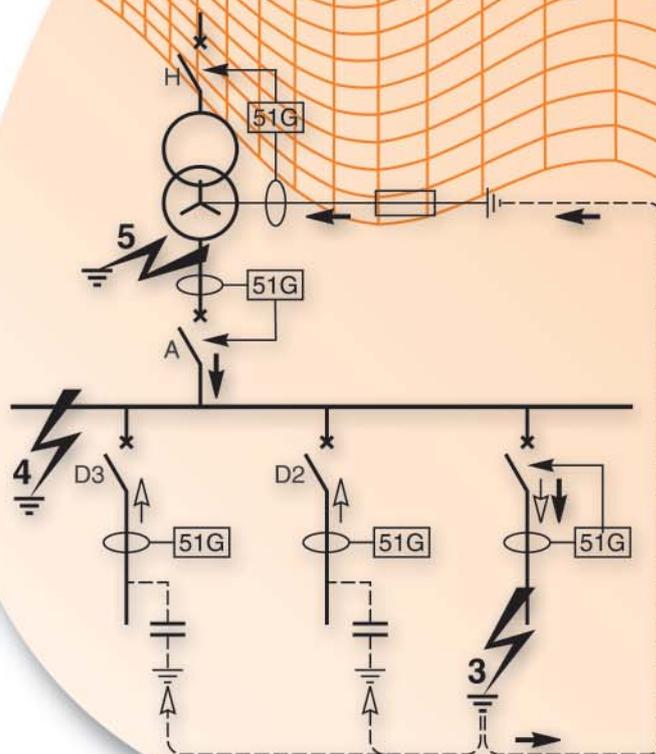


Proteção de redes elétricas

Guia de proteção

2008



CENTRO DE
TREINAMENTO TÉCNICO
Equipe Treinada
= Maior Produtividade
www.schneider-electric.com.br

| | |
|---|-----------|
| Apresentação | 2 |
| Arquitetura das redes | 4 |
| Critérios de escolha | 4 |
| Exemplos de arquiteturas | 5 |
| Aterramentos de neutro | 6 |
| Cinco modos de aterramento do neutro | 6 |
| Neutro isolado | 7 |
| Aterramento por resistência | 8 |
| Aterramento por baixa reatância | 9 |
| Aterramento por reatância de compensação | 10 |
| Neutro diretamente aterrado | 11 |
| Correntes de curto-circuito | 12 |
| Introdução aos curtos-circuitos | 12 |
| Tipos de curtos-circuitos | 14 |
| Curto-circuito nos terminais de um gerador | 16 |
| Cálculo das correntes de curto-circuito | 17 |
| Comportamento dos equipamentos durante o curto-circuito | 18 |
| Sensores | 19 |
| Sensores de corrente de fase (TC) | 19 |
| Sensores de corrente de fase (LPCT) | 21 |
| Sensores de corrente residual | 22 |
| Transformadores de potencial (TP) | 23 |
| Funções de proteção | 24 |
| Características gerais | 24 |
| Lista das funções | 26 |
| Funções associadas | 27 |
| Seletividade | 28 |
| Seletividade cronométrica | 28 |
| Seletividade amperimétrica | 30 |
| Seletividade lógica | 31 |
| Seletividade por proteção direcional | 32 |
| Seletividade por proteção diferencial | 33 |
| Seletividades combinadas | 34 |
| Proteção das redes | 36 |
| Redes com uma entrada | 36 |
| Redes com duas entradas | 38 |
| Redes em malha aberta | 40 |
| Redes em malha fechada | 41 |
| Proteção dos barramentos | 42 |
| Tipos de falhas e dispositivos de proteção | 42 |
| Proteção das ligações (linhas e cabos) | 44 |
| Tipos de falhas e dispositivos de proteção | 44 |
| Proteção dos transformadores | 46 |
| Tipos de falhas | 46 |
| Dispositivos de proteção | 47 |
| Referências de parametrização | 48 |
| Exemplos de aplicações | 49 |
| Proteção dos motores | 50 |
| Tipos de falhas | 50 |
| Dispositivos de proteção | 51 |
| Referências de parametrização | 53 |
| Exemplos de aplicações | 54 |
| Proteção dos geradores | 55 |
| Tipos de falhas | 55 |
| Dispositivos de proteção | 56 |
| Referências de parametrização | 58 |
| Exemplos de aplicações | 59 |
| Proteção dos capacitores | 60 |
| Tipos de falhas | 60 |
| Dispositivos de proteção | 61 |
| Referências de parametrização e exemplos de aplicações | 62 |
| Anexos | 63 |
| Glossário | 63 |
| Referências bibliográficas | 65 |
| Índice dos símbolos | 66 |
| Índice de termos técnicos | 67 |

Os dispositivos de proteção monitoram permanentemente o estado elétrico dos componentes de uma rede e provocam sua desenergização (por exemplo, a abertura de um disjuntor), quando estes elementos forem a causa de um distúrbio indesejado: curto-circuito, falha de isolamento...

A escolha de um dispositivo de proteção não é o resultado de um estudo isolado, mas uma das mais importantes etapas do projeto de uma rede elétrica.

Baseada na análise do comportamento dos equipamentos elétricos (motores, transformadores...) durante as falhas e fenômenos ocorridos, este guia tem por objetivo ajudar a escolher os mais adaptados dispositivos de proteção.

Introdução

Os objetivos visados pelos dispositivos de proteção são múltiplos:

- b participar na proteção das pessoas contra os perigos elétricos,
- b evitar as deteriorações de material (curto-circuito trifásico em um barramento de média tensão pode fundir até 50 kg de cobre em 1 segundo e a temperatura do arco pode ultrapassar em seu centro 10000°C),
- b limitar as restrições térmicas, dielétricas e mecânicas às quais são submetidos estes materiais,
- b preservar a estabilidade e a continuidade de serviço da rede,
- b proteger as instalações vizinhas (por exemplo, reduzir as tensões induzidas nos circuitos próximos).

Para atingir estes objetivos, um sistema de proteção deve possuir as seguintes qualidades: rapidez, seletividade e confiabilidade.

No entanto, é necessário conscientizar-se dos limites da proteção: as falhas devem ocorrer antes que a proteção possa agir.

A proteção não pode impedir os distúrbios; ela somente pode limitar seus efeitos e sua duração. Além disso, a escolha de uma proteção é freqüentemente um compromisso técnico e econômico entre a segurança e a disponibilidade da alimentação na distribuição elétrica.

Estudo das proteções de uma rede

O estudo das proteções de uma rede divide-se em 2 etapas distintas:

- b a definição do sistema de proteção, também denominado plano de proteção,
- b a determinação das regulagens de cada unidade de proteção, também denominada coordenação das proteções ou seletividade.

Definição do sistema de proteção

Esta etapa inclui a escolha dos elementos de proteção e da estrutura geral do conjunto, de modo coerente e adaptado à rede.

O sistema de proteção é composto de uma cadeia dos seguintes elementos (fig. 1):

- b sensores de medição – corrente e tensão – fornecem as informações de medição necessárias à detecção das falhas,
- b relé de proteção, encarregado da monitoração permanente do estado elétrico da rede até a elaboração dos comandos de eliminação das peças defeituosas e seu comando pelo circuito de trip,
- b dispositivos de interrupção com a função de eliminação de falha: disjuntores, interruptores com base fusível, contadores com base fusível.

O plano de proteção define os dispositivos de proteção contra as principais falhas que afetam as redes e as máquinas:

- b os curtos-circuitos, fase-fase e fase-terra,
- b as sobrecargas,
- b as falhas próprias de máquinas rotativas.

Para estabelecer um plano de proteção, devem ser considerados os seguintes parâmetros:

- b a arquitetura e o tamanho da rede e seus diferentes modos de operação,
- b os esquemas de aterramento,
- b as características das fontes de corrente e suas contribuições em caso de falha,
- b os tipos de cargas,
- b a necessidade de continuidade de serviço.

Determinação das regulagens das unidades de proteção

Cada função de proteção deve ser regulada para fornecer a melhor performance na operação da rede e para todos os modos de funcionamento.

Os valores de regulagem adaptados são resultantes de cálculos completos baseados nas características detalhadas dos componentes da instalação.

Este tipo de estudo é normalmente efetuado utilizando softwares especializados, que indicam o comportamento da rede durante uma falha e fornecem os valores das regulagens para cada função de proteção relacionada.

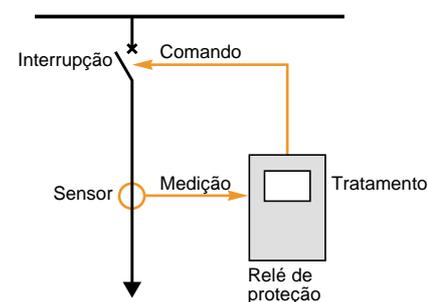


Fig. 1: sistema de proteção

Conteúdo do guia

Este guia destina-se a qualquer pessoa encarregada do projeto das proteções de uma rede.

Divide-se em 2 partes:

b parte 1: estudo de rede,

b parte 2: solução por aplicação.

Estudo de rede

Parte teórica que detalha as bases necessárias ao estudo de um plano de proteção e trata as seguintes questões:

b arquitetura das redes elétricas: quais são as principais estruturas de redes elétricas utilizadas em média tensão?

b regimes de neutro: quais são os diferentes modos de aterramento das redes de média tensão? Como realizar uma escolha adaptada?

b correntes de curto-circuito: quais são suas características, como são calculadas e como os dispositivos elétricos reagem às mesmas?

b sensores de medição: como utilizar transformadores de medição de corrente e de tensão?

b funções de proteção: quais funções substituem as proteções e quais são suas classificações segundo a codificação ANSI?

b seletividade das proteções: quais são os métodos utilizados para assegurar uma efetiva eliminação das falhas?

A determinação precisa das regulagens das proteções não é tratada neste guia.

Solução por aplicação

Parte prática que apresenta os tipos de falhas próprios a cada aplicação:

b redes,

b barramentos,

b linhas e cabos,

b transformadores,

b motores,

b geradores,

b capacitores,

e os dispositivos de proteção adaptados a cada falha, com recomendações de regulagem e exemplos de aplicação.

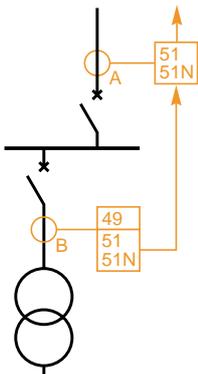


Fig. 1: plano de proteção

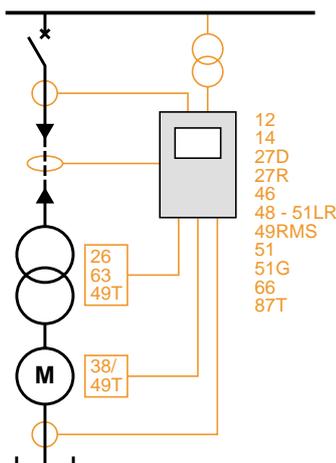


Fig. 2: exemplo de aplicação para motor

A solução de proteção de um sistema elétrico depende de sua arquitetura e de seu modo de operação.

Este capítulo fornece uma descrição comparativa das estruturas típicas de redes elétricas.

Arquitetura das redes elétricas

O conjunto dos componentes de uma rede elétrica pode ser organizado segundo diferentes estruturas, cuja complexidade determina a disponibilidade da energia elétrica e o custo do investimento.

A escolha da arquitetura será conseqüentemente feita para cada aplicação baseando-se no critério técnico-econômico.

São disponíveis as seguintes opções:

b redes com arquitetura radial
 v radial simples,
 v radial dupla,
 v em derivação dupla,
 v em alimentação dupla com barramentos duplos.

b redes em malha
 v em malha aberta,
 v em malha fechada.

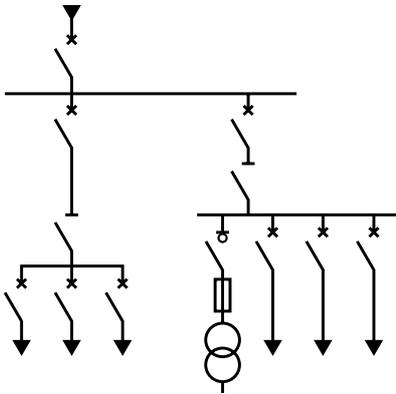
b redes que incluem uma produção interna de energia
 v com grupos de produção local,
 v com grupos de substituição.

A tabela abaixo resume as características principais destas estruturas e sua comparação.

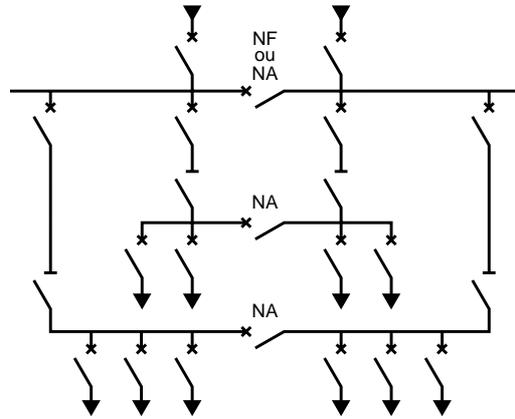
Diferentes exemplos de arquiteturas são ilustrados na página seguinte.

| Arquitetura | Utilização | Vantagens | Inconvenientes |
|--|---|--|--|
| Radial | | | |
| Radial simples | Processos que não exigem continuidade de alimentação Ex.: fábrica de cimento | Estrutura mais simples Fácil de proteger Custo mínimo | Pequena disponibilidade de alimentação Tempo de interrupção eventualmente longo na falha Uma única falha provoca a interrupção da alimentação radial |
| Radial dupla | Processos contínuos: siderurgia, indústria petroquímica | Boa continuidade de alimentação Manutenção possível dos barramentos do painel principal | Solução custosa Funcionamento parcial do barramento em caso de manutenção |
| Derivação dupla | Redes estendidas Expansões futuras limitadas | Boa continuidade de alimentação Simplicidade das proteções | Requer funções de automação |
| Barramentos duplos | Processos com grande continuidade de serviço Processos com muita variação das cargas | Boa continuidade de alimentação Flexibilidade de utilização: transferências sem interrupção Flexibilidade de manutenção | Solução custosa Requer funções de automação |
| Em malha | | | |
| Malha aberta | Redes muito estendidas Expansões futuras importantes Cargas concentradas em diferentes áreas de um local | Menos custosas que a malha fechada Simplicidade das proteções | Interrupção da alimentação de um segmento por falha durante a reconfiguração da malha Requer funções de automação |
| Malha fechada | Redes com grande continuidade de serviço Redes muito estendidas Cargas concentradas em diferentes áreas de um local | Boa continuidade de alimentação Sem necessidade de funções de automação | Solução custosa Complexidade do sistema de proteção |
| Produção interna de energia | | | |
| Produção local | Processos industriais com auto-produção de energia Ex.: indústria de papel, siderurgia | Boa continuidade de alimentação Custo de energia (energia recuperada do processo) | Solução custosa |
| Substituição (normal/segurança) | Setores industrial, comercial e de serviços Ex.: hospitais | Boa continuidade de alimentação dos alimentadores prioritários | Requer funções de automação |

Radial simples

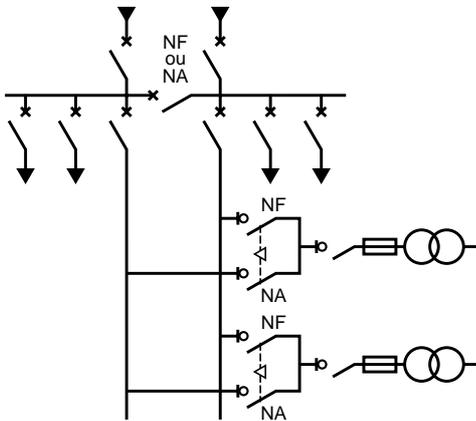


Radial dupla

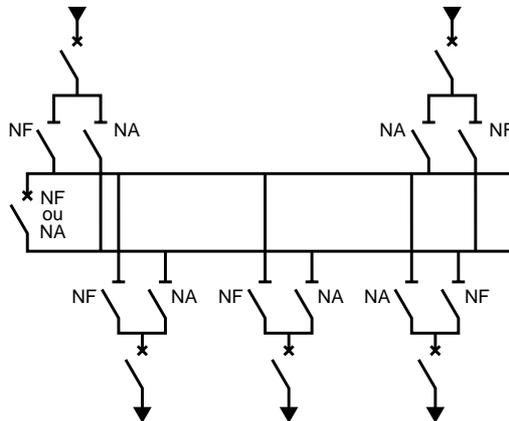


Legenda:
 NF: normalmente fechado
 NA: normalmente aberto
 Todos os dispositivos de interrupção sem legenda são normalmente fechados.

