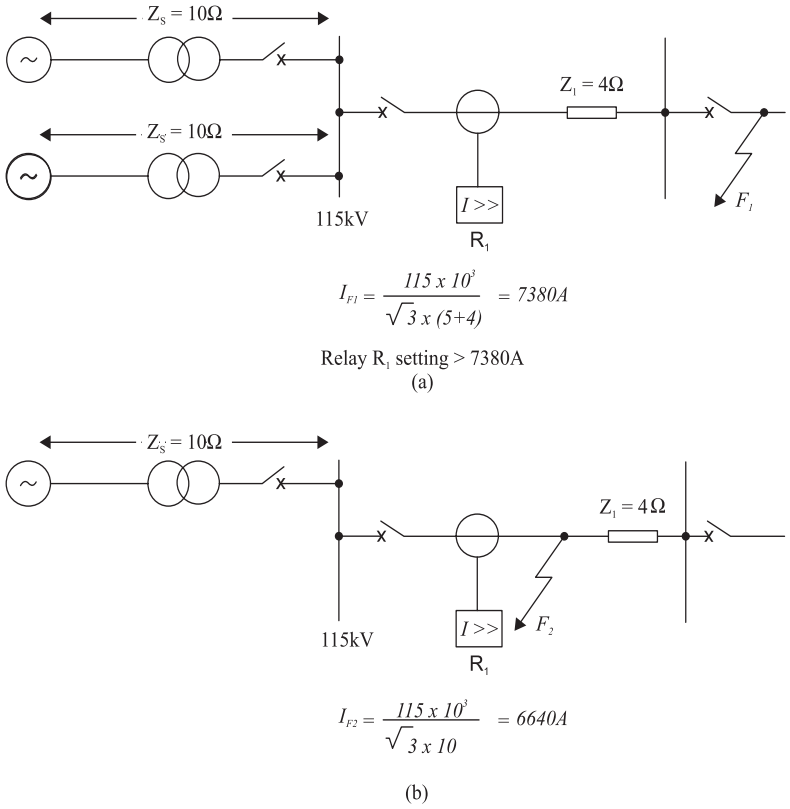


Figura 1.27 – A necessidade de utilização de relés de distância

Com um transformador fora de operação, a figura 1.27(b) mostra que, para atuar para uma falha em F2 (falha interna na linha), o relé R1 deve ser ajustado para uma corrente inferior a 6.640 A, o que resulta em impossibilidade de ajuste.

Outro problema que os relés de sobrecorrente apresentam é que eles devem ser ajustados para operar acima da máxima corrente de carga prevista no circuito, com uma margem de segurança. Com este ajuste, o relé nem sempre será sensível ao curto-circuito bifásico mínimo no final da linha, dependendo das condições operativas.

Por essas razões, normalmente são utilizados relés de distância para proteção para falhas entre fases e falhas fase-terra nas linhas de transmissão de alta e extra alta tensão.

Ao contrário, para falhas à terra os relés de sobrecorrente direcionais polarizados por sequência zero ou sequência negativa se mostram bastante superiores aos relés de distância, por razões que serão mostradas mais à frente.

A proteção de distância é aquela com seletividade relativa, direcional, em que são utilizados relés de distância, que são órgãos de medição de dois sinais de entrada (às vezes mais de 2), que respondem ao quociente da tensão Vr e da corrente Ir a ele aplicados:

$$Z = \frac{Vr}{Ir}$$

Foi visto anteriormente que a impedância medida é proporcional ao comprimento da seção de linha compreendida entre o ponto de localização do relé até o ponto de ocorrência do curto-circuito, ou seja, proporcional à distância elétrica até a falha, e disto se origina o nome deste relé.

Na realidade, a operação das proteções de distância durante os curtos-circuitos depende não somente da distância l, mas também de outros fatores que afetam a precisão da medição da distância, tais como resistência de falha, a existência de fontes intermediárias de corrente entre o relé e o ponto de defeito, assim como do carregamento pré-falta dos circuitos, entre outros.

1.6.1 – Alcance e direcionalidade

A figura 1.28 ilustra o conceito de impedância medida.

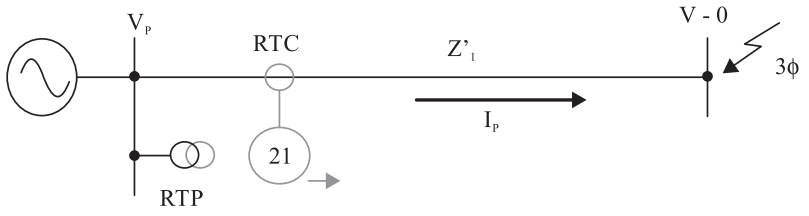


Figura 1.28 – Impedância medida

Considerando um curto-circuito trifásico no ponto mostrado, temos:

$$V_P = Z'_1 I_P$$

$$Z'_1 = \frac{V_P}{I_P}$$

$$V_S = \frac{V_P}{RTP}$$

$$I_S = \frac{I_P}{RTC}$$

$$Z_{MEDIDO} = \frac{V_S}{I_S} = \left(\frac{V_P}{RTP}\right) / \left(\frac{I_P}{RTC}\right) = \frac{V_P}{IP}\frac{RTC}{RTP} = Z'_1 \frac{RTC}{RTP}$$

O alcance dos relés de distância é definido a partir da localização dos TPs e a direcionalidade é definida pela localização dos TCs.

1.6.2 – Esquemas de proteção de distância de três zonas

A figura 1.29 mostra o esquema tradicional de três unidades de medida de distância utilizado para proteção de linhas de transmissão. O esquema possui unidades de distância para falhas entre fases e fase-terra e três zonas de atuação.

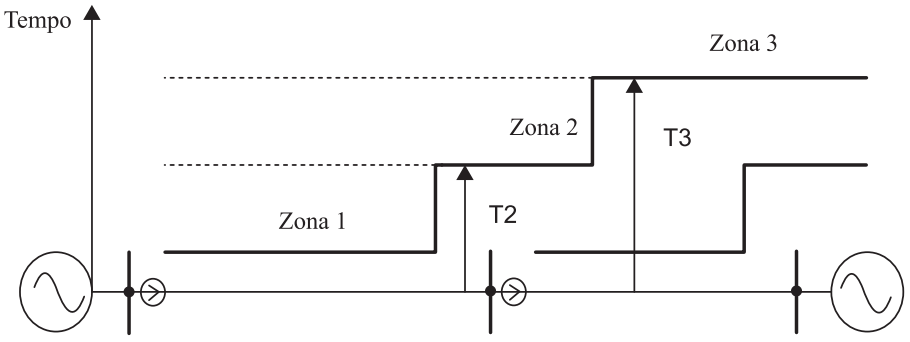


Figura 1.29 – Esquema de três zonas

A zona 1, que não possui retardo de tempo intencional, normalmente é ajustada para dar máxima cobertura para falhas internas, normalmente em 80% a 90% da impedância de sequência positiva da linha. Deve ser garantido que, em todos os casos, a zona 1 não atue para falhas no barramento remoto, mesmo com a linha paralela isolada e aterrada em ambos os terminais.

A zona 2 cobre o trecho de linha não coberto pela zona 1 e o barramento remoto e possui uma temporização associada (T2), normalmente em torno de 0,4 segundos. Normalmente, procura-se limitar o alcance da zona 2, de modo a ela não alcançar além da zona 1 da linha mais curta que parte do barramento remoto, para evitar problemas de coordenação. Deve ser ajustada para 120% a 130% da impedância medida para falha no barramento remoto, garantindo que sempre atuará para falhas na barra remota.

A zona 3 é utilizada como retaguarda remota para falhas nas linhas adjacentes. Deve ter sensibilidade para atuar para falhas no final da linha mais longa que parte do barramento remoto. Deve ser verificada sempre a implicação do carregamento máximo da linha, de modo a evitar que, em condições de carga máxima, ocorra a atuação desta unidade. A temporização da zona 3 deve ser obtida em função de ajustes de coordenação e são normais tempos de atuação na faixa de 0,8 a 1,5 segundos.

A figura 1.31 mostra esquemas de três zonas utilizando unidades de medida tipo MHO e quadrilaterais.

A figura 1.32 mostra o circuito de *trip* correspondente ao esquema de três zonas com unidades quadrilaterais.

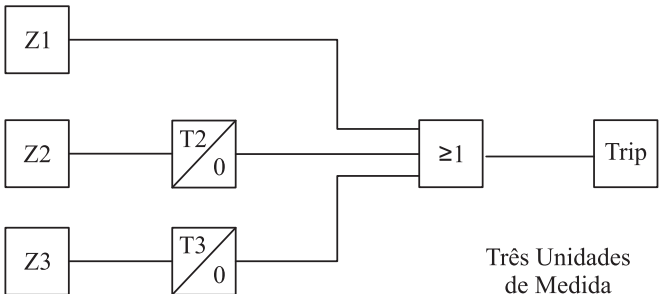


Figura 1.30 – Esquema de três zonas – circuito de *trip*

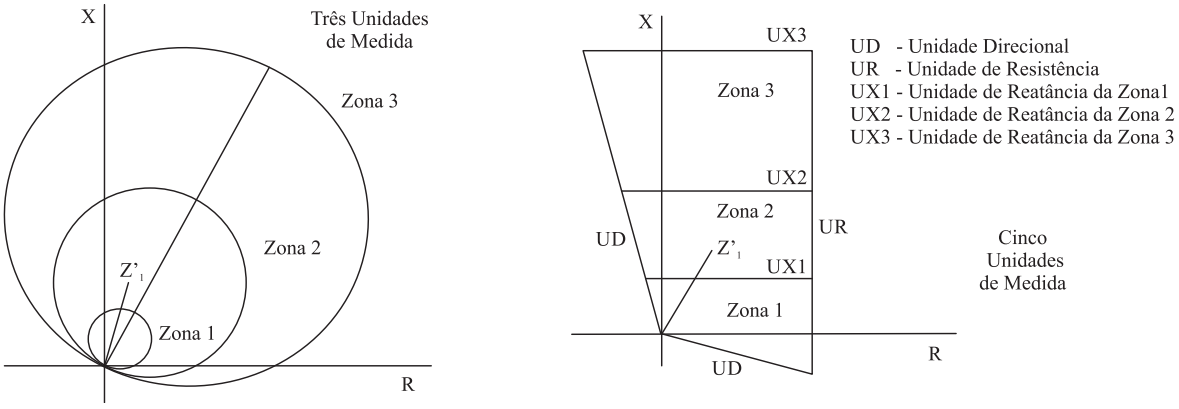


Figura 1.31 – Esquema de três zonas com unidades tipo MHO e quadrilaterais

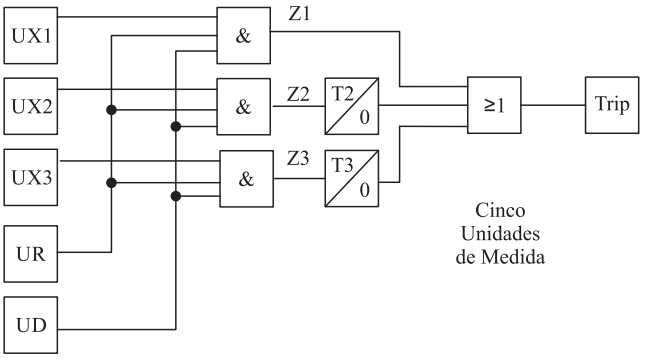


Figura 1.32 – Esquema de três zonas circuito de *trip* com unidades quadrilaterais

1.6.3 – Efeito do acoplamento mútuo de sequência zero nas proteções de distância de linhas de transmissão

1.6.3.1 – O problema do acoplamento entre circuitos paralelos

A existência de linhas paralelas compartilhando as mesmas torres ou a mesma faixa de servidão é bastante comum nas redes de alta e extra alta tensão.

Elas podem ter várias configurações em função da topologia da rede e de como elas estão conectadas nos terminais. A figura 1.33 mostra os tipos mais comuns de linhas acopladas.

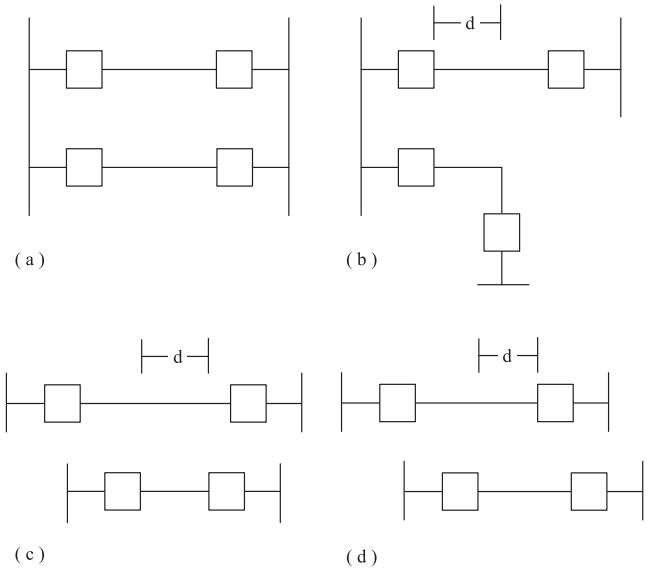


Figura 1.33 – Tipos de linhas de transmissão acopladas

A figura 1.33(a) mostra dois circuitos acoplados magneticamente que partem e chegam das mesmas subestações, representando o tipo mais encontrado. E a figura 1.33(b) mostra o caso de duas linham que compartilham a mesma faixa de servidão por uma distância d. As duas linhas partem de uma mesma subestação, mas se destinam a subestações diferentes.

As figuras 1.32(c) e (d) mostram linhas independentes com caminhos comuns por uma distância d. O caminho paralelo pode corresponder ao comprimento total da linha mais curta (c) ou um caminho parcial (d).

Outro aspecto é que as linhas podem ser de mesmo nível de tensão ou de níveis de tensão diferentes. O acoplamento mútuo é baseado na lei da indução, que estabelece que a corrente cria um campo magnético ao percorrer um condutor. Se este campo magnético enlaçar um ou mais condutores, ele irá induzir tensões longitudinais nesses circuitos, conforme mostra a figura 1.33.

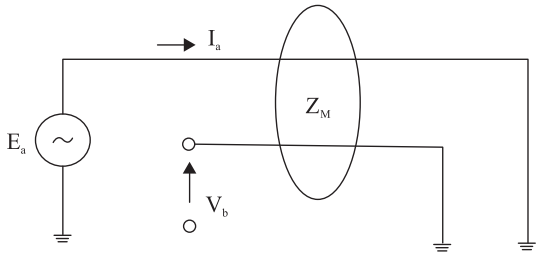


Figura 1.34 – Indução de tensão por acoplamento

Na figura 1.34, a tensão Vb é dada por:

Vb = Z_M. Ia, onde Z_M é a impedância mútua de sequência zero e pode ser calculada pela expressão:

$$Z_M = \frac{\pi \cdot \mu_o}{4} \cdot f + j\mu_o \cdot f \cdot \frac{\ln 8}{D_{ab}} \quad \frac{\Omega}{km}$$

$$\mu_o = 4\pi \cdot 10^{-4} \ \Omega \cdot \frac{sec}{km}$$

f = Frequência em Hz

$$\sigma = 658\sqrt{\frac{\rho}{f}}$$

ρ = Resistividade do solo Ω · m

D_{ab} = Distância média em metros entre os condutores a e b

1.6.3.2 – Influência na impedância medida pelos relés de distância

A figura 1.35 mostra o caso de duas linhas acopladas magneticamente com um curto-circuito monofásico ocorrendo a uma distância (m) p.u do relé do terminal A. Este exemplo será utilizado para determinar a impedância medida por este relé para esta falha, de modo a verificar a influência sobre a medição da impedância mútua de sequência zero.

A figura 1.36 mostra a associação dos três circuitos de sequência para a falha monofásica a uma distância m do relé a partir da barra A, com o objetivo de determinar a tensão e a corrente medidos pelo relé para esta falha.

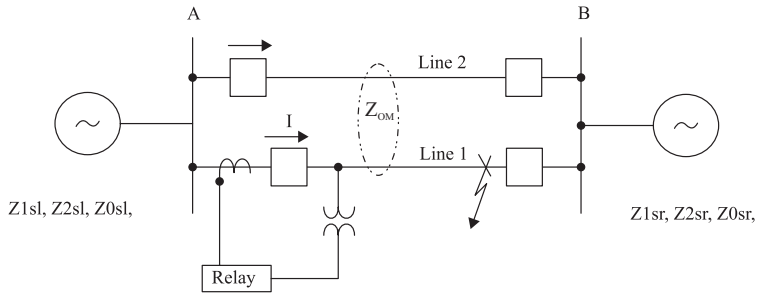


Figura 1.35 – Acoplamento entre dois circuitos – caso geral

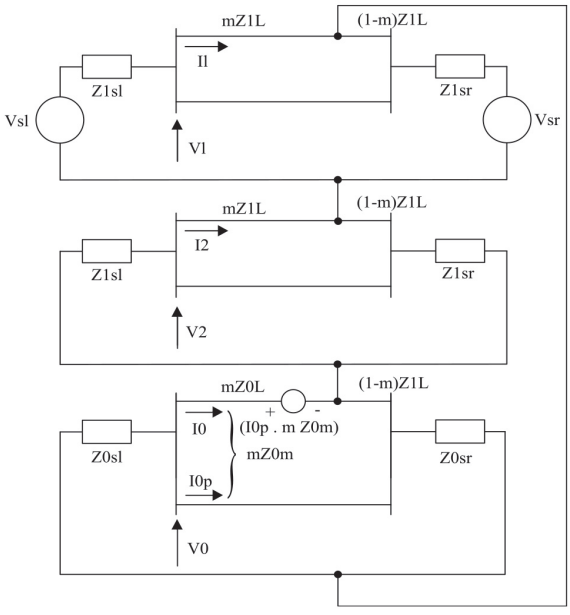


Figura 1.36 – Associação dos circuitos de sequência para determinação da impedância medida

$$[V1 - (m\,Z1L)\,I1] + [V2 - (m\,Z1L)\,I2] + [\mathbf{V0 - (m\,Z0L)\,I0 - (m\,Z0m)\,I0p}] = 0$$

$$V1 + V2 + V0 = [(m\,Z1L)\,I1] + [(m\,Z1L)\,I2] + [\mathbf{(m\,Z0L)\,I0 + (m\,Z0m)\,I0p}]$$

$$VA = (m\,Z1L)\left[IA + \frac{Z0L - Z1L}{Z1L}I0 + \frac{\mathbf{Z0m}}{\mathbf{Z1L}}\mathbf{I0p}\right]$$

$$m\,Z1L - \frac{VA}{\left[IA + \frac{Z0L - Z1L}{3\,Z1L}3I0 + \frac{\mathbf{Z0m}}{\mathbf{3\,Z1L}}\mathbf{3I0p}\right]}$$

A expressão (1) mostra que, para que o relé meça corretamente a impedância mZ1L até o ponto de defeito, ele tem que ser alimentado pela tensão do *loop* de falta (VA) e por uma corrente que é dada por:

$$IA + \frac{Z0L - Z1L}{Z1L} I0 + \frac{\mathbf{Z0m}}{\mathbf{Z1L}} \mathbf{I0p}$$

A expressão acima também pode ser escrita como:

$IA + 3K_0.I_0 + K_{0m}.I_{0p}$, onde:

$K0 = \frac{Z0L - Z1L}{3Z1L}$, ,fator de compensação de sequência zero própria da linha

$K0m = \frac{Z0m}{Z1L}$, fator de compensação de sequência zero mútua com o circuito paralelo.

Então, para que o relé meça corretamente a distância até o ponto de defeito, ele deve ser alimentado com uma corrente compensada, que leva em consideração os efeitos da compensação de sequência zero própria da linha e da compensação de sequência zero mútua com o circuito paralelo.

Não é usual utilizar compensação de sequência zero mútua nos relés de distância, pelas razões que serão vistas.

1.6.3.3 – Unidades de medida de distância para falhas à terra

A tabela 1.3 mostra os sinais de corrente e tensão que são utilizados pelas unidades tradicionais de medida de distância para falhas fase-terra.

Tabela 1.3 – Unidades de medida de distância para falhas à terra – sinais de entrada

Elemento	Tensão	Corrente
AG	V_a	$I_a + K_0Ir$
BG	V_b	$I_b + K_0Ir$
CG	V_c	$I_c + K_0Ir$

Estas unidades necessitam que a corrente de fase seja compensada pela corrente residual, para que elas meçam corretamente a impedância:

$I_r = I_a + I_b + I_c$

Onde I_a, I_b, e I_c são as correntes de fase e

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3Z_{1L}}$$

Z_{0L} é a impedância de sequência zero da linha.

Z_{1L} é a impedância de sequência positiva da linha.

Considerando os circuitos acoplados da figura 1.34, a expressão a seguir mostra a tensão aplicada ao relé de distância para a falha mostrada, na qual a corrente tem a forma Ia + K_0Ir, conforme mostrado na tabela 1.3 para a unidade da fase A.

$$V_a = mZ_{1L}\left(I_a + k_0\ I_r\right) + mZ_{0M}\ I_{0M}$$

Dividindo a tensão Va pela corrente I_r, temos a impedância aparente medida pelo relé:

$$Z_{APP} = \frac{V_a}{I_a + k_0\ I_r} = mZ_{1L} + mZ_{0M}\frac{I_{0M}}{I_a + k_0\ I_r}$$

Observando a expressão de Z_{APP}, vemos que ela possui uma parcela de erro, que é positiva quando as correntes I_r e I_{0M} fluem no mesmo sentido, o que provoca subalcance do relé; e negativa quando essas correntes fluem em sentidos contrários, o que provoca sobrealcance do relé.

A unidade de distância sobrealcança quando a impedância medida é menor que a impedância real existente entre o relé e o ponto de defeito e subalcança quando a impedância medida é maior que a impedância real existente entre o relé e o ponto de defeito. Para a condição de defeito mostrada na figura 1.35, Z_{APP} é maior que Z_{1L} e o relé subalcança. Para configurações do sistema e condições de falta que façam com que as correntes I_r e I_{0M} tenham sentidos opostos, o relé sobrealcança.

1.6.3.4 – Problemas complexos de acoplamento mútuo

As direções relativas das correntes em linhas mutuamente acopladas, que determinam condições de sub ou sobrealcance dos relés de distância, dependem da existência dos acoplamentos mútuos, da topologia do sistema e da localização da falta. Essas condições podem ser muito complexas. Além disso, a topologia do sistema pode variar durante a falta por causa de aberturas sequenciais de disjuntores.

A figura 1.37 mostra duas linhas acopladas magneticamente com ligações comuns nas duas subestações. Neste caso, para falhas externas, as correntes fluem no mesmo sentido nas duas linhas e teremos subalcance do relé de distância da linha 1 na subestação S. O subalcance da unidade de medida de zona 1 não é problemático, mas o subalcance da unidade de medida de zona 2 é indesejável, porque temos que garantir que a zona 2 atue para todas as falhas internas à linha.

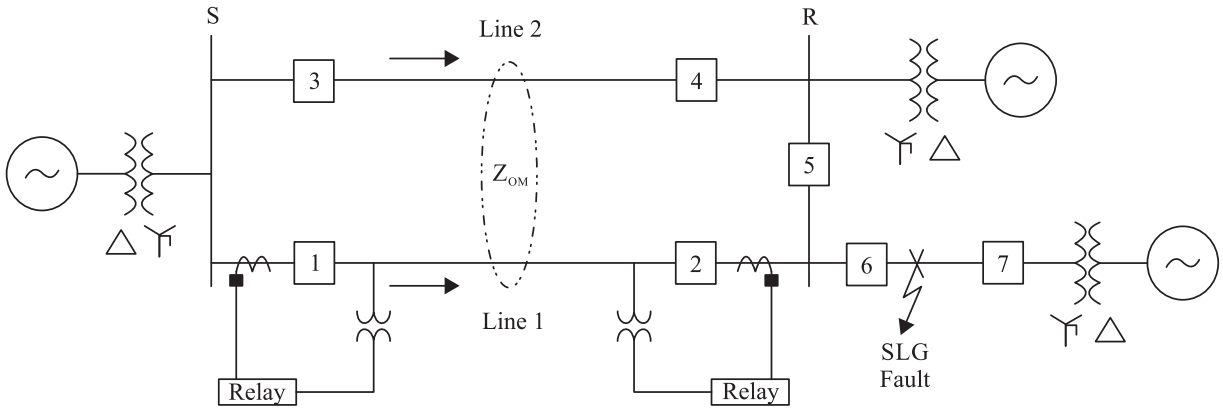


Figura 1.37 – Linhas acopladas com subestações comuns nos dois terminais

A figura 1.38 mostra a mesma situação apresentada na figura 1.37, agora com o disjuntor de interligação de barras na subestação R aberto. Desse modo, para a mesma falha, as correntes irão fluir em sentidos opostos nas duas linhas, o que provoca sobrealcance do relé de distância da linha 1 na subestação S. O sobrealcance da unidade de medida de zona 2 não é problemático, mas o sobrealcance da unidade de medida de zona 1 é indesejável, porque ocorrerá o desligamento incorreto da linha 1 para uma falha externa à linha.

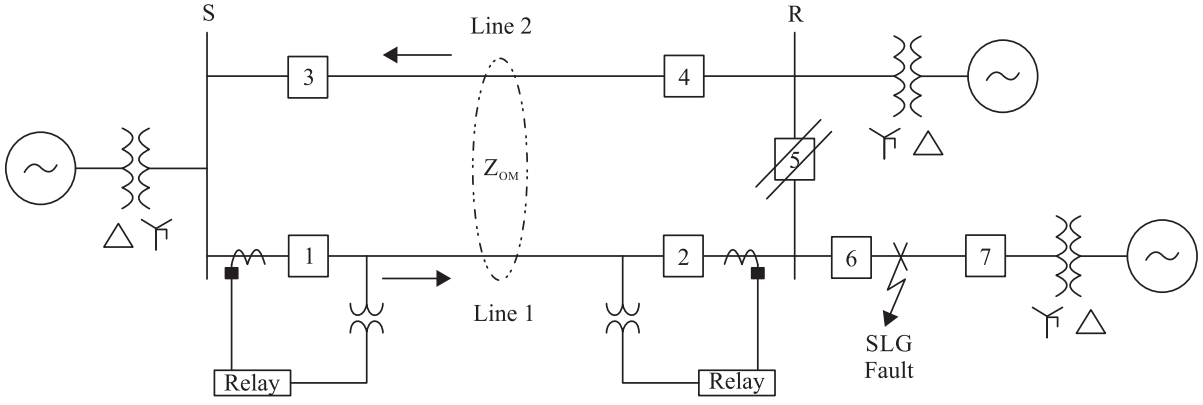


Figura 1.38 – Linhas acopladas com subestações comuns nos dois terminais – disjuntor de interligação de barras aberto

A figura 1.39 mostra que, ocorrendo a abertura do disjuntor 3 para uma falha interna à linha 2, com o disjuntor 5 de interligação de barras aberto, embora as correntes fluam em sentidos opostos nas duas linhas, o relé 1 não terá problemas de medição, porque os circuitos de sequência zero serão eletricamente isolados.

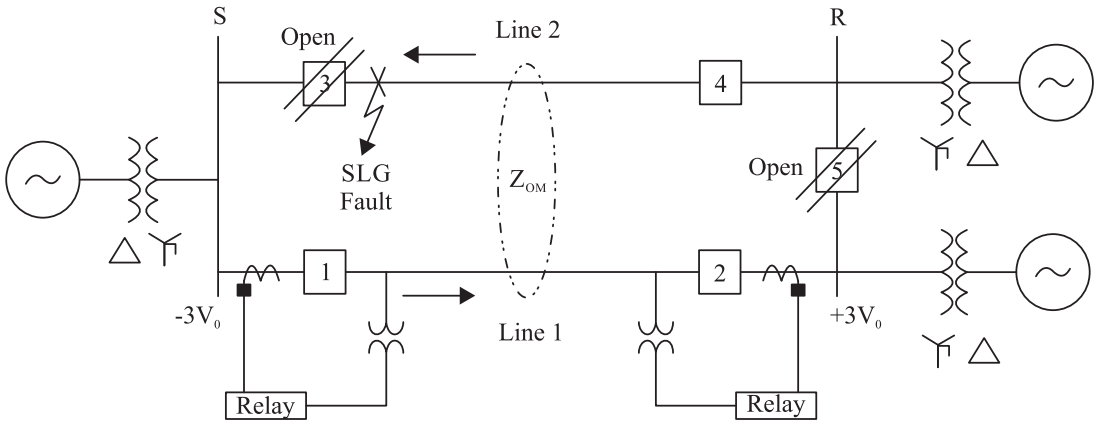


Figura 1.39 – Linhas acopladas com subestações comuns nos dois terminais – inversão da tensão de polarização de sequência zero

As unidades de distância para falhas à terra também podem sobrealcançar quando a linha paralela está isolada e aterrada em ambos os terminais, conforme mostrado na figura 1.40. Para uma falha monofásica na barra R, a corrente de sequência zero induzida na linha 2 flui em direção oposta à corrente na linha 1, provocando sobrealcance.

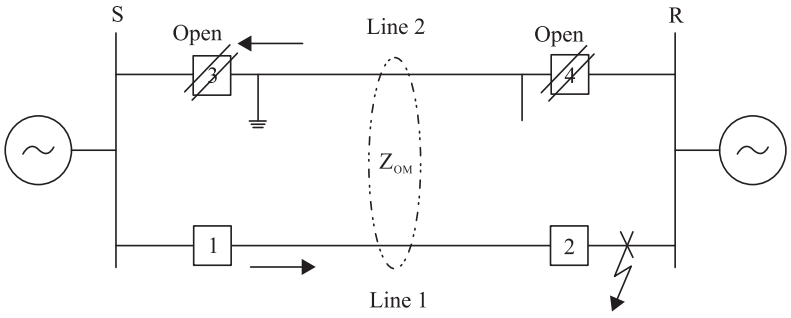


Figura 1.40 – Linhas acopladas - circuito paralelo isolado e aterrado em ambos os terminais

1.6.3.5 – Métodos de compensação dos efeitos do acoplamento mútuo

1.6.3.5.1 – Aplicação de ajustes que levam em consideração os efeitos do acoplamento mútuo

Este método consiste em determinar cuidadosamente os alcances dos elementos de distância por meio do cálculo da impedância aparente medida, considerando os efeitos do acoplamento mútuo para todas as configurações práticas e localização de faltas.

Será considerado o sistema da figura 1.41. Considerando o relé de distância associado ao disjuntor 1 da linha 1, a zona 1 deve ser ajustada de modo a não alcançar falhas na barra R em nenhuma circunstância. A zona 2 deve ser ajustada de modo a atuar para falhas no ponto F2 e não subalcançar a barra R. Desta forma, o sobrealcance causado pelo acoplamento mútuo deve ser considerado no ajuste da zona 1 e o subalcance deve ser considerado no ajuste da

zona 2 e das demais zonas de sobrealcance, que são tipicamente utilizadas nos esquemas de teleproteção por sobrealcance (POTT).

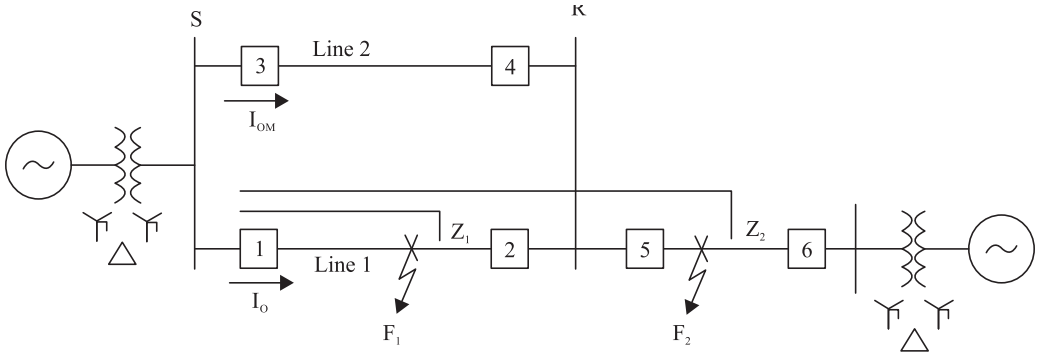


Figura 1.41 – Linhas acopladas – sistema exemplo para cálculos dos ajustes das zonas 1 e 2

A tabela 1.3 mostra as diferentes configurações do circuito paralelo e as impedâncias aparentes medidas para cada uma destas situações.

Essas impedâncias aparentes foram obtidas da expressão:

$$Z_{APP} = \frac{V_a}{I_a + k_0\, I_r} = mZ_{1L} + mZ_{0M}\frac{I_{0M}}{I_a + k_0\, I_r}$$

Com as seguintes considerações:

As correntes de fase e residual (I_a) e (I_r) iguais

A corrente residual da linha acoplada é igual à corrente residual da linha protegida (Ir = $3I_{0M}$)

Tabela 1.3 – Impedâncias medidas para diferentes configurações do circuito paralelo

Estado de Linha Paralela	Measured Impedance
Em serviço	$Z_{APP} = Z_{1L} + \frac{Z_{0M}}{3(1+k_0)}$
For a de serviço e aterrada em um ponto ou não aterrada	$Z_{APP} = Z_{1L} + \frac{Z_{0M}^2}{3(1+k_0)}$
For a de serviço e aterrada em ambos os terminais	$Z_{APP} = Z_{1L}$

O primeiro cenário da tabela 1.4 é uma condição de subalcance, o segundo cenário corresponde a uma medição correta de impedância e o terceiro cenário corresponde a uma condição

de sobrealcance. Uma alternativa para lidar com este problema é selecionar ajustes que acomodem os três cenários. Outra alternativa é a utilização de diferentes grupos de ajuste.

Na alternativa de utilização de ajustes fixos, a zona 1 deve ser ajustada para uma impedância menor que a medida para o cenário 3, ou seja, para a condição de linha paralela isolada e aterrada em ambos os terminais. A zona 2 deve ser ajustada para uma impedância maior do que a medida para o cenário 1, ou seja, com ambos os circuitos em operação, situação que provoca o maior subalcance, com um fator de segurança de 120%.

Existe um limite inferior de ajuste da zona 1, de cerca de 60% da impedância de sequência positiva da linha, para que haja superposição das unidades de medida de zona 1 dos dois terminais.

Outra alternativa para lidar com os três cenários apresentados na tabela 1.4 é utilizar ajustes adaptativos às diferentes condições de operação do circuito paralelo (linha paralela em serviço, fora de serviço e fora de serviço e aterrada), considerando o acoplamento mútuo efetivo nas diferentes condições de operação. Esta alternativa apresenta alguns problemas de ordem prática para implementação, porque o estado do circuito paralelo varia dinamicamente dependendo das condições dos disjuntores do circuito paralelo nos dois terminais. A mudança dos ajustes pode ser muito lenta em tempo real para se adaptar às mudanças de topologia e o usuário deve encontrar um ajuste que satisfaça aos dois cenários de linha paralela em operação e fora de operação. O terceiro cenário que corresponde à linha paralela fora de operação e aterrada em ambos os terminais pode ser ativado manualmente durante manutenções.

1.6.3.6 – Utilização de compensação pela corrente de sequência zero do circuito paralelo

A equação:

$$V_a = mZ_{1L}\left(I_a + k_0\ I_r\right) + mZ_{0M}\ I_{0M}$$

Pode ser escrita sob a forma:

$$V_a = mZ_{1L}\left(I_a + k_0\ I_r + \frac{Z_{0M}}{Z_{IL}} I_{0M}\right)$$

A expressão entre parênteses da equação acima mostra a corrente necessária para o relé eliminar os erros de medição. Esta corrente requer um termo adicional de compensação que depende da corrente de sequência zero do circuito paralelo. Este método de compensação possui os seguintes inconvenientes:

- Necessita de fiação entre os painéis de proteção das linhas mutuamente acopladas, o que nem sempre é possível quando as linhas terminam em subestações diferentes;
- Não é possível obter a corrente de sequência zero da linha paralela quando ela estiver fora de operação para manutenção e aterrada em ambos os terminais;

- Este método só elimina os erros de medição nos relés da linha sob defeito e pode aumentar os erros dos relés das linhas sãs adjacentes.
- Por estas razões, não é aconselhável a utilização da corrente de sequência zero do circuito paralelo para compensar os erros de medição introduzidos pelo acoplamento mútuo de sequência zero entre circuitos paralelos.

1.6.3.7 – Utilização de fatores de compensação pela corrente de sequência zero (K0) que consideram o efeito do acoplamento mútuo de sequência zero

Assumindo que a corrente de sequência zero na linha acoplada é igual à corrente residual da linha protegida ($I_r = 3\ I_{0M}$), para uma falta no final da linha com ambas as linhas em operação, a expressão da tensão V_a se torna:

$$V_a = Z_{1L}\left(I_a + \left(k_0 + \frac{Z_{0M}}{3Z_{IL}}\right)I_r\right)$$

O termo entre parênteses que precede I_r é o valor modificado de K_0 (K_0') requerido para eliminar os erros de medição quando as duas linhas se encontram em serviço (primeiro cenário da tabela 1.3).

$$k_0' = k_0 + \frac{Z_{0M}}{3Z_{IL}} = \frac{Z_{0L} - Z_{1L} + Z_{0M}}{3Z_{IL}}$$

Na figura 1.41, para uma falta no final da linha, a corrente residual da linha paralela é:

$$I_{0M} = -\frac{Z_{0M}\ I_r}{3Z_{0L}}$$

Substituindo este valor na expressão da tensão e fazendo m=1 (falta no final da linha):

$$V_a = Z_{1L}\left(I_a + \left(k_0 - \frac{Z_{0M}^{\ 2}}{3Z_{IL}Z_{0L}}\right)I_r\right)$$

O termo entre parênteses precedendo I_r na equação anterior é o valor K_0 modificado (K_0'') requerido para eliminar os erros de medição quando a linha paralela estiver isolada e aterrada em ambos os terminais (terceiro cenário da tabela 1.3).

$$k_0'' = k_0 - \frac{Z_{0M}^{\ 2}}{3Z_{IL}Z_{0L}} = \frac{Z_{0L} - Z_{1L} - \dfrac{Z_{0M}^{\ 2}}{Z_{0L}}}{3Z_{IL}}$$

Tabela 1.4 – Valores de K_0 para diferentes condições de operação da linha paralela

Estado de Linha Paralela	Valor de KO
Em serviço	$k_0' = \frac{Z_{0L} - Z_{1L} + Z_{0M}}{3Z_{1L}}$
For a de serviço e aterrada em um ponto ou não aterrada	$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3Z_{1L}}$
For a de serviço e aterrada em ambos os terminais	$k_0'' = \frac{Z_{0L} - Z_{1L} - \frac{Z_{0M}^2}{Z_{0L}}}{3Z_{1L}}$

Utilizando ajustes fixos, o usuário pode utilizar o ajuste K_0'' para a unidade de medida de zona 1 para evitar sobrealcance, e o valor de K_0' para a zona 2 para evitar subalcance.

Utilizando grupos de ajuste, o usuário pode utilizar o valor K_0 para a zona 1 e K_0' para a zona 2, quando o circuito paralelo estiver em operação. Quando a linha paralela estive fora de operação e aterrada em ambos os terminais, o usuário pode utilizar k_0'' para a zona 1 e K_0' para a zona 2. Alternativamente, pode ser utilizado o valor K_0 para as zonas 1 e 2 se a linha paralela estiver isolada e aterrada em apenas um ponto.

1.6.4 – Efeito de fontes intermediárias de corrente nos alcances dos relés de distância

A figura 1.42 ilustra o problema provocado nos relés de distância quando existe uma fonte de corrente entre o relé e o ponto de falta. Este efeito é denominado *infeed*.

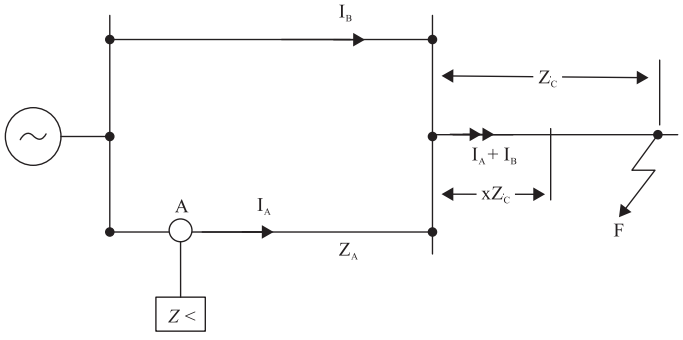


Figura 1.42 – Efeito de fontes intermediárias de corrente – *infeed*

A tensão na barra onde está ligado o relé é dada por:

$V_A = I_A.Z_A + xZ_C\ (I_A + I_B)$

E a impedância medida pelo relé é dada por:

$$Z_{MEDIDO} = \frac{V}{I_A}$$

Substituindo o valor de V_A na expressão de Z_{MEDIDO}, temos:

$Z_{MEDIDO} = Z_A + xZ_C(I_A + I_B)$

A impedância real existente entre o relé e o ponto de falta é:

$Z_{REAL} = Z_A + xZ_C$

Como: $Z_{REAL} < Z_{MEDIDO}$, o relé apresenta tendência a subalcance.

Este problema ocorre porque a corrente I_B injetada pelo circuito paralelo (fonte intermediária) não é medida pelo relé.

O problema do *infeed* afeta particularmente todas as zonas de medição utilizadas em esquemas de sobrealcance e é fundamental quando se utiliza retaguarda remota, já que os alcances dos relés devem ser determinados considerando as condições de *infeed*, o que invariavelmente irá conduzir a características de relés muito abrangentes no diagrama R-X em condições normais. Quando as condições de *infeed* não estão presentes, os relés irão alcançar barramentos mais distantes e este fato deve ser levado em consideração.

A figura 1.43 mostra o caso em que existe um caminho de menor impedância entre dois barramentos adjacentes de uma linha multiterminal, efeito denominado *outfeed*.

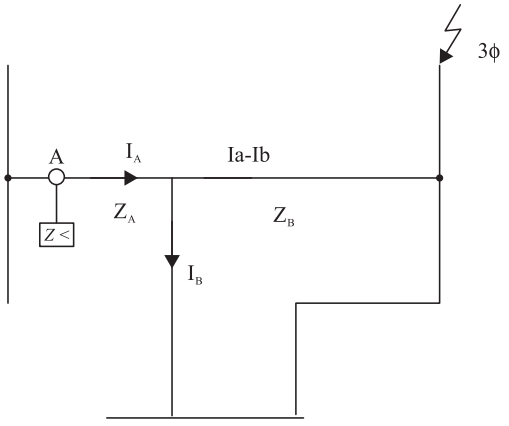


Figura 1.43 – Efeito de fontes intermediárias de corrente – *outfeed*

Neste caso, temos:

$V_A = Z_A.I_A + Z_B (I_A - I_B)$

$$Z_{MEDIDO} = \frac{V}{I_A}$$

$Z_{MEDIDO} = Z_A + Z_B - Z_{B.}(I_B/I_A)$
$Z_{REAL} = Z_A + Z_B$
$Z_{REAL} > Z_{MEDIDO}$

Como: $Z_{REAL} > Z_{MEDIDO}$, o relé apresenta tendência a sobrealcance.

1.6.5 – Efeito da carga e da resistência de falta nos alcances dos relés de distância

A figura 1.44 ilustra a influência da resistência de falta nos alcances dos relés de distância.

$V = mZ_{1L}. Is + R_F. I_F$
$Z_{MEDIDO} = mZ_{1L} + R_F. (I_F/I_S)$

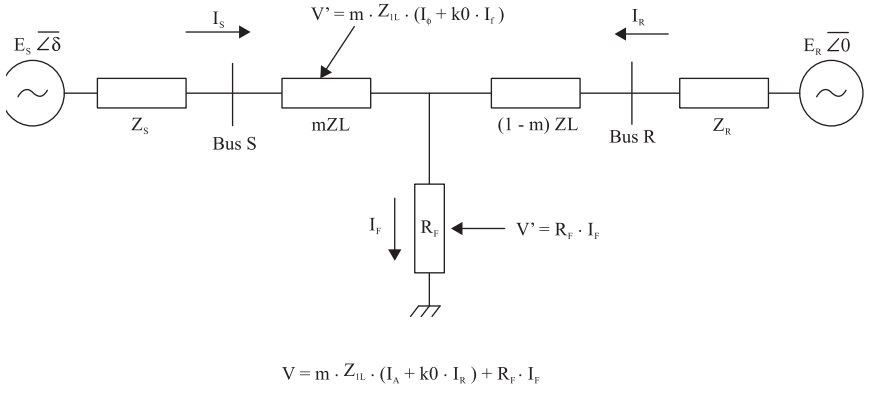


Figura 1.44 – Efeito da resistência de falta

A figura 1.45 mostra que, quando as correntes I_F e I_S estiverem em fase (sistema homogêneo), ocorrerá amplificação do valor da resistência de falta, já que a relação entre I_F e I_S é um número escalar. Quando essas correntes estão defasadas, ocorre modificação angular da parcela relativa à resistência de falta, conforme mostrado.

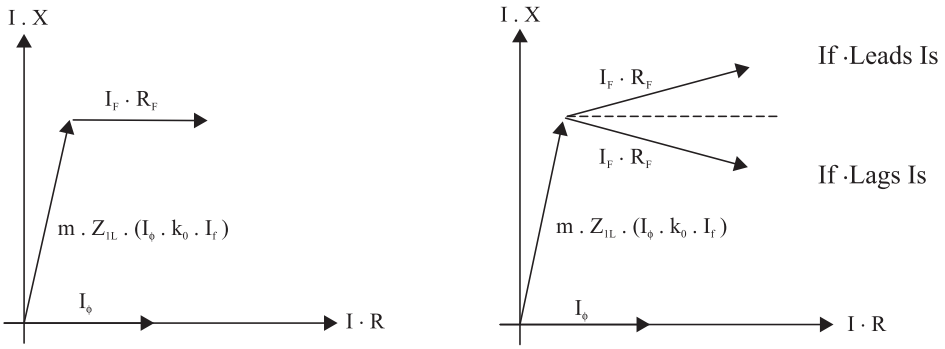
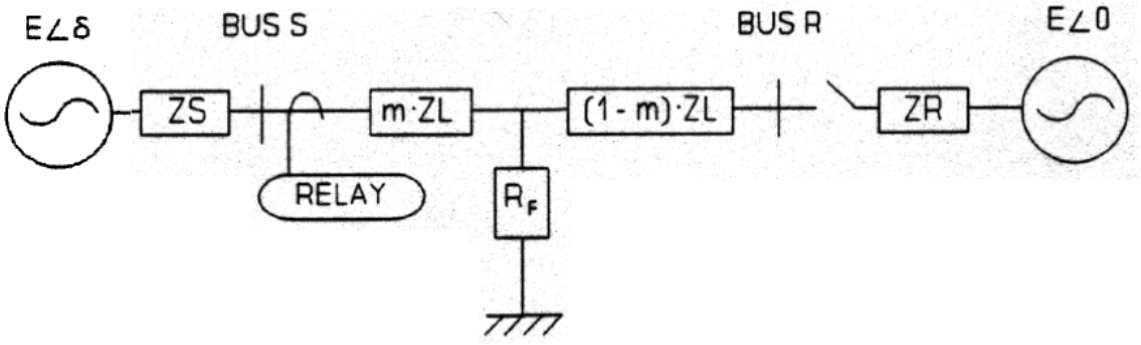


Figura 1.45 – Efeito da resistência de falta – diagrama R-X

A figura 1.46 mostra um sistema equivalente de duas fontes que será utilizado para verificar a influência do carregamento pré-falta na impedância medida pelos relés de distância. A influência do carregamento será verificada pela variação do ângulo δ entre as duas fontes (δ >0 significa que o terminal S é exportador de carga, δ<0 significa que o terminal S é importador de carga). Os valores de R_F serão: 0, 10, 25 e 50 Ω_P.



$Z_{1S} = Z_{1L} \cdot (0.1)$
$Z_{0S} = 3 \cdot Z_{1S}$
PTR = 3500:1
CTR = 320:1
m = 0.85
kV = 400

$Z_{1L} = 10 + j\,110\ \Omega$ pri.
$= 0.91 + j\,10.06\ \Omega$ sec.
$Z_{0L} = 3 \cdot Z_{1L}$

$Z_{1R} = Z_{1S}$
$Z_{0R} = Z_{0S}$

Figura 1.46 – Efeito da carga e da resistência de falta

A figura 1.47 mostra os resultados obtidos.

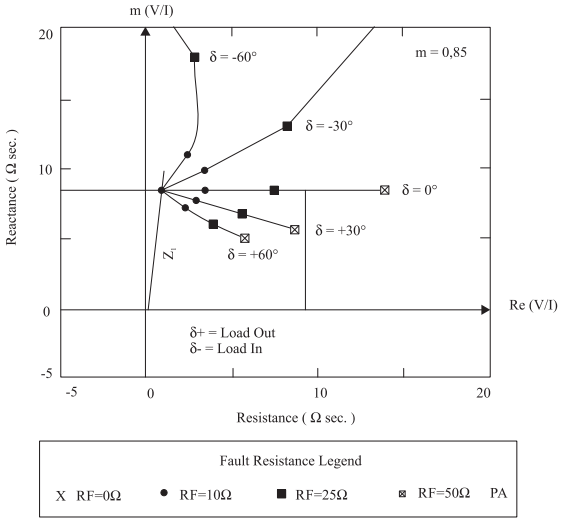


Figura 1.47 – Efeito da carga e da resistência de falta – diagrama R-X

Conforme pode ser observado, o efeito do carregamento pré-falta provoca sobrealcance quando o terminal é exportador de carga ($\delta > 0$) e provoca subalcance quando o terminal é importador de carga ($\delta < 0$).

1.6.6 – Considerações a respeito dos ajustes das unidades de medida de distância

1.6.6.1 – Unidades de distância para falhas entre fases e fase-terra - unidades de medida de zona 1

Linhas sem compensação série

A prática usual é ajustar a zona 1 com alcance de 70% a 90% da impedância de sequência positiva (Z1) da linha quando não existirem circuitos em paralelo. Quando existirem tais circuitos, devem ser levados em consideração os efeitos da impedância mútua de sequência zero. Deve ser ajustada de modo a não alcançar o terminal remoto nas condições que provocam o máximo sobrealcance (linha paralela isolada e aterrada em ambos os terminais).

Linhas com compensação série

Os alcances das unidades de medida de zona 1 devem ser drasticamente reduzidos, até mesmo inviabilizando a utilização dessas unidades de medida.

Para que se tenha segurança nos ajustes da zona 1, sugere-se uma modelagem do sistema e da linha em um programa de transitórios eletromagnéticos (tipo ATP ou PSCAD) ou testes em simuladores do tipo RTDS, para verificar o sobrealcance e determinar um ajuste seguro.

Caso não seja possível a utilização destas ferramentas, é recomendável que estas unidades de medida sejam bloqueadas em linhas compensadas.

1.6.6.2 – Unidades de distância para falhas entre fases e fase-terra – unidades de medida de zona 2

Estas unidades são utilizadas em esquemas de distância de três zonas para cobrir as falhas internas à linha, não cobertas pela zona 1, e nas lógicas de teleproteção como unidades de sobrealcance, devendo sempre sobrealcançar o barramento remoto, para garantir eliminação de falhas em 100% do comprimento da linha. Além disso, é usual a utilização destas unidades de medida para proteção de retaguarda remota de barramentos. Nestas aplicações, independentes de teleproteção, necessitam temporização (0,4 a 0,6 segundos).

Estas unidades devem ser ajustadas para, pelo menos, 120% da impedância aparente medida pelo relé para uma falha no barramento remoto. A impedância aparente deve ser calculada a partir dos dados de curto-circuito em que estejam representadas as impedâncias mútuas de sequência zero entre circuitos paralelos.

Os seguintes cuidados especiais devem ser tomados ao se ajustarem as unidade de medida de zona 2:

- Verificar as acomodações das resistências de arco para as falhas entre fases esperada. É válido adotar ajustes de bandas laterais de características quadrilaterais nos valores máximos recomendados pelos fabricantes. Para as unidades tipo MHO, checar os valores de resistência de arco utilizando a fórmula de Warrington;
- Verificar o efeito do carregamento pré-falta nos terminais exportadores de carga;
- Tentar garantir que o alcance da zona 2 não vai além do alcance da zona 1 da linha mais curta que parte do barramento remoto, evitando problemas de coordenação entre as zonas 2;
- Verificar as condições de carregamento máximo da linha e, se necessário, utilizar as funções *load encroachment* disponíveis nos relés por segurança. Este requisito se aplica também às unidades de medida para falhas à terra que não sejam condicionadas à presença de corrente de sequência zero, sendo, portanto, afetadas de igual modo pelo carregamento da linha.

1.6.6.3 – Unidades de distância para falhas entre fases e fase-terra - unidades de medida de zona 3

Utilização como unidades diretas independentes

Nestes casos, as unidades de zona 3 são utilizadas com a finalidade de prover retaguarda remota para falhas em LTs, com temporizações da ordem de 0,8 a 1,5 segundos.

Estas aplicações, para faltas entre fases, normalmente conduzem a alcances bastante abrangentes no diagrama R-X, podendo acarretar atuações incorretas durante condições de carregamentos elevados. Esta prática não é recomendada para sistemas que utilizam filosofia de retaguarda local. Este requesito também se aplica para as unidades de medida para falhas à terra que não sejam inibidas pela presença de corrente de sequência zero.

Utilização como unidades reversas em esquemas de teleproteção permissivos de sobrealcance ou esquemas de comparação direcional por sinal de bloqueio

É usual ajustá-la com o mesmo alcance da unidade de medida de zona 2 do terminal remoto, uma vez que ela é utilizada somente como função de bloqueio. Em unidades de características quadrilaterais, é conveniente que o alcance na direção resistiva seja cerca de 10% a 20% maior que o da unidade direta do terminal remoto, que ela tem que bloquear.

Utilização como unidades reversas para retaguarda de falhas em barramentos

Esta aplicação só é justificável se a temporização da zona 3 for inferior às temporizações da unidade de medida de zona 2 do terminal remoto e superior à temporização da atuação da proteção de falha de disjuntor. Recomenda-se a utilização de uma unidade independente para esta finalidade, de forma que possam ser utilizados alcances reduzidos.

1.6.6.4 – Unidades de partida

Estas unidades, que são inerentes a relés de fabricantes europeus, têm o objetivo de acrescentar segurança aos esquemas de proteção e, quando utilizarem o princípio de medição de impedância, devem ter o alcance superior ao da maior unidade de medida.

Unidades que utilizem outros métodos de partida devem ser ajustadas de acordo com recomendação específica de cada fabricante.

A prática de colocar um temporizador associado à unidade de partida com função de disparo não é recomendada.

1.6.7 – Lógicas adicionais das proteções de distância

1.6.7.1 – Lógicas de energização sob falta (SOTF)

A lógica SOTF permite disparo tripolar de um terminal, por meio de uma unidade de distância ou de sobrecorrente não direcional, para faltas ocorridas na linha de transmissão durante energizações, casos em que os relés de distância e de sobrecorrente direcionais podem não atuar devido à ausência de tensão.

Para faltas próximas, o disparo é realizado por uma unidade de sobrecorrente, em função da inexistência de tensão de polarização para os relés de distância.

A função deve reconhecer o estado de linha desenergizada (*deadline condition*), usando uma combinação do estado aberto do disjuntor, ausência de corrente e tensão. Após certo tempo de detecção de linha desenergizada, o disparo é permitido se for detectado um comando de fechamento manual do disjuntor.

Esta proteção deve ser retirada de operação após a detecção de tensão normal na linha ou após uma temporização ajustável.

As figuras 1.48 e 1.49 mostram os diagramas da lógica SOTF de determinado fabricante.

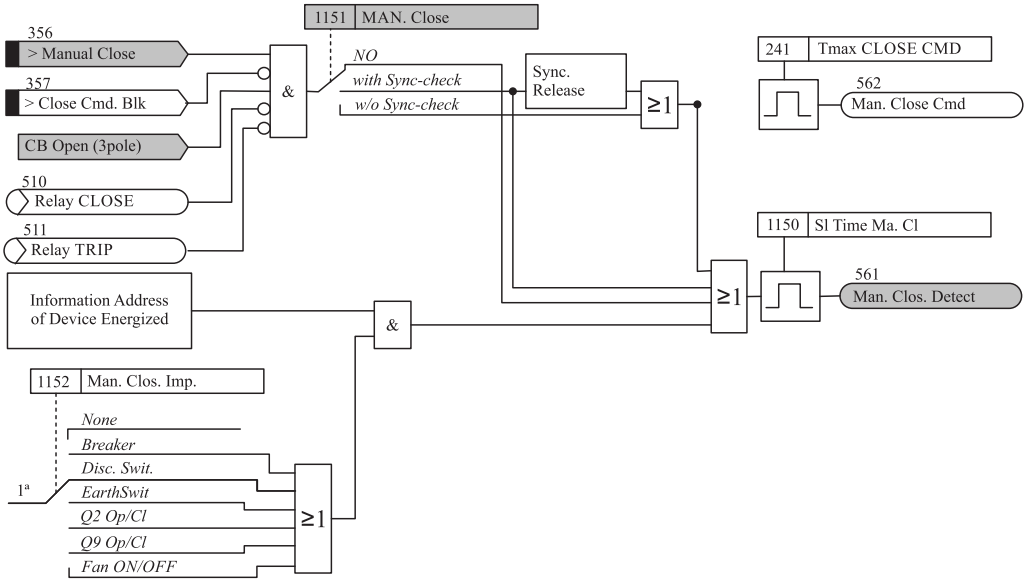


Figura 1.48 – Detecção de fechamento manual do disjuntor – lógica SOTF

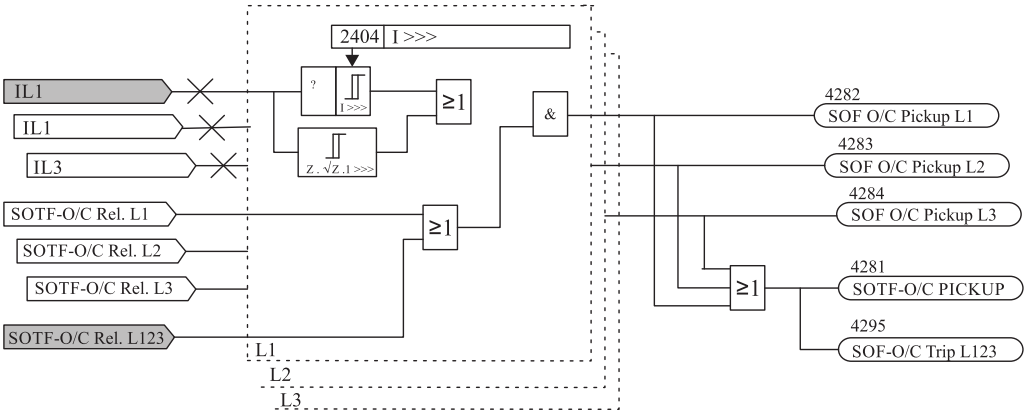


Figura 1.49 – Lógica SOTF

1.6.7.2 – Lógica de perda de potencial

A lógica de perda de potencial tem por objetivo bloquear as atuações dos relés que dependem de tensão (distância e sobrecorrente direcionais) em caso de perda da alimentação de potencial.

Normalmente, essas lógicas atuam baseadas na detecção de presença de tensão de sequência zero (e/ou negativa) e ausência de corrente de sequência zero (e/ou negativa).

A detecção de perda de potencial nas duas proteções da linha pode ativar uma proteção de sobrecorrente temporizada de emergência.

1.7 – Proteção de linhas de transmissão utilizando canais de comunicação entre os terminais (teleproteção)

Os sistemas de telecomunicação estabelecem um *link* de comunicação entre os terminais de uma linha de transmissão, permitindo a troca de informações (dados analógicos, *status*) ou transmissão de comandos.

As funções de proteção em uma subestação trocam informações com as funções de proteção de outra(s) subestação(ões) por meio dos equipamentos de teleproteção e dos canais de comunicação.

A telecomunicação é essencial para os esquemas de proteção de comparação analógica para troca de informações entre os dois ou mais terminais. Também é necessária para os esquemas de transferência de disparo para o envio dos comandos de *trip* dos esquemas de proteção de um terminal para o disjuntor ou para o esquema de proteção do terminal remoto. Ela é utilizada nos esquemas de proteção de comparação de estado, de modo a reduzir o tempo total de eliminação de falhas internas na linha.

Os esquemas de proteção de comparação analógica tipicamente intercambiam dados tais como amplitudes e ângulos de fase das correntes, para discriminar as falhas internas e externas à linha protegida. A comunicação entre os relés nos dois (ou mais) terminais da linha é essencial para a operação correta dos esquemas de comparação analógica.

Os esquemas de comparação de estado trocam informações de *status* dos relés nos dois terminais para determinar se a falta é interna ou externa. Esses esquemas são realizados pela adição de um *link* de comunicação entre os relés nos dois terminais, de modo a acelerar a eliminação das falhas nas regiões da linha que não são protegidas por relés de alta velocidade. Esses esquemas são denominados Esquemas Assistidos por Comunicação.

A telecomunicação é também utilizada para esquemas de transferência de disparo, que devem comunicar um comando de disparo, direto ou permissivo, remotamente.

Os esquemas de proteção utilizando telecomunicação eliminam as falhas internas à linha em tempos da ordem de 3 a 5 ciclos para falhas em toda a extensão da linha. Sem telecomunicação, este tempo é da ordem de 20 a 30 ciclos.

1.7.1 – Classificação dos esquemas de teleproteção

1.7.1.1 – Classificação de acordo com o princípio de comparação

Esquemas de comparação de estado

São esquemas que utilizam o canal de comunicação para intercâmbio de informações de *status* dos relés nos dois (ou mais) terminais da linha. Por meio da verificação das atuações

dos relés nos vários terminais, é possível determinar se a falta é interna ou externa à linha protegida.

Os principais esquemas incluídos nesta categoria existentes são:

- DUTT – *Direct underreaching transfer trip* – Esquema de transferência de disparo direto por subalcance.
- PUTT – *Permissive underreaching transfer trip* – Esquema de transferência de disparo permissivo por subalcance.
- POTT – *Permissive overreaching transfer trip* – Esquema de transferência de disparo permissivo por sobrealcance.
- POU – *Permissive overreaching unblocking* – Esquema de transferência de disparo por desbloqueio.
- DCB – *Directional comparison blocking* – Esquema de comparação direcional por sinal de bloqueio.

Esquemas de comparação analógicos

São esquemas baseados na comparação de parâmetros elétricos tais como correntes (amplitudes e/ou ângulos de fase) nos dois (ou mais) terminais de uma linha. São comumente denominados de Sistemas Unitários ou Sistemas Fechados.

Os principais esquemas incluídos nesta categoria são:

- Proteção longitudinal diferencial
- Proteção por comparação de fase

1.7.1.2 – Classificação de acordo com o princípio de detecção das faltas

Esquemas de comparação direcional

Comparam a direção do fluxo de potência nos dois terminais.

Esquemas de comparação de fase

Comparam os ângulos de fase das correntes nos dois terminais (em fase para falhas internas e 180º defasadas para falhas externas ou condições de carga).

1.7.1.3 – Classificação de acordo com a utilização do canal de comunicação

Esquemas de bloqueio

O sinal de comunicação é utilizado para bloquear a atuação da proteção para falhas externas (Exemplo: esquemas de comparação direcional por sinal de bloqueio – CDB).

Esquemas de disparo

O sinal de comunicação é utilizado para permitir o disparo da proteção para falhas internas:

- DUTT – *Direct underreaching transfer trip* – Esquema de transferência de disparo direto por subalcance
- PUTT – *Permissive underreaching transfer trip* – Esquema de transferência de disparo permissivo por subalcance
- POTT – *Permissive overreaching transfer trip* – Esquema de transferência de disparo permissivo por sobrealcance
- POU – *Permissive overreaching unblocking* – Esquema de transferência de disparo por desbloqueio

1.7.2 – Proteção diferencial de linhas de transmissão

O princípio de operação da proteção diferencial é aplicado independentemente da tecnologia utilizada pelos relés. Baseia-se na Lei dos Nós de Kirchhoff, que estabelece que a soma vetorial das correntes que entram em um nó é nula em qualquer instante.

Os TCs da zona de proteção diferencial são conectados em série no lado secundário, de modo que a corrente circula através deles durante falhas externas e condições normais de carga, e não flui corrente através do relé diferencial.

A figura 1.50 mostra a conexão básica de um relé diferencial não percentual, conectado para proteção de um equipamento.

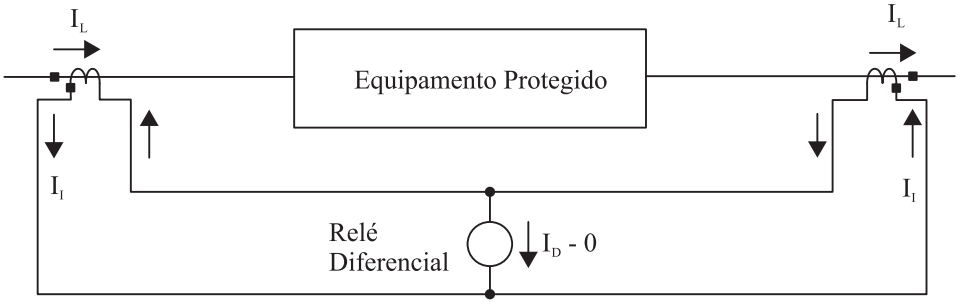


Figura 1.50 – Ligação básica de um relé diferencial

Em caso de aplicação de proteção diferencial a geradores, transformadores, reatores e barramentos, os TCs estão localizados próximos, na mesma subestação. No caso de aplicação à proteção de linhas de transmissão, os TCs estão localizados em subestações distantes e, de alguma forma, as informações das correntes nos dois terminais devem ser transmitidas para o terminal remoto para comparação. A primeira aplicação do conceito de proteção diferencial a linhas de transmissão foi pela proteção por fio piloto. Nesta aplicação, os chamados "fios piloto" conectavam os relés nos dois terminais, por meio de circuitos telefônicos. Nestes fios, circulavam as correntes que seriam comparadas nos dois terminais.

1.7.2.1 – Proteção por fio piloto

A figura 1.51 mostra a ligação simplificada da proteção por fio piloto.

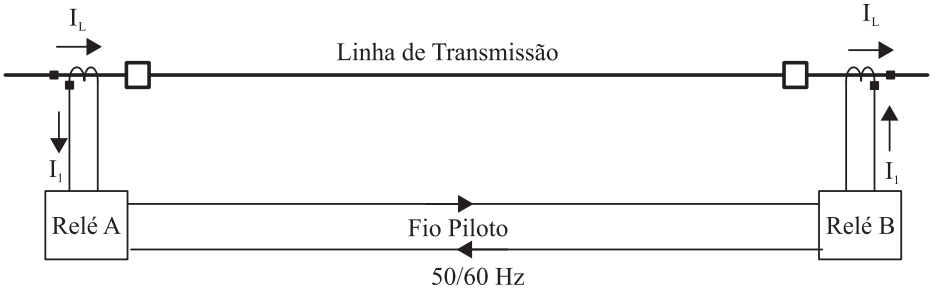


Figura 1.51 – Ligação básica – proteção fio piloto

Em cada terminal era formada uma grandeza monofásica, que era obtida das correntes primárias pela utilização de um transformador misturador (*mixing transformer*). Esta grandeza era transmitida através dos fios piloto para os terminais remotos nos quais eram comparadas. A corrente de operação do relé diferencial era a soma vetorial destas correntes réplicas de cada terminal enquanto que a corrente de restrição era a soma aritmética destas mesmas correntes.

Essas aplicações eram limitadas a distâncias curtas, de cerca de 15 km.

Existiram duas aplicações tradicionais destes esquemas:

- Corrente circulante (WECO)
- Tensões opostas (GE)

A figura 1.52 mostra o método de corrente circulante, nas condições de falha externa e falha interna. Em condições de falha externa ou condições de carga, a corrente circula pelos condutores piloto e não há circulação de corrente na bobina de operação do relé. Em caso de falha interna, a corrente I_S irá circular pelas bobinas de operação (BO) e restrição (BR), fazendo o relé atuar.

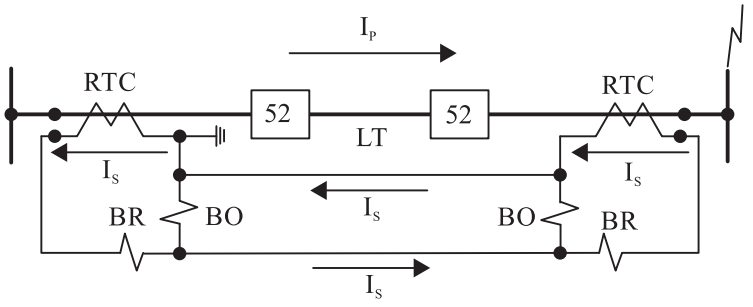


Figura 1.52 – Proteção por fio piloto – critério de corrente circulante

No método de corrente circulante, ocorrendo a abertura do fio piloto, acontece a atuação da proteção. Ocorrendo curto-circuito no circuito piloto, a proteção pode não atuar, se for solicitada.

A figura 1.53 mostra o método de tensões opostas, nas condições de falha externa. Em condições de falha externa ou carga normal, não circula corrente pelo fio piloto. Na ocorrência de falhas internas, ocorre a inversão da tensão de um dos terminais e a corrente circula pelo fio piloto, provocando a atuação do relé.

Em caso de abertura do fio piloto, não ocorrerá atuação da proteção, caso seja solicitada. Em caso de curto-circuito do fio piloto, não há garantia de atuação da proteção, caso seja solicitada.

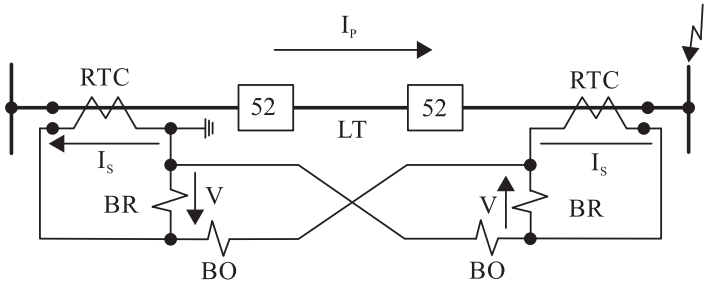


Figura 1.53 – Proteção por fio piloto – critério de tensões opostas

1.7.2.2 – Proteção diferencial de linhas de transmissão

A proteção diferencial de linha compara a corrente de um terminal da linha com a corrente do terminal remoto recebida por meio de um canal de comunicação, para determinar se a falha é interna ou externa à linha de transmissão. Ela fornece proteção instantânea para falhas em toda extensão da linha. Pode ser implementada de forma segregada por fase ou por uma combinação das correntes de fase. Na forma segregada, ela compara as correntes de cada fase e, na forma combinada, ela compara um sinal monofásico local com um sinal monofásico remoto, que são proporcionais às componentes de sequência positiva, negativa e zero das correntes primárias da linha.

A proteção diferencial de linha requer canais de comunicação para transmitir e receber as informações de correntes dos dois ou mais terminais da linha. Ela não necessita de informação de tensão, sendo imune a problemas tais como perda de potencial para falhas sólidas próximas, perda de informação de potencial do TP, ferrorressonância em TPs e transitórios em DCPs. Também são imunes aos seguintes problemas:

- Efeitos de indutância mútua;
- Oscilações de potência;
- Reversão de corrente na eliminação de falhas em LT paralelas.

A figura 1.54 mostra uma implementação básica de proteção diferencial de linha de transmissão. Para compensação do tempo de transmissão do sinal do canal de comunicação, deve haver uma forma de compensação do atraso.

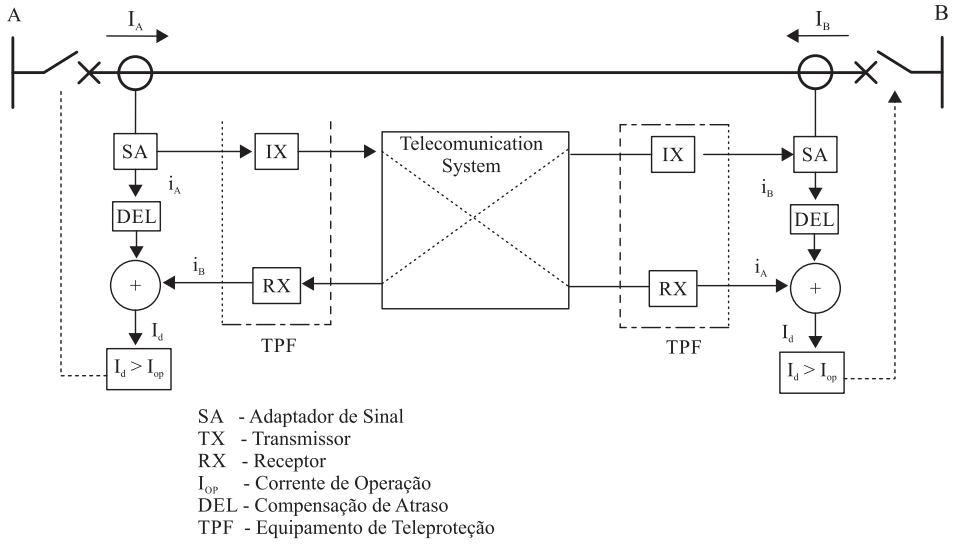


Figura 1.54 – Proteção diferencial de linha de transmissão

As proteções diferenciais podem ser implementadas em duas modalidades: esquema mestre-mestre e esquema mestre-escravo.

No esquema mestre-mestre, temos os mesmos equipamentos e relés nos dois terminais. Neste tipo de configuração, a decisão de disparo é tomada pelos relés dos dois terminais de forma independente.

No esquema mestre-escravo, as correntes do terminal escravo são enviadas por comunicação e a decisão de disparo é tomada no terminal mestre. O terminal escravo abre por transferência direta de disparo recebida do terminal mestre.

As proteções diferenciais necessitam de compensação das correntes de *line charging*, de modo a evitar atuações incorretas para falhas externas no caso de aplicação a linhas longas. As diferenças de relação de transformação dos TCs nos terminais também necessitam de compensação pelo mesmo motivo. Os relés diferenciais de linha modernos possuem parâmetros de ajuste que permitem essa compensação.

Os erros dos TCs são compensados pela utilização de relés diferenciais percentuais, nos quais a corrente diferencial é obtida pela soma vetorial das correntes medidas, e a corrente de restrição pela soma dos valores absolutos das mesmas correntes.

A figura 1.55 mostra a característica de operação de um relé diferencial de linha com dupla inclinação.

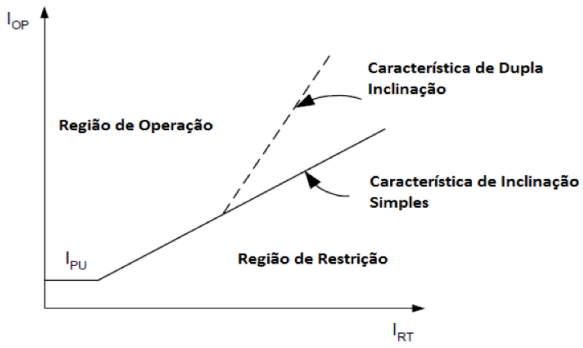


Figura 1.55 – Característica de operação da proteção diferencial percentual

1.7.3 – Esquema de transferência direta de disparo por subalcance (DUTT)

Este esquema, mostrado de forma simplificada na figura 1.56, necessita de unidades de subalcance para falhas entre fases e fase-terra em cada terminal e de equipamentos de comunicação (TX, RX).