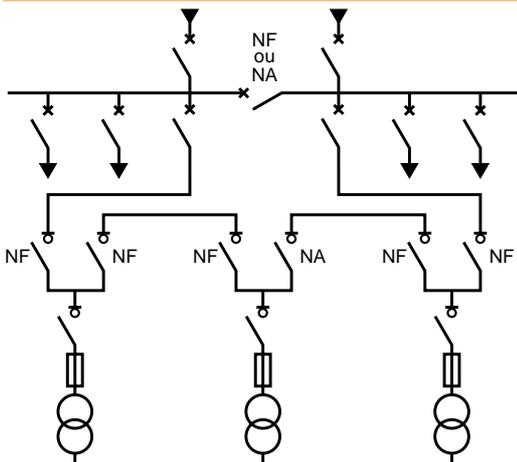
Derivação dupla



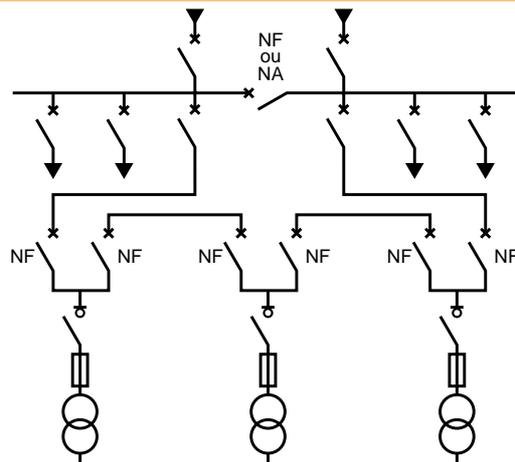
Barramento duplo



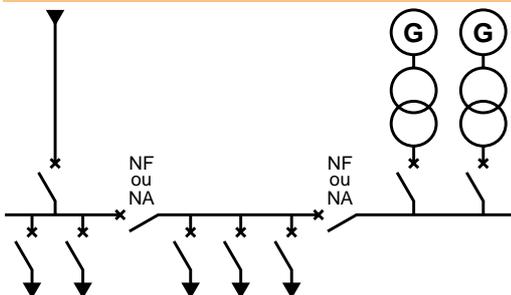
Malha aberta



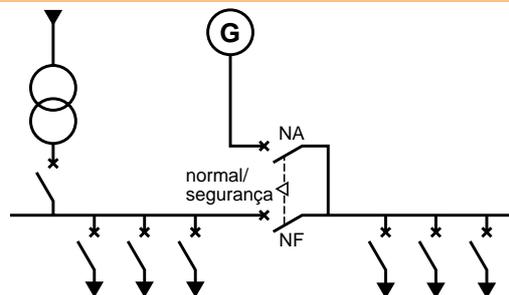
Malha fechada



Produção local



Produção de substituição (normal/segurança)



A escolha do aterramento do neutro das redes MT e AT foi por muito tempo o alvo de controvérsias apaixonadas, devido ao fato de que é impossível encontrar uma única solução para os diferentes tipos de redes. A experiência adquirida permite hoje efetuar uma escolha adequada em função das restrições próprias de cada rede. Neste capítulo são comparados os diferentes tipos de aterramento do neutro, que se distinguem pelo modo de conexão do ponto neutro e pela técnica de operação.

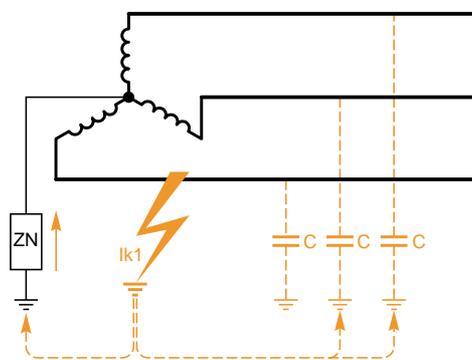


Fig. 1: esquema equivalente de uma rede com fuga à terra

Impedância de aterramento

O potencial do neutro pode ser aterrado por cinco diferentes métodos, de acordo com o tipo (capacitivo, resistivo, indutivo) e o valor (zero ao infinito) da impedância ZN de conexão entre neutro e terra:

- b $Z_N = \infty$: **neutro isolado**, isto é, sem conexão de aterramento intencional,
- b ZN é uma **resistência** com valor mais ou menos elevado,
- b ZN é uma **reatância**, geralmente, com valor baixo,
- b ZN é uma **reatância de compensação**, destinada a compensar a capacitância da rede,
- b $Z_N = 0$: o neutro é ligado **diretamente à terra**.

Dificuldades e critérios de escolha

Os critérios de escolha envolvem diversos aspectos:

- b técnicos (função da rede, sobretensões, corrente de falha etc),
- b de operação (continuidade de serviço, manutenção),
- b de segurança,
- b econômicos (custos de investimentos, operacionais),
- b práticas locais ou nacionais.

Dois considerações técnicas importantes são particularmente contraditórias:

Redução do nível das sobretensões

Sobretensões muito elevadas são a causa de avaria dielétrica dos isolantes elétricos, com curtos-circuitos como consequência.

As sobretensões têm diversas origens:

- b sobretensões por relâmpagos, a que todas as redes aéreas são expostas até o ponto de fornecimento do usuário,
- b sobretensões internas à rede, provocadas por manobras e certas situações críticas (ressonâncias),
- b sobretensões resultantes da fuga à terra propriamente dita e de sua eliminação.

Redução da corrente de fuga à terra (Ik1) (fig. 1)

Uma corrente de falta muito elevada provoca uma série de consequências:

- b danos causados pelo arco no ponto da falha; especialmente, queima dos circuitos magnéticos das máquinas rotativas,
- b suportabilidade térmica das blindagens de cabo,
- b dimensões e custos da resistência de aterramento,
- b indução nos circuitos de telecomunicações vizinhos,
- b perigo para as pessoas, por elevação do potencial de peças condutoras expostas.

Infelizmente, a otimização de uma destas exigências provoca automaticamente a degradação da outra. Assim, dois métodos típicos de aterramento do neutro acentuam este contraste:

- b o neutro isolado, que elimina o fluxo de corrente de fuga à terra no neutro, mas causa sobretensões elevadas,
- b o neutro diretamente aterrado, que reduz ao mínimo as sobretensões, mas provoca uma corrente de falha elevada.

Com relação às considerações de operação, dependendo do modo de aterramento do neutro adotado, observa-se:

- b a possibilidade ou não de funcionamento na ocorrência de uma primeira falha que persiste,
- b o valor das tensões de contato desenvolvidas,
- b a maior ou menor dificuldade de colocação em operação da seletividade das proteções.

Conseqüentemente, a melhor escolha é a solução intermediária, isto é, neutro aterrado por impedância.

| Síntese das características dos regimes de neutro | | | | | |
|---|-----------------------|------------|-------------|-----------|--------|
| Características | Aterramento de neutro | | | | |
| | isolado | compensado | resistência | reatância | direto |
| Redução das sobretensões transitórias | - | + - | + | + - | + + |
| Limitação das sobretensões 50 Hz | - | - | + | + | + |
| Limitação das correntes de falha | + | + + | + | + | - - |
| Continuidade de serviço (autorização do não desligamento na primeira falha) | + | + | - | - | - |
| Proteção seletiva simples | - | - - | + | + | + |
| Dispensa de pessoal qualificado | - | - | + | + | + |

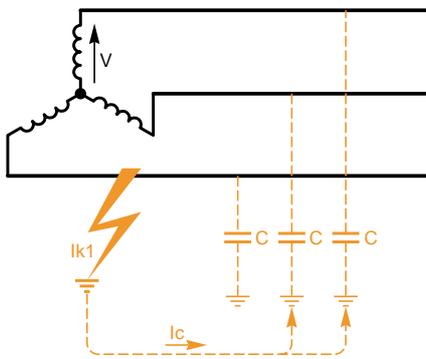


Fig. 1: corrente de falha capacitiva em rede isolada

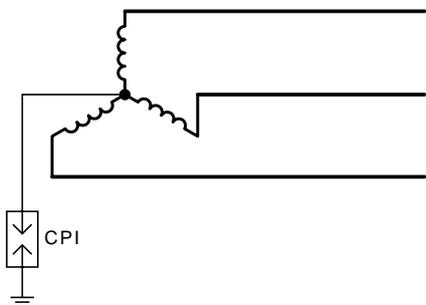


Fig. 2: dispositivo de monitoração da isolação

Princípio de conexão

Não há nenhuma conexão elétrica intencional entre o ponto neutro e a terra, exceto dispositivos de medição ou de proteção.

Técnica de operação

Neste tipo de rede, uma falha fase-terra somente provoca uma baixa corrente através das capacitâncias fase-terra das fases sem falha (fig. 1).

É demonstrado que $I_{k1} = 3 \cdot C \cdot \omega \cdot V$

b V é a tensão fase-neutro,

b C é a capacitância de uma fase em relação à terra,

b ω é a frequência angular da rede com $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$

A corrente de falha I_{k1} pode ser mantida, em princípio, por um longo período sem causar danos, pois ultrapassa somente alguns ampères (aproximadamente 2 A por km para um cabo unipolar de 6 kV com secção de 150 mm², com isolação PRC e capacitância de 0,63 µF/km). Logo, não é necessário intervir para eliminar esta primeira falha, o que confere a esta solução a vantagem essencial de manter a continuidade de serviço.

Mas isto provoca conseqüências:

b a isolação deve ser monitorada permanentemente e uma falha ainda não eliminada deve ser obrigatoriamente indicada por um **dispositivo de monitoração da isolação (CPI)** ou por uma proteção de sobretensão residual (ANSI 59N) (fig. 2),

b a procura posterior da falha requer, de um lado, um equipamento automático complexo para permitir a identificação rápida do alimentador em falha e, de outro, de pessoal qualificado para operá-lo,

b se a primeira falha não foi eliminada, ao ocorrer uma segunda falha em outra fase, haverá um verdadeiro curto-circuito bifásico à terra, o qual será eliminado pelas proteções de fase.

Vantagem

A vantagem essencial é a continuidade de serviço do alimentador em falha, pois a corrente de falha muito baixa possibilita o não desligamento (trip) automático na primeira falha; uma interrupção somente será necessária na segunda falha.

Inconvenientes

b A não eliminação das sobretensões transitórias através do aterramento é uma deficiência maior se as sobretensões forem elevadas.

b Além disso, em caso de aterramento de uma fase, as outras atingem uma tensão fase-fase em frequência industrial ($U = 3 \cdot V$) em relação à terra, o que reforça a probabilidade de uma segunda falha. O custo de isolação é mais elevado, pois a tensão fase-fase permanece aplicada entre fase e terra durante um tempo que pode ser longo, pois não há trip automático.

b A monitoração da isolação é obrigatória, com sinalização da primeira falha.

b É requerido um serviço de manutenção com equipamento adequado para procura rápida da primeira falha de isolação.

b A colocação em operação de proteções seletivas na primeira falha é delicada.

b Há riscos de sobretensões criadas por ferorrressonância.

Proteção

A detecção do alimentador em falha pode ser feita através de uma proteção direcional de fuga à terra (ANSI 67N) (fig. 3).

O esquema demonstra que a discriminação é feita por comparação do ângulo de defasagem entre a tensão residual e as correntes residuais, de um lado, do alimentador em falha e, de outro, de cada alimentador sem falha.

A medição da corrente é efetuada por um toróide e o nível de trip é regulado:

- para não disparar intempestivamente,
- em um valor inferior à soma das correntes capacitivas de todos os outros alimentadores.

Isto provoca dificuldades de detecção em redes com tamanho limitado, isto é, com algumas centenas de metros de cabo.

Aplicações

É uma solução freqüentemente utilizada nas redes industriais (≤ 15 kV) que necessitem de continuidade de serviço.

Também é utilizada nos sistemas de distribuição elétrica, tais como da Espanha, da Itália e do Japão.

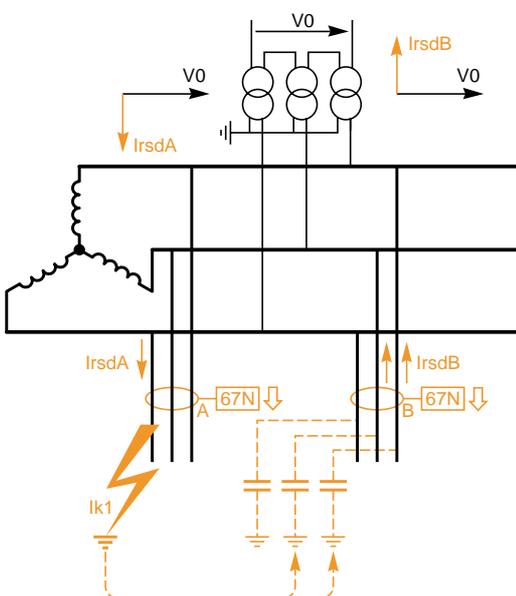


Fig. 3: detecção por proteção direcional de fuga à terra

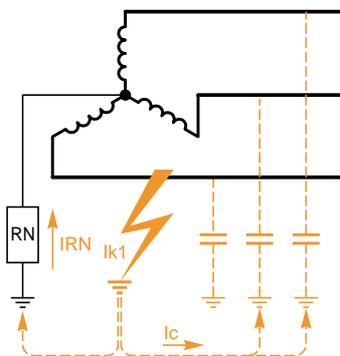


Fig. 1: Aterramento com neutro acessível: resistência entre neutro e terra

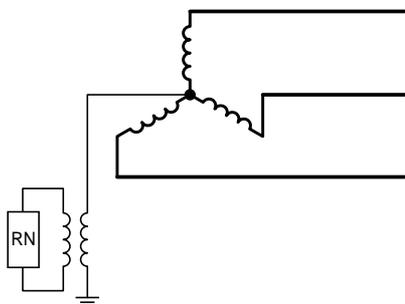
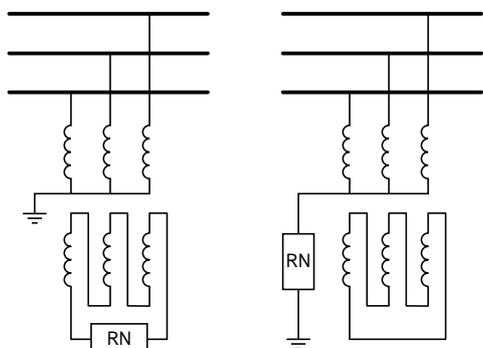


Fig. 2: Aterramento com neutro acessível: resistência no secundário de um transformador monofásico



Aterramento com neutro não acessível:

Fig. 3: resistência de limitação no secundário

Fig. 4: resistência de limitação no primário

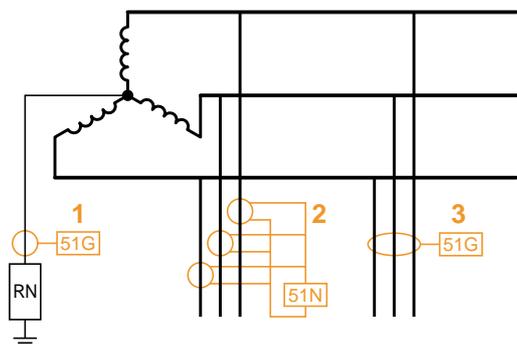


Fig. 5: soluções de proteção à terra

Princípio de conexão

Uma resistência é conectada intencionalmente entre o ponto neutro e a terra.