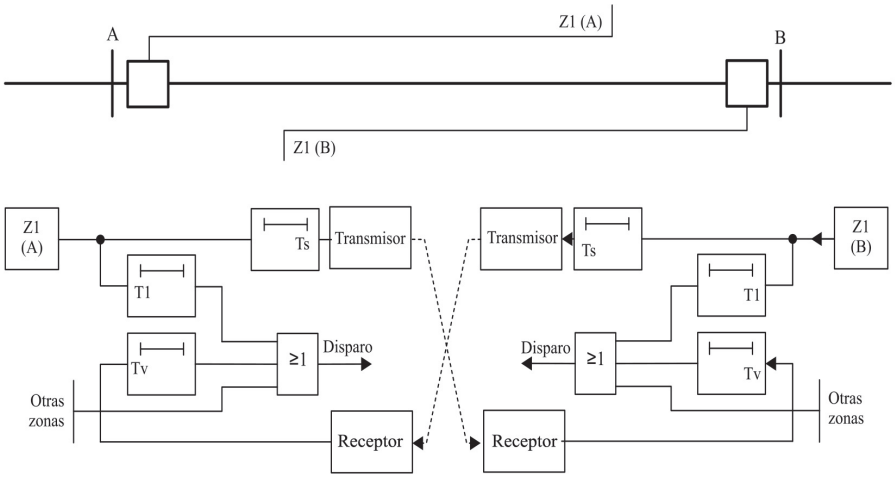


Figura 1.56 – Esquema de transferência direta de disparo por subalcance (DUTT)

As unidades de subalcance para falhas entre fases e fase-terra Z1(A) e Z1(B), normalmente de distância, devem ser ajustadas de modo a não alcançar falhas no barramento remoto. Normalmente, o ajuste é de cerca de 80% a 90% da impedância de sequência positiva da linha, podendo ser menores dependendo da existência de linhas acopladas magneticamente em paralelo. Os alcances das unidades de medida devem se superpor para falhas no meio da linha.

Na ocorrência de falhas internas dentro do alcance da unidade de medida de um dos terminais, ocorrerá a abertura imediata do disjuntor local e envio de sinal de transferência de disparo para abertura do terminal remoto. Se a falha ocorrer dentro do alcance do relé de apenas um dos terminais, este terminal abrirá imediatamente e o disjuntor do terminal remoto abrirá por recepção de sinal de transferência de disparo. A figura 1.57 mostra a lógica de atuação deste esquema. Também estão mostrados neste esquema os disparos provocados pelas zonas 2 e 3 de distância, utilizadas como complementação deste esquema para falhas além do alcance das unidades de subalcance (RU) dos dois terminais.

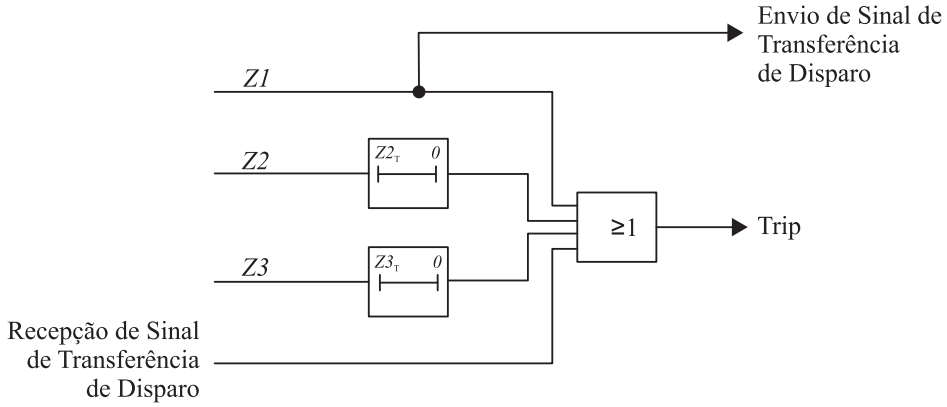


Figura 1.57 – Lógica do esquema DUTT

Normalmente, este esquema é utilizado também para:

- Transferência de disparo direto para falhas em reatores de linha não chaveados.
- Transferência de disparo direto para falha de disjuntor.
- Transferência de disparo direto para atuações de proteções de sobretensão.
- Transferência de disparo direto para atuação de proteção de perda de sincronismo.

Este esquema, por questões de segurança, normalmente é utilizado com canais duais de telecomunicação, nos quais a recepção do sinal de *trip* por dois canais é necessária para efetuar o disparo.

1.7.4 – Esquema de transferência de disparo permissivo por subalcance (PUTT)

Este esquema, mostrado de forma simplificada na figura 1.58, necessita de unidades de subalcance e sobrealcance para falhas entre fases e fase-terra em cada terminal e de equipamentos de comunicação (TX, RX).

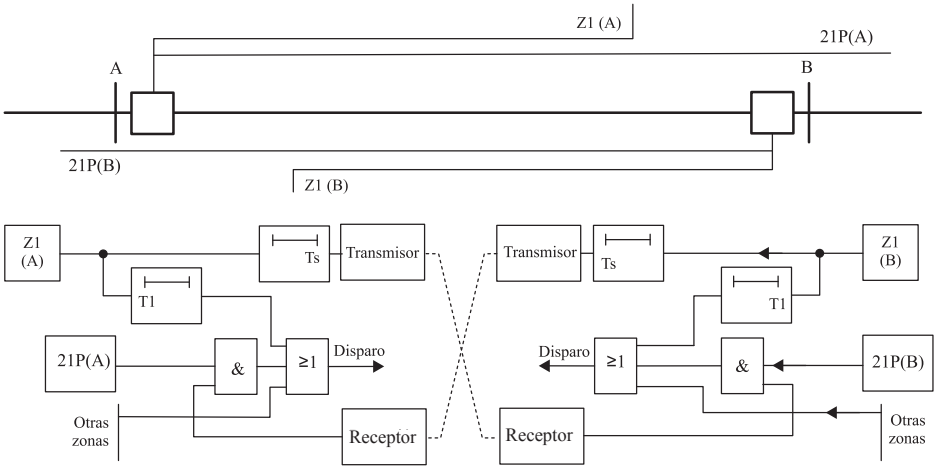


Figura 1.58 – Esquema de transferência de disparo permissivo por subalcance (PUTT)

As unidades de subalcance Z1(A) e Z1(B) são responsáveis pelo envio de sinal permissivo para os terminais remotos e pelo disparo direto do disjuntor local. As unidades de sobrealcance (21P) são responsáveis pelo disparo do(s) disjuntor(es) local(ais), que só devem ocorrer quando houver a atuação da unidade de sobrealcance e a recepção do sinal permissivo enviado pelo terminal remoto.

Este esquema é, normalmente, utilizado com um canal de comunicação que transmite um sinal de *guard*, sem falta no sistema. Quando as unidades de subalcance detectam uma falta, o transmissor é chaveado para uma frequência de *trip*.

Os alcances das unidades de subalcance devem se sobrepor no meio da linha, de modo a evitar regiões da linha não cobertas por essas unidades.

Normalmente, são utilizadas unidades de distância, para as funções de subalcance; e unidades de distância e de sobrecorrente direcionais residuais de sequência zero ou negativa, para as unidades de sobrealcance.

A figura 1.59 mostra a lógica de atuação deste esquema. Também estão mostrados, neste esquema, os disparos provocados pelas zonas 2 e 3 de distância, utilizadas como complementação deste esquema para falhas além do alcance das unidades de subalcance (RU) dos dois terminais.

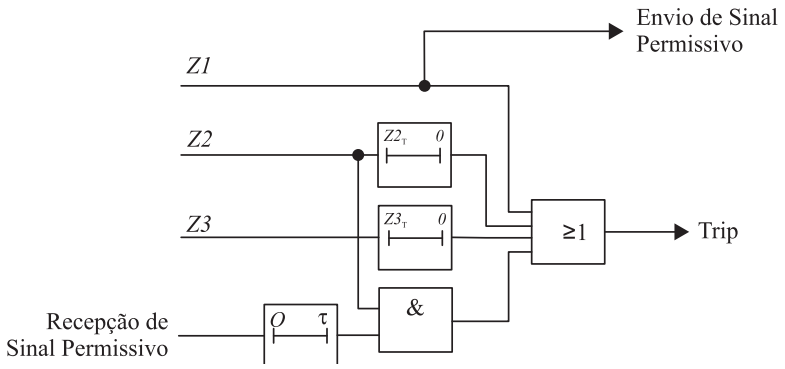


Figura 1.59 – Lógica do esquema PUTT

Quando as unidades de subalcance detectam uma falta, elas provocam o disparo imediato do disjuntor local e enviam sinal permissivo para o terminal remoto. As unidades de sobrealcance só provocam disparo se o sinal permissivo for recebido quando as mesmas estiverem atuadas. Desta forma, temos uma segurança adicional, que não existe no esquema DUTT, ou seja, o sinal recebido pelo canal de comunicação, por si só, não provoca disparo. Há necessidade de atuação das unidades de sobrealcance. As unidades de sobrealcance, normalmente, também estão associadas a um temporizador para disparo temporizado para falhas fora do alcance das unidades de subalcance, em casos de indisponibilidade do canal de comunicação.

1.7.5 – Esquema de transferência de disparo permissivo por sobrealcance (POTT)

Este esquema, mostrado de forma simplificada na figura 1.60, necessita de unidades de sobrealcance para falhas entre fases e fase-terra, em cada terminal, e de equipamentos de comunicação (TX, RX). Neste esquema, as unidades de sobrealcance devem atuar para todas as falhas internas, enviando sinal permissivo para o terminal remoto. A recepção de sinal permissivo, juntamente com a atuação da unidade de sobrealcance local, completa a lógica do esquema, provocando a abertura do disjuntor.

As unidades devem ser ajustadas em sobrealcance, de modo que haja garantia de atuação para falhas nas barras remotas.

Deve ser verificado se ocorre subalcance em caso de linhas paralelas devido ao efeito da impedância mútua de sequência zero.

Este esquema é o mais utilizado nas LTs de alta e extra alta tensão do sistema brasileiro. Geralmente, neste esquema, a unidade de zona 1 da proteção de distância é utilizada como função de disparo local, independentemente da teleproteção, podendo, além disso, enviar comando de transferência de disparo para o terminal remoto por meio de um esquema DUTT (transferência de disparo direto por subalcance).

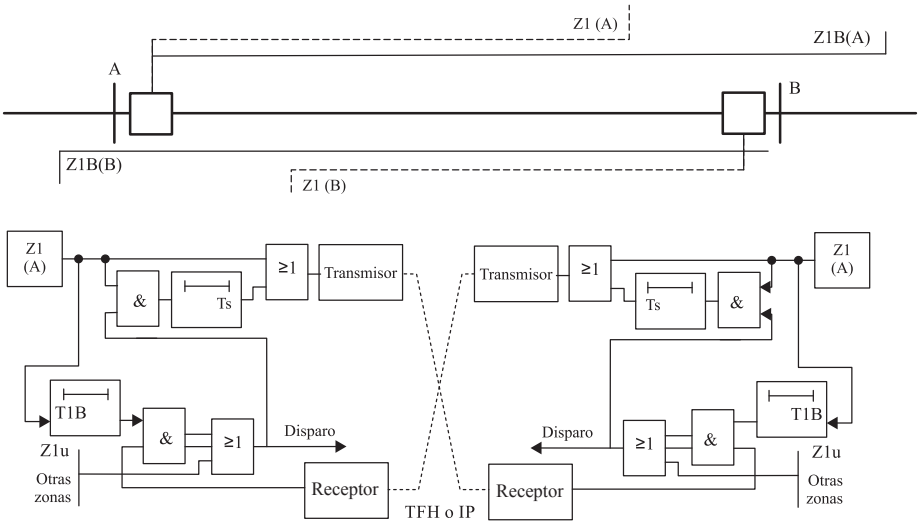


Figura 1.60 – Esquema de transferência de disparo permissivo por sobrealcance (POTT)

Este esquema necessita de lógicas adicionais para o perfeito funcionamento, tanto para eliminação de falhas internas, quanto para não atuação para falhas externas.

A figura 1.61 apresenta a lógica simplificada de atuação deste esquema.

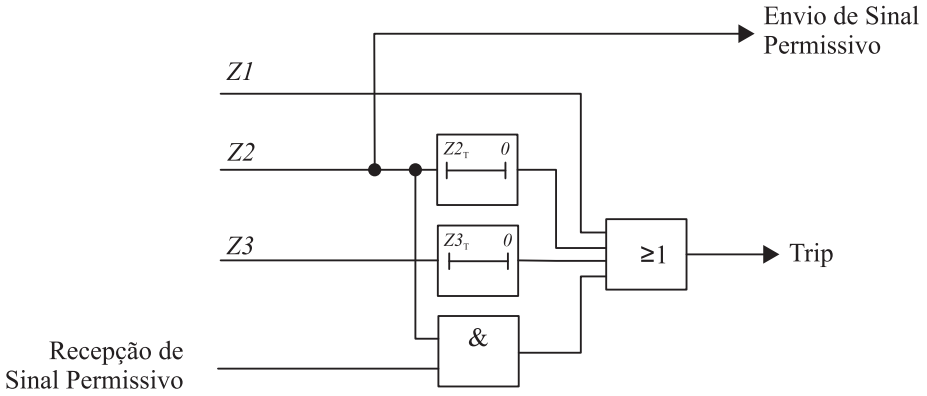


Figura 1.61 – Lógica do esquema POTT

1.7.5.1 – Lógica de transient blocking associada aos esquemas de transferência de disparo permissivos por sobrealcance (POTT)

A figura 1.62 ilustra um problema que ocorre na eliminação sequencial de falhas externas em linhas paralelas dotadas de esquemas de teleproteção permissivos de sobrealcance.

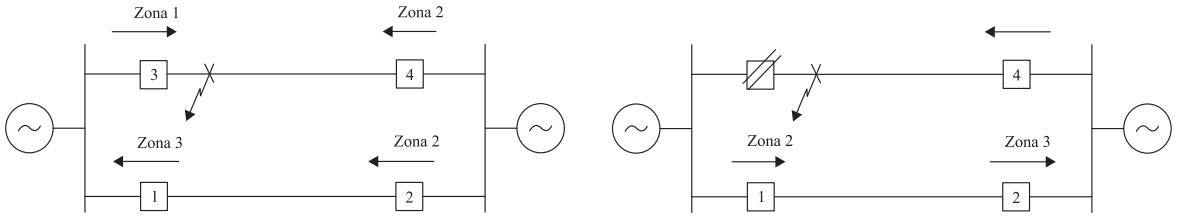


Figura 1.62 – Eliminação sequencial de falhas em LTs paralelas – lógica de *transient blocking*

Durante a falta próxima ao disjuntor 3, com todos os disjuntores fechados, ocorre envio de sinal permissivo da proteção associada ao disjuntor 2 para a proteção associada ao disjuntor 1. O disjuntor 2 não abre porque a proteção 1 enxerga a falta na direção reversa, e não envia sinal permissivo para o terminal remoto.

Ocorrendo a abertura do disjuntor 3 antes do 4 (o que é provável de acontecer, pois a zona 1 da proteção associada ao disjuntor 3 provoca o disparo direto desse terminal), ocorre inversão de corrente na linha sã e a proteção 1 enxerga, agora, a falha na direção direta. Como ela estava recebendo sinal permissivo enviado para a proteção 2, pode ocorrer a abertura incorreta do disjuntor 1 para esta falha externa. Isto é mais provável de ocorrer com as unidades de sobrecorrente direcionais 67N associadas ao esquema POTT, por problemas de sensibilidade.

Para evitar atuações incorretas nestas situações, os esquemas de teleproteção do tipo transferência de disparo permissivos de sobrealcance são dotados de lógicas de *transient blocking*, que dependem do fabricante da proteção, mas, como filosofia geral, devem atender aos seguintes critérios:

- Devem permitir o *trip* da proteção, por certo intervalo de tempo, após a recepção de sinal permissivo para falhas internas e não atuação de unidades reversas, características de uma falha interna. Este tempo geralmente é da ordem de 40 ms;
- Devem bloquear a proteção em 1 e o envio de sinal permissivo, antes que o disjuntor 3 abra, ou seja, antes que ocorra reversão de corrente na linha sã;
- Devem resetar imediatamente quando da detecção de falhas internas na linha.

A figura 1.63 mostra uma lógica de *transient blocking* de determinado fabricante.

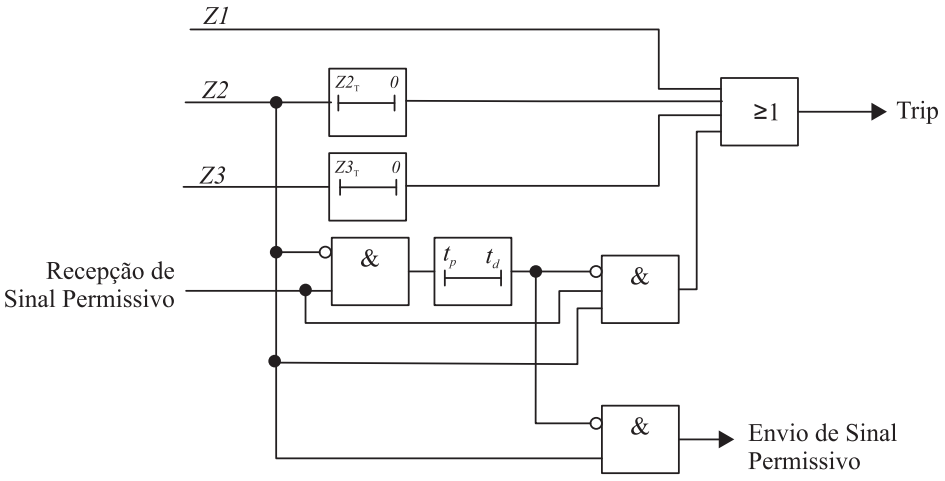


Figura 1.63 – Lógica de *transient blocking*

Podemos observar que, se for recebido sinal permissivo, o disparo pela zona 2 é permitido durante um tempo t_p (ms), após o qual o disparo local e o envio de sinal permissivo pelo terminal são bloqueados. Se o sinal permissivo for recebido e a zona 2 atuar antes do tempo t_p (ms), o disparo do terminal irá ocorrer. Quando o sinal permissivo deixa de ser recebido, o bloqueio é mantido durante um tempo t_d (ms). Valores típicos para t_p e t_d são 40 ms e 50 ms, respectivamente.

1.7.5.2 – Esquemas de ECO e fraca alimentação associados aos esquemas de transferência de disparo permissivos por sobrealcance (POTT)

Os esquemas de teleproteção permissivos de sobrealcance possuem lógicas especiais cujo objetivo é permitir a abertura da linha, quando de falha interna, caso um dos terminais da mesma esteja aberto ou a contribuição de curto-circuito para falhas internas seja insuficiente para provocar a atuação das proteções locais (terminal fraco). As filosofias destas lógicas são:

- Retransmitir o sinal permissivo recebido para o terminal remoto, sob condições específicas (lógicas de ECO);
- Permitir a abertura dos terminais "fracos" em alta velocidade em condições de falhas internas, sem depender de envio de sinal de transferência de disparo dos terminais "fortes". A figura 1.64 mostra essas lógicas de forma simplificada.

O sinal permissivo recebido é retransmitido para o terminal remoto por meio do AND 2, caso não haja atuação de unidades reversas de distância ou de sobrecorrente direcional 67N. Isto caracteriza que temos uma falha interna na linha e este terminal é "fraco". O sinal de ECO é mantido durante certo tempo (x) para garantir a eliminação da falha interna pelo terminal "forte".

Ocorrendo uma saída de transmissão de ECO e, simultaneamente, ocorrendo a detecção de subtensão (27L) na linha, ou sobretensão residual (59N) no OR 3, teremos o disparo do terminal pela lógica de *weak infeed*. Esta lógica nem sempre é ativada e, quando não for, deve ser garantido o disparo do terminal "fraco" por transferência de disparo do terminal "forte", após o mesmo abrir por atuação do esquema permissivo de sobrealcance com a recepção do sinal permissivo de ECO enviado pelo terminal "fraco".

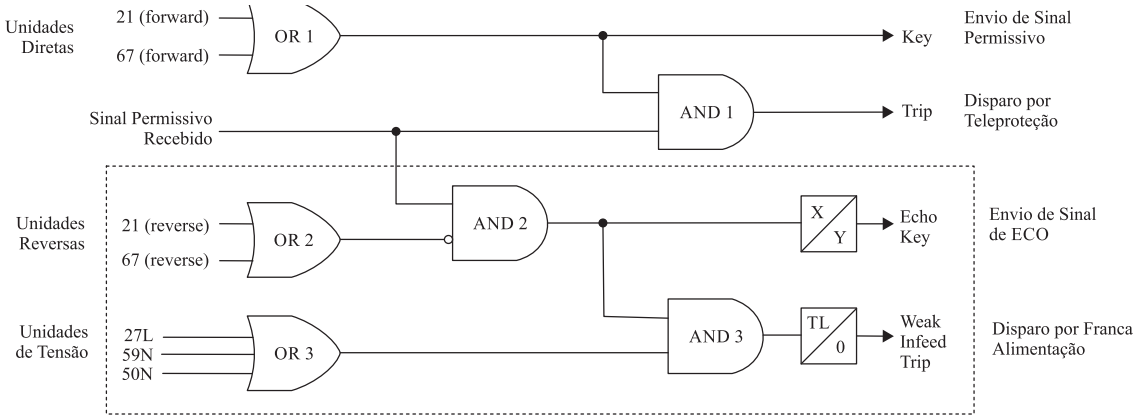


Figura 1.64 – Lógicas de ECO e weak infeed

As filosofias das lógicas de ECO utilizadas pelos diferentes fabricantes não variam muito. Basicamente, as lógicas consistem em retransmitir o sinal permissivo, recebido do terminal remoto e mantido por um determinado tempo, descaracterizando ruídos no canal de comunicação, se não tivermos atuação de nenhuma unidade direcional reversa, caracterizando que a falha é interna à linha. (alguns fabricantes supervisionam a atuação da lógica verificando a não atuação de nenhuma unidade da proteção, direta ou reversa).

Uma falha interna com fraca alimentação por um dos terminais é caracterizada por:

1 - Envio de sinal permissivo do terminal "forte" para o terminal "fraco";

2 - Não atuação de proteção no terminal "fraco";

3 - Subtensão ou sobretensão de sequência zero no terminal "fraco";

4 - Recepção de sinal permissivo no terminal "fraco".

As principais temporizações envolvidas nesta lógica, que podem variar dependendo do fabricante, são:

Temporização de *pickup* da lógica de ECO – cujo objetivo é assegurar que as unidades reversas terão tempo suficiente para bloquear as lógicas de ECO para falhas externas e também assegurar que os sinais permissivos recebidos não são ruídos introduzidos nos canais de comunicação. Os ajustes típicos para esta temporização são de 2 a 3 ciclos.

Temporizador de duração do sinal de ECO – define a duração do sinal de ECO com o objetivo de evitar que ambos os terminais mantenham os canais de comunicação (sinal permissivo) em um contínuo *trip* chaveado. Um valor típico para o ajuste deste temporizador é de 5 ciclos.

A lógica de *week infeed*, ou *trip* por fraca alimentação, atua se forem satisfeitas as condições de ECO e, adicionalmente, for detectada a condição de subtensão ou tensão residual elevada no terminal.

Estas condições são supervisionadas por uma unidade de subtensão conectada entre fases e uma unidade de sobretensão residual para permitir o disparo local.

1.7.6 – Esquemas de comparação direcional por sinal de bloqueio (Directional Comparison Blocking -DCB)

A figura 1.64 mostra a lógica simplificada do esquema de comparação direcional por sinal de bloqueio. Este esquema requer unidades de sobrealcance ($Z2_A$ e $Z2_B$) e unidades reversas ($Z3_A$ e $Z3_B$) em cada terminal. Unidades de distância são utilizadas quase que exclusivamente para falhas entre fases, mas unidades de distância ou unidades de sobrecorrente direcionais são utilizadas para detecção de falhas à terra. O canal de comunicação utilizado neste tipo de esquema é do tipo *on-off*. O canal de comunicação só é utilizado na ocorrência de falhas externas, para envio de sinal para bloqueio de atuação da proteção do terminal remoto. O transmissor normalmente está no estado *off* e é chaveado para o estado *on* pela atuação da unidade reversa de bloqueio ($Z3_A$ e $Z3_B$).

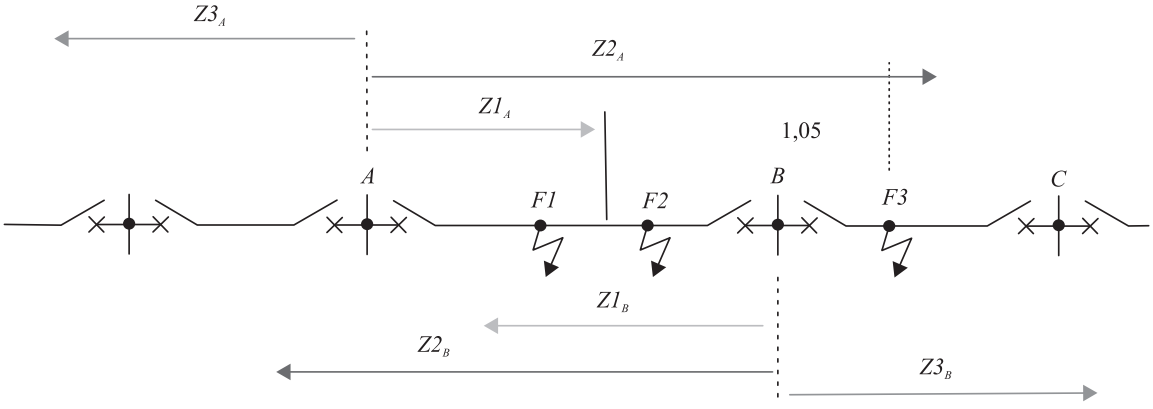


Figura 1.65 – Esquema de comparação direcional por sinal de bloqueio *(Directional Comparison Blocking)*

As funções de sobrealcance ($Z2_A$ e $Z2_B$) devem ser ajustadas de modo a detectar falhas em toda extensão da linha de transmissão. As unidades de bloqueio ($Z3_A$ e $Z3_B$) devem ser ajustadas de modo a atuar para todas as falhas que estejam dentro dos alcances das unidades de sobrealcance remotas.

Para uma falta externa à linha, uma ou mais funções de bloqueio atuam para chavear seu respectivo transmissor para envio de sinal de bloqueio para o terminal remoto. A recepção do sinal de bloqueio irá bloquear o *trip*, mesmo que tenha havido a atuação da unidade de sobrealcance. Uma pequena temporização é necessária para permitir a chegada do sinal de bloqueio antes que a proteção local possa atuar, de modo a impedir atuações incorretas para falhas externas.

A *dependability* deste esquema é alta, uma vez que ele atua para falhas internas mesmo que haja falha no canal de comunicação. Por outro lado, sua *security* é inferior à dos esquemas permissivos, uma vez que ele pode atuar incorretamente para uma falha externa caso haja falha do canal de comunicação. Este esquema também não requer lógica de ECO para atuação em casos de falhas internas com um terminal "fraco", mas também não são capazes de atuar em terminais "fracos" cuja contribuição de corrente para uma falha interna for inferior à corrente mínima de atuação das unidades de sobrealcance.

As unidades de sobrealcance também podem ser associadas a temporizadores para disparo temporizado para falhas dentro do alcance das unidades de sobrealcance. A figura 1.66 mostra a lógica simplificada de atuação do esquema DCB. A lógica não mostra a pequena temporização introduzida no sinal de atuação da unidade Z2 antes da emissão do sinal de *trip*, que é necessária para aguardar sinal de bloqueio do terminal remoto em casos de falhas externas vistas por essa unidade.

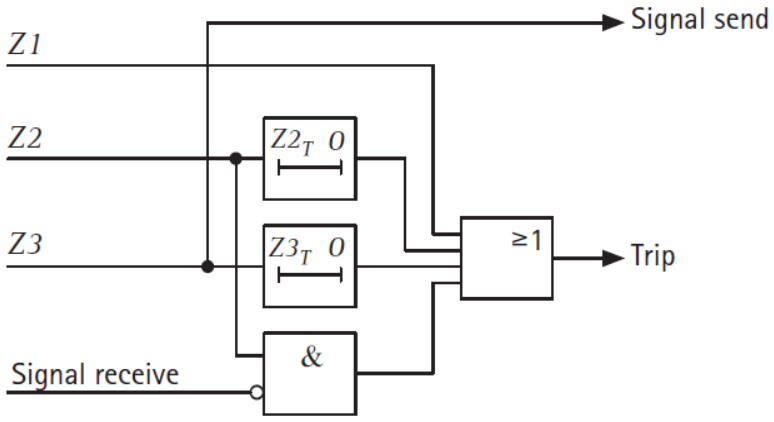


Figura 1.66 – Lógica simplificada do esquema DCB

1.7.7 – Esquemas de transferência de disparo permissivo por desbloqueio – POU (*Permissive Overreaching Unblocking)*

O esquema de transferência de disparo permissivo por desbloqueio, mostrado na figura 1.67, é similar ao esquema de transferência de disparo permissivo por sobrealcance, possuindo unidades de sobrealcance em ambos os terminais (unidades de distância para falhas entre fases e unidades de distância e sobrecorrente residuais direcionais para falhas à terra). Este esquema possui uma lógica especial para conviver com uma possível perda do sinal de comunicação durante a ocorrência de uma falha interna à linha. Esta lógica requer a utilização de

um canal de comunicação que transmita um sinal de *guard* contínuo em condições normais de operação, sem falha na linha, e que seja chaveado para uma frequência de *trip* quando as unidades de sobrealcance detectam uma falha. Para conviver com a perda do sinal causada pela falha, a lógica de desbloqueio permite que o receptor exiba uma saída de *trip* por certo tempo após a perda do sinal de *guard*. Se, durante esse tempo, ocorrer a atuação das unidades de sobrealcance, o *trip* do terminal da linha irá ocorrer.

Se a perda do canal de comunicação for devido à falta, pelo menos uma das funções de sobrealcance irá atuar. Então o disparo irá ocorrer quando a saída de desbloqueio for ativada no receptor. Se nenhuma função de sobrealcance for ativada durante esse tempo (tipicamente entre 150 ms e 300 ms), o canal de comunicação é bloqueado até que o sinal de *guard* retorne por um tempo.

Normalmente, esta lógica é utilizada quando a comunicação utilizada é o *carrier*.

A figura 1.68 mostra a lógica POU simplificada de determinado fabricante.

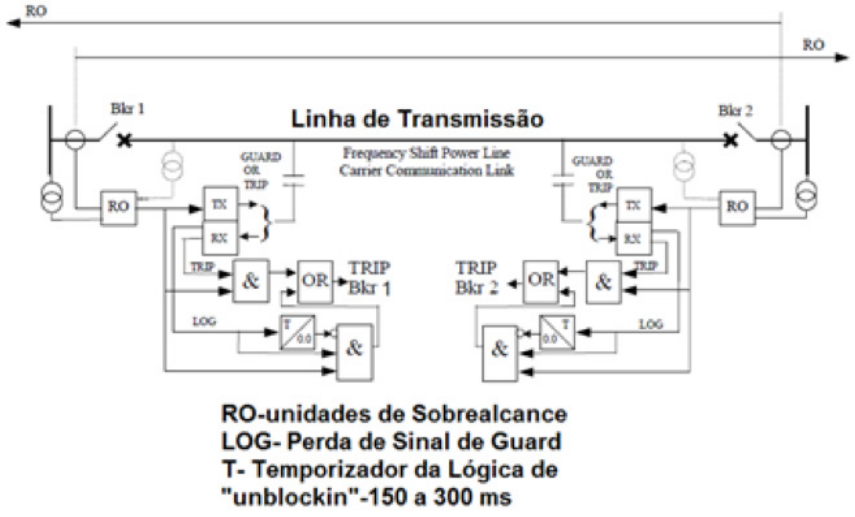


Figura 1.67 – Esquema de transferência de disparo permissivo por desbloqueio (POU)

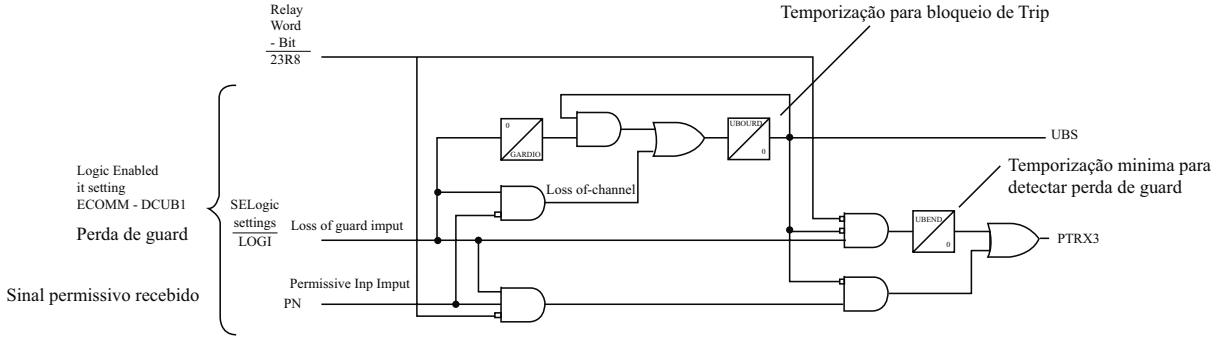


Figura 1.68 – Lógica simplificada – esquema (POU) de determinado fabricante

1.8 – Proteção de linhas de transmissão com compensação série

O objetivo principal da aplicação de compensação série em linhas de transmissão é a redução da reatância da linha, o que aumenta sua capacidade de transmissão de potência e melhora as condições de estabilidade do sistema.

A potência reativa gerada pelo banco de capacitores série é proporcional ao quadrado da corrente que flui através deste, de modo que o banco de capacitores apresenta um efeito de melhoria da regulação de tensão. Quando o carregamento da linha aumenta, a potência reativa gerada pelo banco série também aumenta de forma automática, melhorando, desta forma, o controle de tensão.

Os principais benefícios da aplicação de compensação série em linhas de transmissão são os seguintes:

- Melhoria das condições de controle de tensão;
- Aumento da capacidade de transmissão de potência da linha;
- Melhoria das condições de estabilidade transitória;
- Divisão de potência entre circuitos paralelos.

A utilização de bancos de capacitores série nas linhas de transmissão provoca problemas de inversão de corrente e inversão de tensão, que afetam os relés de proteção, como será visto posteriormente.

1.8.1 – Benefícios da aplicação de bancos de capacitores série

1.8.1.1 – Regulação de tensão em regime permanente e aumento dos limites de colapso de tensão

Um banco de capacitores série é capaz de compensar a queda de tensão na indutância série da linha, conforme mostrado na figura 1.69.

Durante condições de carga leve (*load* 1), a queda de tensão no sistema, bem como no banco série, é menor. Durante condições de carga pesada (*load* 2), a tendência é de uma queda de tensão mais acentuada no sistema, o que é compensado pela presença do banco de capacitores série.

A figura 1.70 mostra os perfis de tensão na barra B para vários graus de compensação ($k = X_C/X_L$), onde se mostra óbvio o benefício da compensação.

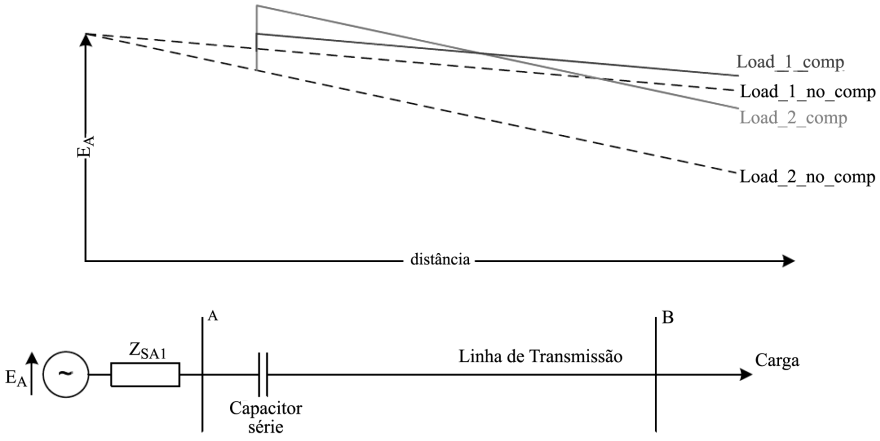


Figura 1.69 – Aplicação de compensação série em circuito radial

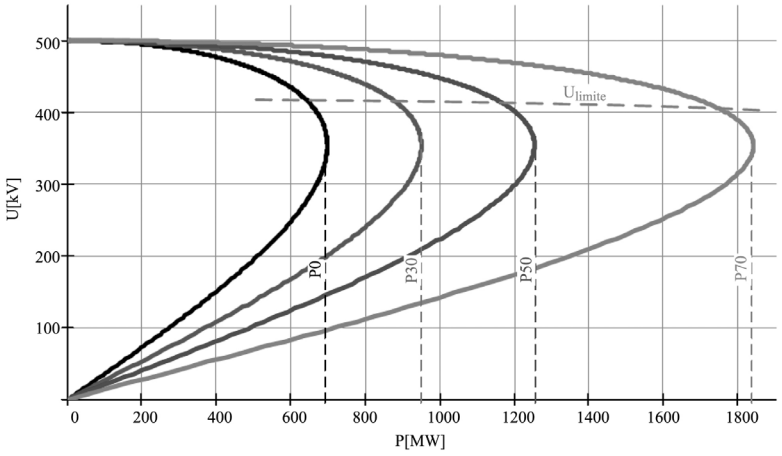


Figura 1.70 – Perfil de tensão para vários graus de compensação (0,30%, 50% e 70%)

1.8.1.2 – Melhoria das condições de estabilidade e aumento dos limites de transmissão

O critério das áreas iguais será utilizado para ilustrar o ganho que ocorre nos limites de estabilidade com a aplicação dos capacitores série.

Em regime permanente, a potência mecânica da turbina P_{mech} é igual à potência elétrica de saída do gerador P_E e o ângulo do gerador é δ_0. Se uma falha ocorrer no lado de AT do transformador elevador, próximo à usina, a potência elétrica do gerador reduz a zero. Isto significa que a velocidade do rotor irá aumentar e que a diferença entre o ângulo do gerador e o da barra infinita irá aumentar durante a falta (figura 1.71). No instante da eliminação da falta, esse ângulo tem o valor δ_c. Após o religamento do sistema, a potência transmitida excede a potência mecânica e o rotor desacelera, até que a condição $A_{AACC} = A_{DEC}$ não tenha sido atingida. A condição crítica para que a estabilidade seja mantida é a de que o ângulo δ_{CR} não seja atingido durante o período de desaceleração.

Desta forma, o sistema será estável se $A_{ACC} \leq (A_{DEC} + A_{SM})$. A margem de estabilidade é estabelecida pela diferença entre a energia de desaceleração (área entre P(δ) e P_{Mech}, a diferença angular entre δ_C e δ_{CR}), e a energia de aceleração, representada pela área A_{SM}.

É notável o aumento na margem de estabilidade dado pela instalação do capacitor série. O capacitor melhora as condições de estabilidade de duas maneiras: ele diminui o ângulo inicial δ_0 correspondente a uma certa e também desloca a curva de transferência de potência para cima (figura 1.72).

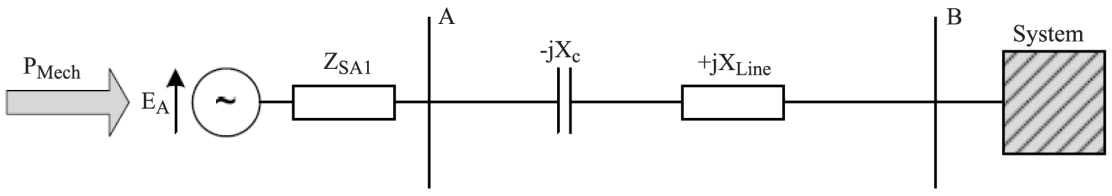


Figura 1.71 – Sistema de máquina contra barra infinita

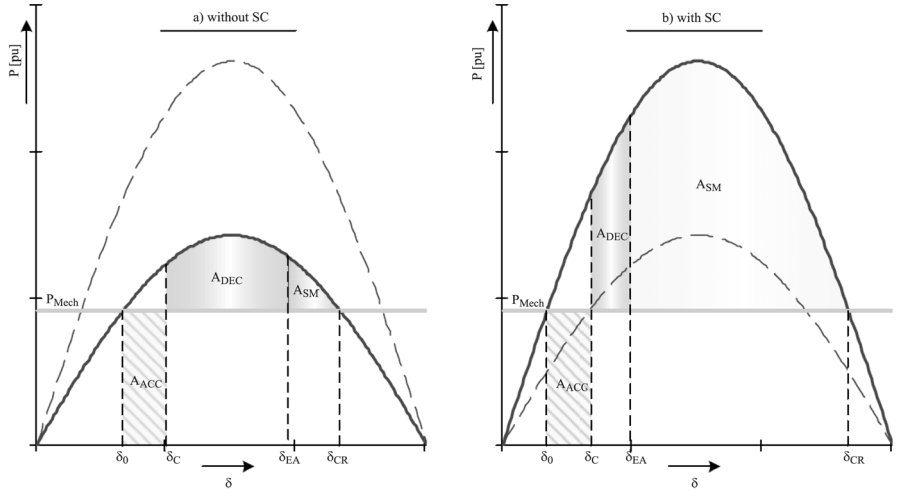


Figura 1.72 – Critério das áreas iguais com e sem banco de capacitor

1.8.1.3 – Aumento da capacidade de transferência de potência

A potência transmitida por uma linha de transmissão é dada por:

$$P = \frac{|U_A| \cdot |U_B| \cdot \sin(\delta)}{X_{Line} - X_C} = \frac{|U_A| \cdot |U_B| \cdot \sin(\delta)}{X_{Line} \cdot (1 - K_C)}$$

Onde K_c é o grau de compensação. A figura 1.73 mostra o efeito na potência de transferência, considerando como constante o ângulo δ entre as duas fontes. Na prática, os graus de compensação variam entre 20% e 70%.

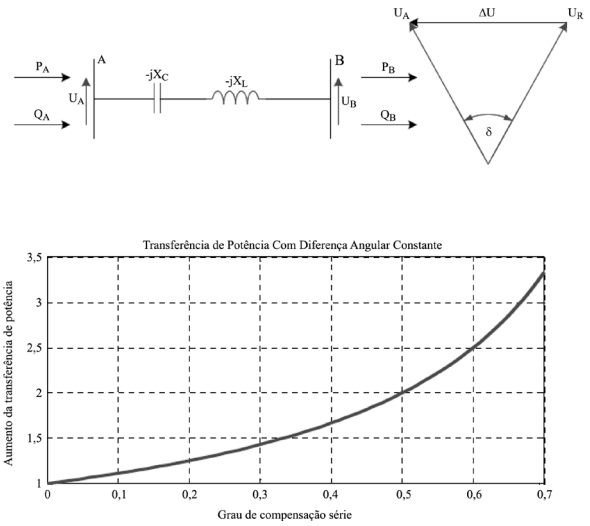


Figura 1.73 – Aumento da capacidade de transferência de potência em função do grau de compensação

1.8.1.4 – Outros benefícios que podem ser obtidos pela utilização de bancos de capacitores série

Além dos benefícios descritos, os bancos série também podem ser utilizados para controlar a distribuição de potência ativa entre circuitos paralelos, o que diminui as perdas da transmissão e também reduz os custos de construção de uma nova linha de transmissão e o impacto ambiental que poderia ser causado por esta construção.

1.8.2 – Bancos de capacitores série controlados a tiristor (TCSC)

Um banco de capacitores série controlado a tiristor (figura 1.74) permite o controle contínuo da reatância do banco, por meio do controle da corrente no circuito paralelo (jX_L) com o uso dos tiristores.

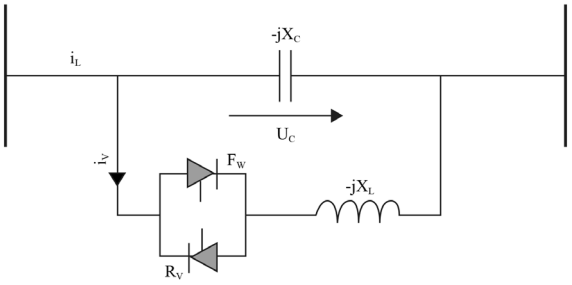


Figura 1.74 – Banco de capacitores série controlado a tiristor (TCSC)

O circuito principal do TCSC consiste de um banco de capacitores série e de um ramo indutivo em paralelo, controlado a tiristor. O banco série pode ter um valor de reatância de 10 Ω a 30 Ω /fase e uma corrente nominal de 1.500 A a 3.000 A. A principal aplicação do TCSC é no controle de oscilações.

1.8.3 – Localização dos bancos de capacitores série

A figura 1.75 mostra o *layout* de um banco de capacitores série, formado por vários segmentos conectados em série. As tensões nominais dos bancos variam de 33 kV a 800 kV.

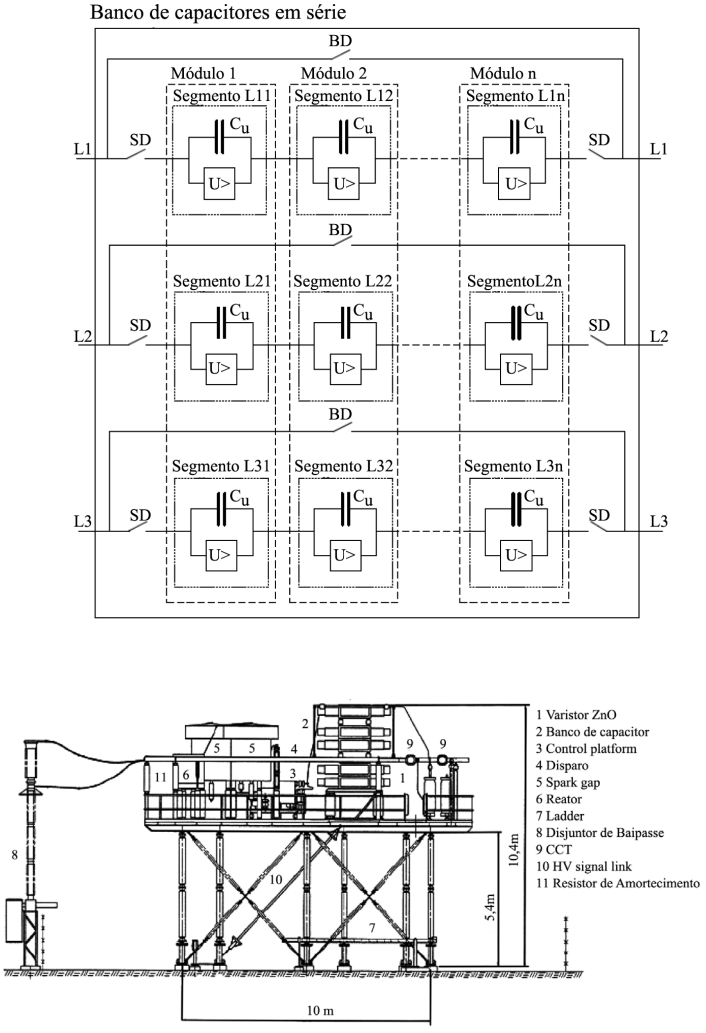


Figura 1.75 – *Layout* de banco de capacitores série

A figura 1.76 mostra as localizações possíveis de bancos de capacitores série nas linhas de transmissão. Pode ser mostrado que a compensação série é mais efetiva e apresenta menos problemas para as proteções quando localizada na parte central da linha de transmissão, conforme figura 1.99(a), e com graus de compensação até 50%. Entretanto, esta solução implica em se ter uma instalação desassistida no meio da linha, ou devem ser previstos meios para controle do banco, local ou remotamente. Desta forma, o mais usual é que os bancos sejam localizados nas subestações, conforme figura 1.75(c).

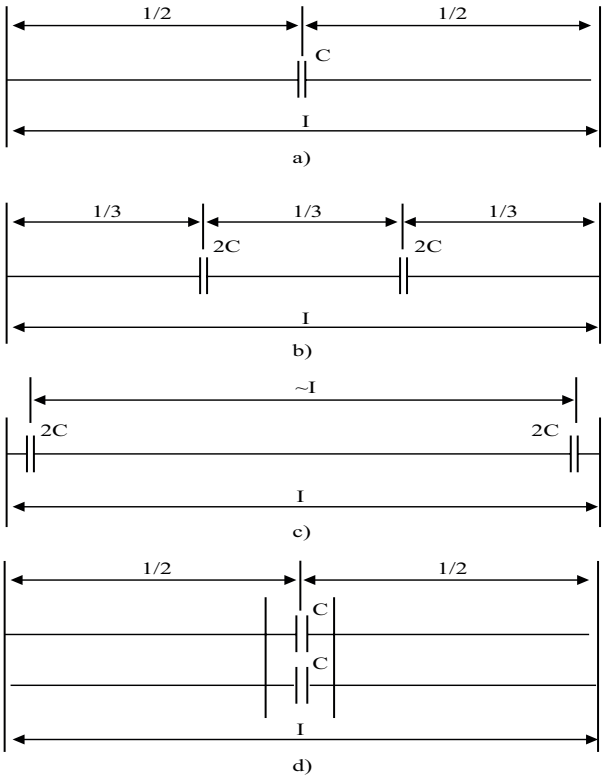


Figura 1.76 – Localização dos bancos de capacitores série

1.8.4 – Requisitos de proteção intrínsecas dos bancos de capacitores série

Os requisitos de proteção intrínseca e controle dos bancos de capacitores são similares entre os diversos fabricantes. As funções de proteção e controle dos bancos podem ser divididas nos seguintes grupos:

- Proteções para falhas internas;
- Proteções para condições anormais de operação;
- Proteção contra efeitos indesejados provocados pelos bancos;
- Controle dos bancos de capacitores.

Para falhas internas temos as seguintes proteções:

- Proteção de desbalanço;
- Proteção de descarga para a plataforma;
- Proteção de falha do *gap*;
- Proteção de falha do MOV;
- Proteção de falha do disjuntor de *bypass*;

- Proteção de discordância de polos do disjuntor do banco.

Para condições anormais de operação, este grupo inclui as seguintes funções:

- Proteção de sobrecarga do banco;
- Proteção de sobrecarga do MOV.

Para efeitos indesejados**,** temos:

- Proteção de ressonância subsíncrona;
- Proteção de ressonância sub-harmônica.

As principais funções de controle do banco série são:

- Inserção automática;
- Inserção manual;
- *Bypass*;
- Funções de reinserção.

A figura 1.77 mostra os principais elementos dos bancos de capacitores série:

01 - Capacitor
02 - Varistor
03 - Gap
04 - Disjuntor de “By-Pass”
05 - Reator
06 - Resistor Linear
08 - Plataforma
09 - Chave Isoladora
10 - Chave de “By-Pass”
11 - Chave de Aterramento
12 - Tiristor

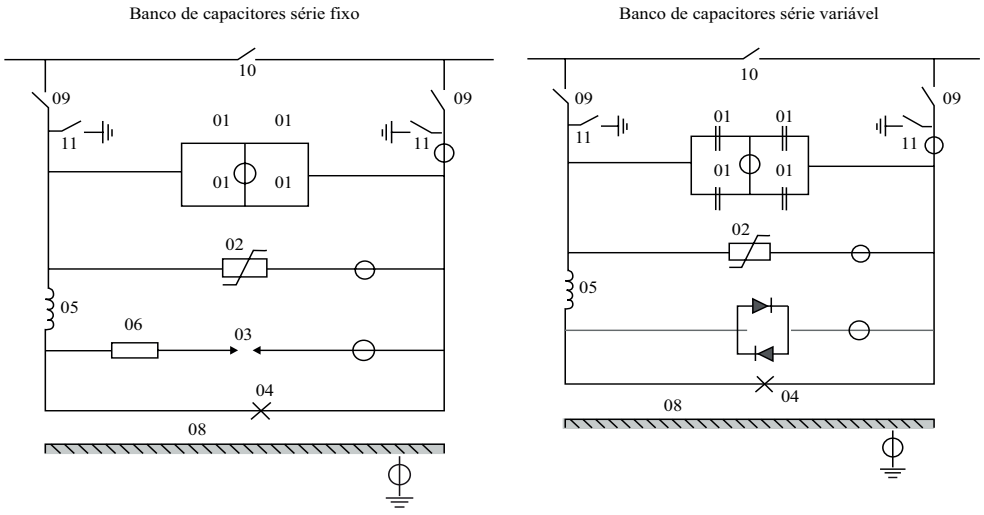


Figura 1.77 – Principais elementos dos bancos de capacitores série

O MOV protege o banco contra sobretensões causadas pelas corrente de curto-circuito que circulam através do banco para falhas internas e externas à linha de transmissão. Os bancos modernos utilizam MOV (*Metal Oxid Varistors*) para limitar a tensão através do banco a níveis que variam tipicamente entre 2,0 e 2,5 pu, baseado na tensão pelo banco com corrente nominal. Durante condições de falta, o MOV absorve energia e o *gap* e o disjuntor de *bypass* protegem o MOV, dentro do limite de capacidade de absorção de energia, por meio do *bypass* do conjunto capacitor/MOV.

A tabela 1.5 mostra as principais funções de proteções intrínsecas dos bancos de capacitores série e suas ações.

Tabela 1.5 – Funções de proteção intrínsecas dos bancos de capacitores série

Function	Alarm level	Bypass	Permanent lockout	Temporary lockout	Permanent bypass	Reinsertion	Others
Flashover to platform protection		X	X				
Spark gap protection		X		X			
Trigger circuit supervision	X (1 sys. fail)	X (2 sys. fail)		X			
Sub-harmonic protection	X	X		X	Only at repeated number of subharmonics	X	
Capacitor discharge function		X		X		X	
Bypass switch failure protection: close failure			X				Line breaker trip
Bypass switch failure protection: open failure		X	X				
Bypass switch pole disagreement protection		X	X				
Disconnector pole disagreement protection	X						

1.8.5 – Tipos de bancos de capacitores série

1.8.5.1 – Bancos de capacitores série fixos

A figura 1.78 mostra os principais arranjos de bancos de capacitores série fixos existentes. A figura 1.78(a) mostra o tipo mais simples, o de *gap* simples, cuja finalidade é disparar para proteger o banco série das sobretensões provocadas pela circulação das correntes de curto-circuito através do banco.

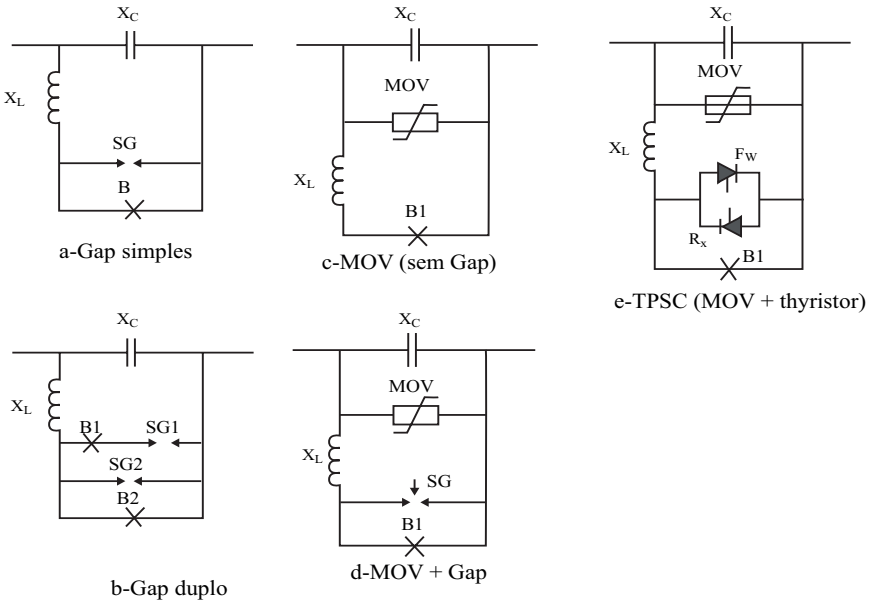


Figura 1.78 – Tipos de bancos de capacitores série fixos

Em paralelo com o *gap*, existe um disjuntor de *bypass* cuja finalidade é proteger o *gap*. O fechamento do disjuntor de *bypass* provoca a extinção da corrente no *gap*. A função do reator X_L é limitar a corrente de descarga do capacitor sobre o *gap* ou por meio do disjuntor de *bypass* após seu fechamento. A deficiência deste esquema é o longo tempo de recomposição do *gap* após sua atuação, tipicamente entre 400 ms e 600 ms, dependendo da corrente de falta passante.

Esse esquema de *gap* simples sofreu melhorias gradativas ao longo do tempo. Com o intuito de reduzir o tempo de reinserção do banco após a eliminação de uma falta externa, dois *gaps* com ajustes distintos foram utilizados (figura 1.78(b)). Com esse arranjo, o tempo de reinserção após a eliminação de falhas externas foi reduzido para 60 ms, utilizando um disjuntor comum como disjuntor de reinserção.

A próxima etapa da evolução consistiu em se utilizar um varistor (MOV) como proteção de sobretensão para os bancos série (figura 1.78 c (sem *gap*) e d (com *gap*)). Com o esquema de MOV, o tempo de reinserção após eliminação de falhas externas foi reduzido a zero, caso o MOV não seja baipassado.

O TPSC (figura 1.78(e)) usa um tiristor para baipasse rápido do capacitor série para falhas internas à linha.

Ao contrário dos *gaps*, os tiristores não requerem nenhum tempo de deionização após condução e, desta forma, podem ser utilizados para baipasse rápido do capacitor série para falhas internas à linha e para reinserção rápida do capacitor quando a falha é eliminada.

1.8.5.2 – Bancos de capacitores série variáveis TSSC e TCSC

Um TCSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*) pode ser utilizado para controle de fluxo de potência, variando a reatância da linha de transmissão em degraus discretos (figura 1.79). Um TSSC consiste de alguns segmentos em série que podem ser inseridos independentemente, de modo a variar o grau de compensação.

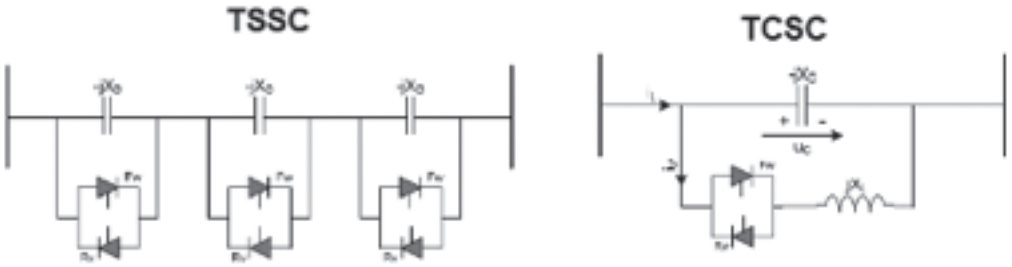


Figura 1.79 – Tipos de bancos de capacitores série variáveis

Um TCSC permite um controle contínuo da reatância capacitiva do banco série por meio da utilização de um circuito em paralelo com o banco, controlado a tiristor.

A impedância aparente do TCSC (impedância vista pelo sistema de potência) pode ser aumentada até 3 vezes a impedância do capacitor e isto pode ser utilizado para amortecimento de oscilações de potência.

1.8.6 – Principais problemas para as proteções ocasionados pela utilização de bancos de capacitores série

A variação da reatância da linha e as oscilações de frequência sub-harmônica causadas pela presença dos bancos de capacitores série afetam os relés de proteção. Os capacitores série também podem gerar transitórios de alta frequência, mas os filtros analógicos e digitais presentes nos relés microprocessados atenuam estas componentes de alta frequência de modo que esses transitórios não afetam os relés digitais. A seguir, iremos mostrar os principais problemas para as proteções provocados pelo capacitor série.

1.8.6.1 – Inversão de tensão

A inversão de tensão é uma variação de 180º no ângulo de fase da tensão de polarização dos relés. A inversão de tensão pode ocorrer para uma falta próxima ao banco de capacitores se a impedância existente entre o relé e a falta for capacitiva, ao invés de indutiva. A inversão de tensão afeta os relés de distância e os relés direcionais.

A figura 1.80 mostra o perfil de tensão e o diagrama vetorial para uma falha trifásica na linha de transmissão. Se a reatância capacitiva do capacitor X_C for maior que a reatância indutiva mX_L existente entre o capacitor e a falta, as tensões V e V' estarão 180º defasadas. A tensão V' é a tensão normal para uma falta na linha sem compensação. A tensão da barra

V está invertida, comparada a V'. Os relés de proteção, que utilizam a informação de tensão proveniente dos DCPs de linha, corretamente identificarão a falta na direção correta. Por outro lado, os relés que utilizam potencial de barra para polarização incorretamente identificarão a falta na direção reversa.

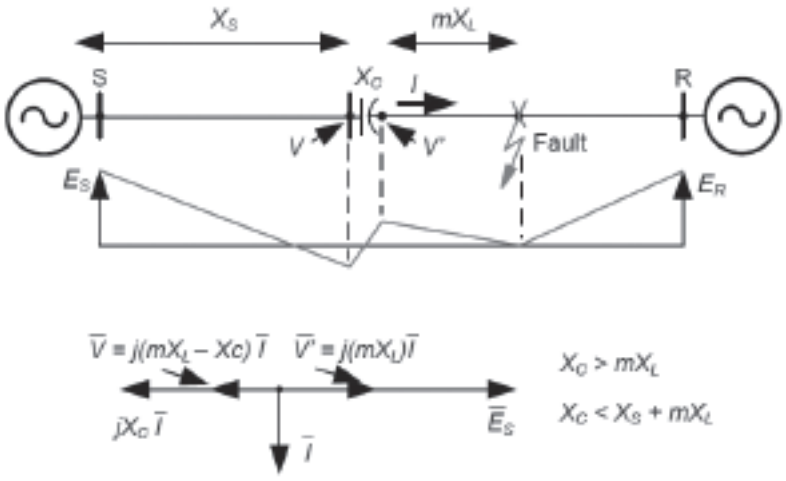


Figura 1.80 – Falha na direção direta – perfil de tensão e diagrama vetorial

A figura 1.81 mostra o perfil de tensão e o diagrama vetorial para uma falha trifásica em uma linha de transmissão adjacente à linha compensada. Se a reatância capacitiva do capacitor X_C for maior que a reatância indutiva mX'_L existente entre a barra e a falta, as tensões V e V' estarão 180º defasadas. A tensão da barra V' é a tensão normal para uma falta na linha sem compensação. A tensão da linha V' está invertida, comparada a V. Os relés de proteção que utilizam a informação de tensão proveniente dos DCPs de linha identificarão uma falta reversa na direção direta. Por outro lado, os relés que utilizam potencial de barra para polarização identificarão a falta na direção correta.

Em geral, os relés de fase que utilizam tensão de polarização do lado em que está a falha, em relação ao banco de capacitores, identificarão corretamente a direcionalidade. Os relés que utilizam informação de potencial do outro lado do banco de capacitores em relação à falta poderão perder a direcionalidade.

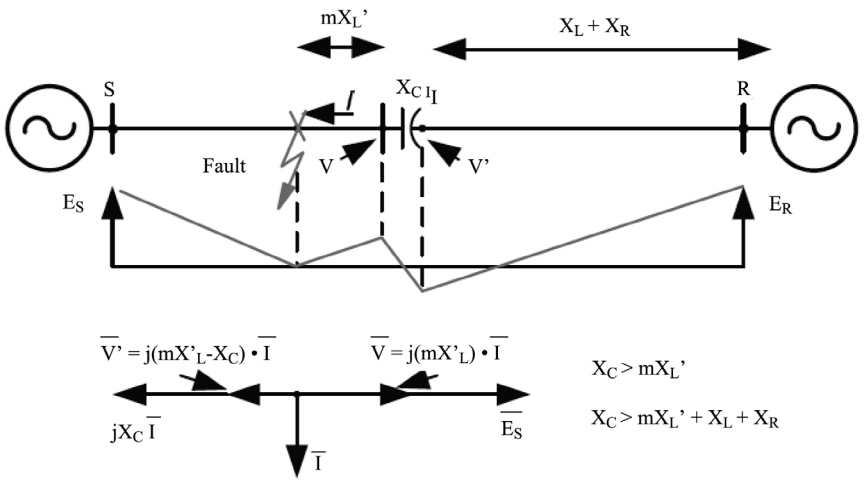


Figura 1.81 – Falha na direção reversa – perfil de tensão e diagrama vetorial

Na figura 1.82, os relés da linha 1 na barra S podem considerar a falha 1 na direção reversa e a falha 2 na direção direta. Os relés da linha 2 na barra S operam corretamente para a falha 2, mas podem operar incorretamente para a falha F1.

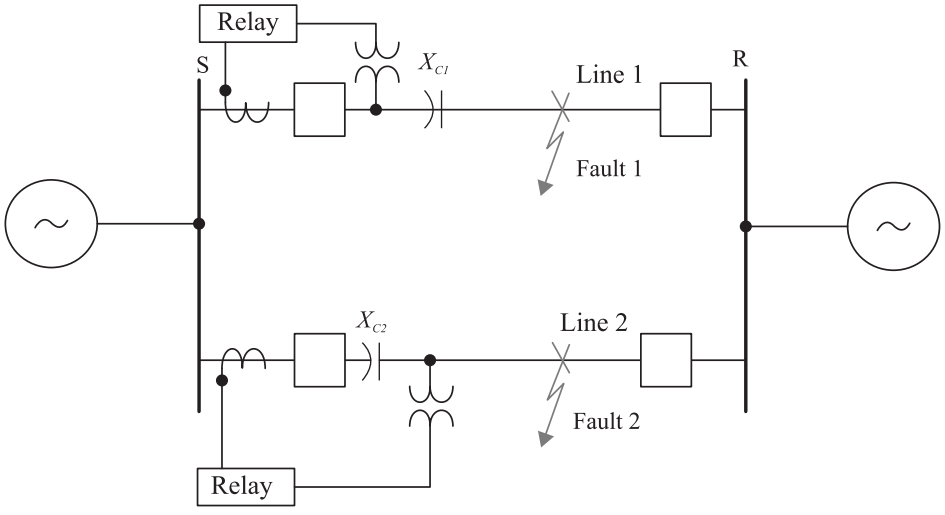


Figura 1.82 – Problema de direcionalidade dos relés

Para os relés direcionais que operam por componentes de sequência negativa ou zero, a inversão de tensão pode ocorrer se a impedância atrás do relé for capacitiva. Uma inversão da tensão de sequência negativa ou zero pode afetar a discriminação direcional das unidades direcionais polarizadas por essas tensões de sequência.

A figura 1.83 mostra o perfil de tensão de sequência negativa para uma falha monofásica no final de uma linha compensada. Se a reatância capacitiva do capacitor série X_C for maior

do que a reatância de sequência negativa da fonte atrás do relé X_{2S}, as tensões V_2 e V'_2 estarão 180º defasadas. A tensão da barra V2 é a tensão normal de sequência negativa para uma falta monofásica na linha compensada. A tensão V'_2 está invertida.

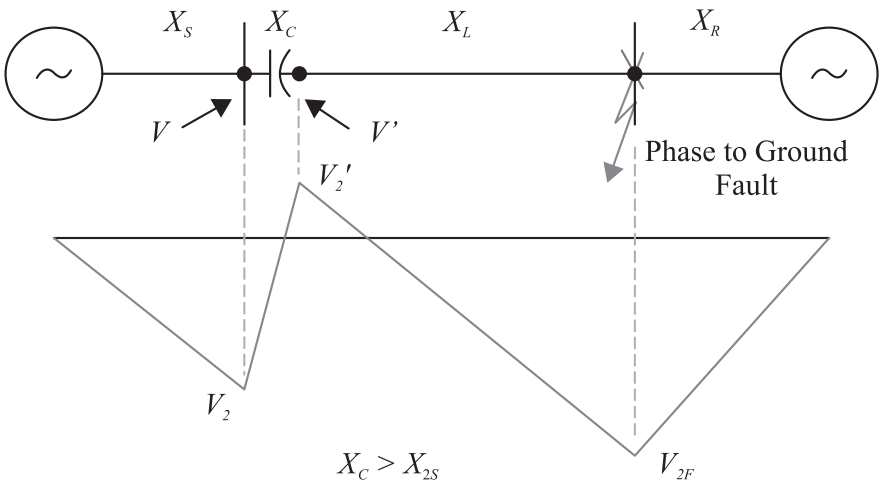


Figura 1.83 – Perfil de tensão de sequência negativa para uma falha monofásica à frente

Uma unidade direcional polarizada por tensão de sequência negativa do lado da linha identificará uma falta direta como sendo reversa. Uma unidade direcional que utilize tensão de sequência negativa da barra terá um desempenho satisfatório.

Uma análise similar mostra que, para falhas monofásicas reversas, o elemento direcional de sequência negativa que utiliza potencial da barra para polarização pode, incorretamente, identificar a falta na direção direta. O elemento direcional de sequência negativa, que utiliza potencial da linha corretamente, identifica a falha na direção reversa.

As unidades direcionais polarizadas por tensão de sequência zero se comportam de modo similar às polarizadas por sequência negativa.

1.8.6.2 – Inversão de corrente

Uma inversão de corrente ocorrerá em uma linha com compensação série quando, para uma falha interna, a impedância equivalente do sistema, de um lado da falta, for capacitiva; e do outro lado da falta, for indutiva. A corrente de curto irá fluir para fora da linha por um dos terminais, situação conhecida como *oufeed*.

A figura 1.84 ilustra as condições requeridas para que ocorra inversão de corrente. O sistema do lado da barra R é indutivo, de modo que a corrente I_R está atrasada da tensão V_R, conforme mostra o diagrama vetorial. Se a reatância capacitiva do capacitor X_C for maior que a reatância indutiva X_S da fonte atrás do relé, o sistema do lado da barra S será capacitivo e a corrente I_S estará adiantada da tensão da barra S V_S. As correntes estarão aproximadamente 180º defasadas, ao invés de estarem em fase para esta condição de falha interna.

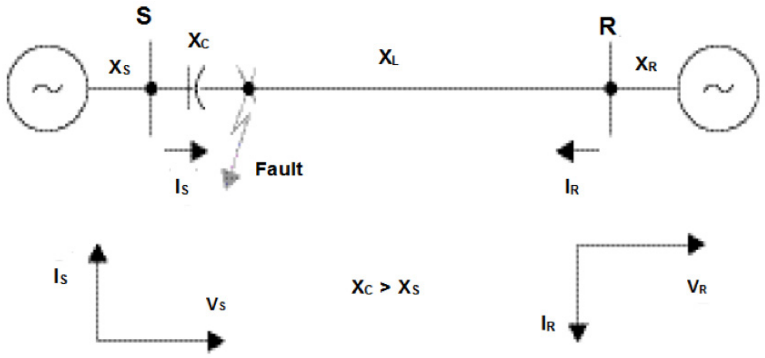


Figura 1.84 – Inversão de corrente em linha com compensação série

Para falhas internas de valores elevados de corrente, os *gaps* dos capacitores irão atuar ou os MOV irão conduzir, baipassando o capacitor. Para essas faltas, não haverá inversão de corrente. Entretanto, para faltas internas de valores elevados de resistência, as baixas correntes irão evitar que os bancos de capacitores sejam baipassados, o que pode criar condições de inversão de corrente.

A inversão de corrente também pode ocorrer nos circuitos de sequência negativa e zero. Para uma falta interna no sistema da figura 1.107, se $X_C > X_{2S}$, as correntes de sequência negativa nos dois terminais estarão aproximadamente 180º defasadas. Se $X_C > X_{0S}$, as correntes de sequência zero nos dois terminais estarão aproximadamente 180º defasadas.

A inversão de corrente afeta os relés direcionais, os relés de distância, os esquemas de comparação de fase e os elementos diferenciais que respondem às correntes de fase ou correntes de sequência negativa ou zero.

1.8.6.3 – Medição de distância

A aplicação de capacitores série introduz erros na medição dos relés de distância, uma vez que eles modificam a impedância da linha de transmissão. Além disso, as oscilações sub-harmônicas causam uma oscilação na impedância medida.

A figura 1.85 mostra uma linha de transmissão com compensação série no meio da linha. Para faltas de valores elevados de corrente, o *gap* do capacitor dispara e baipassa o capacitor, de modo que o relé mede a impedância correta da linha para uma falta no final da linha (linha tracejada na figura). O círculo tracejado mostra a característica da zona 1 de uma proteção de distância ajustada para 90% da impedância de sequência positiva da linha quando o capacitor está fora de serviço (baipassado).

Para falhas de baixas correntes, o *gap* não dispara e o capacitor permanece em serviço. A reatância capacitiva modifica a medição de distância (linha cheia na figura 1.84). A unidade MHO ajustada para 90% da impedância da linha irá sobrealcançar nesta situação. A solução tradicional para este problema é ajustar o relé para 90% da impedância da linha com o

capacitor em serviço (círculo menor na figura). Entretanto, esta solução faz com que o alcance da zona 1 caia para aproximadamente 50% da impedância da linha para faltas de valores elevados de corrente, quando o capacitor estiver baipassado.

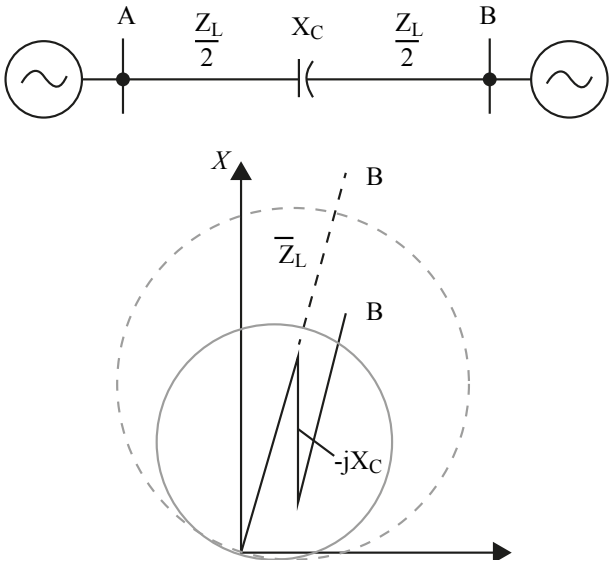


Figura 1.85 – Efeito da compensação série na medição de distância

O efeito dos capacitores série nos relés de distância é mais crítico quando os capacitores estão localizados nos terminais da linha (o caso mais comum) do que quando estão localizados no meio da linha. Os capacitores nos terminais não afetam somente a medida de distância, mas afetam também a direcionalidade dos relés por causa da inversão da tensão de polarização.

A figura 1.86 mostra uma linha com compensação série no início e a característica da zona 1 de um relé de distância tipo MHO que protege a linha e a característica da zona 1 de um relé de distância tipo MHO que protege uma linha adjacente.

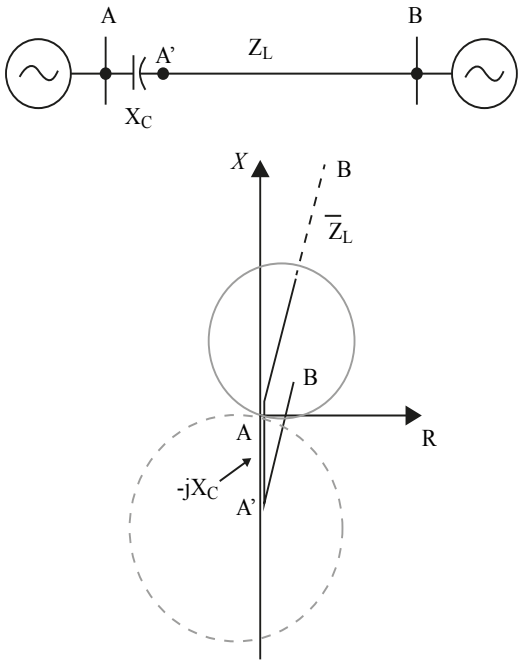


Figura 1.86 – Linha com compensação série no início

Neste exemplo, estamos supondo que ambos os relés recebem alimentação de tensão de polarização de TPs conectados à barra A.