Técnica de operação

Neste tipo de esquema, a impedância resistiva limita a corrente de fuga à terra I_{k1} , permitindo um bom fluxo das sobretensões.

Conseqüentemente, proteções devem intervir automaticamente para eliminar a primeira falha. Nas redes que alimentam máquinas rotativas, o valor da resistência é determinado para obter uma corrente I_{k1} de 15 a 50 A. Porém, é necessário que esta baixa corrente seja $IRN \geq 2 I_c$ (com I_c : corrente capacitiva total da rede) para reduzir as sobretensões de operação e permitir uma detecção simples.

Nas redes de distribuição, são adotados valores mais elevados (100 A a 300 A) mais fáceis de detectar e que permitem a eliminação das sobretensões decorrentes de descargas atmosféricas.

Vantagens

b Este esquema é um bom compromisso entre uma corrente de falha baixa e a eliminação das sobretensões.

b Ele não exige o emprego de materiais com nível de isolamento entre fase e terra dimensionado para a tensão fase-fase.

b As proteções são simples, seletivas e a corrente é limitada.

Inconvenientes

b A continuidade de serviço do alimentador em falha é degradada e, em caso de fuga à terra, esta deve ser eliminada o mais rápido possível (trip na primeira falha).

b O custo da resistência de aterramento cresce com a tensão e a corrente limitada.

Realização do aterramento do ponto neutro

b Se o neutro da rede for acessível (existência de enrolamentos acoplados em estrela com neutro acessível), a resistência de aterramento pode ser conectada entre neutro e terra (fig. 1) ou através de um transformador monofásico com carga resistiva equivalente (fig. 2).

b Quando o neutro não for acessível (enrolamento em triângulo) ou quando o estudo do plano de proteção demonstrar ser necessário, um ponto neutro artificial é criado por um **gerador** conectado no barramento, que consiste de um transformador especial com reatância muito baixa.

v transformador em estrela-triângulo com neutro primário diretamente aterrado e triângulo fechado em resistência de limitação (isolação de BT, logo, é a solução menos onerosa) (fig. 3),

v transformador em estrela-triângulo com resistência de limitação (isolação de AT) entre o ponto neutro do primário e a terra, e triângulo fechado em si mesmo; esta solução é menos utilizada (fig. 4).

Proteções

Para detectar uma corrente de falha I_{k1} que é baixa, são requeridas proteções diferentes das de sobrecorrente de fases (fig. 5).

Estas proteções "à terra" detectam a corrente de falha:

b diretamente na ligação do neutro à terra **1**,

b na rede, ao medir a soma vetorial das 3 correntes utilizando:

v 3 sensores de corrente de fase que alimentam as proteções **2**,

v um toróide **3**: método mais preciso a ser utilizado preferivelmente.

A regulagem do nível é feita em função da corrente de falha I_{k1} calculada, não considerando as impedâncias de fonte e de ligação em relação à impedância RN e considerando 2 regras:

b regulagem > 1,3 vezes I_c capacitiva da rede a jusante da proteção,

b regulagem da faixa de 10 a 20% da sobrecorrente de fuga à terra.

Além disso, se a detecção for realizada por 3 TCs, a regulagem situar-se-á, na visão das tecnologias atuais, em uma faixa de 5 a 30% do calibre dos TCs para considerar a incerteza ligada:

b à assimetria das correntes transitórias,

b à saturação dos TCs,

b à dispersão da performance.

Aplicações

Redes de MT de distribuição elétrica pública e instalações industriais.

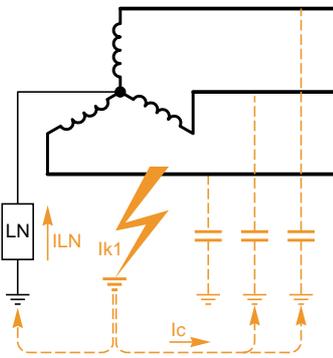


Fig. 1: realização de aterramento com neutro acessível

Princípio de conexão

Uma reatância é intercalada voluntariamente entre o ponto neutro e a terra. Para as redes de tensão superiores a 40 kV, é preferível utilizar uma reatância a uma resistência, devido às dificuldades de realização relacionadas à emissão de calor em caso de falha (fig. 1).

Técnica de operação

Neste tipo de esquema, a impedância indutiva limita a corrente de fuga à terra I_{k1} , permitindo uma boa eliminação das sobretensões. Mas, conseqüentemente, as proteções devem intervir automaticamente para eliminar a primeira falha. Para reduzir sobretensões de operação e permitir uma detecção simples, é necessário que a corrente I_{LN} seja muito maior que a corrente capacitiva total da rede I_c . Nas redes de distribuição, são adotados valores elevados (300 a 1000 A), fáceis de detectar, que permitem a eliminação das sobretensões de relâmpagos.

Vantagens

- b Este esquema permite limitar a amplitude das correntes de falha.
- b Permite a execução de proteções seletivas simples, se a corrente de limitação for muito maior que a corrente capacitiva da rede.
- b A bobina, de baixa resistência, não dissipa uma potência térmica elevada, o que reduz seu dimensionamento.
- b Em alta tensão, o custo desta solução é mais vantajoso do que com resistência.

Inconvenientes

- b A continuidade de serviço do alimentador em falha é degradada: em caso de fuga à terra, esta deve ser eliminada o mais rápido possível (trip na primeira falha).
- b Na eliminação das fugas à terra, sobretensões elevadas podem ocorrer devido às ressonâncias entre a reatância e a capacitância da rede.

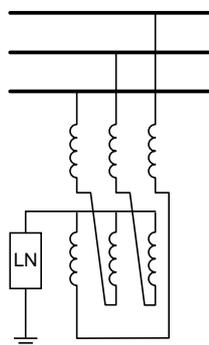


Fig. 2: realização de aterramento com neutro não acessível

Realização do aterramento do ponto neutro

- b Se o neutro for acessível (enrolamentos ligados em estrela com neutro acessível), a reatância de aterramento poderá ser conectada entre neutro e terra.
- b Quando o neutro não for acessível (enrolamento em triângulo) ou quando o estudo do plano de proteção demonstrar ser necessário, um ponto neutro artificial é criado por uma **bobina de ponto neutro (BPN)** conectada no barramento, que é realizado por uma bobina zigzag com neutro acessível (fig. 2).
- A impedância entre as duas partes do enrolamento, essencialmente indutiva e fraca, limita a corrente a valores superiores a 100 A.
- A adição de uma resistência de limitação entre o ponto neutro da bobina e a terra permite reduzir a amplitude da corrente de falha (isolação de AT).

Proteções

- b A regulagem da proteção situa-se na faixa de 10 a 20% da sobrecorrente de falha.
- b A proteção é menos restritiva que no caso do aterramento por resistência, considerando que I_{LN} é mais elevado, pois I_c é inferior à corrente limitada.

Aplicações

Redes MT de distribuição elétrica pública (correntes de muitas centenas de ampères).

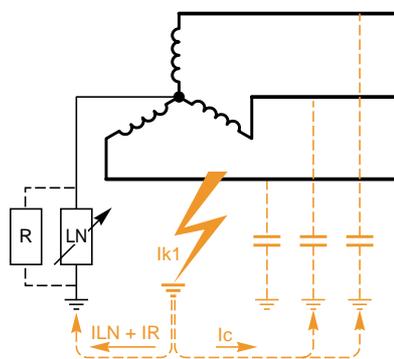


Fig. 1: fuga à terra em rede com reatância de compensação à terra

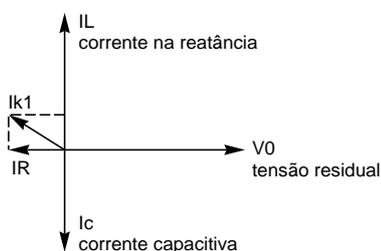


Fig. 2: diagrama vetorial das correntes na fuga à terra

Princípio de conexão

Uma reatância ajustada na capacitância fase-terra total da rede é intercalada entre o ponto neutro e a terra de modo que, na presença de uma fuga à terra, a corrente na falha fique próxima de zero (fig. 1).

Técnica de operação

Este sistema permite compensar a corrente capacitiva da rede.

Conseqüentemente, a corrente de falha é a soma das correntes que percorrem os seguintes circuitos:

b o aterramento por reatância,

b as capacitâncias das fases sem falha em relação à terra.

Estas correntes são compensadas desde que:

b uma seja indutiva (no aterramento),

b a outra seja capacitiva (nas capacitâncias das fases sem falha).

Logo, elas se adicionam em oposição de fase.

Na prática, a baixa resistência da bobina faz circular uma pequena corrente resistiva de alguns ampères (fig. 2).

Vantagens

b Este sistema diminui as correntes de falha, mesmo se a capacitância fase-terra for alta: eliminação espontânea das fugas à terra não permanentes.

b As tensões de contato são limitadas ao local da falha.

b A manutenção em serviço da instalação é mantida mesmo durante uma falha permanente.

b A primeira falha é indicada pela detecção da passagem da corrente na bobina.

Inconvenientes

b O custo da reatância de aterramento pode ser elevado devido à necessidade de modificar o valor da reatância para adaptar a compensação.

b Durante o tempo da falha, é necessário assegurar que a corrente residual que circula não apresente perigo para as pessoas e o bens.

b Os riscos de sobretensão transitória na rede são elevados.

b A presença de pessoa de supervisão é necessária.

b A execução das proteções seletivas na primeira falha é delicada.

Proteção

A detecção da falha baseia-se no componente ativo da corrente residual.

Conseqüentemente, a falha provoca a circulação de correntes residuais no conjunto da rede, mas somente o circuito em falha é percorrido por uma corrente residual resistiva.

Além disso, os dispositivos de proteção devem considerar as falhas auto-extinguíveis repetitivas (falhas recorrentes).

Quando a reatância do aterramento e a capacitância da rede estiverem ajustadas ($3 LN \cdot C \cdot \omega^2 = 1$)

b a corrente de falha será mínima,

b será uma corrente resistiva,

b a falha será auto-extinguível.

A reatância de compensação é denominada **bobina de extinção**, ou **bobina de Petersen**.

Aplicação

Redes de distribuição de MT com valor de I_c elevado.

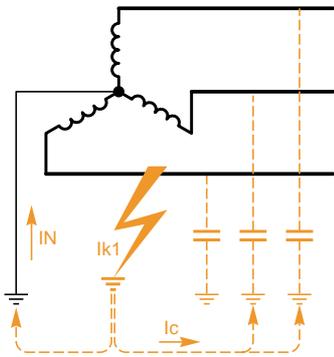


Fig. 1: fuga à terra em rede com neutro diretamente aterrado

Princípio de conexão

Uma ligação elétrica de impedância zero é realizada intencionalmente entre o ponto neutro e a terra.

Técnica de operação

Se o neutro for aterrado sem impedância de limitação, a corrente de falha I_{k1} entre fase e terra será praticamente um curto-circuito entre fase e neutro, logo de valor elevado (fig. 1).

O trip é feito na primeira falha de isolamento.

Vantagens

- b Este esquema é ideal para a eliminação das sobretensões.
- b Ele permite o emprego de materiais com nível de isolamento dimensionado para a tensão fase-neutro.
- b Não há proteções específicas: as proteções normais de sobrecorrentes de fases podem ser solicitadas para eliminar as falhas fase-terra espontâneas.

Inconvenientes

- b Este esquema provoca todos os inconvenientes e perigos de uma corrente elevada de fuga à terra: danos e distúrbios são elevados.
- b Não há continuidade de serviço do alimentador em falha.
- b O perigo para o pessoal é alto durante a falha, pois as tensões de contato que se desenvolvem são elevadas.

Proteção

A detecção de falhas impedantes é feita pela função de proteção de fuga à terra temporizada (ANSI 51N), sendo a regulagem da ordem da corrente nominal.

Aplicações

b Este tipo de esquema não é utilizado nas redes de MT européias aéreas ou subterrâneas. Por outro lado é amplamente utilizado nas redes de distribuição elétrica norte-americanas. Nestas redes (aéreas), outras particularidades intervêm para justificar esta escolha:

- v existência de um condutor neutro distribuído,
- v distribuição de 3 fases ou 2 fases e neutro ou fase e neutro,
- v utilização do condutor neutro como condutor de proteção com aterramento sistemático em cada poste.

b Este tipo de esquema pode ser utilizado quando a potência de curto-circuito da fonte for baixa.

O curto-circuito é um dos incidentes que mais afetam as redes elétricas. Este capítulo descreve os curtos-circuitos, seus efeitos nas redes e suas interações nos materiais. Também é fornecido o método de cálculo de correntes e tensões na ocorrência de curtos-circuitos e indica as fórmulas principais.

Definições

- b Um curto-circuito é uma ligação accidental entre condutores com impedância zero (curto-circuito espontâneo) ou não (curto-circuito impedante).
- b Um curto-circuito pode ser interno se for localizado em um equipamento ou externo, se ocorrer nas ligações.
- b A duração de um curto-circuito é variável. O curto-circuito é auto-extinguível se a falha for muito curta para disparar a proteção; transiente, se for eliminado após o trip e religamento da proteção; permanente, se não desaparecer após o trip da proteção.
- b As causas de curto-circuito podem ser: mecânica (golpes de máquinas, galhos de árvore, animais); elétrica (degradação do isolante, sobretensão); humana (erro de operação).

Efeitos das correntes de curto-circuito

- As conseqüências dos curtos-circuitos são freqüentemente graves, quando não são dramáticas:
- b o curto-circuito perturba o ambiente da rede nas proximidades do ponto de falha, ocasionando uma queda de tensão brusca,
 - b requer a desconexão, pelos dispositivos de proteção apropriados, de uma parte freqüentemente importante da rede,
 - b todos os equipamentos e conexões (cabos, linhas) sujeitos a curto-circuito são submetidos a um forte esforço mecânico (forças eletrodinâmicas) que pode causar rupturas, e a um esforço térmico, que pode provocar a queima dos condutores e a destruição dos isolantes,
 - b no ponto da falha, onde freqüentemente ocorre arco elétrico de forte energia, cujos efeitos destruidores são muito grandes e podem ser propagados muito rapidamente. Embora seja cada vez menor a probabilidade de aparecimento de curtos-circuitos nas instalações modernas, projetadas e operadas eficientemente, as conseqüências graves que poderiam resultar, fazem com que seja incentivada a instalação de dispositivos para detecção e eliminação rápidas de qualquer curto-circuito.
- O conhecimento do valor da corrente de curto-circuito em diferentes pontos da rede é um dado indispensável para definir os cabos, barramentos e todos os dispositivos de interrupção e de proteção, como também suas regulagens.