Para faltas de valores elevados de corrente na linha A-B, os *gaps* do capacitor atuam e baipassam o mesmo. As unidades de distância se comportam adequadamente nestes casos. Para faltas de baixos valores de corrente, o capacitor permanece em serviço. Se a falta for próxima ao capacitor (ponto A'), a impedância medida fica fora da característica de operação do relé da linha compensada. O relé interpreta que esta falta está na direção reversa. Por outro lado, a impedância medida cai dentro da característica de operação do relé da linha adjacente e provoca a atuação incorreta deste relé para uma falta externa.

A figura 1.87 mostra os resultados de uma simulação que mostra os efeitos das oscilações sub-harmônicas na impedância medida por um relé de distância, cuja característica de zona 1, ajustada para um valor de impedância de 2,5 ohms, está também mostrada. O ajuste de 2,5 Ω considera 90% da impedância da linha com o capacitor em serviço. A simulação mostra que, antes de atingir o valor final, a trajetória da impedância penetra na característica de zona 1. Desta forma, é necessário que o ajuste da zona 1 seja reduzido ainda mais para evitar que o relé atue no período transitório, imediatamente após a ocorrência da falta. Isto pode levar a zona 1 a alcances da ordem de 20% da impedância de sequência positiva da linha.

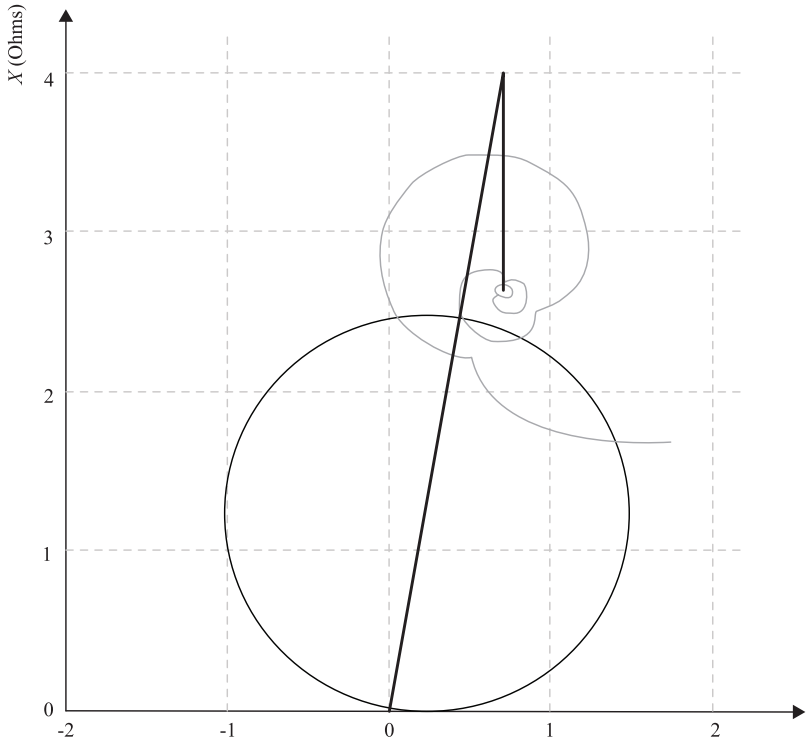


Figura 1.87 – Efeito das oscilações sub-harmônicas na medição de distância

1.8.6.4 – Utilização de tensão de memória para polarização de unidades de distância e unidades direcionais

Uma unidade de distância tipo MHO faz a comparação de fase entre dois vetores:

$$\overline{\delta V} = m \bullet \overline{Z_R} \bullet \overline{I} - \overline{V} \quad \text{e} \quad \overline{V_P}$$

Na expressão acima:

m alcance em pu da impedância da linha

Z_R impedância réplica da linha (ajuste no relé)

I corrente medida

V tensão medida

V_P tensão de memória

Quando o ângulo entre δV e V_P for 90º, significa que o ponto que caracteriza a impedância medida está sobre o círculo.

Um relé MHO autopolarizado utiliza a tensão medida como tensão de polarização (V_P = V) e a característica de operação passa pela origem. Para falhas próximas, V é muito pequena

e o relé pode não operar. Desta forma, a falta não deve afetar a grandeza de polarização para que o relé atue corretamente.

A utilização de tensão de memória pré-falta para polarização resolve o problema de inversão de tensão de polarização e de falta de tensão de polarização para falhas próximas. Em um relé MHO polarizado com tensão de memória pré-falta, o relé usa uma combinação de tensão pré-falta com tensão de falta enquanto a memória está ativa (figura 1.88). Quando termina o tempo de memória, o relé utiliza somente a informação da tensão de falta. A ação de memória deve ser limitada no tempo para evitar erros do relé para distúrbios nos quais a tensão pré-falta e a tensão de falta estejam defasadas.

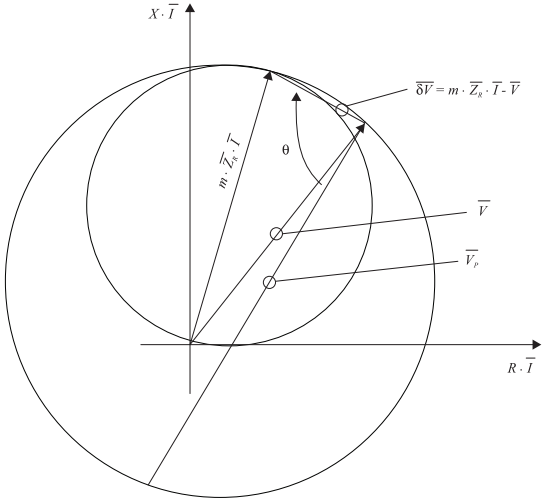


Figura 1.88 – Unidade de distância tipo MHO com ação de memória

1.9 – Oscilação de potência e perda de sincronismo

Os sistemas de potência, em condições normais, operam bem próximos às condições nominais de frequência e tensão. A frequência normalmente varia numa faixa de +/- 0,02 Hz em relação à nominal e as tensões nas barras variam numa faixa de +/- 5% com relação às tensões nominais. Existe um equilíbrio entre as potências geradas e consumidas em regime permanente. Qualquer variação na geração, na carga ou no sistema de transmissão provoca uma variação do fluxo de potência no sistema, até que uma nova condição de equilíbrio entre geração e carga seja atingida. Essas variações ocorrem continuamente e são automaticamente compensadas pelos sistemas de controle de tensão e velocidade existentes e, normalmente, não apresentam problema para o sistema e nem para os sistemas de proteção.

Faltas no sistema, desligamentos de linhas de transmissão, desligamentos de geradores e transformadores, e grandes variações de carga resultam em variação súbita da potência elétrica, enquanto as potências mecânicas das unidades geradoras permanecem constantes, gerando

grandes oscilações de potência. A oscilação de potência é considerada estável quando, após o distúrbio, as velocidades de todas as máquinas retornam ao valor nominal. A oscilação é considerada instável quando, após o distúrbio, uma ou mais máquinas não retornam à velocidade síncrona, perdendo o sincronismo com as demais máquinas do sistema.

As oscilações de potência provocam variações nas grandezas medidas pelos relés de proteção, que podem atuar incorretamente durante as mesmas, resultando em desligamentos de linhas de transmissão, que podem agravar as condições de oscilação. Por exemplo, as variações de tensão e corrente, durante oscilações estáveis, provocam variação da impedância de carga, o que, em condições normais, deve estar bem afastada da região de operação dos relés de distância, permitindo que a mesma penetre em sua característica de operação, fazendo com que o relé interprete como falha uma condição de oscilação e provocando a abertura incorreta da linha de transmissão, podendo levar o sistema a uma instabilidade.

Desta forma, não é desejável que o relé atue durante uma oscilação estável. Os relés de distância possuem uma função de detecção de oscilação de potência (68 OSB) que tem por objetivo evitar as atuações dos mesmos durante oscilações estáveis de potência. A finalidade básica da função 68 OSB é diferenciar as faltas das oscilações estáveis de potência, bloqueando os mesmos neste último caso. Por outro lado, devem permitir a atuação dos relés em caso de falhas no sistema durante oscilações de potência. É possível, nos relés de distância, selecionar as zonas que se quer bloquear, liberando as demais para disparo.

Perturbações mais severas podem provocar perda de sincronismo entre grupos de geradores ou entre áreas do sistema. Quando as áreas de um ou dois sistemas interligados perdem sincronismo, eles devem ser separados rapidamente em determinados pontos, de modo que os subsistemas formados após a separação possam se manter em operação, com equilíbrio entre a carga e a geração da área. Quando isto não for possível, devem ser implementados esquemas especiais de corte de carga, para evitar o colapso da área.

A função responsável pela separação das áreas durante condições de perda de sincronismo é a função OST (68/78). A sua principal função é diferenciar oscilações estáveis e instáveis e iniciar a separação das áreas para as condições que levarão o sistema à perda de sincronismo, em pontos previamente determinados.

Em casos de perda de sincronismo, a defasagem angular entre as fontes de tensão irá aumentar, atingindo 180º no centro elétrico do sistema, o que pode fazer com que ocorra a abertura de disjuntores com as tensões em oposição de fase. A função 68 OST não leva em consideração os ângulos entre as fontes e, normalmente, emite sinal de disparo para os disjuntores com a oscilação de potência ainda no primeiro quadrante do diagrama R-X. Já a função 78 emite o sinal de disparo no segundo quadrante do diagrama R-X, quando as tensões entre as fontes estão diminuindo, após passarem pelo centro elétrico do sistema. Esses aspectos serão vistos com mais detalhes adiante.

Um dos principais problemas encontrados na aplicação de proteção para oscilação de potência, principalmente relacionado com a função de disparo por perda de sincronismo em

grandes sistemas de potência, está relacionado com a dificuldade de determinação dos pontos exatos de colocação da proteção de perda de sincronismo e na determinação de seus ajustes. É necessária a realização de várias simulações de estabilidade, e nunca se tem certeza de que todos os cenários e condições de operação foram analisados.

A condição ideal, na aplicação de proteção para oscilação de potência, seria identificar as linhas de transmissão do sistema nas quais devem ser instaladas as funções de disparo por perda de sincronismo (PPS). Nesses pontos, devem ser habilitadas as funções de bloqueio por oscilação de potência (68OSB) para impedir que os relés de distância atuem.

Nas demais linhas de transmissão, aplicar somente as funções de bloqueio contra oscilação de potência, de modo a evitar seus desligamentos incorretos durante as oscilações. Nestes casos, devem ser definidas as zonas de atuação dos relés de distância a serem bloqueadas.

A figura 1.89 mostra as correntes e tensões registradas durante oscilação de potência

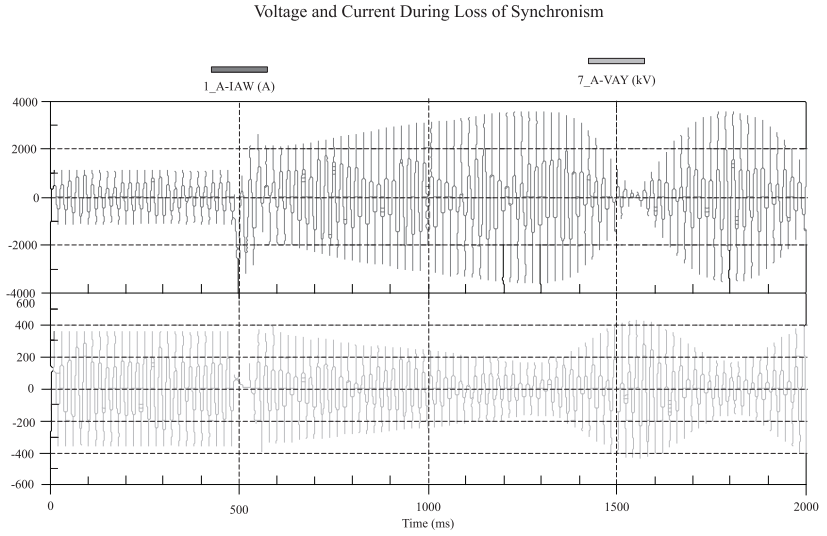


Figura 1.89 – Característica de oscilação de potência

1.9.1 – Efeitos da oscilação de potência nos relés e nos sistemas de proteção de linhas de transmissão

As oscilações de potência e perdas de sincronismo entre duas áreas afetam os relés e sistemas de proteção de vários modos, e podem atuar durante condições de oscilação estáveis.

Relés instantâneos de sobrecorrente de fase podem atuar se as correntes de fase superarem seu valor de *pickup*. Da mesma forma, relés de sobrecorrente direcionais instantâneos podem operar se a corrente de fase for superior ao valor de ajuste e os sinais de operação tiverem a própria relação de fase durante a oscilação. Os relés de sobrecorrente temporizados provavelmente não devem atuar durante as oscilações, mas isso dependerá das amplitudes da corrente e da temporização dos mesmos.

Os relés de distância de fase respondem à impedância de sequência positiva. A impedância de sequência positiva medida no ponto de aplicação do relé varia em função do ângulo (δ) de defasagem entre as fontes equivalentes. As unidades de zona 1, que não possuem temporização intencional, são aquelas que têm maior probabilidade de atuar durante as oscilações. Os sistemas de teleproteção do tipo bloqueio e permissivos também podem atuar durante oscilações de potência. As zonas de distância temporizadas dos relés de distância também podem atuar, dependendo de sua temporização e do tempo que a impedância medida durante a oscilação permanece no interior de sua característica de atuação.

A figura 1.90(a) mostra a atuação da unidade de medida de zona 1 quando a oscilação penetra em sua característica. A figura 1.90(b) mostra como a oscilação de potência afeta um esquema de teleproteção de comparação direcional do tipo bloqueio, mostrando três trajetórias de oscilação, sendo que, em uma delas, haverá atuação incorreta das proteções nos dois terminais da linha S-R.

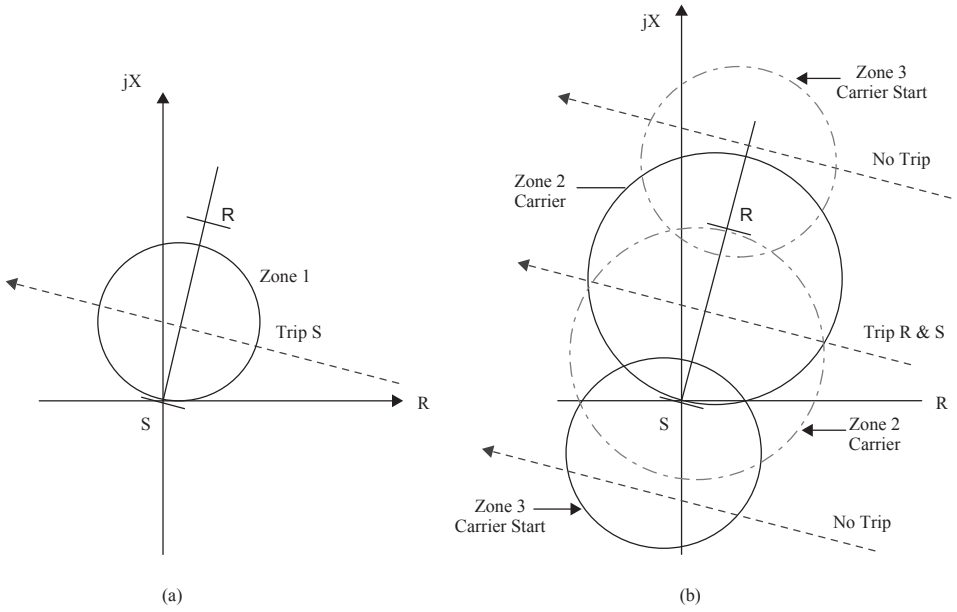


Figura 1.90 – Zona 1 e esquema de comparação direcional do tipo bloqueio

1.9.2 – Impedância medida pelos relés de distância durante oscilações de potência

A figura 1.91 mostra um sistema equivalente de duas fontes, no qual a fonte em S está adiantada de δ graus com relação à fonte em R.

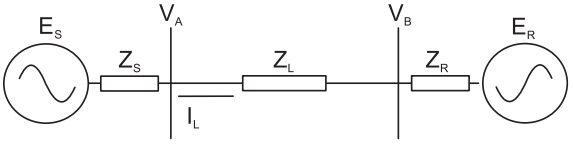


Figura 1.91 – Sistema equivalente de duas fontes

A corrente I_L na barra A é dada por:

$$IL = \frac{ES - ER}{ZS + ZL + ZR}$$

A impedância medida por um relé de distância localizado no terminal da linha, próximo à barra A, é dada por:

$$Z = \frac{VA}{IL} = \frac{ES - IL \cdot ZS}{IL} = \frac{ES}{IL} - ZS = \frac{ES \cdot (ZS + ZL + ZR)}{ES - ER} - ZS$$

Assumindo ES adiantada de δ graus com relação à ER e que a relação entre as duas tensões é k, teremos:

$ES/ER = k$

$$\frac{ES}{ES - ER} = \frac{k(\cos\delta + j\sin\delta)}{k(\cos\delta + j\sin\delta) - 1} = \frac{k[(k - \cos\delta) - j\sin\delta]}{(k - \cos\delta)^2 + \sin^2\delta}$$

Para a situação particular em que k = 1, a equação acima se torna:

$$\frac{ES}{ES - ER} = \frac{1}{2}(1 - j\cot\frac{\delta}{2})$$

$$Z = \frac{VA}{IL} = \frac{(ZS + ZL + ZR)}{2}(1 - j\cot\frac{\delta}{2}) - ZS$$

A interpretação geométrica da equação da impedância medida está representada na figura 1.92(a). A trajetória da impedância medida pelo relé durante a oscilação de potência, quando o ângulo entre as duas fontes varia e as tensões ES e ER são iguais em módulo, corresponde a um segmento de reta que intercepta o segmento A-B em seu ponto médio. Este ponto é denominado de centro elétrico do sistema.

O ângulo entre os dois segmentos que conectam o ponto P aos pontos A e B é igual ao ângulo δ entre as fontes. Quando este ângulo atinge 180º, a impedância medida se localiza exatamente no centro elétrico do sistema. A trajetória da impedância medida irá atravessar qualquer característica de relé que cubra toda a linha se o centro elétrico do sistema estiver localizado na linha.

Nos casos em que k, a relação entre as tensões das fontes, seja diferente de 1, pode ser demonstrado que a trajetória da impedância corresponde a círculos, conforme mostrado na figura 1.92(b).

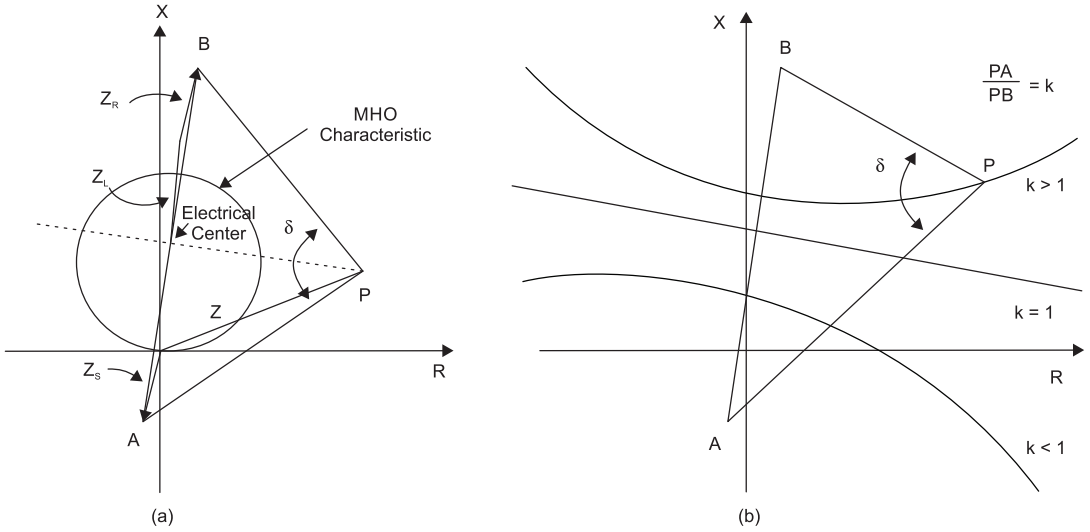


Figura 1.92 – Trajetórias da impedância medida para diferentes valores da relação ES/ER = k

1.9.3 – Métodos convencionais de detecção de oscilação de potência baseados na medição da taxa de variação da impedância

Os métodos convencionais de detecção de oscilação de potência são baseados na medição da Δ impedância de sequência positiva pelo relé. Durante condições normais de operação, a impedância medida pelo relé corresponde à impedância de carga, que está muito afastada da característica de operação do relé. Durante uma oscilação, a impedância medida pelo relé se move no plano de impedância, com uma taxa de variação de impedância que depende da frequência de oscilação do sistema equivalente.

Os esquemas convencionais usam a diferença na taxa de variação de impedância durante uma falta e uma oscilação para fazer a diferenciação entre uma falta e uma oscilação de potência. Normalmente, essa diferenciação é feita pela utilização de duas características concêntricas, separadas por uma impedância ΔZ no plano de impedâncias e usa um temporizador para medir o tempo que a impedância medida leva para passar entre as duas características (extena e intena). Se a impedância levar um tempo inferior ao ajustado para cruzar as duas características, o relé identifica o evento como uma falha. Por outro lado, se a temporização esgotar antes que a impedância medida atinja a característica interna, o relé identifica o evento como oscilação de potência.

1.9.4 – Esquemas de características concêntricas

O método mais simples de medição da taxa de variação de impedância é a medição do tempo que leva a impedância para atravessar a região limitada por duas características concêntricas. A figura 1.93 mostra várias características que podem ser utilizadas para as funções de PSB e OST. É necessário que sejam ajustadas as características de operação e o temporizador, o que depende de estudos de estabilidade. Nos ajustes das características deve ser levado em consideração que a zona externa esteja afastada da região de carga com certa margem de

segurança (por exemplo, 20%) e que a característica interna englobe o alcance da maior zona que se quer bloquear, também com uma margem de segurança (por exemplo, 20%). Isto pode se tornar um fator limitador, principalmente em linhas longas com carregamentos elevados.

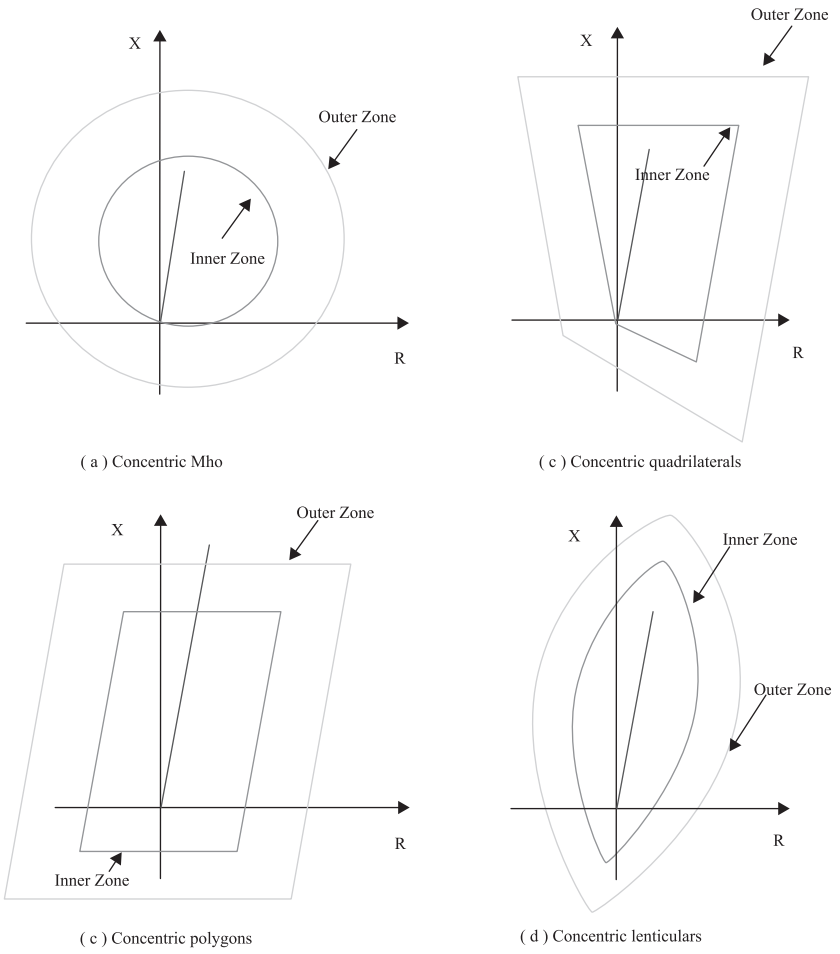


Figura 1.93 – Características concêntricas de relés de distância para detecção de PSB e OST

1.9.4.1 – Esquemas utilizando dois pares de blinders

A figura 1.94 ilustra o esquema, que é baseado no mesmo princípio de medição visto anteriormente. A medição do tempo começa quando o *blinder* RRO atua e para quando o *blinder* RRI atua. Quando o tempo medido for superior ao tempo ajustado, é caracterizada uma condição de oscilação de potência. Existem dois temporizadores para as funções de oscilação de potência: OSBD, para a função de bloqueio por oscilação de potência; e OSTD, para a função de disparo por perda de sincronismo.

Outro aspecto é com relação ao disparo da função OST. Uma condição de perda de sincronismo é detectada quando a impedância medida ainda se encontra no primeiro quadrante do diagrama R-X, quando a impedância medida ainda não atingiu o centro elétrico do sistema. Se o disparo do disjuntor for liberado no instante de detecção da perda de sincronismo, é muito

provável que o disjuntor abra em uma situação de ângulo entre as tensões em seus terminais em oposição de fase. Esta condição é denominada de *trip on the way in* (*trip* na entrada) e deve ser verificado se o disjuntor foi projetado para abrir nestas situações. Essa função é denominada de 68OST. Outra alternativa é permitir o disparo somente no segundo quadrante, quando a impedância medida passar pelo *blinder* RLO, porque, nessa situação, o ângulo entre as fontes está diminuindo e o disjuntor irá abrir em uma condição mais favorável. Entretando, os estudos de estabilidade devem avaliar bem esta situação para verificar as condições do sistema e se é possível adotar esta filosofia. No SIN, esta filosofia não é adotada.

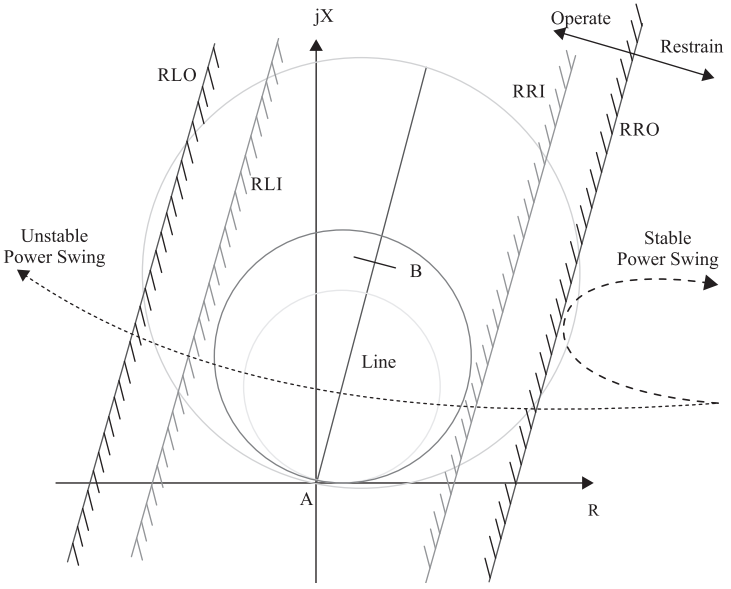


Figura 1.94 – Esquema de dois pares de *blinders*

1.9.4.2 – Esquema utilizando um par de blinders

É possível utilizar um esquema com apenas um par de *blinders* para detecção de perda de sincronismo (OST). Este também pode ser utilizado para restringir a operação de relés de distância para cargas fora da região dos *blinders*, como uma função de *load encroachment*.

Este esquema não consegue distinguir entre uma falta e uma condição de oscilação, até que a impedância medida penetre na característica de atuação do *blinder* interno. Desta forma, ele não pode ser utilizado para bloquear os relés de distância de atuar para condições de perda de sincronismo porque os relés já terão atuado antes do esquema declarar uma perda de sincronismo.

No SIN, não temos essa aplicação.

1.9.5 – Método de cálculo contínuo da impedância

Este método determina uma condição de oscilação de potência baseado no cálculo contínuo da impedância, por exemplo, a cada 5 ms, um novo valor de impedância é calculado e comparado com o valor calculado 5 ms antes (figura 1.95). Quando houver uma variação,

uma situação de oscilação é assumida, mas não inteiramente confirmada. É feita uma previsão da nova impedância a ser calculada 5 ms depois, baseada na diferença das impedâncias das medidas anteriores. Se a previsão se confirmar, uma condição de oscilação é detectada. Por razões de segurança, cálculos preditivos adicionais são realizados.

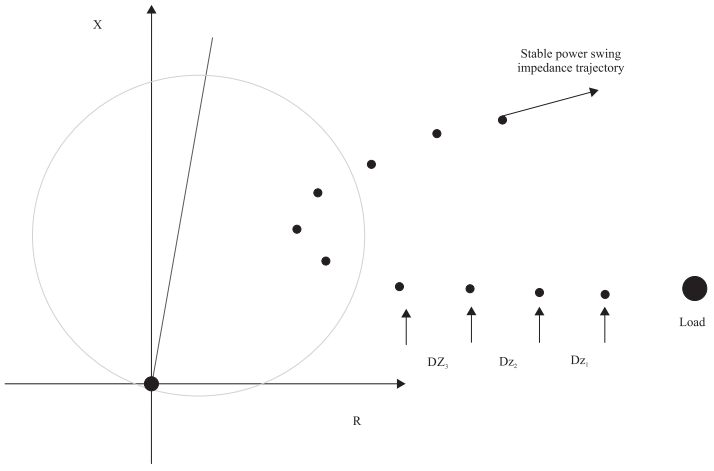


Figura 1.95 – Método de cálculo contínuo da impedância

Este método também não é utilizado no SIN.

1.9.6 – Método de variação da amplitude da tensão no centro elétrico do sistema (SCV – Swing Center Voltage)

A SCV (*Swing Center Voltage*) é definida como a tensão no centro elétrico do sistema, ou seja, a tensão que é zero quando as duas fontes estão defasadas de 180º. Quando o sistema perde o sincronismo, a diferença angular δ(t) entre as duas fontes aumentará em função do tempo. A figura 1.96 mostra o diagrama fasorial para um sistema equivalente de duas fontes, no qual a SCV é definida como o fasor da origem (O) ao ponto O'.

A figura 1.97 mostra o diagrama da figura 1.96 para sistemas homogêneos, onde o ângulo Θ é aproximadamente 90º.

Um valor aproximado da tensão no centro elétrico pode ser calculado pela seguinte expressão:

$$SCV \approx | V_S | \cdot \cos \varphi$$

IV_SI é a amplitude da tensão local

φ ângulo entre a tensão V_S e a corrente I

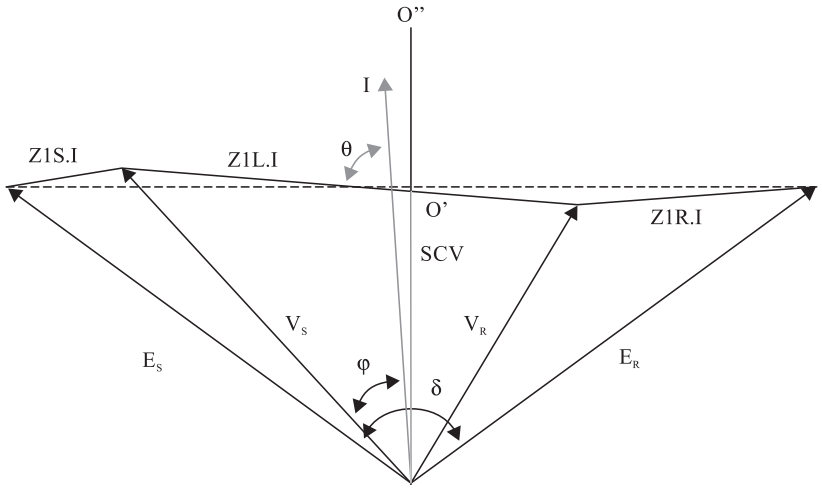


Figura 1.96 – Método de variação da tensão no centro elétrico do sistema

Com o objetivo de detecção de oscilação de potência, a taxa de variação da SCV é utilizada para detecção das oscilações.

Na figura 1.97, é mostrado que Vcosφ é um valor bastante aproximado da SVC e uma pequena diferença entre o valor real da SVC e sua estimativa por meio de leituras locais não tem impacto significativo na detecção de oscilações de potência.

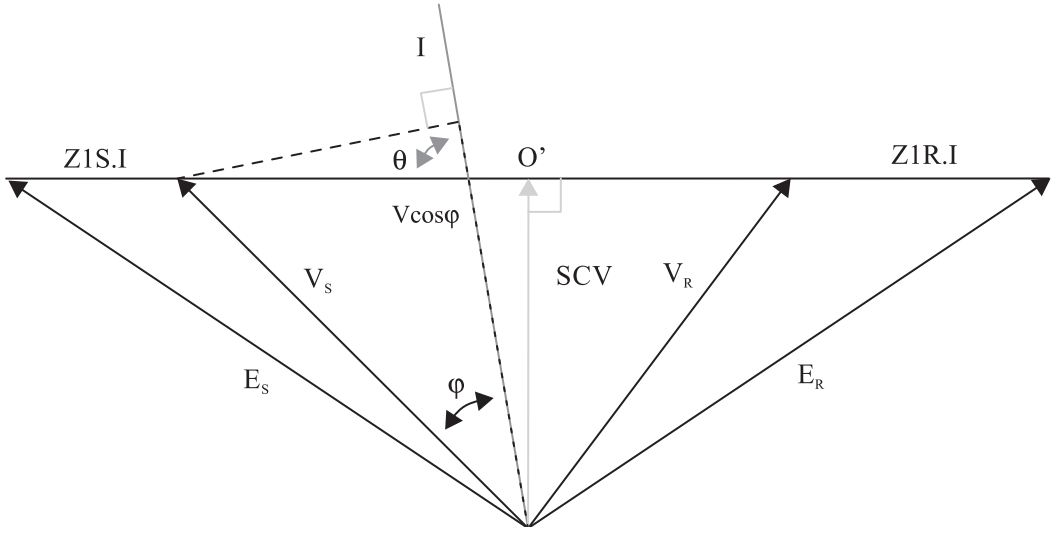


Figura 1.97 – Método de variação da tensão no centro elétrico do sistema – sistema homogêneo

A expressão do SCV pode ser simplificada, em função do ângulo de defasagem entre as fontes, da seguinte forma:

$$SCV1 = E1 \cdot \cos\left(\frac{\delta}{2}\right)$$

E1 é a amplitude da tensão de sequência positiva da fonte.

O valor de SCV será máximo quando as duas fontes estão em fase e será mínimo (zero) quando as fontes estiverem defasadas de 180º.

A taxa de variação da SCV pode ser obtida como:

$$\frac{d(SCV1)}{dt} = -\frac{E1}{2}\sin\left(\frac{\delta}{2}\right)\frac{d\delta}{dt}$$

A expressão mostra que a taxa de variação da tensão no centro elétrico independe das impedâncias do sistema e é máxima quando os sistemas estão defasados de 180º. O fato de que a derivada da tensão no centro elétrico não depende das impedâncias do sistema é uma das grandes vantagens da utililização deste método na detecção de oscilações no sistema.

1.9.7 – Considerações a respeito dos ajustes de esquemas de deteção de oscilações de potência baseados em medição de impedância

Existem vários aspectos a considerar quando se ajustam unidades para detecção de oscilações de potência, seja para bloqueio das funções de distância durante oscilações estáveis ou para disparo em condições de oscilações instáveis. De modo a garantir que exista tempo suficiente para efetivar o bloqueio de unidades de distância durante oscilações estáveis, a característica interna do elemento de impedância deve estar situada fora da maior característica do relé de distância que se quer bloquear. Adicionalmente, a característica externa do elemento de impedância deve estar situada fora da região de carga, com certa margem de segurança, para evitar que as unidades de distância sejam bloqueadas incorretamente durante condições de carregamento elevado.

Esses requisitos são difíceis de serem atingidos em algumas situações.

A figura 1.98 ilustra duas situações que caracterizam bem o problema. A figura 1.97(a) mostra uma um delas, em que a impedância da linha é grande comparada com as impedâncias das duas fontes equivalentes. Já a figura 1.97(b) mostra uma situação na qual a impedância da linha é muito menor quando comparada com as impedâncias das duas fontes equivalentes.

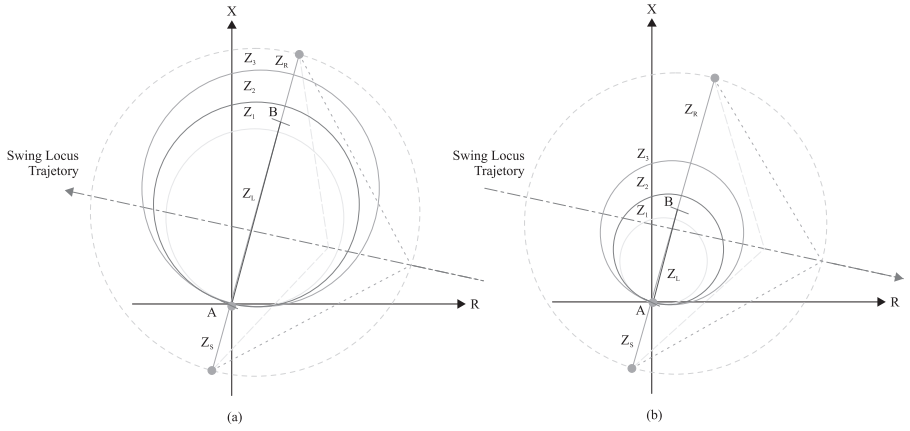


Figura 1.98 – Efeitos das impedâncias das fontes e das linhas nas funções de detecção de oscilação de potência

Na figura 1.98(a), podemos observar que a trajetória da impedância medida durante a oscilação pode atingir as unidades de medida de distância de zonas 1 e 2 antes que o ângulo entre as fontes atinja 120º, ou seja, antes que o sistema atinja uma condição de instabilidade. Neste sistema particular, é muito difícil ajustar os elementos de distância (*blinders*) para as funções de bloqueio para oscilação e disparo para perda de sincronismo, especialmente se o carregamento da linha é elevado, porque os ajustes serão tão grandes que poderá haver bloqueios incorretos durante carregamentos elevados. Nestes casos, devem ser utilizadas características lenticulares ou se utilizar as funções *load encroachment* presentes nos relés digitais.