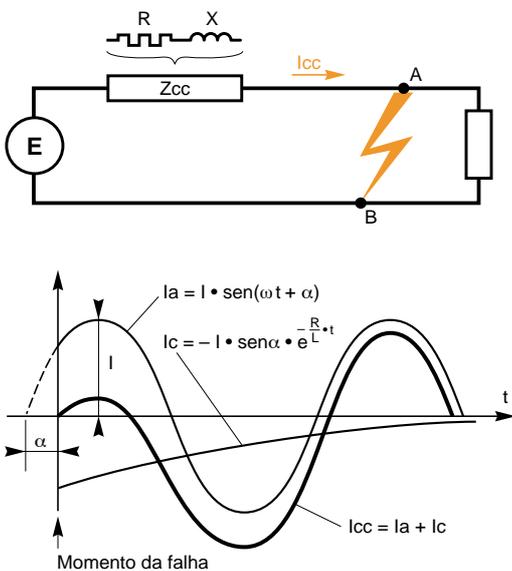


Fig. 1: caracterização de uma corrente de curto-circuito: esquema equivalente

Caracterização dos curtos-circuitos

- Diversos tipos de curtos-circuitos podem ocorrer em uma rede elétrica:
- b **curto-circuito trifásico**: corresponde a uma falha entre as três fases. Este tipo geralmente provoca as correntes mais elevadas (fig. 2).
 - b **curto-circuito monofásico à terra**: corresponde a uma falha fase-terra. Este tipo é o mais freqüente (fig. 3).
 - b **curto-circuito bifásico isolado**: corresponde a uma falha entre duas fases em tensão fase-fase. A corrente resultante é menor do que no caso do curto-circuito trifásico, exceto quando a falta se situar nas proximidades de um gerador (fig. 4).
 - b **curto-circuito bifásico à terra**: corresponde a uma falha entre duas fases e a terra (fig. 5).

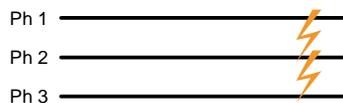


Fig. 2: curto-circuito trifásico (5% dos casos)

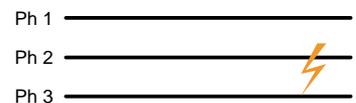


Fig. 4: curto-circuito bifásico isolado

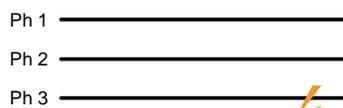


Fig. 3: curto-circuito monofásico (80% dos casos)

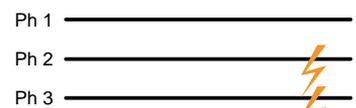


Fig. 5: curto-circuito bifásico à terra

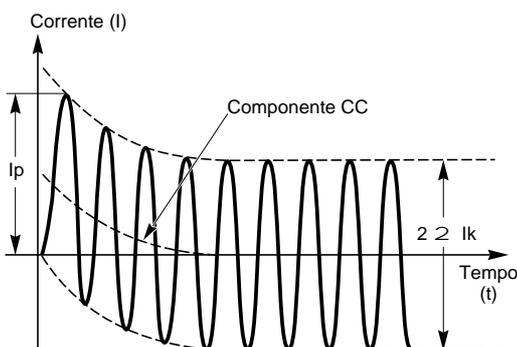


Fig. 6: curva típica da corrente de curto-circuito

A corrente de curto-circuito em um ponto de uma rede é expressa pelo **valor eficaz Ik** (em kA) de seu componente CA (fig. 6).

O **valor instantâneo** máximo que pode atingir a corrente de curto-circuito é o **valor de pico Ip** do primeiro meio ciclo. Este valor de pico pode ser muito mais elevado do que $2 \cdot Ik$ devido ao **componente CC IDC** amortecido, que pode ser sobreposto ao componente CA.

Este componente CC depende do valor instantâneo da tensão no momento inicial do curto-circuito e das características da rede. Esta rede é definida pela potência de curto-circuito, segundo a equação:

$$S_{cc} = 3 \cdot U_n \cdot I_k \text{ (em MVA)}$$

Este valor teórico não tem nenhuma realidade física; é uma grandeza convencional prática que se assemelha a uma potência aparente.

Componentes simétricas

Em funcionamento normal simétrico e equilibrado, a análise das redes trifásicas é similar à de uma rede monofásica equivalente, caracterizada pelas tensões fase-neutro, as correntes de fase e as impedâncias da rede (denominadas impedâncias cíclicas). Quando aparecer uma assimetria significativa na configuração ou no funcionamento da rede, a simplificação não mais será possível: não é possível estabelecer simplesmente as relações elétricas nos condutores utilizando impedâncias cíclicas.

É empregado o método das componentes simétricas, que consiste em conduzir o sistema real à sobreposição de três redes monofásicas independentes, denominadas:

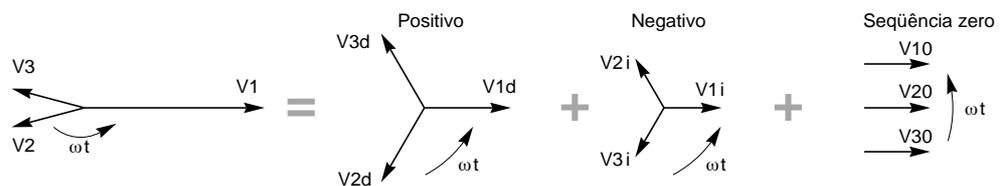
- b sistema positivo (d) ou em seqüência positiva (1),
- b sistema negativo (i) ou em seqüência negativa (2),
- b sistema zero ou em seqüência zero (0).

Para cada sistema (respectivamente d, i, 0), as tensões V_d, V_i, V_0 e as correntes I_d, I_i, I_0 são ligadas pelas impedâncias Z_d, Z_i, Z_0 do mesmo sistema.

As impedâncias simétricas são função das impedâncias reais, principalmente indutâncias mútuas.

A noção de componentes simétricas também é aplicável às potências.

| | |
|--|---|
| $\vec{V}_1 = \vec{V}_d + \vec{V}_i + \vec{V}_0$ $\vec{V}_2 = a^2 \cdot \vec{V}_d + a \cdot \vec{V}_i + \vec{V}_0$ $\vec{V}_3 = a \cdot \vec{V}_d + a^2 \cdot \vec{V}_i + \vec{V}_0$ <p>com $a = e^{j \cdot \frac{2\pi}{3}}$</p> | $\vec{V}_d = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + a \cdot \vec{V}_2 + a^2 \cdot \vec{V}_3)$ $\vec{V}_i = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + a^2 \cdot \vec{V}_2 + a \cdot \vec{V}_3)$ $\vec{V}_0 = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3)$ <p>com $a = e^{j \cdot \frac{2\pi}{3}}$</p> |
|--|---|



Decomposição de um sistema trifásico em componentes simétricas

A decomposição em componentes simétricas não é somente um artifício de cálculo, mas corresponde bem à realidade física dos fenômenos: é possível medir diretamente as componentes simétricas – tensões, correntes, impedâncias – de um sistema desbalanceado.

As impedâncias de seqüência positiva, negativa e zero de um elemento de rede são as impedâncias apresentadas por este elemento submetido a sistemas de tensão respectivamente trifásico positivo, trifásico negativo, fase-terra em três fases em paralelo.

Os geradores produzem o componente positivo da potência e as falhas podem produzir os componentes negativo e em seqüência zero.

No caso dos motores, o componente positivo cria o campo rotativo útil, enquanto que o componente negativo cria um campo rotativo de frenagem.

Para os transformadores, uma fuga à terra cria um componente em seqüência zero, que produz um campo em seqüência zero que passa pela carcaça.

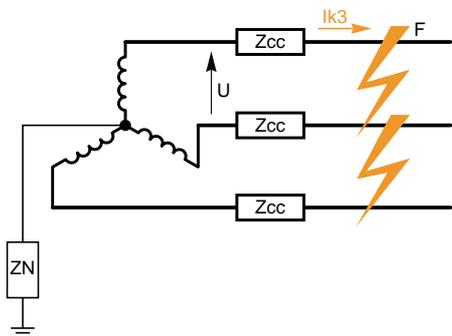


Fig. 1: curto-circuito trifásico

Curto-circuito trifásico entre condutores de fase (fig. 1)

O valor da corrente de curto-circuito trifásico em um ponto F da rede é:

$$Ik3 = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Zcc}$$

onde U designa a tensão fase-fase no ponto F antes do aparecimento da falha e Zcc a impedância equivalente da rede a montante vista do ponto de falha.

Este cálculo é simples em princípio; sua complexidade prática resulta da dificuldade de calcular Zcc, impedância equivalente a todas as impedâncias unitárias em série e em paralelo dos componentes da rede situados a montante da falha. Estas impedâncias são determinadas através da soma quadrática de reatâncias e resistências:

$$Zcc = \sqrt{R^2 + X^2}$$

Os cálculos podem ser feitos de modo muito simples ao conhecer a potência de curto-circuito Scc no ponto de conexão da rede do distribuidor.

É possível deduzir a impedância Za equivalente a montante deste ponto:

$$Za = \frac{U^2}{Scc} \quad Icc = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Za}$$

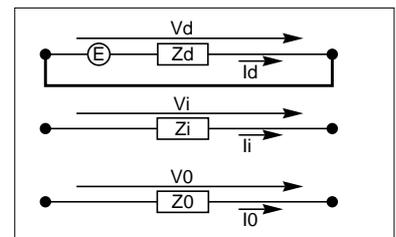
Do mesmo modo, a fonte de tensão pode não ser única; pode haver diversas fontes em paralelo, especialmente motores síncronos e assíncronos que, ao ocorrer curto-circuito, se comportam como geradores.

A corrente de curto-circuito trifásico é geralmente a corrente mais elevada que pode circular na rede.

$$Id = \frac{E}{Zd}$$

$$Ii = Io = 0$$

$$Vd = Vi = Vo = 0$$



Modelo de curto-circuito trifásico utilizando componentes simétricas

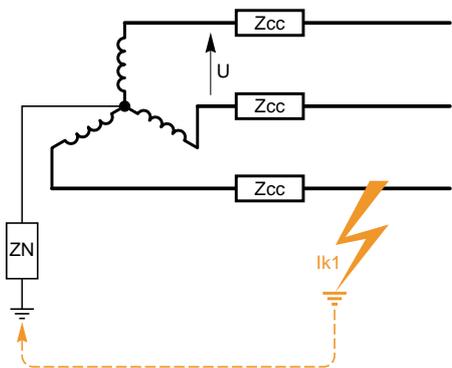


Fig. 2: curto-circuito fase-terra

Curto-circuito monofásico entre condutor de fase e terra (fig. 2)

O valor desta corrente depende da impedância ZN situada entre o neutro e a terra; esta impedância pode ser virtualmente nula se o neutro for diretamente aterrado (em série com a resistência de aterramento) ou, ao contrário, virtualmente infinita se o neutro for isolado (em paralelo com a capacitância fase-terra da rede).

O valor da corrente de falha fase-terra é:

$$Ik1 = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{(Zd + Zi + Zo + 3ZN)}$$

Este cálculo é necessário nas redes onde o neutro é ligado à terra por uma impedância ZN, para determinar a regulação das proteções "a terra" que devem intervir para cortar a corrente de fuga à terra.

Quando Zd, Zi e Zo forem insignificantes em relação a ZN, então:

$$Ik1 = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot ZN}$$

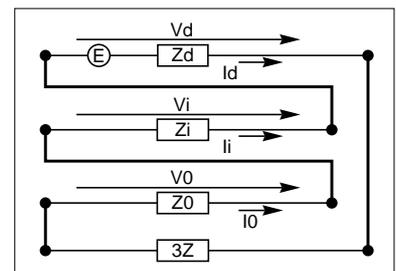
É, por exemplo, o caso de uma limitação de Ik1 a 20 ampères em uma rede MT alimentada por um transformador de alimentação de alta potência (10 MVA).

$$Id = Ii = Io = \frac{E}{Zd + Zi + Zo + 3Z}$$

$$Vd = \frac{E(Zi + Zo + 3Z)}{Zd + Zi + Zo + 3Z}$$

$$Vi = \frac{-Zi \cdot E}{Zd + Zi + Zo + 3Z}$$

$$Vo = \frac{-Zo \cdot E}{Zd + Zi + Zo + 3Z}$$



Modelo de curto-circuito monofásico utilizando componentes simétricas

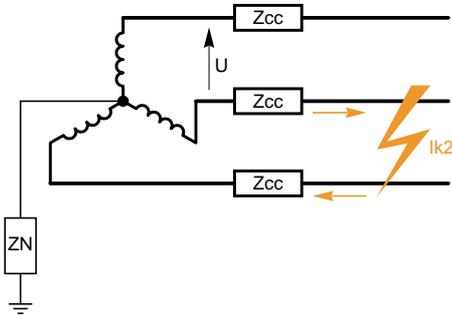


Fig. 1: curto-circuito bifásico

Curto-circuito bifásico entre condutores de fase (fig. 1)

O valor da corrente de curto-circuito bifásico em um ponto da rede é:

$$Ik2 = \frac{U}{Z_d + Z_i}$$

No caso de uma rede alimentada por um transformador (falha distante das fontes), o valor da corrente de curto-circuito bifásico em um ponto da rede é:

$$Ik2 = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}}$$

A corrente de curto-circuito bifásico é então mais fraca do que a do trifásico, na relação de $\frac{2}{3}$, isto é, aproximadamente 87%.

No caso de falha próxima de um gerador ($Z_i \leq Z_d$), a corrente pode ser superior ao caso da falha em curto-circuito trifásico.

$$I_d = \frac{E}{Z_d + Z_i + Z}$$

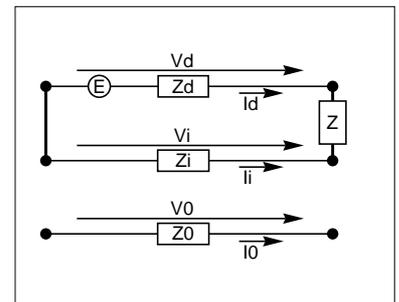
$$I_i = \frac{-E}{Z_d + Z_i + Z}$$

$$I_0 = 0$$

$$V_d = \frac{E(Z_i + Z)}{Z_d + Z_i + Z}$$

$$V_i = \frac{E \cdot Z_i}{Z_d + Z_i + Z}$$

$$V_0 = 0$$



Modelo de curto-circuito bifásico utilizando componentes simétricas

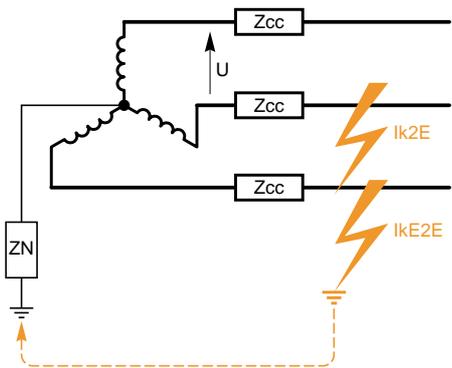


Fig. 2: curto-circuito bifásico terra

Curto-circuito bifásico entre condutores de fase e terra (fig. 2)

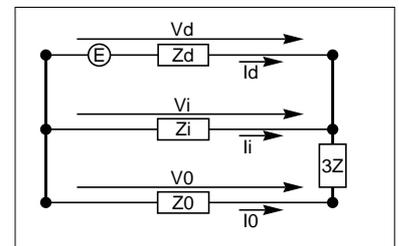
Em caso de falha espontânea distante das fontes, o valor da corrente de curto-circuito bifásico à terra é:

$$IkE2E = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{(Z_d + 2Z_0)}$$

$$I_d = \frac{E(Z_i + Z_0 + 3Z)}{Z_d \cdot Z_i + (3Z + Z_0) \cdot (Z_d + Z_i)}$$

$$I_i = \frac{-E(Z_0 + 3Z)}{Z_d \cdot Z_i + (3Z + Z_0) \cdot (Z_d + Z_i)}$$

$$I_0 = \frac{-E \cdot Z_i}{Z_d \cdot Z_i + (3Z + Z_0) \cdot (Z_d + Z_i)}$$



Modelo de curto-circuito bifásico à terra utilizando componentes simétricas

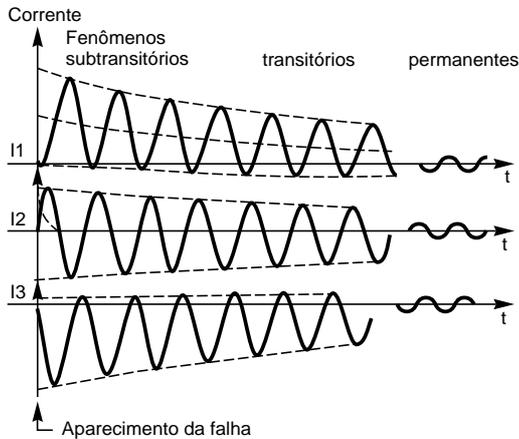


Fig. 1: curvas típicas das correntes de curto-circuito nos terminais de um gerador

O cálculo da corrente de curto-circuito nos terminais de um gerador síncrono é mais complexo do que nos terminais de um transformador conectado à rede.

Isto é devido ao fato de que não se pode considerar a impedância interna da máquina como constante após o início da falha. Ela aumenta progressivamente, logo, a corrente diminui, passando por três estágios característicos:

b **subtransitário** (0,01 a 0,1 s aproximadamente): a corrente de curto-circuito (valor eficaz do componente CA) é elevada; 5 a 10 vezes a corrente nominal permanente.

b **transitário** (entre 0,1 e 1 s): a corrente de curto-circuito diminui até atingir entre 2 a 6 vezes a corrente nominal.

b **permanente**: a corrente de curto-circuito cai entre 0,5 e 2 vezes a corrente nominal.

Os valores dados dependem da potência da máquina, de seu modo de excitação e, para a corrente permanente, do valor da corrente de excitação, logo, da carga da máquina no momento da falha.

Além disso, a impedância de seqüência zero dos alternadores é geralmente 2 a 3 vezes mais baixa que sua impedância de seqüência positiva; a corrente de curto-circuito fase-terra será então mais elevada do que a corrente trifásica.

A título de comparação, o curto-circuito trifásico permanente nos terminais de um transformador varia de 6 a 20 vezes a corrente nominal segundo a potência.

Pode-se então concluir que os curtos-circuitos nos terminais dos geradores são difíceis de caracterizar, particularmente por seu valor baixo e decrescente dificultar a regulagem das proteções.

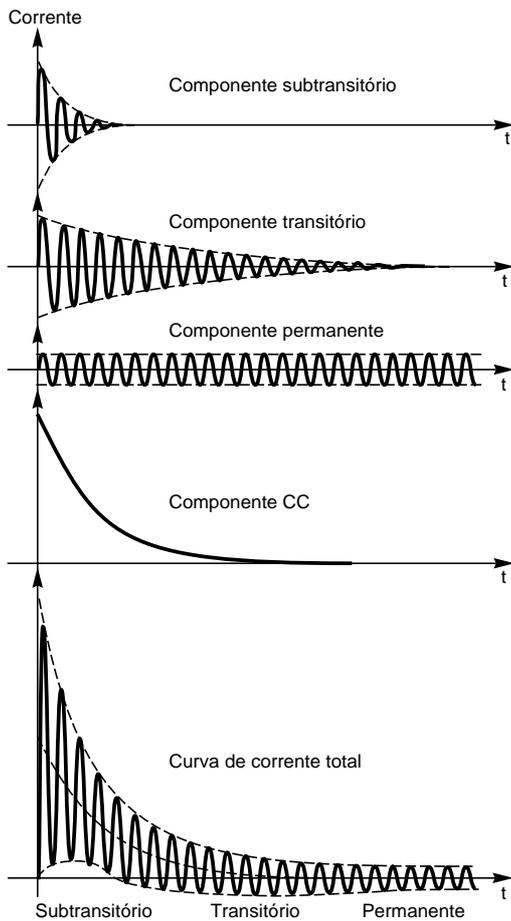


Fig. 2: decomposição da corrente de curto-circuito

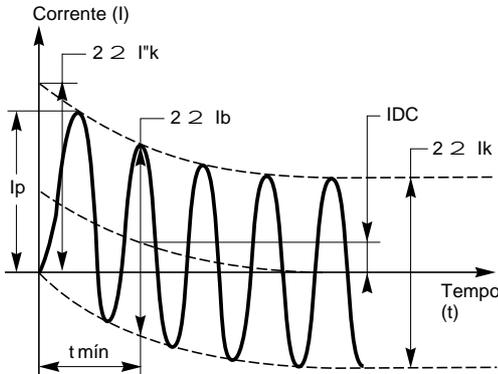


Fig. 1: representação gráfica das grandezas de um curto-circuito segundo IEC 60909

Método IEC (norma 60909)

As regras de cálculo das correntes de curto-circuito nas instalações elétricas foram definidas na norma IEC 60909 editada em 2001.

O cálculo efetivo das correntes de curto-circuito em diversos pontos de uma rede pode rapidamente tornar-se um trabalho laborioso quando a instalação for complexa.

A utilização de softwares especializados permite efetuar estes cálculos mais rapidamente.

Esta norma, aplicável a todas as redes trifásicas radiais ou em malha, 50 ou 60 Hz e até 550 kV, é extremamente precisa e conservadora.

Ela é utilizada para tratar os diferentes tipos de curtos-circuitos, simétricos ou assimétricos, espontâneos, que podem ocorrer em uma instalação:

b curto-circuito trifásico – todas as três fases – geralmente produz as correntes mais elevadas,

b curto-circuito bifásico – falha entre duas fases – mais fraco que o trifásico,

b curto-circuito bifásico à terra – falha entre duas fases e a terra,

b curto-circuito monofásico – falha entre uma fase e a terra – a mais freqüente (80% dos casos).

No aparecimento de uma falha, a corrente de estabelecimento do curto-circuito no circuito é função do tempo e possui dois componentes (fig. 1):

b componente CA, decrescente até seu valor estabelecido, devido às diferentes máquinas rotativas e função da combinação de suas constantes de tempo,

b componente CC, decrescente até zero, devido ao estabelecimento da corrente e função das impedâncias do circuito.

Praticamente, pode-se definir valores de curto-circuito úteis para a determinação dos equipamentos e do sistema de proteção:

b I''k: valor eficaz da corrente simétrica inicial,

b I'b: valor eficaz da corrente simétrica interrompida pelo dispositivo de chaveamento na separação do primeiro pólo no momento t_{min} (retardo mínimo),

b I'k: valor eficaz da corrente simétrica permanente,

b I'p: valor instantâneo máximo da corrente no primeiro pico,

b IDC: valor contínuo da corrente.

Estas correntes são identificadas por 3, 2E, 1, segundo o tipo de curto-circuito, respectivamente trifásico, bifásico, bifásico à terra, monofásico.

O princípio do método, baseado no teorema de sobreposição de Thevenin e na decomposição em componentes simétricas, consiste em aplicar no ponto de curto-circuito uma fonte de tensão equivalente para, em seguida, determinar a corrente. O cálculo é feito em três etapas:

b Definir a fonte de tensão equivalente aplicada no ponto em falha. Ela representa a tensão antes do curto-circuito, levando em conta as variações da fonte, as mudanças do tap dos transformadores e o comportamento subtransitório das máquinas.

b Calcular as impedâncias, vistas do ponto em falha, de cada ramificação que chegar neste ponto; o cálculo é feito desconsiderando as capacitâncias e admitâncias em paralelo, nos sistemas de seqüência positiva e negativa.

b Conhecendo a tensão e as impedâncias, calcular os valores característicos máximos e mínimos das correntes de curto-circuito.

As diferentes grandezas de corrente no ponto de falha são calculadas segundo:

b as fórmulas fornecidas,

b e uma relação de soma das correntes que fluem nas ramificações conectadas ao nó:

v I''k: ver as fórmulas de cálculo de I''k nas tabelas ao lado, onde o fator de tensão c é definido pela norma; soma geométrica ou algébrica,

v I'p = κ • 2 • I''k, onde κ é inferior a 2, dependendo da relação R/X da impedância positiva da ramificação considerada; soma dos valores de pico,

v I'b = μ • q • I''k, onde μ e q são inferiores a 1, dependendo dos geradores e motores, como também do tempo morto mínimo de interrupção do disjuntor; soma algébrica,

v I'k = I''k, quando a falha for distante do gerador,

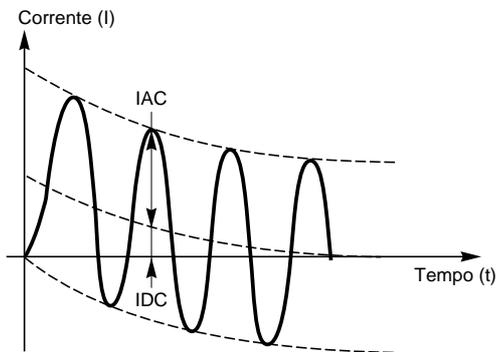
v I'k = λ • I_r, para um gerador, onde I_r é corrente nominal do gerador e λ é um fator que depende de sua indutância de saturação; soma algébrica.

| Tipo de curto-circuito | I''k |
|------------------------|--|
| Trifásico | $\frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_d}$ |
| Bifásico isolado | $\frac{c \cdot U_n}{Z_d + Z_i}$ |
| Bifásico à terra | $\frac{c \cdot U_n \cdot \sqrt{3} \cdot Z_i}{Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_0 + Z_d \cdot Z_0}$ |
| Monofásico | $\frac{c \cdot U_n \cdot \sqrt{3}}{Z_d + Z_i + Z_0}$ |

Correntes de curto-circuito segundo IEC 60909: (situação geral)

| Tipo de curto-circuito | I''k |
|------------------------|---|
| Trifásico | $\frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_d}$ |
| Bifásico isolado | $\frac{c \cdot U_n}{2 \cdot Z_d}$ |
| Bifásico à terra | $\frac{c \cdot U_n \cdot \sqrt{3}}{Z_d + 2Z_0}$ |
| Monofásico | $\frac{c \cdot U_n \cdot \sqrt{3}}{2Z_d + Z_0}$ |

Correntes de curto-circuito segundo IEC 60909 (falhas distantes)



IAC: pico do componente periódico
IDC: componente aperiódico

Fig. 1: poder de interrupção nominal de um disjuntor em curto-circuito segundo a norma IEC 60056

Caracterização

São disponíveis 2 tipos de equipamentos de rede, dependendo se intervêm ou não no momento da falha.

Equipamentos passivos

Esta categoria abrange todos os equipamentos destinados, por sua função, a conduzir tanto a corrente normal quanto a corrente de curto-circuito. Incluem cabos, linhas, barramentos, chaves seccionadoras, interruptores, transformadores, reatâncias e capacitores, transformadores de medição. Para estes equipamentos, é definida a capacidade de suportar a passagem de um curto-circuito sem danos por:

- b **suportabilidade eletrodinâmica** (expressa em kA pico) que caracteriza sua resistência mecânica aos esforços eletrodinâmicos,
- b **suportabilidade térmica** (expressa em kA ef durante 1 a 5 segundos) que caracteriza o sobreaquecimento admissível.

Equipamentos ativos

Nesta categoria, são classificados os equipamentos destinados a eliminar a corrente de curto-circuito: disjuntores e fusíveis. Esta propriedade é determinada pelo poder de interrupção e, se necessário, pelo poder de fechamento por falha.

Poder de interrupção (fig. 1)

Esta característica básica de um dispositivo de interrupção é a corrente máxima (em kA ef), que é capaz de interromper nas condições específicas definidas pelas normas; trata-se geralmente do valor eficaz do componente CA da corrente de curto-circuito. Ocasionalmente, é especificado para certos dispositivos o valor eficaz da soma dos 2 componentes, CA e CC, neste caso, a "corrente assimétrica".

O poder de interrupção depende de outros fatores:

- v tensão,
- v relação R/X do circuito interrompido,
- v frequência natural da rede,
- v número de interrupções em corrente máxima, por exemplo o ciclo: O - C/O - C/O (O = abertura; C = fechamento),
- v estado do dispositivo após o teste.

O poder de interrupção é uma característica relativamente complexa para definir e não é surpreendente que ao mesmo dispositivo seja atribuído um poder de interrupção diferente, dependendo da norma que o define.

Poder de fechamento por curto-circuito

Geralmente, esta característica é implicitamente definida pelo poder de interrupção: um dispositivo deve ter a mesma capacidade de fechamento por curto-circuito que a de interrupção. Ocasionalmente, o poder de fechamento deve ser mais elevado, por exemplo, para os disjuntores de alternador.

O poder de fechamento é definido em kA pico, pois o primeiro pico assimétrico é o mais restritivo do ponto de vista eletrodinâmico.

Por exemplo, segundo a norma IEC 60056, um disjuntor utilizado em 50 Hz deve ser capaz de responder a: I pico fechamento = 2,5 x I eficaz de interrupção

Corrente de curto-circuito presumida "interrompida"

Certos dispositivos têm a propriedade de "limitar" a corrente a ser interrompida. Seu poder de interrupção é definido como corrente máxima presumida interrompida, que se desenvolveria em um curto-circuito espontâneo estabelecido nos bornes a montante do dispositivo.

Características específicas do dispositivo

As funções preenchidas pelos diferentes dispositivos de interrupção, assim como as principais restrições associadas, são resumidas na tabela a seguir.

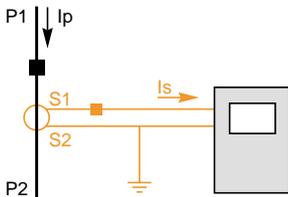
| Dispositivo | Função isolamento | Função de chaveamento de corrente | | Restrições principais |
|--------------------|--------------------------|-----------------------------------|----------|---|
| | | Em serviço | Na falha | |
| chave seccionadora | sim | não | não | Isolação de entrada-saída longitudinal Chave seccionadora de aterramento: poder de fechamento por falha |
| interruptor | não | sim | não | Interrupção e estabelecimento da corrente normal de carga Poder de fechamento por curto-circuito Associado a fusível: poder de interrupção na área de não queima do fusível |
| contator | não sim, se extraível | sim | não | Poderes nominais de interrupção e de fechamento Poderes máximos de carga em interrupção e em fechamento Características de serviço e resistência |
| disjuntor | não sim, se extraível | sim | sim | Poder de interrupção por curto-circuito Poder de fechamento por curto-circuito |
| fusível | não | não | sim | Poder de interrupção mínimo por curto-circuito Poder de interrupção máximo por curto-circuito |

Os dispositivos de proteção ou de medição precisam receber informações sobre as grandezas elétricas dos equipamentos a serem protegidos. Por razões técnicas, econômicas e de segurança, estas informações não podem ser obtidas diretamente na alimentação de alta tensão dos equipamentos. É necessário utilizar dispositivos intermediários denominados redutores de medição ou sensores:

- b sensores de corrente de fase,
- b toróides para a medição das correntes de falta à terra,
- b transformadores de potencial (TP).

Estes dispositivos preenchem as seguintes funções:

- b redução da grandeza a ser medida (ex: 1500/5 A),
- b isolamento galvânica,
- b fornecimento da energia necessária para o processo da informação e para o próprio funcionamento da proteção.



Ip: corrente no primário
Is: corrente no secundário (imagem de Ip e em fase)

Fig. 1: transformador de corrente

A função de um sensor de corrente de fase é fornecer a seu enrolamento secundário uma corrente proporcional à corrente do primário medida. Isto é utilizado tanto na medição quanto na proteção.

São disponíveis 2 tipos de sensores:

- b TC (transformadores de corrente),
- b LPCT (TCs com saída de tensão).

Características gerais (fig. 1)

O transformador de corrente é constituído por dois circuitos, primário e secundário, acoplados por um circuito magnético.

Com diversas espiras no primário, o dispositivo é do tipo bobinado.