A figura 1.98(b) mostra que o sistema se torna instável antes da impedância medida atingir as características de atuação das unidades de medida de zonas 1 e 2, sendo relativamente simples os ajustes das unidades de bloqueio por oscilação e disparo por perda de sincronismo.

Outra dificuldade para ajustar os esquemas tradicionais baseados na medição da impedância é a separação entre os elementos de detecção e as temporizações utilizadas para diferenciar uma falta de oscilação de potência. É necessária a realização de diversos estudos de estabilidade para que se possa determinar ajustes adequados.

A seguir, serão mostrados alguns passos na determinação de ajustes de características quadrilaterais utilizadas na detecção de oscilações de potência e perdas de sincronismo, com base no sistema equivalente de duas fontes mostrado na figura 1.99:

- Ajustar a característica externa fora da região de carga máxima, com certa margem de segurança.
- Ajustar a característica interna fora da maior característica de sobrealcance que se queira bloquear. Normalmente, devem ser bloqueadas as unidades de medida de zonas 2 e 3, inclusive o esquema de teleproteção. No Sistema Elétrico Brasileiro, a filosofia atual mantém as unidades de medida de zonas 1 desbloqueadas.

Em função dos ajustes dos *blinders* interno e externo, a temporização associada ao bloqueio por oscilação de potência deve ser calculada de acordo com a expressão:

$$T1 = \frac{(Ang1R - Ang2R) \cdot Fnom(Hz)}{360 \cdot Fslip(Hz)} (cycle)$$

Valores típicos para F_{slip} estão na faixa de 4 Hz a 7 Hz.

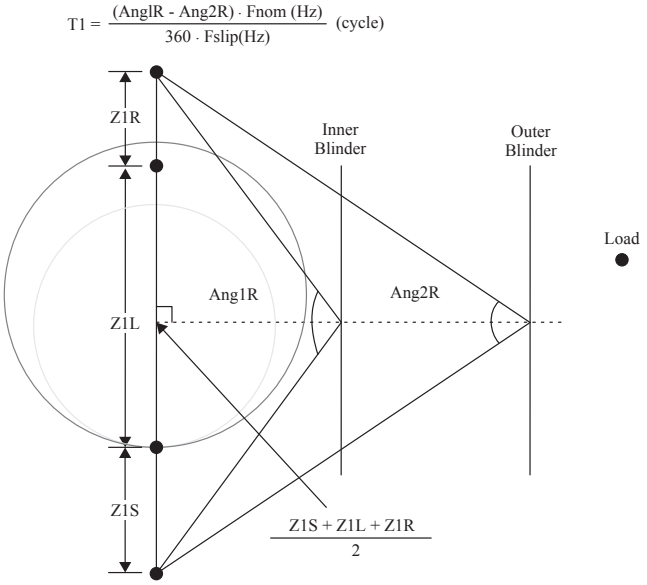


Figura 1.99 – Sistema equivalente de duas fontes para ajuste dos *blinders*

1.9.8 – Filosofias de aplicação de proteção para oscilação de potência

A filosofia que deve ser utilizada para OSB e OST é muito simples: evitar a desconexão de qualquer elemento do sistema durante oscilações estáveis e promover a separação automática de duas áreas ou de dois sistemas interligados em casos de oscilações instáveis que levem as duas áreas ou os dois sistemas interligados a perder o sincronismo. A separação, nestes casos, deve ser realizada em pontos estratégicos do sistema, de modo que as áreas ou os sistemas separados possam ser mantidos em sincronismo.

1.9.8.1 – Funções de proteção para oscilação de potência

Um dos métodos tradicionais utilizados para minimizar os riscos de desligamentos em cascata durante condições de perda de sincronismo é a aplicação de uma proteção que tome as medidas necessárias para bloquear os elementos de proteção que possam atuar em casos de oscilações, com a separação das áreas afetadas do sistema em casos de perdas de sincronismo, minimizando os cortes de carga e mantendo a continuidade de serviço.

Existem basicamente duas funções relacionadas à detecção de oscilações de potência. A função de bloqueio (PSB), que deve bloquear os relés que possam atuar durante as oscilações, estáveis ou instáveis, e que devem atuar durante faltas que ocorram durante as oscilações. A outra função é a *trip* por perda de sincronismo (OST), que discrimina oscilações estáveis e instáveis e inicia a separação das áreas ou dos sistemas durante as perdas de sincronismo.

Os esquemas OST são projetados para proteger o sistema durante condições instáveis, isolando geradores ou grandes áreas do sistema, com a formação de ilhas, de modo a manter a estabilidade em cada ilha por meio do equilíbrio entre geração e carga em cada uma delas. Para esta finalidade, os esquemas OST devem ser aplicados em pontos estratégicos,

tipicamente próximos ao centro elétrico, e as separações devem ser realizadas em pontos, de modo a manter o equilíbrio entre a geração e a carga das áreas formadas.

Como, durante as oscilações, existem relés que podem atuar em diferentes localidades, o esquema OST deve ser complementado com funções PSB, de modo a evitar desligamentos incontrolados no sistema. Outro aspecto importante dos sistemas OST é evitar o desligamento de disjuntores quando o ângulo entre as fontes é próximo a 180º. A abertura de disjuntores nestas condições pode implicar em reignição de arco e danificação do disjuntor, a menos que o mesmo tenha sido projetado para abertura com as tensões em oposição de fase.

1.9.8.2 – Filosofia de não aplicar proteção de oscilação de potência

Esta filosofia não aplica qualquer forma de detecção de oscilação de potência e, em caso de oscilações, as aberturas se darão por atuações das unidades de medida de distância de zona 1 ou zona 2. Esta filosofia não deve ser utilizada porque os desligamentos das linhas em condições de oscilação se darão de uma maneira não controlada. Outro aspecto é que os desligamentos por atuação da zona 1 podem provocar aberturas dos disjuntores com ângulos próximos a 180º, colocando os disjuntores em risco. Esta filosofia não é recomendada.

1.9.8.3 – Filosofia de bloquear todas as funções de proteção durante a oscilação de potência

Esta filosofia consiste em utilizar bloqueio por oscilação de potência em todos os relés que possam atuar durante as oscilações. A maior desvantagem dessa filosofia é que uma vez iniciada uma oscilação instável não existe relé para detectá-la e eliminá-la, até que os relés sejam desbloqueados. Além disso, podemos ter aberturas indiscriminadas de linhas após o término do tempo de bloqueio. Esta filosofia não é recomendada.

1.9.8.4 – Filosofia de bloquear a zona 2 (inclusive teleproteção) e superiores, liberando a zona 1 para trip durante a oscilação de potência

Esta filosofia consiste em utilização da função OSB para bloqueio, das zonas 2 (incluindo a teleproteção) e superiores, e permitindo o *trip* pela zona 1 caso a oscilação penetre em sua característica de atuação. Aqui, também vale a observação de que os desligamentos por atuação da zona 1 podem provocar aberturas dos disjuntores com ângulos próximos a 180º. Também pode ser observado o fato de que qualquer oscilação estável que atinja a característica da zona 1 irá provocar desligamentos, mesmo que a tendência do sistema for de recuperação, podendo levá-lo a uma condição instável.

1.9.8.5 – Filosofia de bloquear todas as zonas das proteções de distância (OSB) e permitir disparo por funções de OST

Nesta filosofia, todas as unidades de medida dos relés de distância são bloqueadas por funções de OSB. O disparo, no caso de oscilações instáveis, é realizado por funções de OST. Esta aplicação é a mais aconselhável, uma vez que uma abertura controlada do sistema pode ser realizada em pontos predeterminados. A aplicação da função OST pode ser realizada de duas maneiras:

- Trip on the way in, quando o disparo é realizado no primeiro quadrante do diagrama R-X, não há preocupação com o controle do ângulo entre as tensões da fonte e os disjuntores admitem abertura com oposição de fase.
- Trip on the way out, quando o disparo é realizado no segundo quadrante do diagrama R-X, há preocupação com o controle do ângulo entre as tensões da fonte e se deseja um ângulo de abertura mais favorável.

Esta aplicação é também a mais seletiva, uma vez que não temos desligamentos de linhas durante as oscilações estáveis e, nas oscilações instáveis, o sistema abre em pontos predeterminados.

1.9.9 – Método simplificado para determinação dos pontos para aplicação de proteção para oscilação de potência

O método consiste na determinação do centro elétrico do sistema e em verificar se o centro elétrico cai na linha que está sendo estudada. A figura 1.100 mostra o sistema equivalente de duas fontes e a linha de impedância Z_L em consideração.

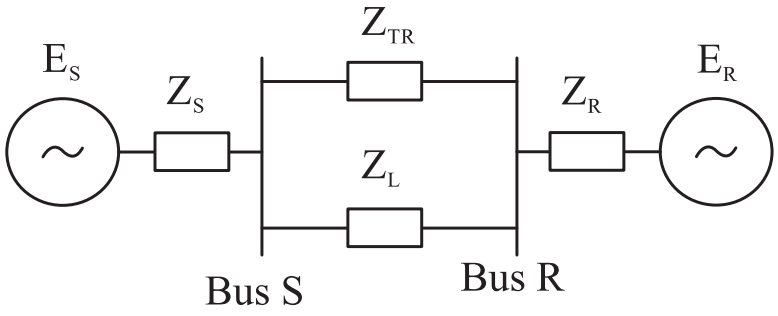


Figura 1.100 – Sistema equivalente de duas fontes

Na figura 1.100:

E_S, E_R Tensões das fontes equivalentes

Z_S, Z_R Impedâncias das fontes equivalentes

Z_L Impedância da linha

Z_{TR} Impedância de transferência do sistema entre as fontes S e R

Os valores de Z_S, Z_R e Z_{TR} são os obtidos de um estudo de curto-circuito (por exemplo, Anafas), no qual se determina o equivalente preservando as barras de interesse, ou seja, as barras interligadas pela linha de impedância Z_L.

Calcula-se, então, a expressão:

$Z_T = Z_S + Z_R +$

Se $Z_T/2$ for maior que Z_S ou Z_R, o centro elétrico cai na linha, e é necessária a utilização da função OST.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Alexander, G. E. et al.; Ground distance relaying: problems and principles. In: Western Protective Relay Conference, 18, 1991, Spokane. Proceedings. Spokane: Washington State University, 1991.
2. Alexander, G. E.; Mooney, J.; Tyska, W.; Advanced application guidelines for ground fault protection. In: Western Protective Relay Conference, 28, 2001, Spokane. Proceedings. Spokane: Washington State University, 2001.
3. Altuve, H. J.; Mooney, J. B.; Alexander, G. E.; Advances in series-compensated line protection. In: Annual Conference for Protective Relay Engineers, 62, 2009, Texas. Proceedings. Texas: Texas A&M University, 2009.
4. Andrade, V. de; Sorrentino, E.; Typical expected values of the fault resistance in power systems. In: IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), 2010, São Paulo. Proceedings. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2010.
5. Andrichak, J. G.; Considerations of speed dependability and security in high-speed pilot relaying schemes. Malvern: General Electric Company, 1977.
6. Behrendt, K.; Fischer, N.; Labuschagne, C.; Considerations for using harmonic blocking and harmonic restraint techniques on transformer differential relays. In: Western Protective Relay Conference, 33, 2006, Spokane. Proceedings. Spokane: Washington State University, 2006.
7. Berdy, J.; Application of out-of-step blocking and tripping relays. Malvern: General Electric Company, 2012.
8. Calero, F. Mutual impedance in parallel lines–protective relaying and fault location considerations. In: Western Protective Relay Conference, 34, 2007, Spokane. Proceedings. Spokane: Washington State University, 2007.
9. Calero, F.; Rebirth of negative-sequence quantities in protective relaying with microprocessor-based relays. In: Annual Conference for Protective Relay Engineers, 57, 2004. Proceedings. Texas: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2005.
10. Daqing, H.; Roberts, J.; Capacitive voltage transformer: transient overreach concerns and solutions for distance relaying. In: Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 1996, Calgary. Proceedings. Calgary: University of Calgary, 1996.
11. Duarte, A. C. R. et al.; Estudo de eventos de manobras e falhas internas e externas em reatores *shunt* de linhas de transmissão utilizando o programa ATP para verificação do comportamento de suas proteções. In: Seminário Técnico de Proteção E Controle, 11, 2012, Florianópolis. Anais. Rio de Janeiro: Cigré, 2012.
12. Gajié, Z.; Hillström, B.; Mekié, F.; HV shunt reactor secrets for protection engineers. In: Western Protective Relay Conference, 30, 2003, Spokane. Proceedings. Spokane: Washington State University, 2003.

13. Guzmán, A. et al.; Transmission line protection system for increasing power system requirements. In: International Symposium Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010, Wrocław. Proceedings. Wroclaw: Wroclaw University of Technology, 2010.
14. Massaud, A. G.; Aquino, A. F. C.; Adoção do religamento tripolar lento: benefícios para o desempenho do SIN e para concessionárias de transmissão. In: Seminário Técnico de Proteção e Controle, 9, 2008, Belo Horizonte. Anais. Rio de Janeiro: Cigré, 2008.
15. Mooney, J. B.; Alexander, G. E.; Applying the SEL-321 relay on series-compensated systems. SEL Application Guide, v. 1, p. 1-13, 2000.
16. Mooney, J.; Peer, J.; Application guidelines for ground fault protection. In: Western Protective Relay Conference, 24, 1997, Spokane. Proceedings. Spokane: Washington State University, 1997.
17. Network protection and automation guide: protective relays, measurement and control. California: Alstom Grid, 2011.
18. Oliveira, C.; Lima, P.; Avanços na confiabilidade e segurança para energização de transformadores. In: Seminário Técnico de Proteção e Controle, 13, 2016, Brasília. Anais. Rio de Janeiro: Cigré, 2016.
19. Ordacgi Filho, J. M.; Proteção de sistemas elétricos. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003. Curso de pós-graduação de 2003 a 2010.
20. Schweitzer, E. O.; Behrendt, K.; Lee, T.; Digital communications for power system protection: security, availability and speed. In: Western Protective Relay Conference, 25, 1998, Spokane. Proceedings. Spokane: Washington State University, 1998.
21. Tziouvaras, D. A.; Altuve, H. J.; Calero, F.; Protecting mutually coupled transmission lines: challenges and solutions. In: Protective Relay Engineers, 67., 2014, Texas. Proceedings. New York: IEEE Power and Energy Society, 2014.
22. Tziouvaras, D. A.; Hou, D.; Out-of-step protection fundamentals and advancements. In: Annual Conference for Protective Relay Engineers, 57, 2004. Proceedings. Texas: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2005.
23. Wilkinson, S. B.; Mathews, C. A.; Dynamic characteristics of MHO distance relays. In: Western Protective Relay Conference, 25, 1998, Spokane. Proceedings. Spokane: Washington State University, 1998.
24. Ziegler, G.; Numerical distance protection: principles and applications. Hoboken: John Wiley & Sons, 2011.

PARTE 5

PROTEÇÃO DE BARRAS

1

INTRODUÇÃO

1.1 – Introdução

A aplicação de proteção aos barramentos dos sistemas elétricos é uma das aplicações mais críticas nesta área. Os barramentos são os pontos do sistema nos quais são esperados os mais altos níveis de correntes de curto-circuito, invariavelmente, provocando a saturação de transformadores de corrente durante a ocorrência de curtos-circuitos externos, podendo comprometer a segurança do sistema de proteção. Uma atuação incorreta do esquema de proteção de barras pode provocar o desligamento de várias linhas de transmissão e transformadores, comprometendo a estabilidade do sistema e provocando interrupção de cargas a consumidores. Por outro lado, uma falha na atuação da proteção de barras pode comprometer a instalação devido aos esforços mecânicos e térmicos gerados pelas altas correntes de curto-circuito. Desta forma, as proteções de barramentos devem ter requisitos de atuação a alta velocidade, além de um compromisso entre segurança e dependabilidade.

Existe uma grande variedade de métodos utilizados na proteção de barramentos, dos quais iremos destacar, neste trabalho, os seguintes:

- Proteção diferencial de alta impedância;
- Proteção diferencial de baixa impedância;
- Proteção diferencial com restrição percentual;
- Proteção diferencial com acopladores lineares;
- Proteção diferencial com relés de sobrecorrente.

A introdução da tecnologia digital permitiu um grande avanço na proteção de barramentos, levando à mais recente aplicação de proteção de barra adaptativa, cuja utilização é bastante atraente em barramentos mais complexos, permitindo que a proteção se adapte ao tipo e às possíveis topologias do barramento, sem a necessidade de chaveamento de circuitos de corrente, como era feito nas proteções mais antigas.

2

TIPOS DE ARRANJOS DE BARRAMENTOS

A seguir, uma descrição dos tipos de barramentos mais encontrados no nosso sistema.

2.1 – Barra simples

Este arranjo é o mais básico e simples utilizado. É um arranjo econômico que utiliza o número mínimo de disjuntores e não possui facilidades de manutenção. A manutenção em um disjuntor, ou em uma proteção de um alimentador, requer a retirada de operação da linha. Este tipo de barramento é utilizado em instalações industriais ou em aplicações nas quais as linhas 1 e 2 terminam em uma mesma subestação, o mesmo ocorrendo com as linhas 3 e 4, de forma que a retirada de serviço da linha 1 não interromperá a alimentação para a barra remota alimentada pelas linhas 1 e 2, desde que cada linha possa transmitir a carga das duas. Normalmente, este tipo de barramento não necessita de proteção de barra, mas, quando utilizada, apenas uma proteção é requerida, conforme mostrado na figura 2.1

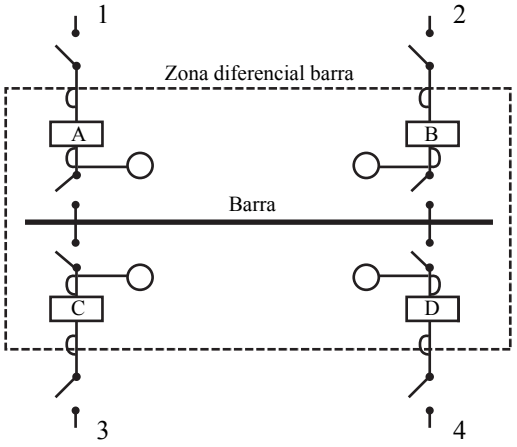


Figura 2.1 – Barra simples

2.2 – Barra dupla com disjuntor de interligação

Este arranjo (figura 2.2) é uma extensão do barramento simples, com a introdução de facilidades para isolar as duas seções de barra. A instalação de um disjuntor de interligação cria

duas seções de barra: A e B. Este tipo de barramento é utilizado quando as linhas 1 e 3 terminam em um barramento remoto comum, o mesmo ocorrendo com as linhas 2 e 4, de modo que a perda de qualquer seção de barra não interrompe o fornecimento aos barramentos remotos. Da mesma forma que, no barramento simples, o circuito deve ser retirado de operação para manutenção no disjuntor ou na proteção. Uma falha de abertura do disjuntor de interligação de barras, para uma falha em qualquer seção de barra, interrompe toda a subestação.

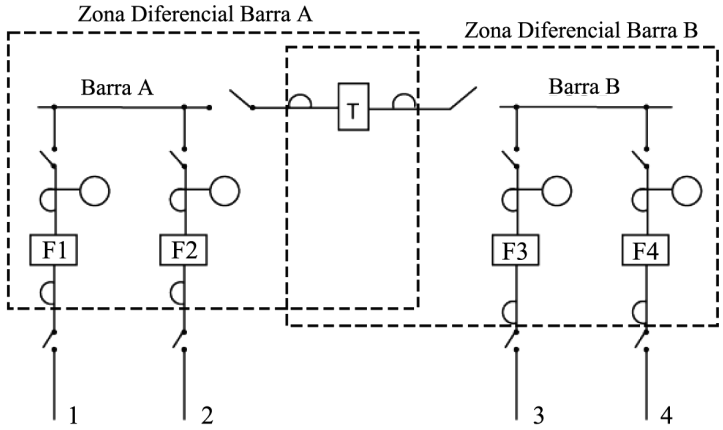


Figura 2.2 – Barra dupla com disjuntor de interligação

2.3 – Barra dupla disjuntor simples

A figura 2.3 mostra o esquema de barra dupla disjuntor simples (conhecido também como barra dupla a 5 chaves). Os disjuntores F1 e F2 estão normalmente conectados à barra 1 e os disjuntores F3 e F4 à barra 2. Existem, nesse tipo de instalação, dois esquemas de proteção de barra: um formado pelos TCs associados aos disjuntores F1 e F2 e por um dos TCs do disjuntor de interligação de barras (*Bus* 1 *Diff Zone*); e outro formado pelos TCs associados aos disjuntores F3 e F4 e ao outro TC do disjuntor de interligação, na qual é feita a superposição de zonas de proteção. Este arranjo difere do arranjo de barra dupla com disjuntor de interligação porque utiliza o disjuntor de interligação para substituição de qualquer disjuntor em manutenção, apresentando, portanto, maior flexibilidade. Uma falha em qualquer barra desenergiza apenas duas linhas.

A figura 2.4 mostra a situação em que o disjuntor F1 está fora de operação para manutenção. O disjuntor de interligação T é, então, utilizado em substituição ao disjuntor F1 e a barra 1 se torna uma extensão da linha 1. O disjuntor F2 deve ser transferido para a barra 2 e a proteção da barra 2 deve passar a receber a informação de corrente do disjuntor F2. Este é um grande complicador deste tipo de esquema quando não se utiliza proteção adaptativa, porque deve ser feito chaveamento dos circuitos de corrente para realização de manutenção. Os esquemas adaptativos têm grande utilização neste tipo de barramento.

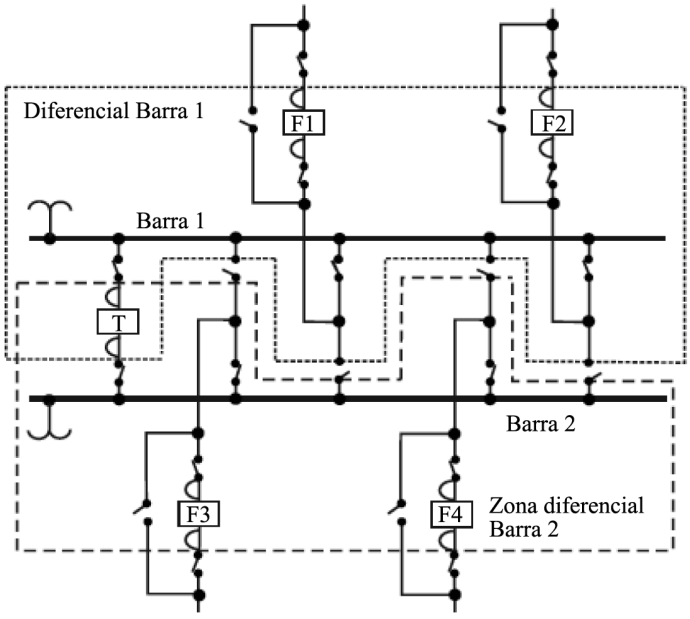


Figura 2.3 – Barra dupla disjuntor simples

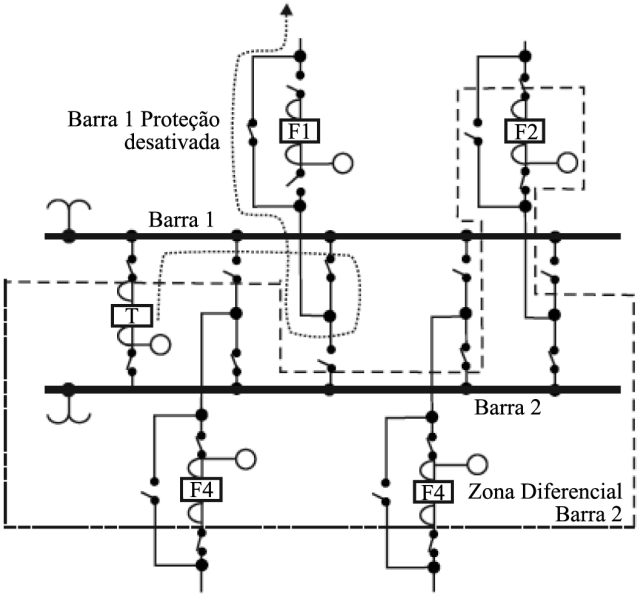


Figura 2.4 – Barra dupla disjuntor simples – disjuntor em manutenção

2.4 – Barra dupla disjuntor duplo

Este tipo de arranjo (figura 2.5) apresenta uma alta flexibilidade. Qualquer barra pode ser retirada de serviço para manutenção sem desenergizar nenhuma linha. Esta flexibilidade pode, ainda, ser aumentada pelo seccionamento das barras com o uso de disjuntores. Um dos inconvenientes deste tipo de arranjo é que dois disjuntores devem abrir para eliminar a falha, aumentando a probabilidade de falha na abertura. Neste tipo de arranjo, a alimentação de potencial para os relés de proteção é obtida por meio de DCPs localizados nas linhas de transmissão. Nas barras, são utilizados DCPs em apenas uma das fases para sincronização.

2.5 – Barra em anel

Este tipo de barramento (figura 2.6) é utilizado em subestações de alta e extra alta tensão em função de aspectos econômicos, pois requer o número mínimo de disjuntores para o número de linhas e equipamentos conectados.

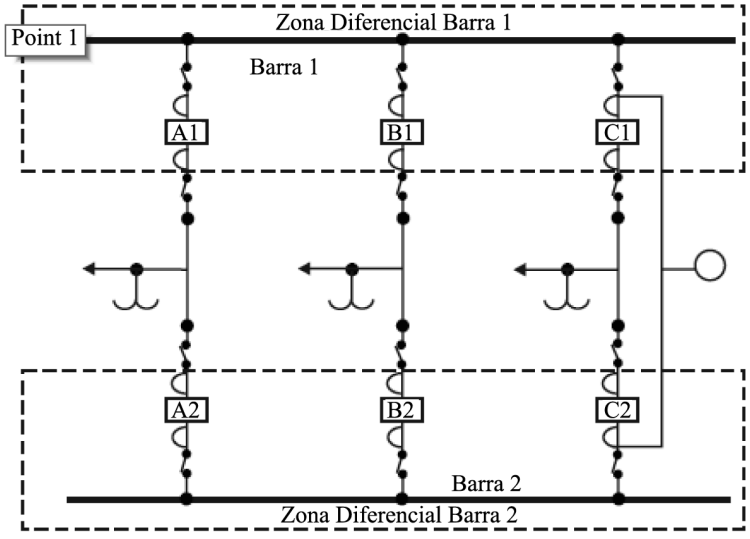


Figura 2.5 – Barra dupla disjuntor duplo

Também apresenta um alto grau de flexibilidade, uma vez que os disjuntores podem ser retirados para manutenção com um número mínimo de manobras. Devem ser utilizadas chaves isoladoras nas linhas e equipamentos para evitar a abertura do anel quando a linha ou equipamento estiver fora de operação para manutenção. Entretanto, se o disjuntor E estiver em manutenção e uma falha ocorrer na linha 4, as linhas 3 e 5 serão isoladas das linhas 1 e 2, o que deve ser analisado.

2.6 – Barra disjuntor e meio

Este tipo de arranjo (figura 2.7) é muito utilizado para subestações de alta e extra alta tensão devido à alta flexibilidade, embora necessite de mais disjuntores que o arranjo em anel para o mesmo número de linhas e equipamentos. Uma falha na barra não provoca nenhuma interrupção de linhas e equipamentos, a menos que algum disjuntor esteja em manutenção. Por exemplo, se o disjuntor B2 estiver em manutenção e uma falha ocorrer na linha, as linhas 2 e 3 serão desligadas. Este tipo de arranjo pode ter sua flexibilidade aumentada pelo seccionamento dos barramentos com o uso de disjuntores.

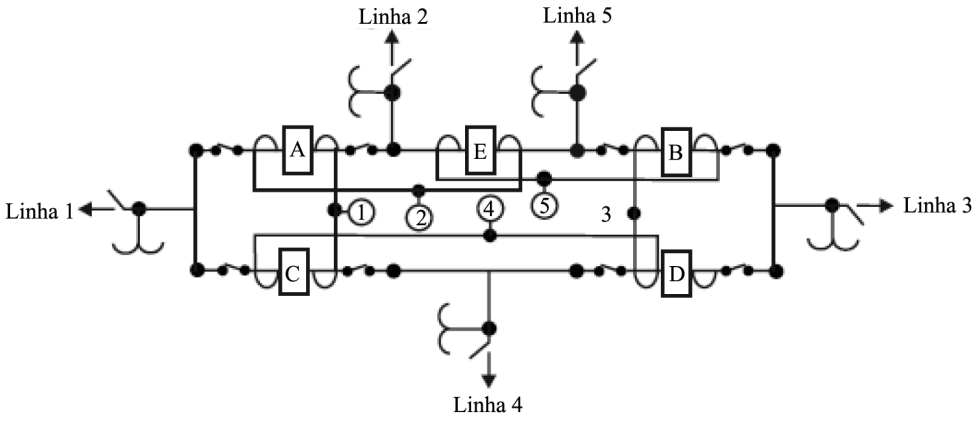


Figura 2.6 – Barra em anel

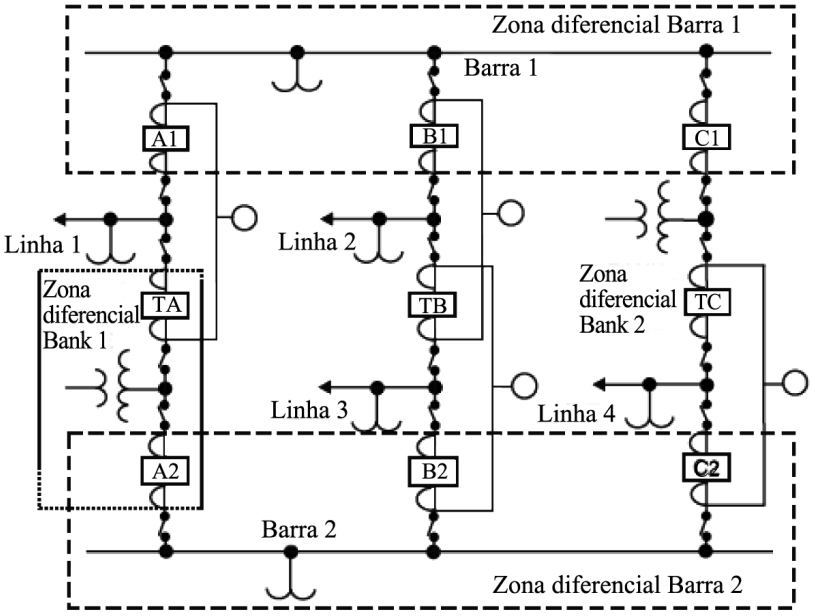


Figura 2.7 – Barra disjuntor e meio

2.7 – Arranjo de barra misto

A figura 2.8 mostra parte do arranjo físico da SE Itaipu 500 kV 50 Hz, com alta flexibilidade, onde podemos destacar:

- *Bays* das unidades geradoras – arranjo disjuntor e meio;
- *Bays* das linhas e transformador auxiliar – disjuntor duplo;
- Seccionamento das barras como o uso de disjuntores.

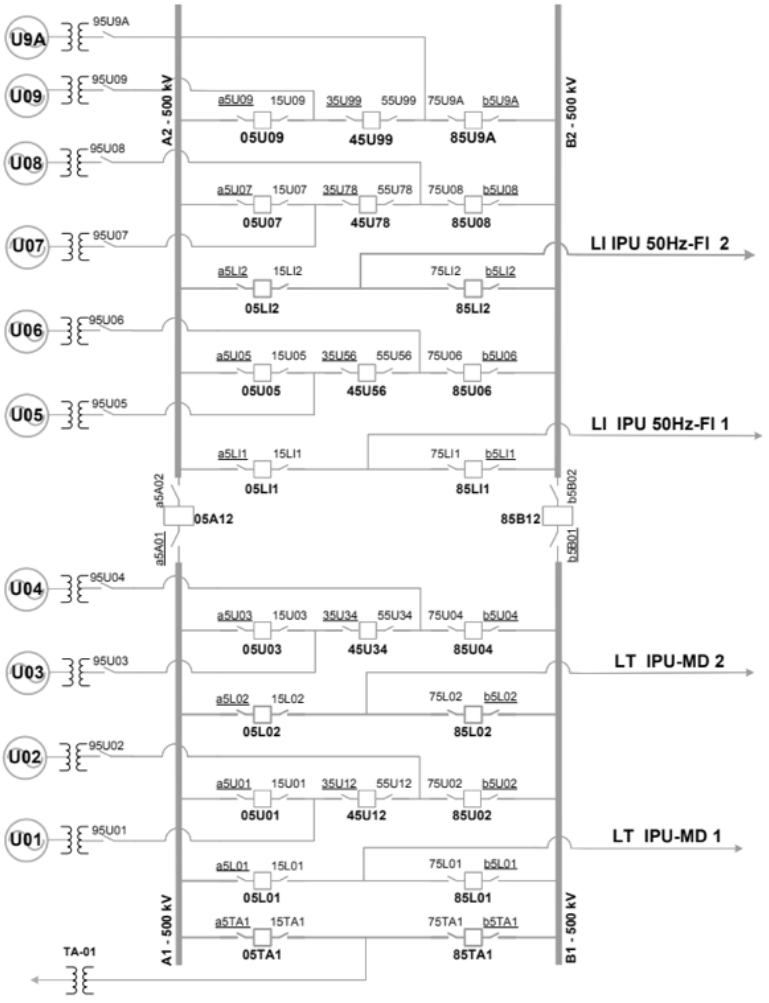


Figura 2.8 – Barra mista

2.8 – Arranjo de barra principal e barra de transferência

A figura 2.9 mostra o arranjo do tipo barra principal e barra de transferência. Em condições normais, as três linhas são conectadas por meio dos disjuntores 1, 2 e 3 a uma barra principal. Durante manutenção em qualquer disjuntor, a linha é transferida para a barra de transferência, por meio do disjuntor T.

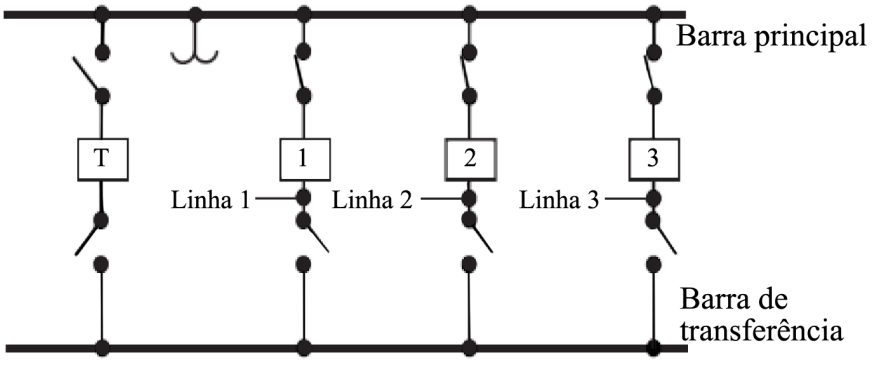


Figura 2.9 – Barra principal e barra de transferência

3

PRINCÍPIOS DE OPERAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE BARRAS

A figura 3.1 mostra o princípio de funcionamento do sistema diferencial transversal utilizado para proteção de barramentos, analisando seu comportamento para falhas externas e internas.

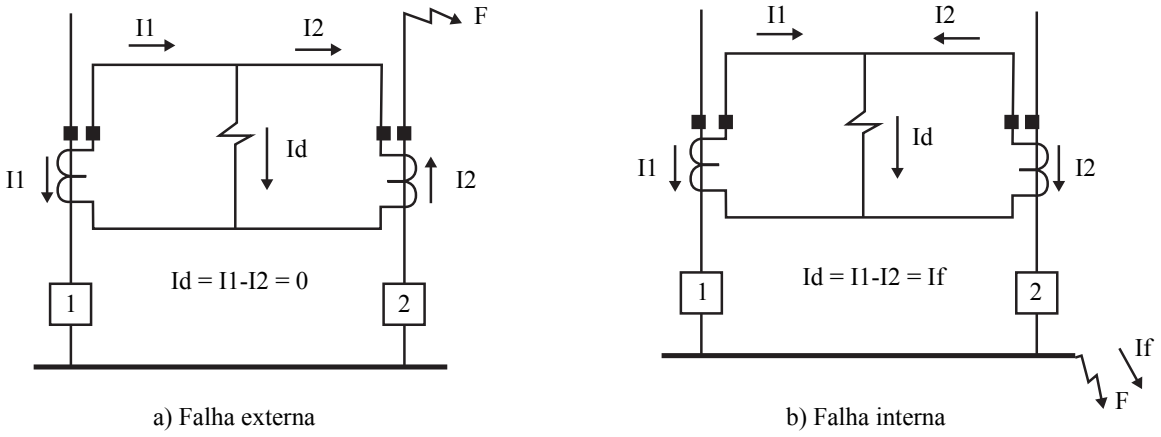


Figura 3.1 – Sistema diferencial básico

A figura 3.1 a mostra os transformadores de corrente conectados com a mesma relação de transformação e polaridades, de forma que, para falhas externas e condições normais de carga, em condições ideais, a corrente Id que circula pelo circuito diferencial é igual a zero.

A figura 3.1b mostra que, para falhas internas, a corrente total de curto-circuito irá fluir pelo circuito de operação do relé, provocando sua atuação.

Se os TCs se comportassem de forma ideal, sem saturar, o relé diferencial poderia ser um simples relé de sobrecorrente conectado, como mostra a figura. Entretanto, na ocorrência de falhas externas, as correntes de curto-circuito que circulam pelo TC do alimentador em curto são bastante elevadas, podendo provocar saturação do TC e causando desequilíbrio no circuito diferencial e atuação incorreta do relé para falhas externas.

Como será visto adiante, é possível dimensionar os TCs de modo a que os mesmos não saturem para correntes de curto-circuito senoidais (Saturação AC). Entretanto, o mesmo é inviável de se obter com correntes de curto-circuito assimétricas (Saturação DC). Desta forma, os esquemas propostos de proteção de barramentos foram desenvolvidos de modo a conviver com o problema de saturação dos TCs durante falhas externas.

4

CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE

A saturação dos transformadores de corrente ocorre quando o fluxo requerido para produzir a corrente secundária excede a densidade máxima de fluxo do núcleo e depende dos seguintes fatores:

- Relação de transformação do TC;
- Área da seção reta do núcleo;
- Carga conectada;
- Presença de fluxo remanescente;
- Deslocamento DC da corrente de curto-circuito;
- Densidade máxima do fluxo no núcleo.

A figura 4.1 mostra um caso típico de saturação de TC para uma onda de corrente primária com *off-set* DC e constante de tempo de aproximadamente 30 ms. O tempo para saturação depende dos fatores apresentados acima, e a norma IEE Std C37.110-1996 item 4.5.2.3 (IEEE *Guide For The Application Of Current Transformers*) apresenta uma expressão para cálculo desse tempo.

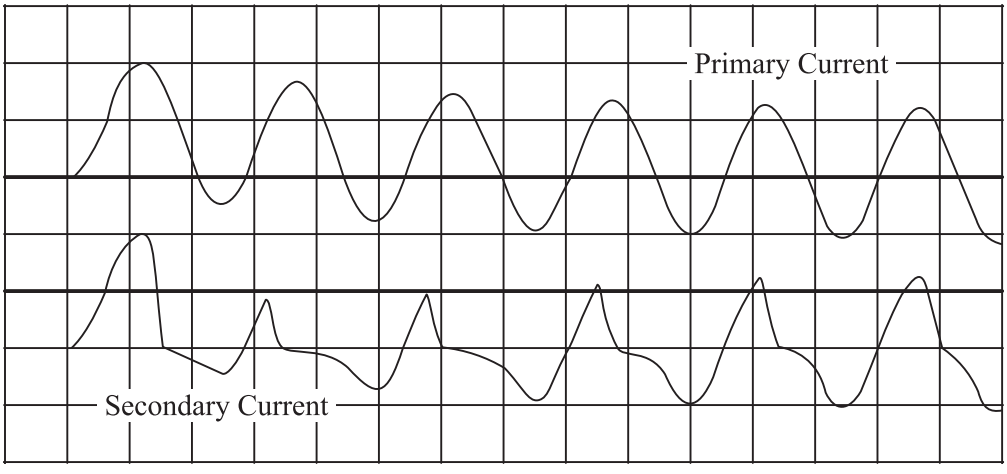


Figura 4.1 – Efeitos da saturação do TC na corrente secundária

No exemplo mostrado, a corrente secundária está distorcida cerca de cinco ciclos e pode provocar a atuação da proteção diferencial de barras.

A figura 4.2 mostra o circuito equivalente simplificado do TC, onde podemos destacar:

- Ip corrente primária
- Ie corrente de excitação
- Xm reatância de magnetização
- Rct resistência secundária do TC
- R_L resistência dos cabos de conexão do TC ao painel de proteção.
- Is corrente secundária
- Rb resistência da carga conectada ao TC
- Vs tensão secundária do TC

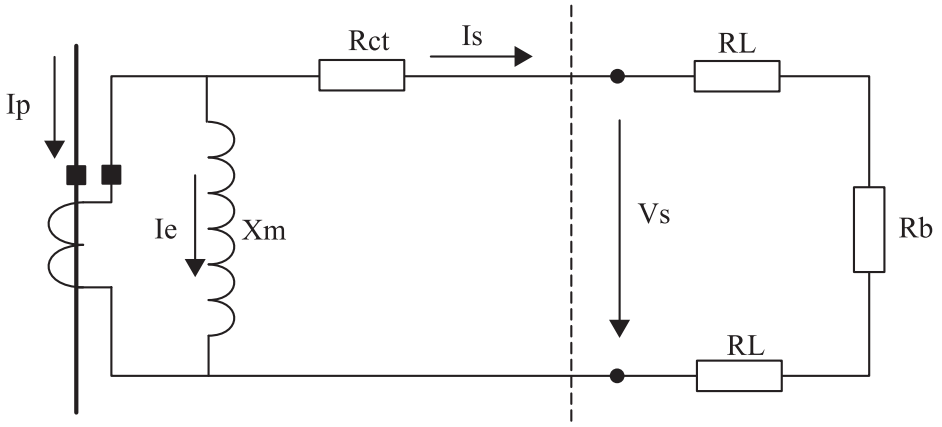


Figura 4.2 – Circuito equivalente do TC

Quando o TC satura, a reatância de magnetização cai aproximadamente a zero (saturação total), e a corrente secundária cai também a zero, afetando o desempenho dos relés.

A figura 4.3 mostra uma curva de saturação típica de um TC de classe de exatidão C200, que relaciona a tensão secundária com a corrente de excitação.

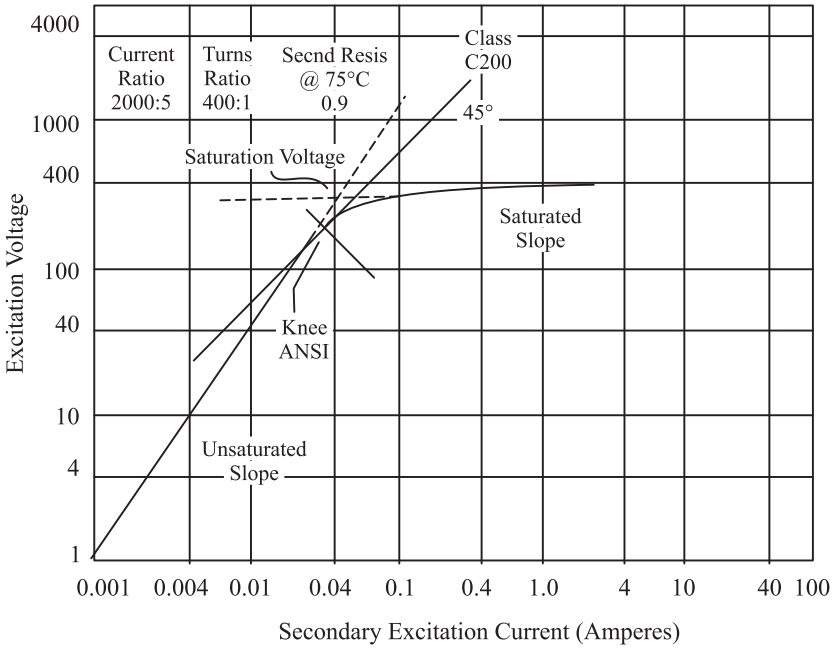


Figura 4.3 – Curva de saturação do TC

A tensão Vs, que define a classe de exatidão do TC, é a tensão do joelho da curva de excitação e pode ser definida como o ponto da curva no qual um aumento de 10% na tensão secundária corresponde a um aumento de 50% na corrente de excitação.

Para o TC C200 temos, então, de acordo com a norma, que o erro do TC será inferior a 10% em regime permanente se:

$Vs = (2R_L + Rb) \times Is < 200$ Volts, onde Is corresponde a 20 vezes a corrente nominal do secundário (100 A para TCs de 5 A e 20 A para TCs de 1 A). Então, um TC C200, de 5 A secundário, terá um desempenho satisfatório se conectado a uma carga total de 2 Ohms. Se a corrente secundária for 1 A, o TC terá um desempenho satisfatório até uma carga de 10 Ohms.

Saturação AC

Para que não haja saturação AC do TC, devemos ter:

$Vs > Is \times Zs$, onde:

Vs é a tensão secundária do TC

$Is = Ip/RTC$

Ip é a corrente de curto-circuito primária

RTC é a relação de transformação do TC

$Zs = 2R_L + Rb$

Saturação DC

Com carga resistiva

Vs > Is x Zs (1+X/R)

Onde X e R são a reatância e a resistência vista do primário no ponto de aplicação do relé.

A norma IEE Std C37.110-1996 (IEEE *Guide For The Application Of Current Transformers*) apresenta outras expressões para cargas também indutivas e levando em consideração o magnetismo remanescente do TC.

5

PROTEÇÃO DIFERENCIAL UTILIZANDO RELÉS DE SOBRECORRENTE

A figura 5.1 ilustra a aplicação de um simples relé de sobrecorrente conectado de forma diferencial para proteção de um barramento. Se não houver saturação dos TCs, a corrente diferencial será aproximadamente zero, não havendo tendência de atuação do relé. Na ocorrência de saturação, a corrente Id será diferente de zero, havendo tendência de atuação do relé caso a corrente exceda o valor de ajuste do relé. Se o TC satura completamente (pior caso) a corrente Id pode ser calculada pela expressão mostrada na figura 5.1b.

A proteção deve ser ajustada acima deste valor para evitar atuação incorreta, o que pode resultar em valores de ajuste muito elevados, insuficientes para detectar condições de curto-circuito interno mínimo. Outra solução para resolver este problema é a introdução de temporização na proteção, mas é muito difícil determinar a temporização exata para prevenir atuação incorreta. Mesmo que seja possível determinar essa temporização, ela pode ser muito elevada e não ser compatível com os tempos de eliminação de falhas exigidos pelo sistema, podendo acarretar problemas de estabilidade. Por essas razões, este método não é utilizado nas redes de operação de alta e extra alta tensão.

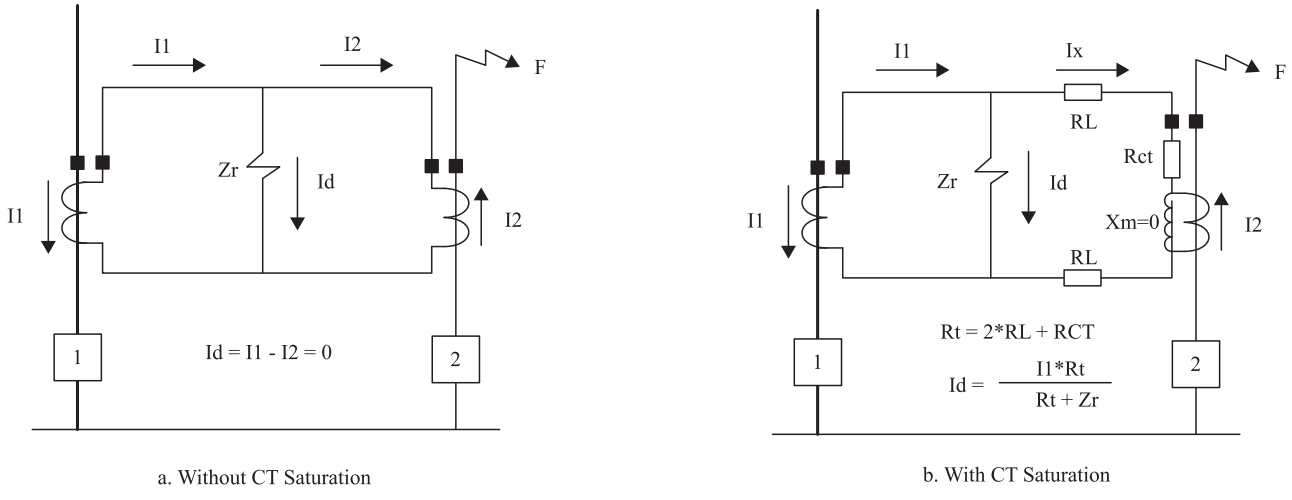


Figura 5.1 – Proteção diferencial utilizando relés de sobrecorrente

6

PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDÂNCIA

6.1 – Princípio de operação

A figura 6.1 mostra a aplicação de relé diferencial de alta impedância utilizado para proteção de barramentos. Zr é a impedância do relé diferencial, que é conectado ao ponto de junção da malha diferencial. É assumido que, para a falha externa mostrada, o TC deste alimentador satura completamente, de modo que ele pode ser representado apenas por sua resistência secundária. A impedância do relé é considerada bem mais alta que a resistência do TC e dos cabos de conexão desde o ponto de junção até o painel de proteção. A tensão desenvolvida no relé para falhas internas será, portanto, igual ao produto da corrente total de curto-circuito pela impedância do relé, o que representa um valor bem elevado. Para falhas externas, a tensão Vr é dada pela expressão:

Vr = If x Rt

Onde R t= 2 x R_L+Rct

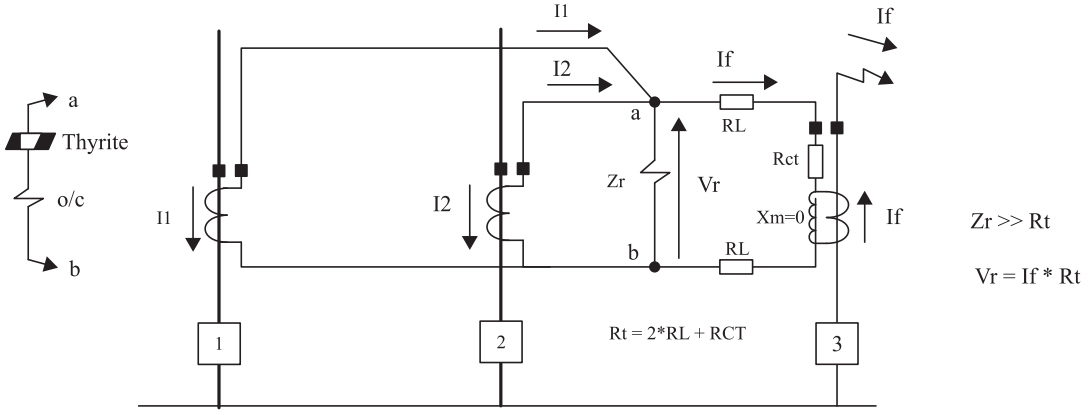


Figura 6.1 – Proteção diferencial de alta impedância

Desta forma, para se determinar a tensão de ajuste do relé, calcula-se a tensão Vr para o TC cujo cabo de conexão ao painel seja mais longo (maior resistência) e se ajusta o relé para um valor de tensão superior ao calculado, com uma boa margem de segurança.

A aproximação de que o TC completamente saturado pode ser representado por uma carga puramente resistiva é válida para TCs de construção toroidal, com enrolamentos distribuídos. Para este tipo de TC, a reatância de dispersão é desprezível. Para outros tipos de TC, a reatância de dispersão deve ser conhecida para se determinar a tensão de ajuste. Se a reatância

de dispersão for muito elevada, a aplicação deste tipo de relé pode ser inviabilizada porque a tensão de ajuste resultará em valor muito alto.

Para faltas internas, a tensão desenvolvida no relé é muito elevada e, nos relés de tecnologia analógica, é utilizado o circuito do Thyrite para limitar a tensão desenvolvida através do relé.

A aplicação de proteção diferencial de alta impedância se baseia na utilização das mesmas relações dos TCS. Em algumas aplicações, podem existir TCs de diferentes relações, mas com relações que sejam iguais. Este tipo de aplicação pode provocar o aparecimento de sobretensões nos circuitos secundários dos TCs, conforme ilustrado na figura 6.2. Estas tensões não devem ser superiores às tensões secundárias dos TCs e dos blocos terminais dos painéis.

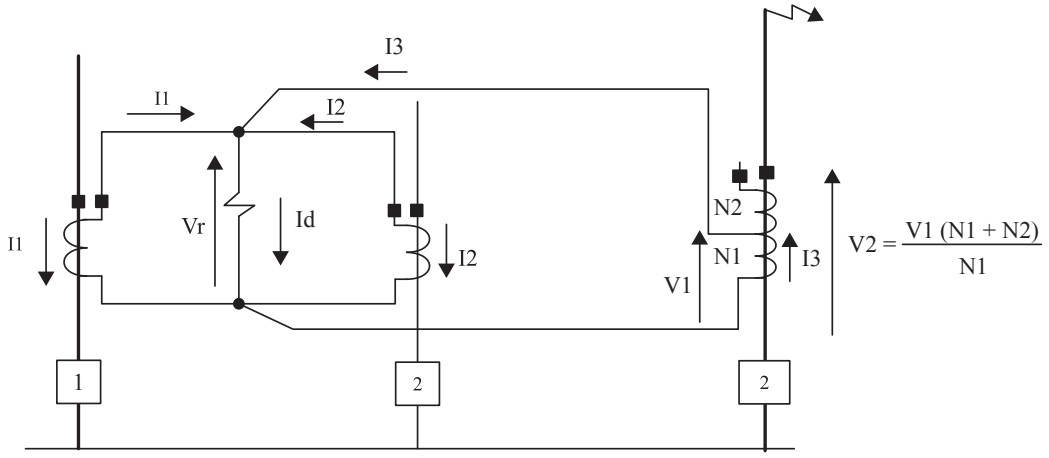


Figura 6.2 – Proteção diferencial de alta impedância – aplicação utilizando *tap* intermediário de TC

6.2 – Operação em condições normais

Em condições normais de operação, com correntes de carga apenas circulando, as correntes secundárias circulam através dos TCs conectados em paralelo, conforme mostra a figura 6.3.

Uma fonte de corrente CT A, que representa a soma das correntes secundárias, com exceção de uma. A fonte representada como CT B representa a corrente que flui no TC remanescente ligado à malha diferencial. Em condições de carga balanceadas ou em condições de curto-circuito externo sem saturação de TC, a corrente do TC A é igual a corrente do TC B. Desta forma, não flui corrente através do relé diferencial de alta impedância 87Z, independentemente da impedância do relé diferencial. Para condição de falha externa, o TC A representa a combinação em paralelo dos TCs que estão contribuindo com corrente em direção à barra e o TC B é o TC no circuito defeituoso. Como o TC A é uma combinação em paralelo de vários TCs, as reatâncias dos ramos

de magnetização e as resistências série aparecem divididas por n-1, onde n é o número de TCs no esquema. Isto assume que todos os TCs possuem impedâncias dos ramos de magnetização, resistências internas e resistência de cabos de ligação iguais ou muito próximas.

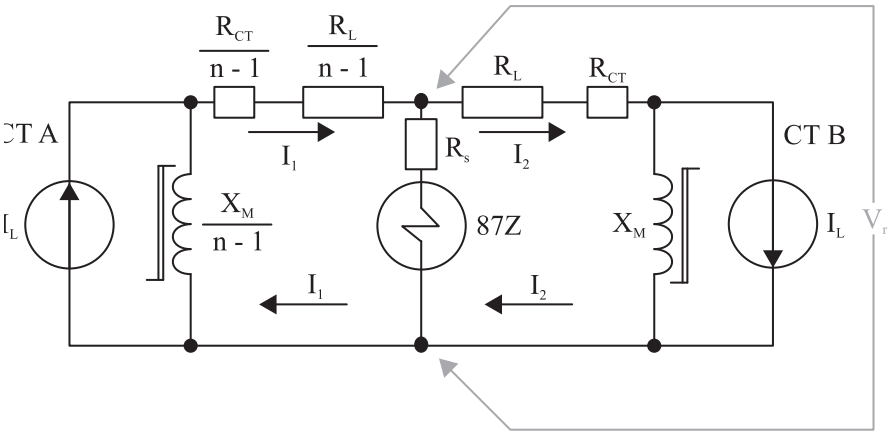


Figura 6.3 – Proteção diferencial de alta impedância – operação em condições normais

Sem ocorrer saturação e com igual desempenho dos TCs, não há corrente suficiente para criar uma tensão significativa através do relé de alta impedância, como mostrado nas figuras 6.3 e 6.4.

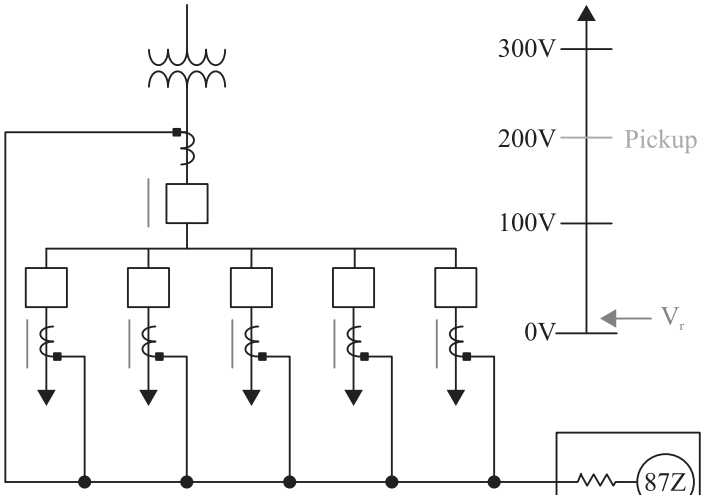


Figura 6.4 – Correntes balanceadas em condições normais de operação

6.3 – Operação durante falha externa com saturação de TC

Na ocorrência de falhas externas, pelo TC do circuito defeituoso circula toda a corrente de contribuição da barra para o defeito, tornando alta a probabilidade de saturação deste. O relé

diferencial de alta impedância deve, então, ser ajustado acima da tensão que aparece no relé, considerando o TC deste circuito completamente saturado. Um TC completamente saturado não produz corrente secundária, e pode ser representado puramente por sua resistência secundária, R_{CT}. Uma vez que a resistência interna do TC e a resistência do cabo de interligação somadas são bem inferiores à resistência do relé diferencial 87Z, no pior caso, a tensão V_r será a queda de tensão na resistência do cabo de interligação e na resistência do secundário do TC, em série, em condições de máxima corrente de curto-circuito externo, como mostrado na figura 6.5.

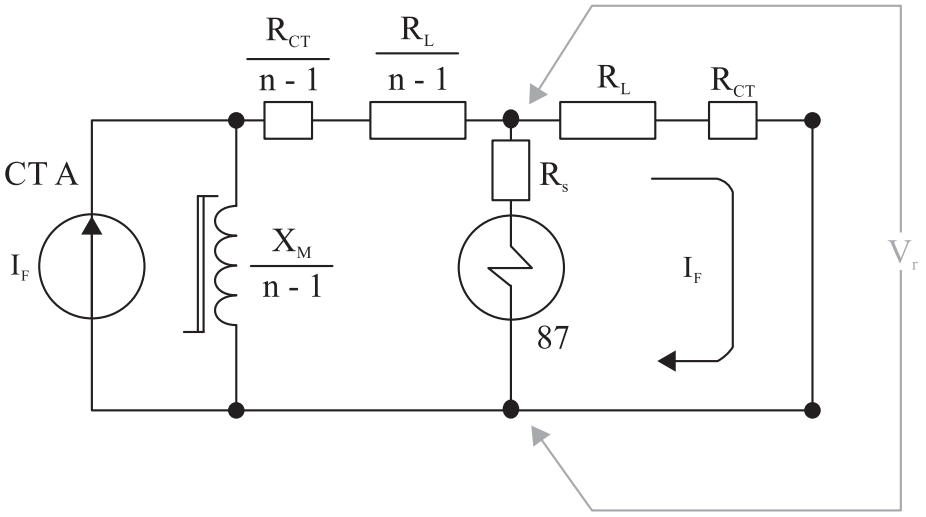


Figura 6.5 – Condições de falha externa com saturação de TC

A figura 6.6 mostra o fluxo de correntes na barra para uma falha externa e a tensão V_r no relé, desenvolvida quando da saturação total de um TC. O ajuste de tensão do relé diferencial deve ser acima deste valor máximo de tensão, considerando um fator de segurança de, pelo menos, 1.5.

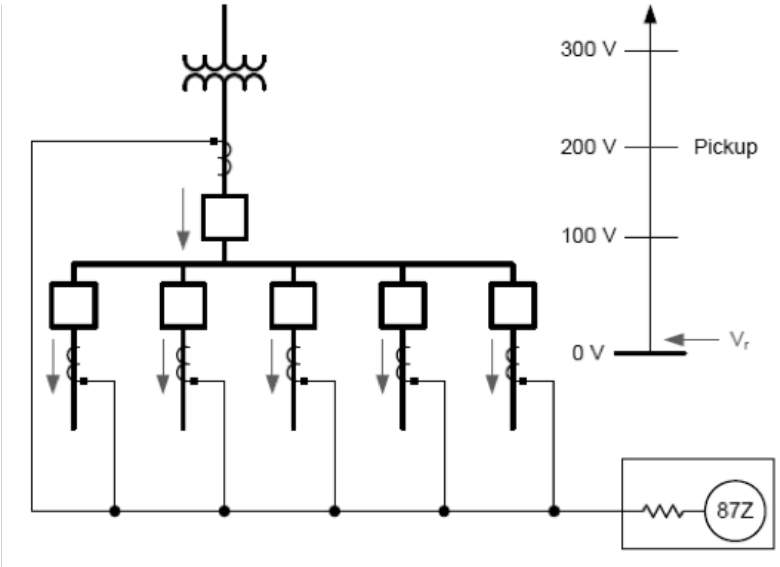


Figura 6.6 – Condições de falha externa – fluxo de correntes

A tensão de ajuste do relé deve ser calculada utilizando-se a expressão:

$$V_t = \frac{I_F}{N} \bullet (R_{CT} + R_{LEAD} \bullet k)$$

Na expressão acima:

I_F Máxima corrente de falta externa.

N Relação de transformação do TC no *tap* utilizado

R_{LEAD} Resistência do cabo de conexão do ponto de junção da malha diferencial ao TC mais distante

R_{CT} Resistência do secundário do TC

K Igual a 1 para falhas trifásicas e 2 para falhas monofásicas

O valor de ajuste deve ser:

$V_S = K. V_R$, onde K é um fator de segurança.

6.4 – Operação durante falha interna

Durante uma falha interna, todas as fontes de corrente contribuem para a corrente total de falha, forçando a circulação da corrente total pela impedância do relé diferencial. A figura 6.7 mostra o circuito equivalente de n TCs injetando correntes no relé diferencial de alta impedância, provocando uma tensão elevada no circuito do relé, tensão esta que é limitada pelo MOV.

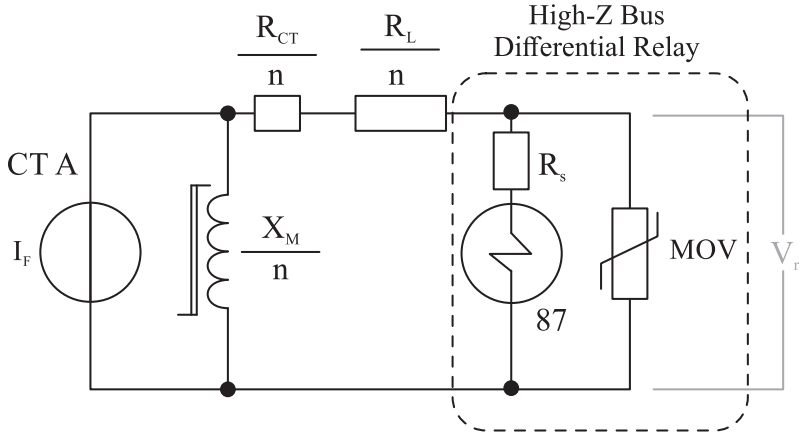


Figura 6.7 – Condições de falha interna

A figura 6.8 mostra o fluxo de correntes para uma falha interna e também que a tensão desenvolvida no relé excede o valor de *pickup* ajustado, provocando a atuação do relé.

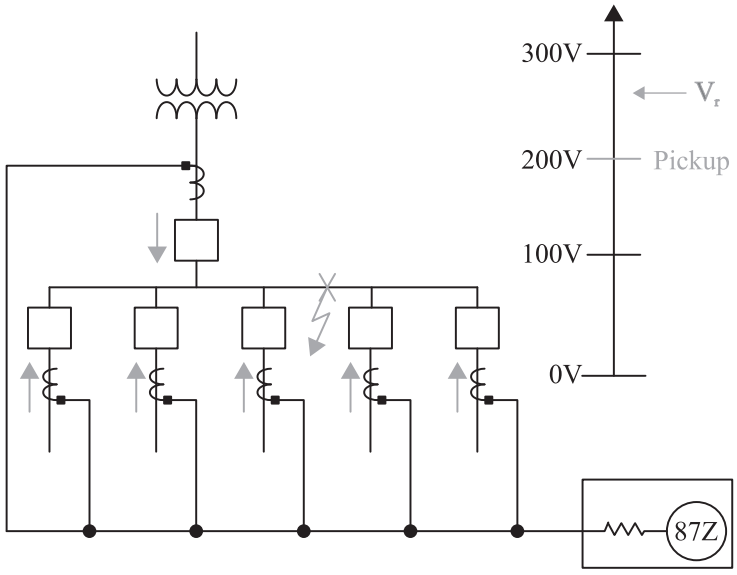


Figura 6.8 – Condições de falha interna – fluxo de correntes

A corrente mínima de operação para falha interna pode ser calculada pela expressão:

$$I_{min} = (n \cdot I_e + I_r + I_m) \cdot N$$

I_{min} corrente mínima de atuação.
N número de TCs em paralelo por fase.
I_e corrente de excitação dos TCs na tensão de ajuste do relé Vr.
I_r corrente através do relé na tensão de ajuste Vr.
I_m corrente no MOV na tensão de ajuste Vr.
N relação de transformação dos TCs.

6.5 – Condições anormais de operação

6.5.1 – Operação com secundário de TC aberto

Um TC com secundário aberto provoca o aparecimento de uma tensão elevada no secundário, que não é aplicada ao circuito do relé diferencial. Todavia, o desbalanço de corrente provocado pela ausência de corrente de um dos TCs cria uma tensão no relé que é proporcional

à corrente de carga do circuito cujo TC está aberto, o que pode provocar a atuação do relé se a corrente de carga for de amplitude suficiente.

A figura 6.9 ilustra esta situação.

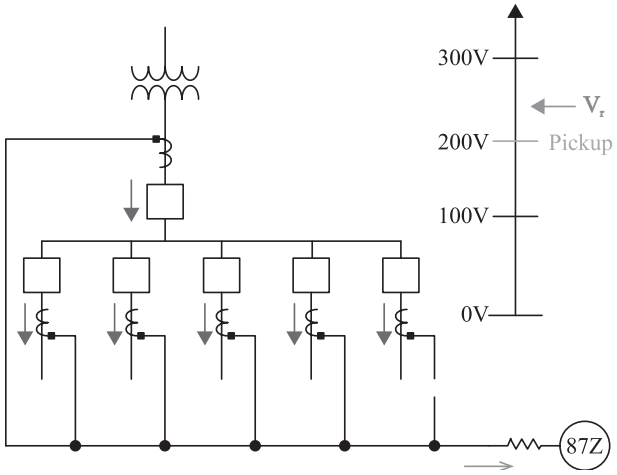


Figura 6.9 – Circuito de TC aberto

Considerando que a operação com o secundário de TC aberto é perigosa, a atuação da proteção nesta situação é desejável.

6.5.2 – Operação com TC curto-circuitado

Um TC com o secundário em curto-circuito disabilita a proteção diferencial porque mantém a tensão sobre o relé diferencial em zero volt. É importante salientar que o relé não pode detectar esta situação, conforme figura 6.10. Uma das técnicas utilizadas para detectar TCs em curto-circuito é aplicar uma baixa tensão AC através dos terminais do relé e medir a corrente. A alta impedância de magnetização do TC e a alta impedância do relé diferencial impedem a circulação de uma corrente elevada, a menos que exista um TC em curto-circuito.

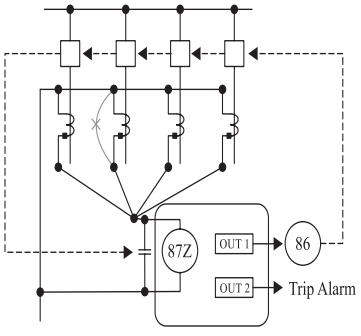


Figura 6.10 – TC curto-circuitado

7

PROTEÇÃO DIFERENCIAL COM RESTRIÇÃO PERCENTUAL

A figura 7.1 mostra a ligação e a característica de operação de um relé diferencial percentual. O relé atua quando a corrente de operação (Id) for superior a uma percentagem da corrente de restrição. A inclinação da característica de operação é denominada *slope*, e é ajustável. A observação da característica de operação permite concluir que, quanto maior for a corrente de restrição, maior deverá ser a corrente de operação necessária a provocar a atuação do relé.

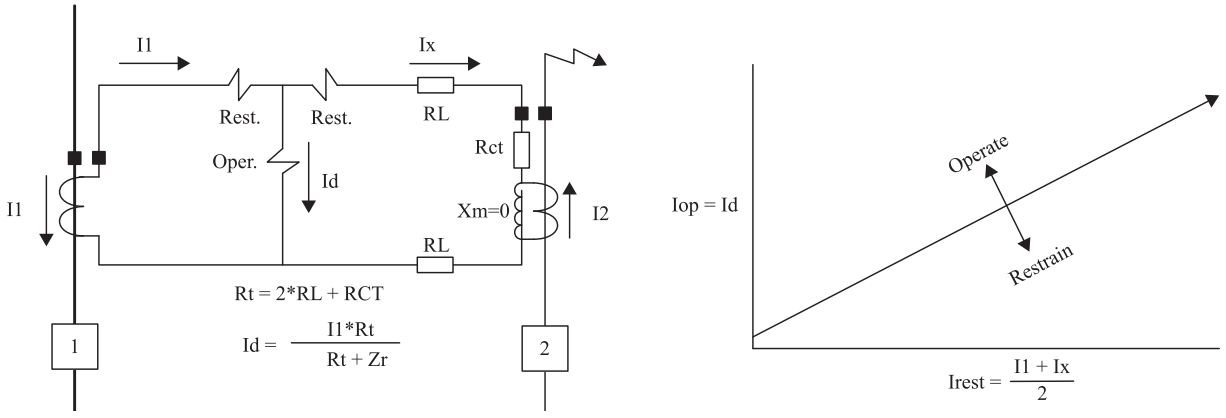


Figura 7.1 – Proteção diferencial com restrição percentual

8

PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE BAIXA IMPEDÂNCIA

As proteções diferenciais de baixa impedância possuem essa denominação porque apresentam uma baixa impedância à circulação da corrente secundária dos TCs. Isso significa que os relés diferenciais de baixa impedância podem compartilhar os TCs com outros relés, transdutores etc. Os relés diferenciais de baixa impedância tipicamente possuem uma entrada de corrente para cada fase de cada TC incluído no esquema. A figura 8.1 mostra o diagrama unifilar da instalação de uma proteção diferencial de baixa impedância, mostrando uma falha externa em F1 e uma falha interna em F2.

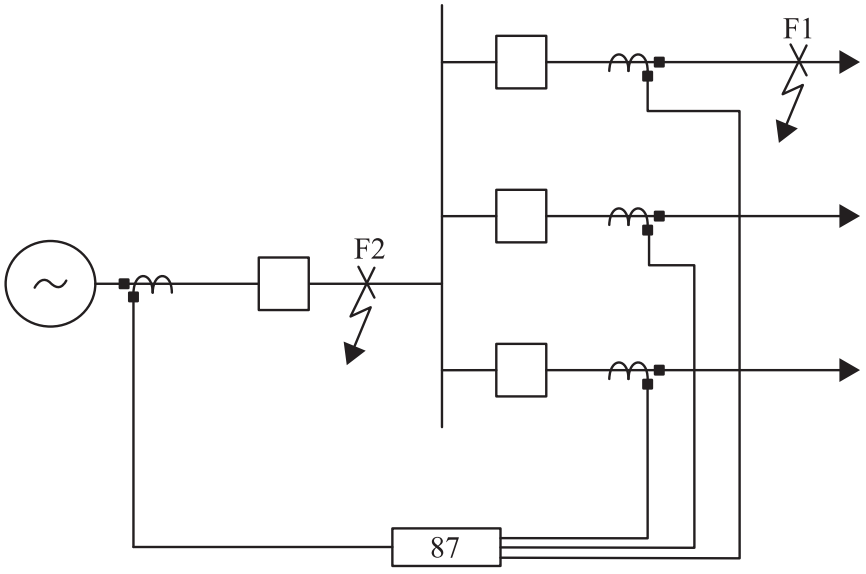


Figura 8.1 – Proteção diferencial de baixa impedância

O fato de a proteção diferencial possuir entradas individuais de corrente permite que os circuitos conectados à barra possuam relações de transformação diferentes nos TCs, fato que é de extrema relevância quando os núcleos de TCs são compartilhados com outras proteções. O relé compensa a diferença de amplitudes das correntes secundárias utilizando ajustes nas entradas de corrente para normalizar as correntes em uma base comum. A individualização das entradas de corrente para cada TC associado a cada disjuntor também permite que a proteção diferencial de barras realize as funções de falha de disjuntor e zona morta (*end fault*).

8.1 – Princípio de atuação da proteção diferencial de baixa impedância

O relé diferencial de baixa impedância soma vetorialmente as correntes normalizadas de todas as entradas para detectar a corrente diferencial (Iop) resultante de uma falha interna, ou seja, interna à zona definida pela localização de todos os TCs conectados ao relé. Para levar em consideração pequenas diferenças no desempenho dos TCs, o relé também soma aritmeticamente as amplitudes destas correntes para criar uma corrente de restrição (I_{RT}). A corrente de operação (Iop) é, então, comparada com a corrente de restrição (I_{RT}) e o relé atua quando Iop excede um valor mínimo de ajuste e uma percentagem de I_{RT}, definida como *slope*. A figura 8.2 mostra a característica diferencial percentual graficamente.