Quando o primário é um simples condutor que atravessa o sensor, o transformador pode ser do tipo primário passante (primário integrado composto de uma barra de cobre) ou do tipo suporte (primário composto de um condutor não isolado da instalação) ou do tipo toróide (primário composto de um cabo isolado).

Os TCs são caracterizados pelas seguintes grandezas (segundo a norma IEC 60044)⁽¹⁾:

Nível de isolamento nominal do TC

É a mais elevada tensão aplicada ao primário do TC.

Observe que o primário está no potencial da AT e o secundário tem geralmente um de seus bornes aterrados.

Como para qualquer equipamento, também são definidos:

b uma tensão máxima de suportabilidade de 1 min em frequência industrial,

b uma tensão máxima de suportabilidade à onda de choque.

Exemplo: em 24 kV de tensão nominal, o TC deve suportar uma tensão de 50 kV durante 1 min a 50 Hz e uma tensão de impulso de 125 kV.

Relação nominal de transformação

É geralmente dada como relação entre as correntes primária e secundária Ip/Is.

A corrente secundária nominal é geralmente 5 A ou 1 A.

Precisão

É definida pelo erro composto pela corrente limite de precisão.

O fator limite de precisão (FLP) é a relação entre a corrente limite de precisão e a corrente nominal.

b Para classe P:

5P10 significa 5% de erro para 10 In; 10P15 significa 10% de erro para 15 In,

5P e 10P são as classes de precisão normalizadas para os TCs de proteção,

5 In, 10 In, 15 In, 20 In são as correntes limites de precisão normalizadas.

b A classe PR é definida pelo fator de remanescência, a relação do fluxo remanente e o fluxo de saturação, que deve ser inferior a 10%.

5PR e 10PR são as classes de precisão normalizadas para os TCs de proteção.

b A classe PX corresponde a um outro modo de especificar as características de um TC através de sua "tensão do ponto de joelho", a resistência secundária e a corrente de magnetização (ver página seguinte, fig. 1: resposta de um TC em regime saturado).

Potência de precisão

Esta é a potência aparente em VA, que o TC pode fornecer ao circuito secundário na corrente secundária nominal para a qual a precisão é garantida.

A potência é consumida por todos os dispositivos conectados e os cabos de ligação.

Se um TC é carregado com um potência inferior à sua potência de precisão, sua precisão real será superior à precisão nominal, do mesmo modo, um TC muito carregado perde precisão.

Corrente de curta duração admissível

Expressa em kA eficaz, a corrente (Ith) máxima admissível durante 1 segundo (com o secundário em curto-circuito) representa a suportabilidade térmica do TC às sobrecorrentes. O TC deve suportar a corrente de curto-circuito durante o tempo necessário à sua eliminação. Se o tempo de eliminação t for diferente de 1 s, a corrente que o TC pode suportar será I_{th} / \sqrt{t}

A suportabilidade eletrodinâmica expressa em kA pico é no mínimo igual a $2,5 \cdot I_{th}$

Valores normais das correntes primárias nominais (em A):

10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 e seus múltiplos ou submúltiplos decimais.

(1) Também devem ser considerados os elementos ligados ao tipo de montagem, às características do local (exemplo: temperatura...), à frequência da rede etc.

Resposta de um TC em regime saturado

O TC satura ao ser submetido a uma corrente primária muito elevada. A corrente secundária é desproporcional à corrente primária. Conseqüentemente, o erro de corrente que corresponde à corrente de magnetização torna-se muito significativo.

Tensão do ponto de joelho (fig. 1)

Corresponde ao ponto da curva de magnetização de um transformador de corrente para o qual um aumento de 10% da tensão E requer um aumento de 50% da corrente de magnetização I_m .

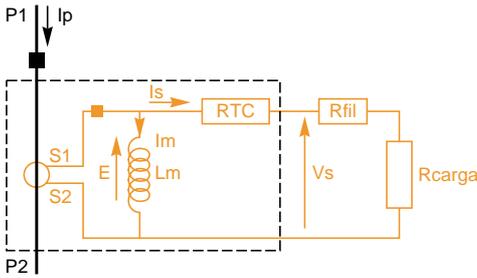
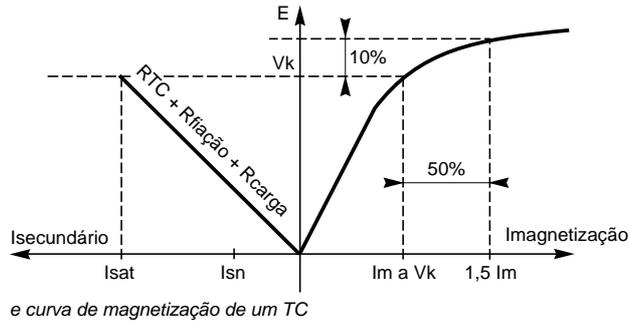


Fig. 1: esquema equivalente do circuito secundário de um TC...



O secundário do TC atende à equação:
 $(R_{TC} + R_{carga} + R_{fição}) \cdot I_{sn}^2 = constante$
 onde I_{sn} = corrente nominal secundária
 FLP = fator limite de precisão
 $I_{sat} = FLP \cdot I_{sn}$

TC para proteção de sobrecorrente de fase

Para proteções de sobrecorrente com tempo definido (constante), se a saturação não for atingida em 1,5 vezes o valor da corrente de regulagem, o funcionamento será assegurado, qualquer que seja a corrente da falha (fig. 2).

Para proteções de sobrecorrente com tempo inverso, a saturação não deve ser atingida em 1,5 vezes o valor de corrente correspondente ao máximo da parte útil da curva de funcionamento (fig. 3).

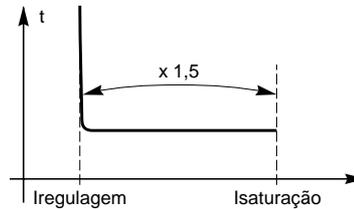


Fig. 2

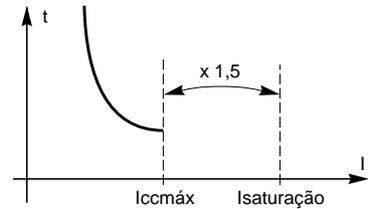


Fig. 3

TC para proteção diferencial (fig. 4)

Os TCs devem ser especificados para cada aplicação em função do princípio de funcionamento da proteção e do componente protegido. Consultar o manual técnico da proteção relacionada.

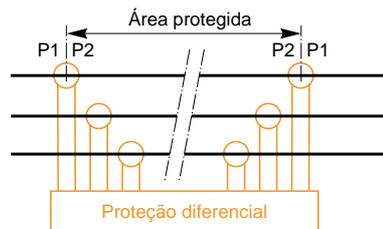


Fig. 4

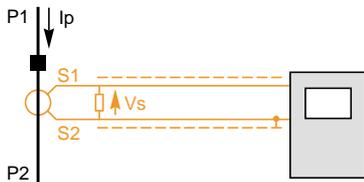


Fig. 1: transformador de corrente tipo LPCT

Transformadores de corrente de baixa potência tipo LPCT (fig. 1)

São sensores específicos de corrente com saída direta em tensão tipo "low power current transducers", conforme a norma IEC 60044-8.

Os LPCT são utilizados para as funções de medição e de proteção.

São definidos pela:

- b corrente primária nominal,
- b corrente primária estendida,
- b corrente primária limite de precisão.

Eles têm uma resposta linear em uma ampla faixa de corrente e somente começam a saturar acima das correntes a serem interrompidas.

Exemplo de características de medição segundo a norma IEC 60044-8

- b Corrente primária nominal $I_{pn} = 100 \text{ A}$
- b Corrente primária estendida $I_{pe} = 1250 \text{ A}$
- b Tensão secundária $V_{sn} = 22,5 \text{ mV}$
- b Classe 0,5:
- v precisão 0,5% de 100 A a 1250 A,
- v precisão 0,75% a 20 A,
- v precisão 1,5% a 5 A.

Exemplo de características de proteção segundo a norma IEC 60044-8

- b Corrente primária $I_{pn} = 100 \text{ A}$
- b Tensão secundária $V_{sn} = 22,5 \text{ mV}$
- b Classe 5P de 1,25 kA a 40 kA (fig. 2).

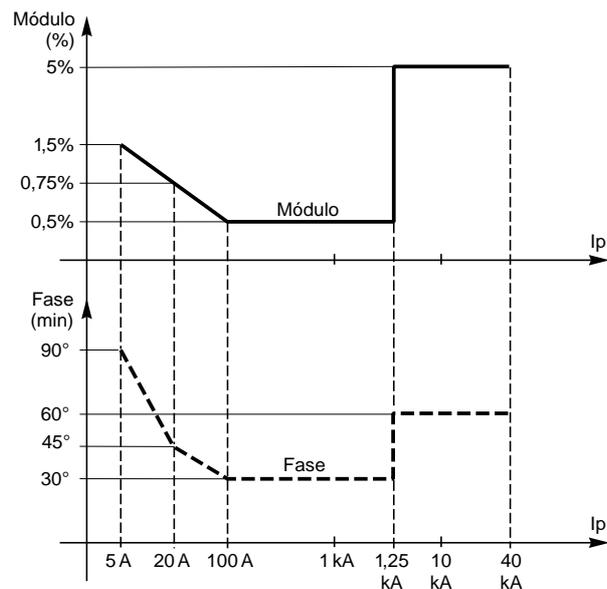
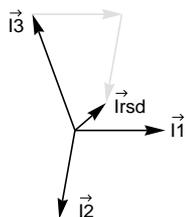


Fig. 2: característica de precisão de um LPCT



Corrente de seqüência zero - corrente residual

A corrente residual que caracteriza a corrente de fuga à terra é igual à soma vetorial das três correntes de fase (fig. 1).

A corrente residual é igual a 3 vezes a corrente de seqüência zero I_0 .

$$\vec{I}_{rsd} = 3 \cdot \vec{I}_0 = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3$$

Deteção da corrente de fuga à terra

A corrente de fuga à terra pode ser detectada de diversas maneiras.

| Sensores de medição | Precisão | Nível de ajuste mínimo sugerido para proteção à terra | Montagem |
|---|----------|--|---|
| Toróide específico | +++ | Alguns ampères | <p>Medição direta por toróide específico de seqüência zero conectado diretamente ao relé de proteção. É um transformador que engloba condutores ativos e cria diretamente a corrente residual.</p> <p>Pode também ser instalado para ligação à terra no neutro acessível. O resultado é uma alta precisão de medição; um nível de detecção muito baixo, da ordem de alguns ampères, pode ser utilizado.</p> |
| TC toroidal + toróide adaptador | ++ | 10% de I_{nTC} (DT) 5% de I_{nTC} (IDMT) | <p>Medição diferencial por TC toroidal clássico, que é instalado em torno dos condutores ativos e gera a corrente residual; um toróide específico de seqüência zero tem a função de adaptador para o relé de proteção.</p> <p>A montagem do TC toroidal é possível para ligação à terra no neutro acessível com adaptador. O resultado é uma boa precisão de medição e uma grande flexibilidade na escolha dos TCs.</p> |
| 3 TCs de fase + toróide adaptador | ++ | 10% de I_{nTC} (DT) 5% de I_{nTC} (IDMT) | <p>Praticamente, o nível de corrente residual deve ser: b $I_{s0} \geq 10\% I_{nTC}$ para proteção com tempo definido, b $I_{s0} \geq 5\% I_{nTC}$ para proteção com tempo inverso.</p> |
| 3 TCs de fase Irsd calculado pelo relé | + | Sem restrição H2 (2ª harmônica) 30% I_{nTC} (DT) 10% de I_{nTC} (IDMT) Com restrição H2 (2ª harmônico) 10% de I_{nTC} (DT) 5% de I_{nTC} (IDMT) | <p>Cálculo a partir das medições de corrente nas três fases com um TC por fase. b A corrente residual é calculada pelo relé de proteção. b A precisão da medição tem muitos erros; soma dos erros dos TCs e das características de saturação, corrente calculada. b A montagem é mais simples que no caso anterior, mas a precisão de medição é inferior. Na prática, a regulagem dos níveis da proteção à terra deve respeitar as seguintes condições: b $I_{s0} \geq 30\% I_{nTC}$ para proteção com tempo definido (10% I_{nTC} com relé de proteção equipado com restrição de 2ª harmônica), b $I_{s0} \geq 10\% I_{nTC}$ para proteção com tempo inverso.</p> |

A função de um transformador de potencial é fornecer a seu secundário uma tensão proporcional àquela aplicada no primário. Os transformadores de potencial são utilizados para medição e proteção.

Medição da tensão fase-fase

O transformador de potencial é constituído por dois enrolamentos, primário e secundário, acoplados por um circuito magnético; as conexões podem ser feitas entre fase-fase ou fase-terra.

Os transformadores de potencial são caracterizados pelas seguintes grandezas: (publicação IEC 60186, IEC 60044-2 e NFC 42-501) ⁽¹⁾

- b frequência da rede em geral 50 ou 60 Hz,
- b a mais elevada tensão primária da rede,
- b tensão secundária nominal 100, 100/3, 110, 110/3 Volts dependendo do tipo de conexão,
- b fator de tensão nominal utilizado para definir as características de aquecimento,
- b potência aparente, em VA, que o transformador de potencial pode fornecer ao secundário, sem causar erro superior à sua classe de precisão quando ligado em sua tensão primária nominal e conectado em sua carga nominal; observar que nunca deve ser curto-circuitado no secundário de um TP, pois a potência fornecida aumenta e há deterioração por sobreaquecimento,
- b classe de precisão que define os limites de erros garantidos na relação de tensão e a defasagem nas condições especificadas de potência e de tensão.

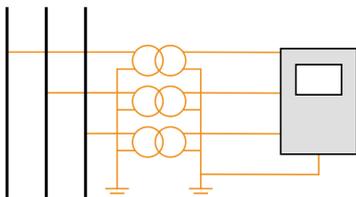


Fig. 1: TP instalado em estrela

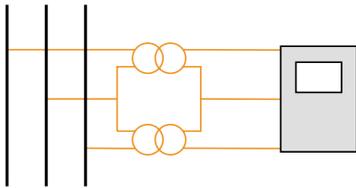


Fig. 2: TP instalados em V

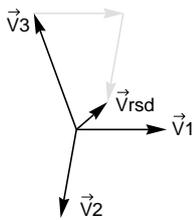


Fig. 3: definição da tensão residual

São possíveis diversos conjuntos de medição:

b montagem de 3 transformadores em estrela (fig. 1)
(requer 1 borne de alta tensão isolado por transformador)

Relação de transformação: $\frac{U_n / \sqrt{3}}{100 / \sqrt{3}}$ por exemplo

b montagem de 2 transformadores em V (fig. 2)
(requer 2 bornes de alta tensão isolados por transformador)

Relação de transformação: $U_n / 100$ por exemplo

Em regime de neutro isolado, todos os TPs fase-neutro devem ser carregados convenientemente para evitar os riscos de ferrossonância.

(1) Também devem ser considerados os elementos ligados ao tipo de montagem, às características do local (ex: temperatura...) etc.

Medição da tensão residual

A tensão residual que caracteriza o potencial do ponto neutro em relação à terra, é igual à soma vetorial das três tensões fase-terra.

A tensão residual é igual a 3 vezes a tensão de seqüência zero V0:

$$\vec{V}_{rsd} = 3 \cdot \vec{V}_0 = \vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3 \text{ (fig. 3)}$$

O aparecimento desta tensão indica a existência de uma fuga à terra.

Ela é obtida:

b por medição, utilizando três transformadores de potencial com os primários ligados em estrela e os secundários ligados em triângulo aberto, que fornece a tensão residual (fig. 4),

b por cálculo pelo relé através de três transformadores de potencial, cujos primários e os secundários são ligados em estrela (fig. 5).

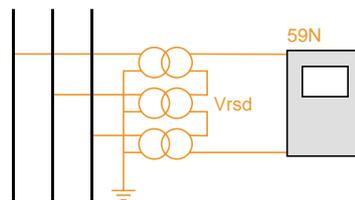


Fig. 4: medição direta de tensão residual

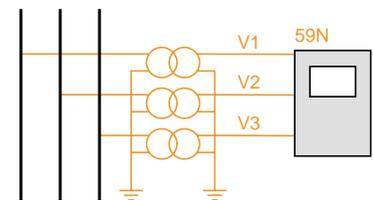


Fig. 5: cálculo de tensão residual

Os relés de proteção que monitoram permanentemente as grandezas elétricas da rede, incluem associações de funções básicas, cuja combinação é adaptada aos componentes de rede monitorados.

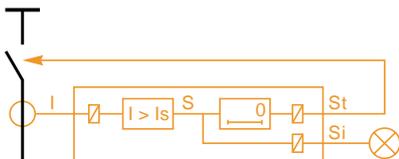


Fig. 1: princípio de funcionamento de um relé (exemplo de relé de proteção de sobrecorrente de fase ANSI 51)

Funcionamento

O relé inclui (fig. 1):
 b a entrada analógica de medição da variável observada, recebida do sensor,
 b o resultado lógico do processamento da medição (denominado S),
 b a saída lógica instantânea da função de proteção, utilizada para indicação, por exemplo (denominado Si),
 b saída lógica temporizada da função de proteção, utilizada para acionar o comando de trip do disjuntor (denominado St).

Características (fig. 2)

O modo de trabalho de uma função de proteção envolve tempos característicos (IEC 60255-3):

- b o tempo de funcionamento (operating time): é o tempo decorrido entre a aplicação da grandeza característica (duas vezes o nível de regulagem) e o chaveamento do relé de saída (saída instantânea),
- b o tempo de ultrapassagem (overshoot time): é a diferença entre o tempo de funcionamento e o tempo máximo de aplicação da grandeza característica sem trip,
- b o tempo de retorno (reset time): é o tempo decorrido entre a diminuição brusca da grandeza característica e o chaveamento do relé de saída.

Nota: Encontra-se usualmente outros termos não normalizados, cujas definições podem diferir segundo o fabricante: tempo de liberação, tempo de não resposta, tempo de trip instantâneo, tempo de memória.

Para sua estabilidade, a função tem uma porcentagem de liberação d em % do nível de regulagem: no exemplo, figura 3, S passa de 1 a 0 para $I = d \cdot I_s$

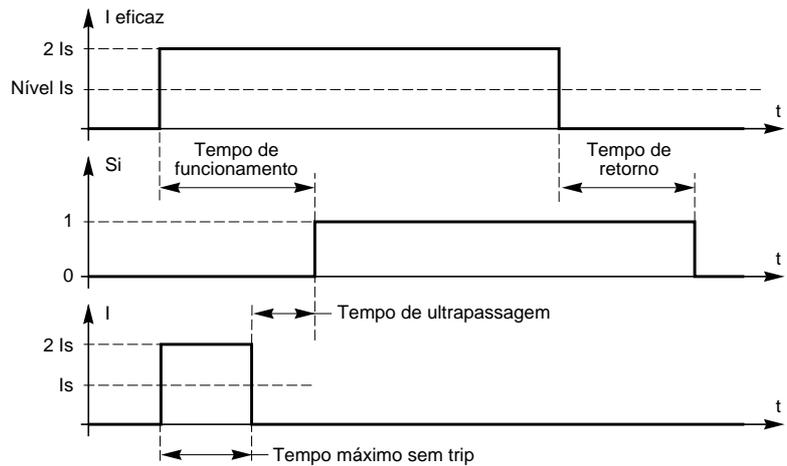


Fig. 2: tempo característico de uma função de proteção

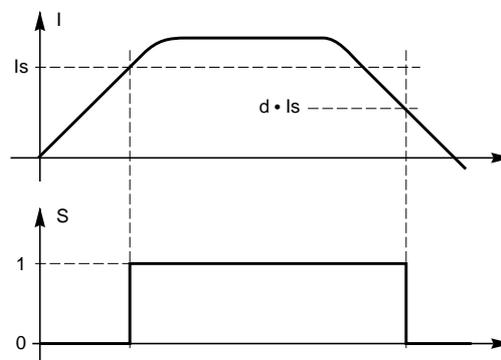


Fig. 3: porcentagem de liberação

Regulagens

Certas características das funções de proteção são reguláveis pelo usuário, principalmente:

b **nível de trip**: ele fixa o limite da grandeza observada que determinará a atuação da proteção.

b **tempo de trip**:

v temporização com tempo definido ou tempo constante (DT: Definite Time)

O exemplo da figura 1 aplicado a um relé de corrente, mostra que o tempo de trip da proteção é constante (regulagem da temporização T) acima do nível de corrente I_s ,

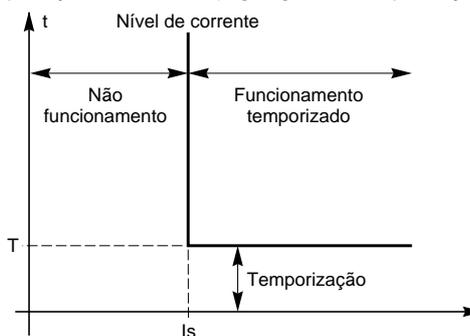


Fig. 1: princípio do trip com tempo definido

v temporização com tempo inverso (IDMT: Inverse Definite Minimum Time)

O exemplo da figura 2 aplicado a um relé de corrente, mostra que o tempo de trip da proteção é tão curto quanto a corrente é elevada, acima do nível de corrente I_s .

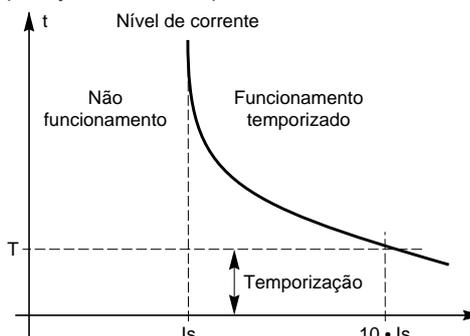


Fig. 2: princípio de trip com tempo inverso

Existem diversos tipos de curvas, determinadas por equações e definidas segundo diferentes organismos de normalização: por exemplo, a IEC define (fig. 3):

- tempo inverso (SIT, standard inverse time),
- tempo muito inverso (VIT, very inverse time),
- tempo extremamente inverso (EIT, extremely inverse time).

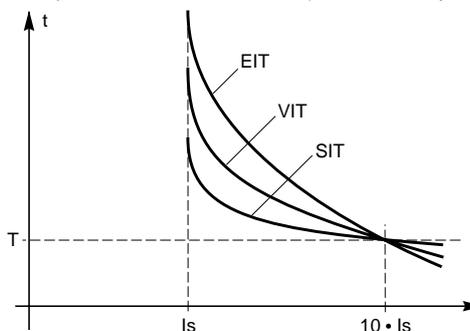


Fig. 3: curvas de trip com tempo inverso

b **tempo de manutenção**: tempo de retorno regulável,

b **restrição**: bloqueio do trip em função da taxa de 2ª harmônica,

b **constantes de tempo** (exemplo sobrecarga térmica ANSI 49RMS),

b **ângulo característico** (exemplo direcional de sobrecorrente ANSI 67).

As principais funções de proteção são indicadas com uma breve definição na tabela abaixo. A classificação é feita em ordem numérica pelo código ANSI C37.2.

| Código ANSI | Nome da função | Definição |
|-------------|---|---|
| 12 | Sobrevelocidade | Detecção de velocidade das máquinas rotativas |
| 14 | Subvelocidade | Detecção de subvelocidade das máquinas rotativas |
| 21 | Proteção de distância | Detecção de medição de impedância |
| 21B | Subimpedância | Proteção de back-up dos geradores contra curtos-circuitos fase-fase |
| 24 | Controle de fluxo | Controle de sobrefluxo |
| 25 | Controle de sincronismo | Controle de autorização de chaveamento de duas partes da rede |
| 26 | Termostato | Proteção contra as sobrecargas |
| 27 | Subtensão | Proteção para controle de uma queda de tensão |
| 27D | Subtensão de seqüência positiva | Proteção dos motores contra funcionamento em tensão insuficiente |
| 27R | Subtensão remanente | Controle de desaparecimento da tensão mantida pelas máquinas rotativas depois de uma desconexão da alimentação |
| 27TN | Subtensão residual (3ª harmônica) | Detecção de falha de isolamento à terra dos enrolamentos estatóricos (neutro impedante) |
| 32P | Direcional de sobrepotência ativa | Proteção de controle de transferência de sobrepotência ativa |
| 32Q | Direcional de sobrepotência reativa | Proteção de controle de transferência de sobrepotência reativa |
| 37 | Subcorrente de fase | Proteção trifásica contra subcorrente |
| 37P | Direcional de subpotência ativa | Proteção de controle de transferência de subpotência ativa |
| 37Q | Direcional de subpotência reativa | Proteção de controle de transferência de subpotência reativa |
| 38 | Supervisão da temperatura | Proteção contra os aquecimentos anormais dos mancais das máquinas rotativas |
| 40 | Perda de excitação | Proteção das máquinas síncronas contra falha ou perda de excitação |
| 46 | Desbalanço / corrente de seqüência negativa | Proteção contra os desbalanços das correntes das fases |
| 47 | Sobretensão de seqüência negativa | Proteção de tensão negativa e detecção da direção de rotação inversa de máquina rotativa |
| 48 - 51LR | Partida longa, rotor bloqueado | Proteção dos motores contra partida com sobrecarga ou tensão reduzida, e para cargas que podem ser bloqueadas |
| 49 | Sobrecarga térmica | Proteção contra as sobrecargas |
| 49T | Supervisão de temperatura | Proteção contra os aquecimentos anormais dos enrolamentos das máquinas |
| 50 | Sobrecorrente de fase instantânea | Proteção trifásica contra curtos-circuitos fase-fase |
| 50BF | Falha de disjuntor | Proteção de controle da não-abertura do disjuntor após um comando de trip |
| 50N ou 50G | Fuga à terra instantânea | Proteção contra fugas à terra: 50N: corrente residual calculada ou medida por 3 TCs 50G: corrente residual medida diretamente por um único sensor (TC ou toróide) |
| 50V | Sobrecorrente instantânea de fase com restrição de tensão | Proteção trifásica contra curtos-circuitos fase-fase, com nível dependente da tensão |
| 50/27 | Energização acidental do gerador | Detecção de energização acidental do gerador |
| 51 | Sobrecorrente de fase temporizada | Proteção trifásica contra sobrecargas e curtos-circuitos fase-fase |
| 51N ou 51G | Fuga à terra temporizada | Proteção contra fugas à terra: 51N: corrente residual calculada ou medida por 3 TCs 51G: corrente residual medida diretamente por um único sensor (TC ou toróide) |
| 51V | Sobrecorrente de fase com restrição de tensão temporizada | Proteção trifásica contra curtos-circuitos fase-fase, com nível dependente da tensão |
| 59 | Sobretensão | Proteção de controle de tensão muito elevada ou suficiente |
| 59N | Sobretensão residual | Proteção de detecção de falha de isolamento |
| 63 | Pressão | Detecção de falha interna do transformador (gás, pressão) |
| 64REF | Diferencial de fuga à terra restrita | Proteção contra fugas à terra dos enrolamentos trifásicos acoplados em estrela com neutro aterrado |
| 64G | 100% de falta à terra no estator do gerador | Detecção de falhas de isolamento à terra dos enrolamentos estatóricos (rede com neutro impedante) |
| 66 | Partidas por hora | Proteção que controla o número de partidas dos motores |
| 67 | Direcional de sobrecorrente de fase | Proteção trifásica contra curtos-circuitos segundo a direção de escoamento da corrente |
| 67N/67NC | Direcional de fuga à terra | Proteção contra fugas à terra segundo a direção de escoamento da corrente (NC: Neutro Compensado) |
| 78 | Salto de vetor | Proteção de chaveamento com salto de vetor |
| 78PS | Perda de sincronismo (pole slip) | Detecção de perda de sincronismo das máquinas síncronas em rede |
| 79 | Religador | Automação de fechamento de disjuntor após trip por falha transiente de linha |
| 81H | Sobrefreqüência | Proteção contra freqüência anormalmente elevada |
| 81L | Subfreqüência | Proteção contra freqüência anormalmente baixa |
| 81R | Taxa de variação de freqüência (df/dt) | Proteção de chaveamento rápido entre duas partes da rede |
| 87B | Diferencial do barramento | Proteção trifásica contra falhas internas no barramento |
| 87G | Diferencial do gerador | Proteção trifásica contra falhas internas no gerador |
| 87L | Diferencial da linha | Proteção trifásica contra falhas internas na linha |
| 87M | Diferencial do motor | Proteção trifásica contra falhas internas no motor |
| 87T | Diferencial do transformador | Proteção trifásica contra falhas internas no transformador |

As funções de proteção são completadas por:

b funções de controle adicionais,
b funções de monitoração de operação,
b funções de operação,
b funções de sinalização,
b funções de medição,
b funções de diagnóstico,
b funções de comunicação,
para permitir um melhor controle do sistema elétrico.

Todas estas funções podem ser fornecidas pela mesma unidade de proteção digital.

Controle dos dispositivos de interrupção

Esta função assegura o controle dos diferentes tipos de bobinas de fechamento e de trip dos dispositivos de interrupção.

Supervisão do circuito de trip

Esta função indica a falha do circuito de trip do dispositivo de interrupção.

Comandos lógicos

Esta função é utilizada para implementar o princípio de seletividade lógica, por emissão e/ou recepção de comandos “de espera lógica” entre diferentes unidades de proteção.

Funções lógicas

Estas funções realizam operações de equações lógicas para gerar informações ou comandos complementares úteis à aplicação.

Funções de operação

Estas funções tornam a operação mais conveniente para o usuário.

- b Reguladores do tap de transformadores,
- b Regulação da energia reativa,
- b Localizador de falha (ANSI 21FL, Fault Locator),
- b Controle dos capacitores,
- b Tempo de funcionamento antes do trip por sobrecarga térmica.

Funções de medição

Estas funções fornecem as informações requeridas para um bom conhecimento do funcionamento da rede elétrica e de sua operação.

- b Corrente de fase,
- b Corrente de trip,
- b Corrente residual,
- b Correntes diferenciais e passantes,
- b THD de corrente (taxa global de distorção harmônica),
- b Tensões fase-neutro e fase-fase,
- b Tensão residual e de seqüência positiva e negativa,
- b THD de tensão (taxa global de distorção harmônica),
- b Freqüência,
- b Potências ativa, reativa e aparente,
- b Fator de potência ($\cos \varphi$),
- b Energias ativa e reativa,
- b Demanda de corrente, potências ativa e reativa de pico,
- b Temperatura,
- b Tempo de partida do motor,
- b Registro de distúrbios.

Funções de diagnóstico do equipamento

b Contadores de operações do dispositivo de interrupção de fechamento e trip por falha,

- b Tempo de operação,
- b Tempo de reset,
- b Supervisão de sensores (TP, TC); esta função monitora a cadeia de medição dos transformadores de potencial ou de corrente para ação nas funções de proteção afetadas,
- b Correntes acumuladas de curto de disjuntores (kA^2).

Funções de comunicação

Estas funções permitem as trocas úteis de dados disponíveis entre os diferentes componentes da rede (medições, estados, comandos...).

As funções de proteção formam entre si um conjunto consistente que depende da estrutura da rede e de seu regime de neutro. Portanto, devem ser consideradas sob o ângulo de um sistema baseado no princípio de seletividade, que consiste em isolar o mais rapidamente possível a parte da rede afetada por uma falha e, somente esta parte, deixando energizadas todas as outras partes da rede.