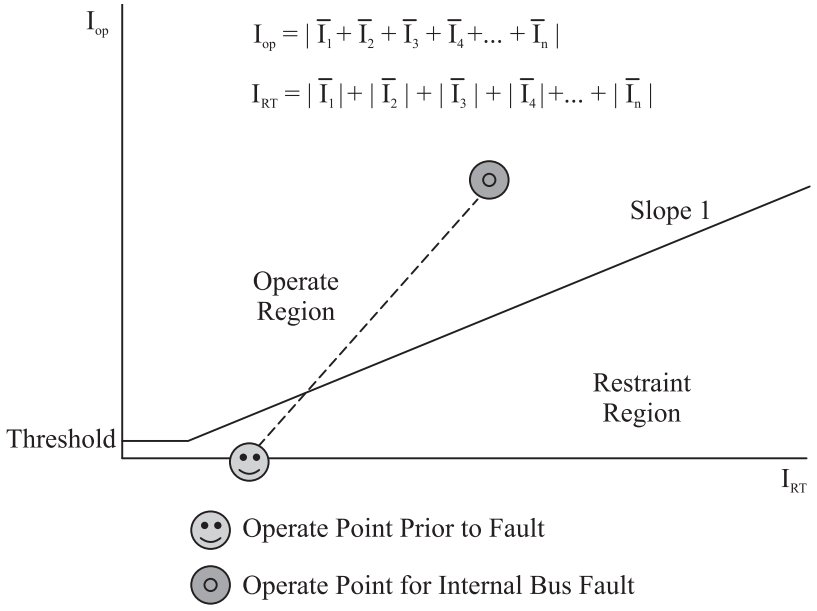


Figura 8.2 – Característica de atuação da proteção diferencial de baixa impedância

A figura 8.2 mostra que, em condições normais de operação, a corrente de operação é virtualmente zero e a corrente de restrição possui um valor que é proporcional à corrente de carga que flui através da barra. A figura 8.2 também mostra que uma falta interna produz um acréscimo tanto da corrente de operação quanto da corrente de restrição, movendo o ponto de operação Iop/I_{RT} da região de restrição para a região de operação.

A figura 8.3 mostra a oscilografia de duas correntes em um esquema de proteção diferencial de barras de baixa impedância. A falta interna produz fluxo de corrente em direção à barra por todas as fontes, de modo que as correntes vistas pela proteção diferencial estão em fase, e ocorre a atuação do relé.

A figura 8.4 mostra uma situação que ocorre frequentemente, de um TC saturar para uma falta externa, provocando o aparecimento de uma alta corrente de operação I_{diff}. O relé deve se manter estável mesmo para esta situação.

A figura 8.5 mostra as correntes provenientes de uma falta externa, onde o TC que produz a corrente I1 satura e o TC que produz a corrente I2 não satura.

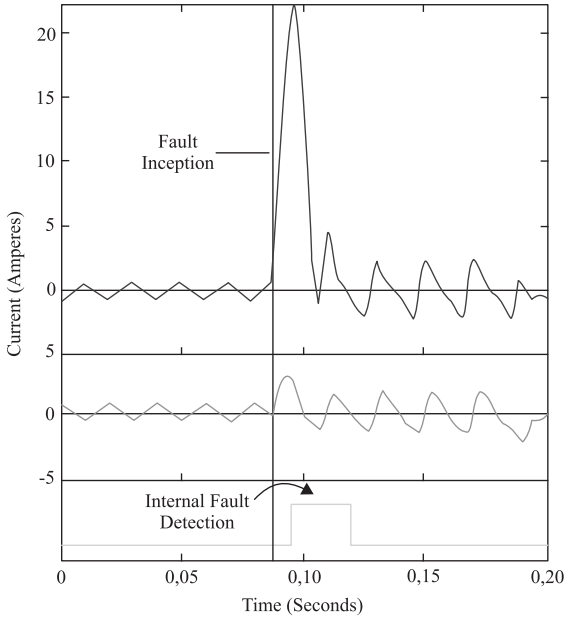


Figura 8.3 – Atuação da proteção diferencial para falha interna

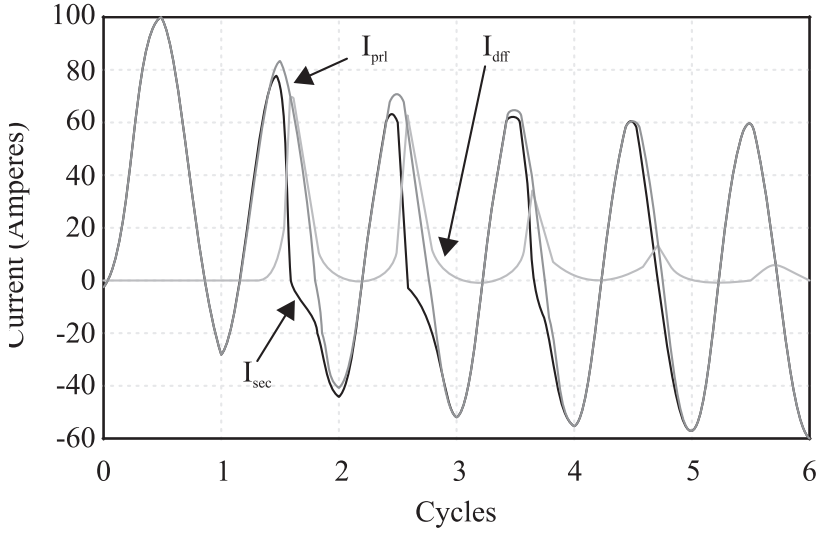


Figura 8.4 – Saturação de TC mostrando aparecimento de corrente diferencial

De modo a distinguir faltas externas de faltas internas, uma das técnicas utilizadas pelos relés diferenciais de baixa impedância é utilizar os primeiros milissegundos de acréscimo de corrente em cada meio ciclo antes que ocorra a saturação dos TCs. Se o relé detectar um acréscimo da corrente de restrição sem um acréscimo proporcional da corrente de operação, então a falta é caracterizada como externa e o relé chaveia para uma ajuste de *slope* mais seguro, evitando *trip* nessa situação, conforme mostrado na figura 8.6.

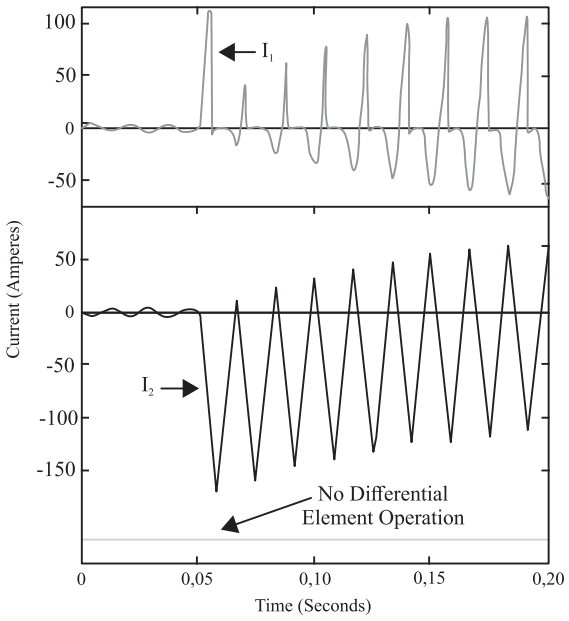


Figura 8.5 – Comportamento da proteção diferencial com saturação de TC

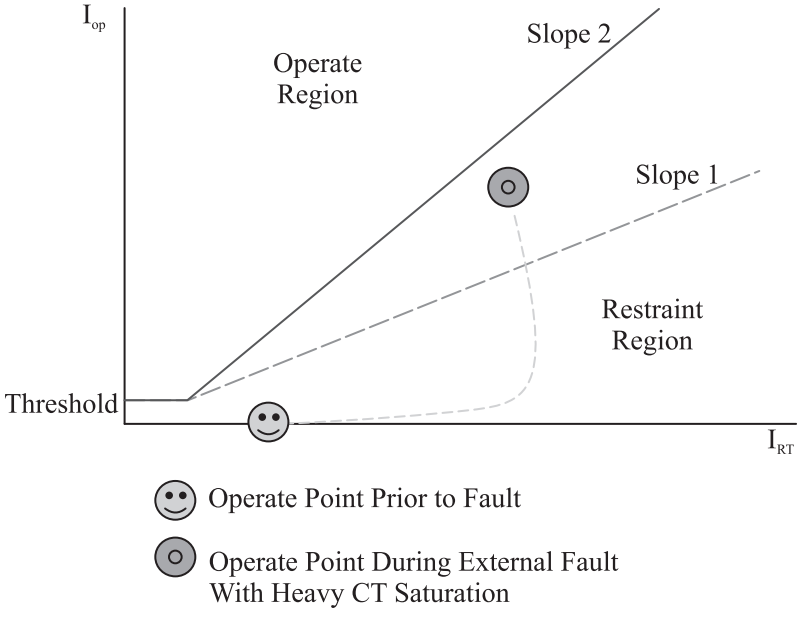


Figura 8.6 – Característica durante saturação de TC

Se as correntes de operação e de restrição aumentarem ao mesmo tempo, o relé identifica como uma falha interna e atua tão logo a corrente de operação ultrapassar sua corrente mínima de operação e sua curva característica.

8.2 – Funções suplementares de proteção

As modernas proteções diferenciais de baixa impedância possuem funções adicionais para detecção de falhas em zonas mortas, falha de disjuntor e detecção de falhas nos circuitos associados aos transformadores de corrente.

8.2.1 – End fault protection

A figura 8.7 mostra uma falta ocorrendo no ponto F3, entre o TC e o disjuntor. A proteção diferencial de barra detecta esta falta como interna à barra, mas a abertura dos disjuntores associados à barra não irá interromper a corrente de curto-circuito se a fonte permanecer conectada no terminal remoto. Os relés diferenciais de baixa impedância para proteção de barramentos incluem uma lógica que verifica que o disjuntor está aberto, mas a corrente continua circulando pelo TC. A lógica atua, enviando sinal de transferência de disparo para o terminal remoto para interromper a corrente de curto-circuito.

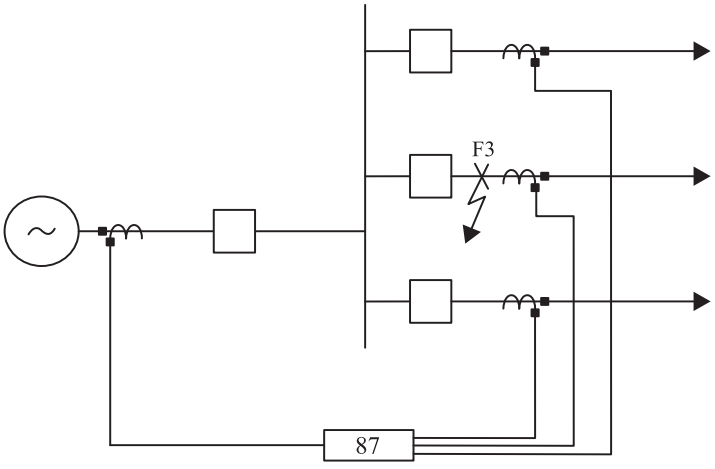


Figura 8.7 – End fault protection

8.2.2 – Proteção de falha de disjuntor

Os relés modernos de proteção diferencial de barras possuem integrados a eles esquemas de proteção de falha de disjuntor, com temporizadores e detectores de corrente para cada disjuntor. Eles podem disparar todos os disjuntores da barra; individualmente, se as saídas de *trip* forem direcionadas para cada disjuntor; ou como um grupo, por meio de um relé auxiliar de bloqueio de barra.

8.3 – Considerações adicionais

Nas proteções diferenciais de alta impedância não há limitação no número de TCs que podem ser conectados em paralelo. Entretanto, nos esquemas de proteção de barras de baixa

impedância, a entrada de cada TC é utilizada para formar uma restrição independente, por segurança. Então, se o número de circuitos exceder o número de entradas de corrente disponíveis no relé, o mesmo não pode ser utilizado para a proteção do barramento. A figura 8.8 mostra o diagrama unifilar de uma instalação na qual um relé que possui 18 entradas de corrente não pode ser utilizado para a proteção da barra (seriam necessárias 24 entradas de corrente). Adicionando mais relés, aumenta-se o número de entradas de corrente, mas isso só é possível se o arranjo físico da instalação permitir a separação das barras em sistemas independentes.

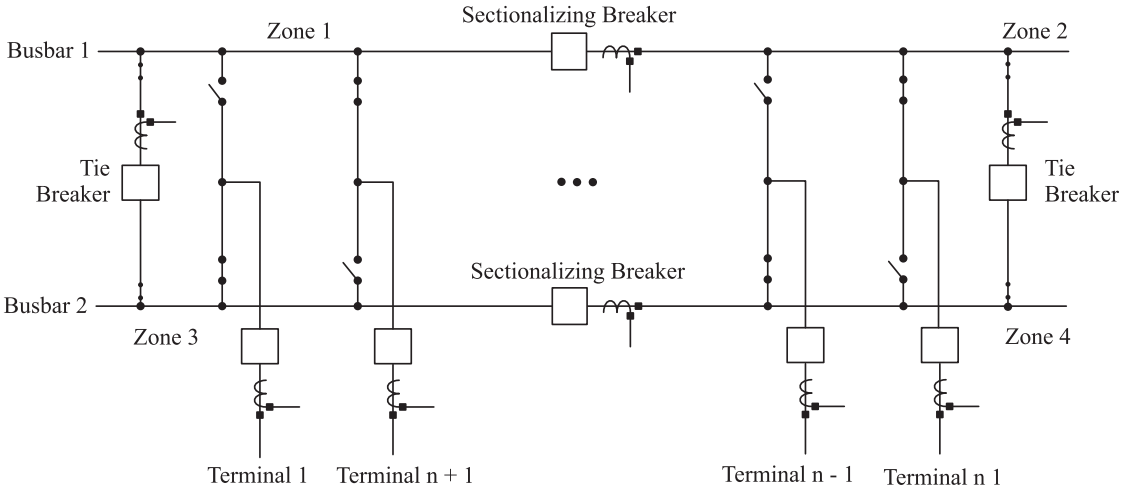


Figura 8.8 – Diagrama unifilar de uma SE com vários *bays*

A figura 8.9 mostra um exemplo desta separação física, onde dois disjuntores de seccionamento dividem a SE em dois sistemas separados, com quatro seções de barra, nas quais será utilizado um relé para cada duas seções de barra. Com este arranjo, as chaves seccionadoras irão direcionar as correntes de cada TC para cada um dos relés, mas não para ambos. Por exemplo, o terminal 1 só poderá ser conectado ao relé 1, ou seja, zona 1 ou zona 3, mas não para zona 2 ou zona 4. Nestes casos, com as barras separadas, o disjuntor de interligação deve ser incluído na *check zone* de ambos os relés (zona de validação).

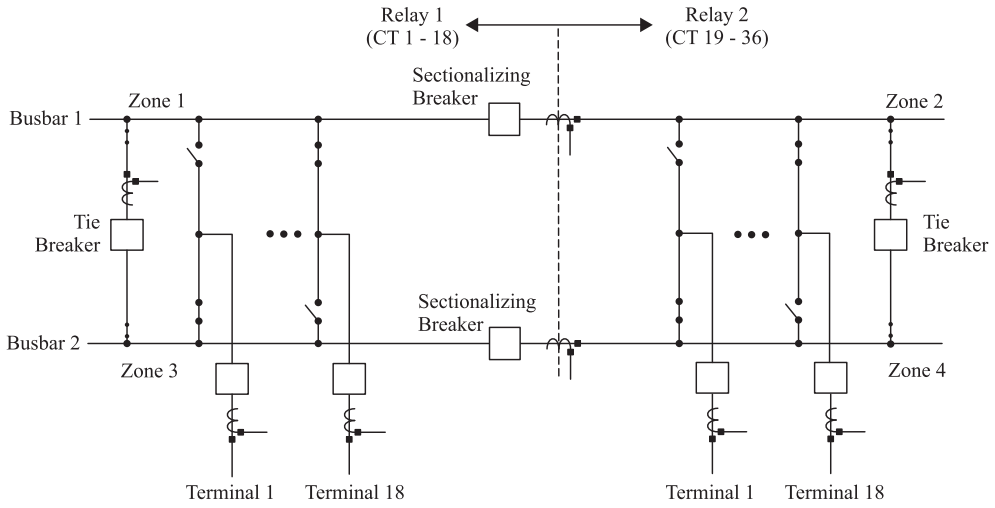


Figura 8.9 – Separação física dos barramentos

Não há limite no número de relés que podem ser adicionados desta forma, desde que as barras possam ser divididas em sistemas independentes e que existam TCs nos pontos de intersecção.

Na figura 8.9, em grandes subestações, o relé 1 representa na realidade três relés, um para cada fase, cada um deles protegendo uma fase.

De modo a aumentar a segurança das proteções diferenciais de barra, foram criadas as *check zones*, ou seja, uma zona diferencial adicional que tem por objetivo validar a atuação da zona principal da proteção (por exemplo, diferencial percentual). A *check zone* deve atender aos seguintes requisitos:

- Deve ser independente do *status* de qualquer chave seccionadora ou disjuntor, ou seja, independente de seleção de zona.
- Deve supervisionar a atuação de todos os elementos diferenciais da subestação.
- Não deve inibir ou retardar a atuação de nenhum elemento diferencial da subestação.

A figura 8.10 mostra o diagrama lógico da *check zone* e a figura 8.11 mostra uma subestação com barramento seccionado e dois transformadores, onde um disjuntor de seccionamento divide a subestação em dois sistemas separados. Neste arranjo, as chaves seccionadoras direcionam as correntes para cada um dos dois relés. Por exemplo, o terminal 1 só pode ser direcionado ao relé 1, isto é, às zonas 1 ou 3 e nunca às zonas 2 e 4.

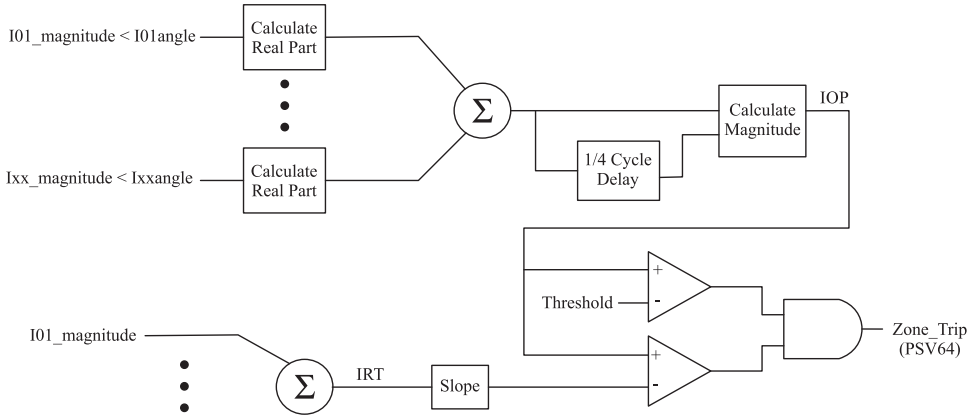


Figura 8.10 – Diagrama lógico da *check zone*

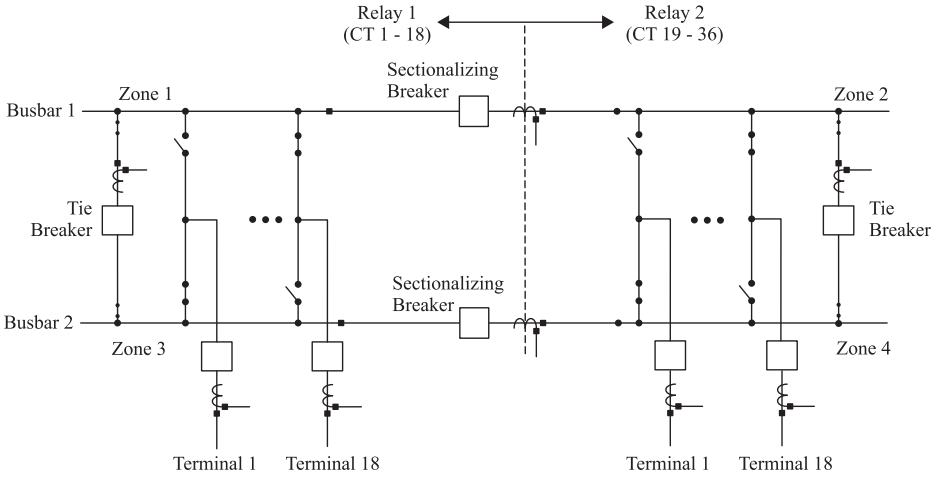


Figura 8.11 – Exemplo da divisão da instalação em dois sistemas

Os TCs do disjuntor de interligação de barras devem ser incluídos nas *check zones* de ambos os relés.

Não existe limite no número de relés que podem ser conectados desta forma, desde que as barras possam ser seccionadas em sistemas independentes e que haja TCs disponíveis nos pontos de seccionamento. As grandes instalações geralmente possuem um relé para proteção de cada fase de cada seção de barra.

Alguns requisitos devem ser atendidos pela *check zone*:

- A atuação da *check zone* deve ser independente do *status* de contatos auxiliares de chaves seccionadoras.
- A *check zone* deve supervisionar a atuação de todas as unidades diferenciais utilizadas para proteção dos barramentos da instalação.

- A *check zone* não deve evitar ou retardar a atuação de qualquer unidade diferencial para falha interna à barra.

A figura 8.12 mostra o exemplo de uma subestação com barramento seccionado (I07 e I08), um disjuntor de acoplamento (I09 e I10), dois transformadores e quatro alimentadores.

Na definição da *check zone*, devemos executar os seguintes passos:

Obter os fatores de normalização de correntes (CNF), uma vez que o relé irá processar correntes provenientes de TCs de relações diferentes. No exemplo, estabelecendo o TC de relação 600/5 como referência, os valores de CNF são os apresentados abaixo:

CNF VALUES			
TAP01	**TAP02**	**TAP03**	**TAP04 – TAP 09**
1,00	1.50	1.20	1.00

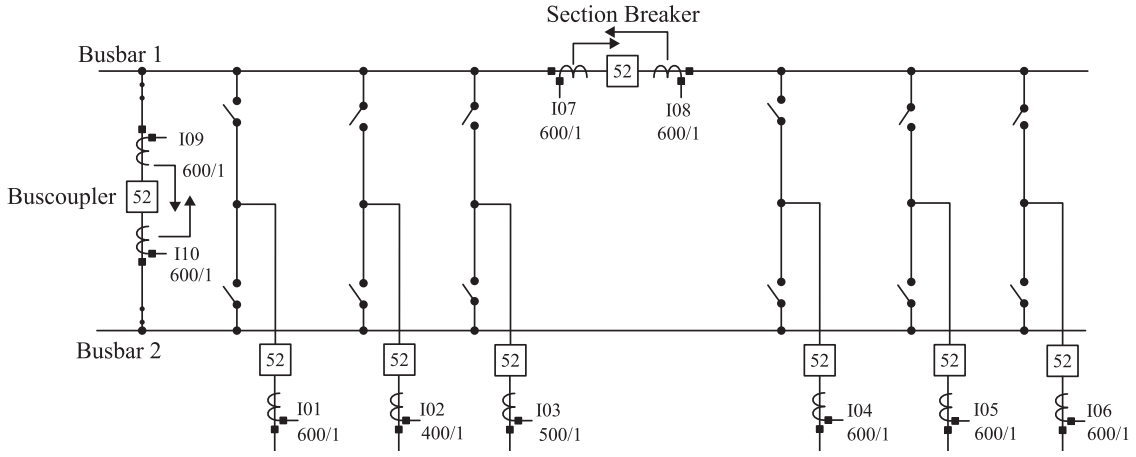


Figura 8.12 – Subestação com barramento seccionado e dois transformadores

Identificar e registrar os disjuntores de acoplamento e seccionamento de barras de modo a assegurar que a *check zone* não inclua esses terminais. Na figura 8.12, I07 e I08 (disjuntor de seccionamento) e I9 e I10 (disjuntor de acoplamento) são excluídos da *check zone*.

Identificar e registrar todos os terminais que deverão ser incluídos na *check zone*. Na figura 8.12, I01, I02, I03, I04 e I05 deverão ser incluídos na *check zone*.

9

PROTEÇÃO DIGITAL DE BARRAMENTOS PRINCIPAIS ARQUITETURAS

9.1 – Principais arquiteturas

As proteções diferenciais de barra mais modernas normalmente são desenvolvidas levando os seguintes aspectos em consideração:

- Característica diferencial percentual;
- Detector de saturação dos TCs;
- Critério de detecção direcional;
- Proteções adaptativas, cujas zonas de atuação são chaveadas automaticamente em função da topologia da subestação por meio dos contatos auxiliares de chaves e disjuntores.
- Os relés microprocessados para proteção diferencial de barras de baixa impedância são desenvolvidos em duas arquiteturas básicas:

Esquema de proteção distribuído

Utilizam unidades de aquisição remotas (DAUs) instaladas em cada *bay* para amostrar e processar os sinais e providenciar as saídas de disparo para os disjuntores (figura 9 2). Utiliza uma unidade central de processamento (CU) para o processamento de todas as informações e comunicação por fibras ópticas entre a unidade central e as unidades de *bay*. Esta arquitetura apresenta a vantagem de redução de fiação e também de permitir agregar funções adicionais tais como proteções de sobrecorrente e proteção de falha de disjuntor para cada circuito.

Esquema de proteção centralizado

Nesta configuração, todos os sinais são direcionados a uma unidade central, na qual o processamento é realizado em uma única unidade (figura 9.3). A fiação não pode ser reduzida e os cálculos não podem ser distribuídos entre um número de DAUs, impondo uma demanda computacional maior na unidade central. Esta arquitetura também permite a implantação dos algorítimos que são implementados com a arquitetura distribuída.

A função diferencial percentual utiliza uma característica com duplo *slope* e duplo *break point*, conforme figura 9.1. De modo a aumentar a segurança da proteção, a região de operação da característica é dividida em duas áreas, tendo diferentes modos de operação. A parte inferior da característica se aplica a correntes diferenciais relativamente baixas e trata

da segurança contra saturação de TCs para faltas externas de baixas correntes. Certas falhas externas podem causar saturação dos TCs devido às longas constantes de tempo das componentes DC ou a múltiplas tentativas de religamento. Segurança adicional é permanentemente aplicada a esta região, independentemente do detector de saturação.

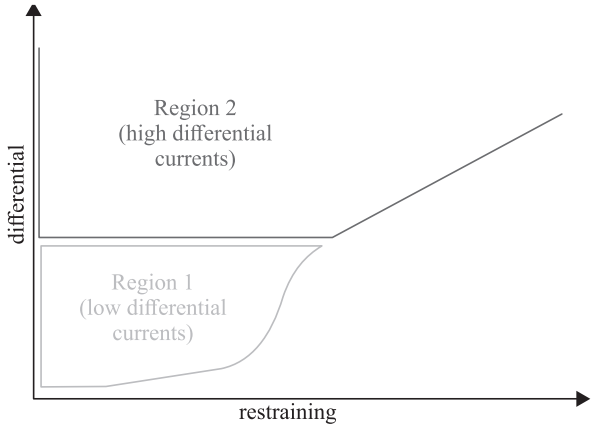


Figura 9.1 – Característica de atuação

A região superior se aplica a correntes diferenciais mais elevadas. Se, durante uma falha externa, a corrente diferencial espúria for alta o suficiente para fazer a trajetória da corrente diferencial x restrição penetrar na parte superior da característica, esta saturação do TC é garantidamente detectada pelo detetor de saturação.

Para que o disparo seja liberado pela proteção, ambos os critérios têm que ser satisfeitos: o critério diferencial e o direcional (figura 9.4).

Se o detetor de saturação não detectar TC saturado, o disparo é permitido apenas pela atuação do critério diferencial. Se for detectada saturação do TC, ambos os critérios devem detectar uma falta interna para permitir disparo.

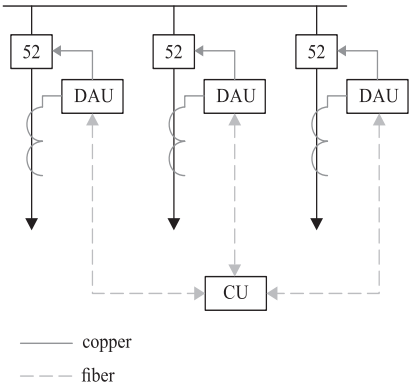


Figura 9.2 – Arquitetura de proteção de barra distribuída

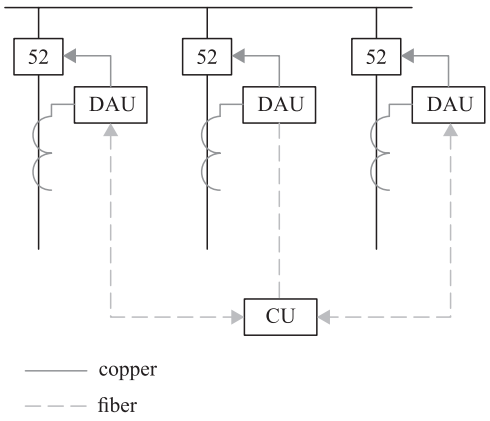


Figura 9.3 – Arquitetura de proteção de barra centralizada

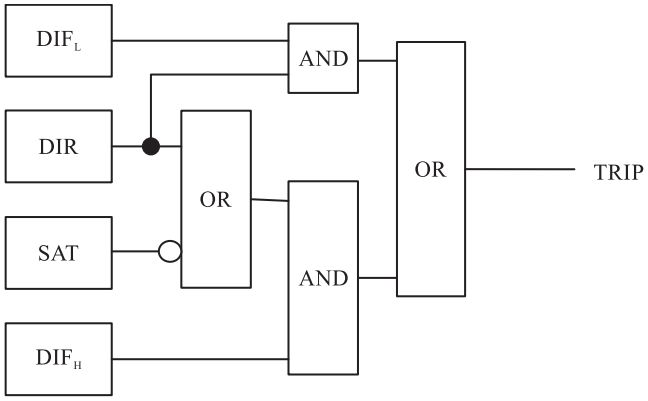


Figura 9.4 – Lógica adaptativa de disparo

9.2 – Princípio diferencial

9.2.1 – Correntes de operação e de restrição

Os relés diferenciais modernos utilizam um algorítimo de Fourier de 1 ciclo para estimativa dos fasores de corrente e filtragem para remoção das componentes de corrente contínua.

A corrente diferencial é produzida como a soma dos fasores das correntes de entrada de cada zona da proteção, levando em consideração a réplica da configuração do barramento estabelecida pelas informações das posições das chaves. A adaptação das diferenças de relações de transformação dos TCs **é feita antes da determinação das correntes de operação e restrição.**

A corrente de restrição é produzida como a máxima amplitude dos fasores de entrada na zona diferencial.

9.2.2 – Característica de operação

A característica de operação com duplo *break point* e duplo *slope* está mostrada na figura 9 5. O ajuste de *pickup* deve levar em consideração as correntes diferenciais que circulam pela malha diferencial em condições normais de operação, quando não existe qualquer sinal de restrição efetivo. O primeiro *breakpoint* (*low bpnt*) tem por objetivo especificar o limite de operação linear dos TCs em condições mais desfavoráveis, tais como com valores elevados de magnetismo residual no núcleo ou múltiplas tentativas de religamento automático. Este valor define a aplicação do primeiro *slope* (*low slop*). O segundo *break point* (*high bpnt*) limita a operação dos TCs com saturação substancial. Este ponto define o limite inferior de aplicação do segundo *slope* (*high slope*).

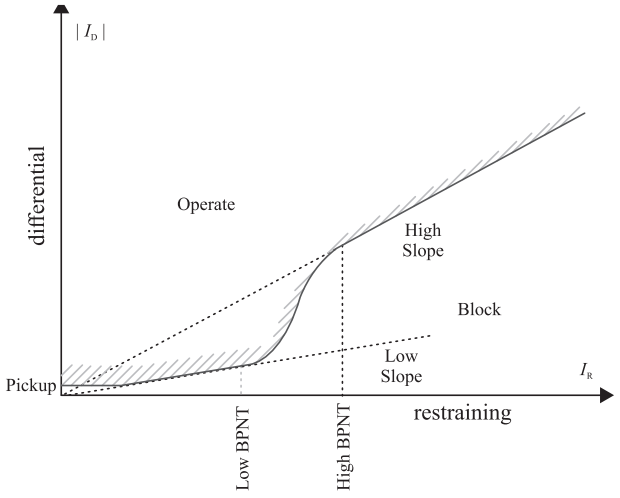


Figura 9.5 – Característica diferencial percentual

9.3 – Princípio direcional

De modo a aumentar a segurança das proteções de barramentos, alguns fabricantes utilizam o princípio direcional de modo a supervisionar a função diferencial principal. O princípio direcional é aplicado de forma permanente para baixas correntes diferenciais (região 1 da figura 9.5) e é chaveado dinamicamente para grandes correntes diferenciais (região 2 da figura 9.5) por meio do detector de saturação (figura 9 4). O princípio direcional responde à direção relativa das correntes de curto-circuito, de modo que não é necessária uma referência de tensão.

Quando todas as correntes fluem em um mesmo sentido, a falha é interna à barra. Quando pelo menos uma das correntes fluir em direção contrária **à** soma das demais, a falha é externa.

O princípio direcional é implementado em duas etapas. Primeiro **é feita uma medição de amplitude para se determinar se se trata de uma corrente de carga ou de curto-circuito.** Se for uma corrente de falta, sua posição de fase relativa deve ser determinada no próximo

passo. O *check* de defasagem não deve ser iniciado para correntes de carga, porque a direção será saindo da barra, mesmo durante falhas internas. O comparador deste estágio aplica um ajuste de amplitude adaptável. O ajuste é o menor entre o primeiro *break point* e certa fração da corrente de restrição.

Posteriormente, somente para as correntes de falta selecionadas pelo critério de amplitude no primeiro estágio, o **â**ngulo de fase entre uma dada corrente e a soma das demais é checado. A soma das demais correntes é igual à corrente diferencial menos a corrente em consideração. Então **é checado o ângulo entre os fasores** I_p e I_D-I_p (figura 9 6). Idealmente, durante falhas externas, este ângulo é próximo a 180º e, para falhas internas, próximo de 0º. O ângulo limite é 90º porque é fisicamente impossível que o fasor de corrente de um TC completamente saturado se desloque de um ângulo maior que 90º. De modo a ganhar velocidade de atuação, o *check* direcional não é aplicado de forma permanente na região de altas correntes, mas sim chaveado automaticamente pelo detector de saturação (figura 9.7).

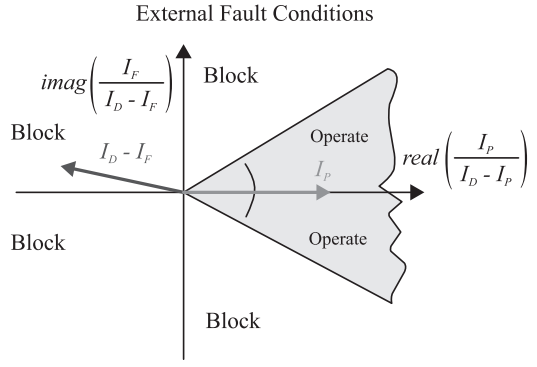


Figura 9.6 – Princípio direcional – falhas externas

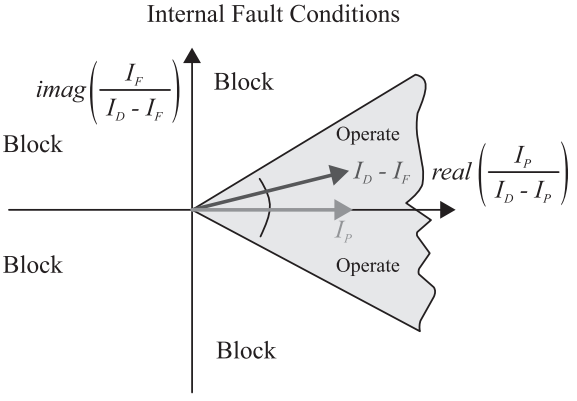


Figura 9.7 – Princípio direcional – falhas internas

9.4 – Detector de saturação

O detector de saturação se baseia no fato de que o TC responde adequadamente nos instantes iniciais, mesmo para correntes elevadas que provoquem saturação. Desta forma, nos instantes iniciais do curto-circuito para uma falha externa, a corrente diferencial permanece em um valor bem baixo, com valores elevados de corrente de restrição. Ocorrendo a saturação de um ou mais TCs, a corrente diferencial irá aumentar. O aumento da corrente de restrição sempre ocorre alguns milissegundos antes. Durante falhas internas, ambos os sinais aumentam simultaneamente.

A condição de saturação é declarada pelo detector quando a amplitude do sinal de restrição se torna maior que o segundo *break point* (*high bpnt*) e, ao mesmo tempo, a corrente diferencial está abaixo do primeiro *slope* (*low slope*).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Andrichak, J. G.; Cardenas, J.; Bus differential protection. In: Western protective relay conference, 22., 1995, Spokane. Proceedings. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1995.
2. Basler Electric Company. Bus protective relaying: methods and application. 2005.
3. Fundamentals of busbar protection. Disponível em: < http://www.gegridsolutions.com/multilin/pr/busbar/high_low_impedance_busbar_protection.ppt>. Acesso em: 29 maio 2018.
4. General Electric Company. Bus protection. Disponível em: <https://www.gegridsolutions.com/multilin/resource/bus/uniflip_publication/index.html>. Acesso em: 29 maio 2018.
5. Guzmán, A.; Labuschagne, C.; Qin, B.; Reliable busbar and breaker failure protection with advanced zone selection. In: Western protective relay conference, 31., 2004, Spokane. Proceedings. Spokane: Washington State University, 2004.
6. High impedance differential relay. Disponível em: <https://store.gegridsolutions.com/faq/documents/b30/ger-3184.pdf>. Acesso em: 29 maio 2018.
7. Kasztenny, B.; Brunello, G.; Sevov, L.; Digital low-impedance bus differential protection: principles and approaches. Malvern: General Electric Company. Disponível em: <https://store.gegridsolutions.com/faq/documents/b30/ger-3984.pdf>. Acesso em: 29 maio 2018.
8. Kasztenny, B.; Kuras, K.; A new algorithm for digital low-impedance protection of Busbars. In: Power engineering society summer meeting, 2001, Vancouver. Proceedings. [Malvern: General Electric Company].
9. Steenkamp, L.; Tutorial: complex busbar protection application. In: Western protective relay conference, 34., 2007. Spokane. Proceedings. Spokane: Washington State University, 2007.