Diferentes meios podem ser utilizados para assegurar uma boa seletividade na proteção de uma rede elétrica:

- b seletividade cronométrica pelo tempo,
- b seletividade amperimétrica pelas correntes,
- b seletividade por troca de informações, denominada seletividade lógica,
- b seletividade por utilização de proteções direcionais,
- b seletividade por utilização de proteções diferenciais,
- b seletividades combinadas para garantir uma melhor performance global (técnica e econômica), ou um nível de segurança (back-up).

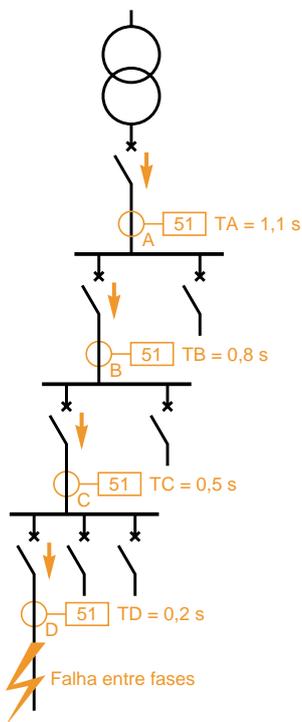


Fig. 1: princípio da seletividade cronométrica

Princípio

A seletividade cronométrica consiste em atribuir temporizações diferentes às proteções de sobrecorrente distribuídas ao longo da rede. Estas temporizações serão tão longas quanto mais próximo estiver o relé da fonte.

Modo de funcionamento

Assim, no esquema (fig. 1), a falha representada é vista por todas as proteções (em A, B, C e D). A proteção temporizada D fecha seus contatos mais rapidamente que a proteção instalada em C. Esta por sua vez, é mais rápida que aquela instalada em B...

Após a abertura do disjuntor D e o desaparecimento da corrente de falha, as proteções A, B, C que não são mais solicitadas, voltam à sua posição de stand-by. A diferença dos tempos de funcionamento ΔT entre duas proteções sucessivas é o intervalo de seletividade. Ele deve considerar (fig. 2):

- b o tempo de interrupção T_c do disjuntor a jusante, que inclui o tempo de resposta do dispositivo na abertura e o tempo de arco,
- b as tolerâncias de temporização dT ,
- b o tempo de ultrapassagem da proteção a montante: tr ,
- b uma margem de segurança m .

ΔT deve então satisfazer à relação:

$$\Delta T \geq T_c + tr + 2dT + m$$

Considerando as performances atuais dos equipamentos e dos relés, é adotado um valor de 0,3 s para ΔT .

Exemplo: $T_c = 95$ ms, $dT = 25$ ms, $tr = 55$ ms; para o intervalo de seletividade 300 ms, a margem de segurança será de 100 ms.

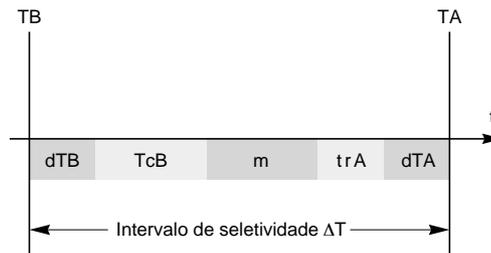


Fig. 2: decomposição de um intervalo de seletividade

Vantagens

Este sistema de seletividade possui duas vantagens:

- b garante sua própria segurança; por exemplo, se a proteção D estiver em falha, a proteção C é ativada ΔT mais tarde,
- b é simples.

Inconvenientes

Entretanto, quando o número de relés em cascata for grande, devido ao fato de que a proteção situada mais a montante tem a maior temporização, o tempo de eliminação da falha torna-se proibitivo e incompatível com a suportabilidade dos equipamentos com a corrente de curto-circuito e com as necessidades externas de operação (por exemplo, conexão à rede elétrica de um distribuidor).

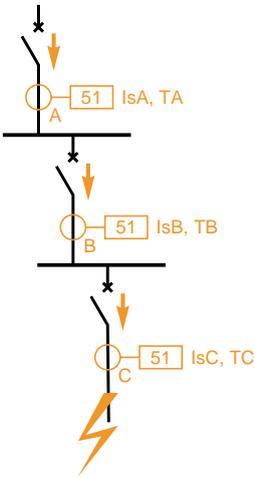


Fig. 1: rede radial com seletividade cronométrica

Aplicação

Este princípio é utilizado nas redes radiais. (fig. 1)

As temporizações reguladas para obter a seletividade cronométrica são ativadas quando a corrente ultrapassa os níveis dos relés. Conseqüentemente, é necessário que as regulagens dos níveis sejam coerentes.

São ilustrados dois casos segundo o tipo de temporização utilizado.

Relé a tempo definido (fig. 2)

As condições a serem respeitadas são: $I_{sA} > I_{sB} > I_{sC}$ e $T_A > T_B > T_C$.

O intervalo de seletividade ΔT é classicamente da ordem de 0,3 segundos.

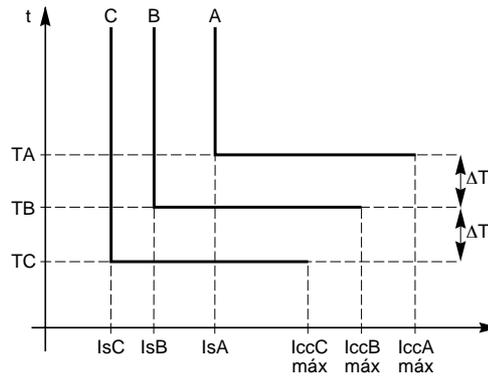


Fig. 2: seletividade cronométrica com relés com tempo definido

Relé a tempo inverso (fig. 3)

Se os níveis forem regulados para a corrente nominal I_n , a proteção de sobrecarga será assegurada juntamente com a proteção de curto-circuito, e a coerência dos níveis será assegurada.

$I_nA > I_nB > I_nC$

$I_{sA} = I_nA$, $I_{sB} = I_nB$, e $I_{sC} = I_nC$

As regulagens de temporização são determinadas para obter o intervalo de seletividade ΔT para a corrente máxima vista pela proteção a jusante; é utilizado para isto a mesma família de curvas para evitar seu cruzamento em um gráfico tempo x corrente.

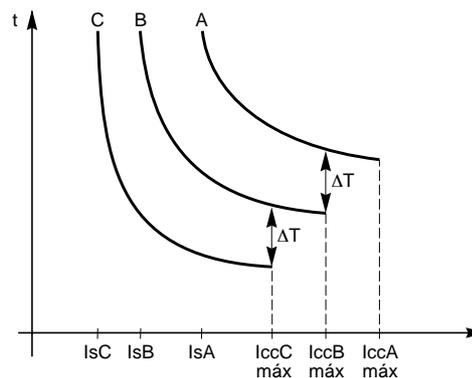


Fig. 3: seletividade cronométrica com relés com tempo inverso

Princípio

A seletividade amperimétrica baseia-se no princípio de que em uma rede, a corrente de falha é menor quanto mais distante for a falha da fonte.

Modo de funcionamento

Uma proteção amperimétrica é instalada no alimentador de cada seção: seu nível é regulado a um valor inferior ao valor de curto-circuito mínimo provocado por uma falha na seção monitorada, e superior ao valor máximo da corrente provocada por uma falha situada a jusante (fora da área monitorada).

Vantagens

Com estas regulagens, cada proteção somente funciona para as falhas situadas imediatamente abaixo de sua posição, dentro da área monitorada; ela é insensível às falhas que aparecem acima.

Para seções de linhas separadas por transformador, este sistema é vantajosamente utilizado, pois é simples, de custo reduzido e rápido (trip sem retardo).

Um exemplo é dado (fig.1):

$$I_{ccB\text{máx}} < I_{sA} < I_{ccA\text{mín}}$$

I_{sA} = corrente de regulagem

I_{ccB} no primário do transformador é proporcional à corrente de curto-circuito máxima no secundário.

As temporizações T_A e T_B são independentes e T_A pode ser mais curta que T_B .

Inconvenientes

A proteção situada a montante (A) não garante a segurança da proteção situada a jusante (B).

Além disso, na prática, é difícil definir as regulagens de duas proteções em cascata que assegurem uma boa seletividade, quando a corrente não decresce de modo significativo entre duas áreas vizinhas. Este é o caso de sistemas em média tensão, exceto para seções com transformador.

Aplicação

O exemplo seguinte refere-se à proteção amperimétrica de um transformador entre duas seções de cabo.

A regulagem I_s da proteção de sobrecorrente verifica a relação:

$$1,25 I_{ccB\text{máx}} < I_{sA} < 0,8 I_{ccA\text{mín}}$$

A seletividade entre as duas proteções é garantida.

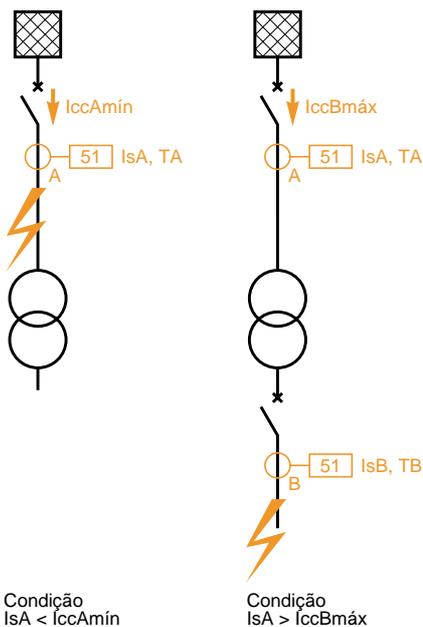
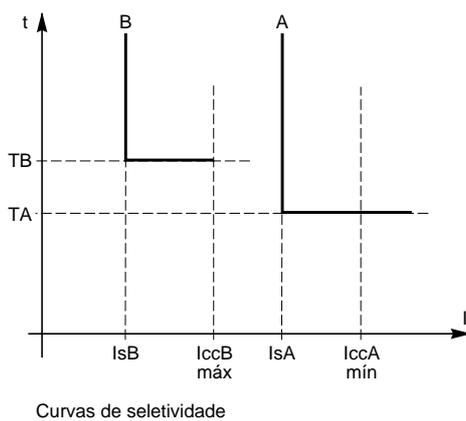


Fig. 1: funcionamento de uma seletividade amperimétrica



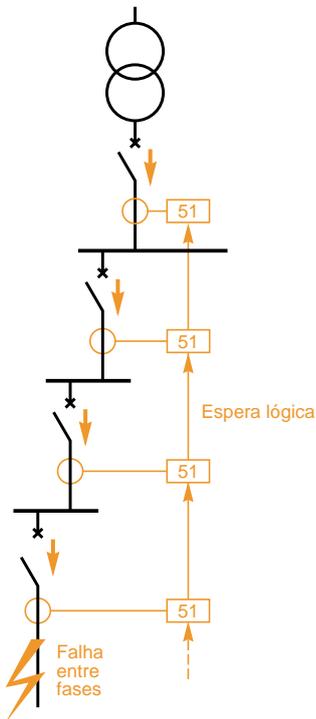


Fig. 1: princípio da seletividade lógica

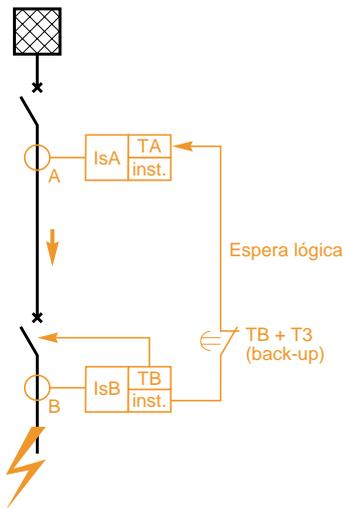


Fig. 2: funcionamento de uma seletividade lógica

Princípio

Este sistema foi desenvolvido para remediar os inconvenientes da seletividade cronométrica.

Este princípio é utilizado quando se deseja obter um tempo curto de eliminação da falha (fig. 1).

Modo de funcionamento

A troca de dados lógicos entre proteções sucessivas permite a eliminação dos intervalos de seletividade, logo, reduz consideravelmente o retardo de trip dos disjuntores situados mais próximos da fonte.

Conseqüentemente, em uma rede radial, são solicitadas as proteções situadas a montante do ponto de falha, e as que estão a jusante não são solicitadas. Isto permite localizar claramente o ponto de falha e o disjuntor a ser desligado.

Cada proteção solicitada por uma falha envia:

- b um comando de espera lógica ao nível a montante (comando de aumento da temporização do relé a montante),

- b um comando de trip ao disjuntor associado, exceto se este já recebeu um comando de espera lógica do nível a jusante.

Um trip temporizado é previsto como back-up.

Este princípio é ilustrado na figura 2:

- b na ocorrência de uma falha a jusante de B, a proteção em B bloqueia a proteção em A,

- b somente a proteção em B provocará o trip após TB, se contudo ela não tiver recebido o comando de espera,

- b a duração do comando de espera para a proteção em A é limitado a TB + T3, com $T3 \geq$ tempo de abertura e de interrupção de arco do disjuntor B (tipicamente 200 ms),

- b assim, em caso de não disparo do disjuntor B em falha, a proteção A dá o comando de trip em TB + T3,

- b na ocorrência de uma falha entre A e B, a proteção A dispara após TA.

Vantagens

O tempo de trip independe da posição da falha na cascata de seletividade ou do número de proteções em cascata.

Deste modo, é possível obter a seletividade entre uma proteção a montante com temporização baixa e uma proteção a jusante com temporização elevada.

Por exemplo, é possível prever uma temporização mais reduzida na fonte, do que próximo dos receptores.

Além disso, este sistema possui também um back-up projetado.

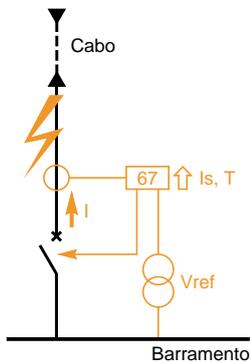
Inconvenientes

Este dispositivo requer a transmissão dos sinais lógicos entre os diferentes níveis de proteção, logo, deve ser instalada fiação suplementar. Esta pode ser uma considerável restrição quando as proteções forem distantes, por exemplo, no caso de ligações longas (muitas centenas de metros de comprimento).

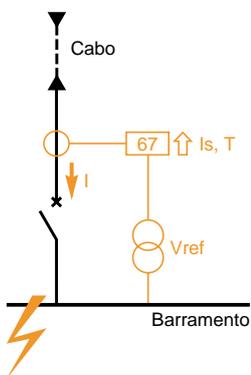
Esta dificuldade pode ser contornada utilizando a combinação de funções: seletividade lógica nos quadros próximos e seletividade cronométrica entre áreas distantes (consultar o capítulo seletividades combinadas lógica + cronométrica).

Aplicação

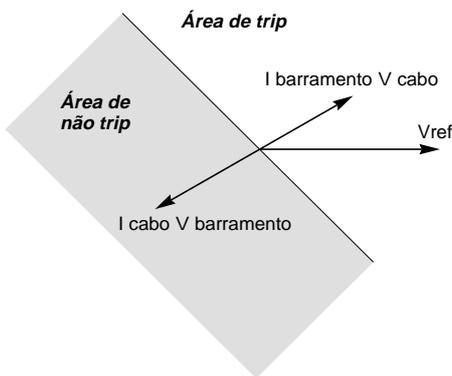
Este princípio é freqüentemente utilizado para proteger redes de MT que possuem conexões radiais com diversos níveis de seletividade.



Princípio da proteção direcional
Fig. 1: proteção ativa



Princípio da proteção direcional
Fig. 2: proteção não ativa



Princípio da proteção direcional
Fig. 3: detecção da direção da corrente

Princípio

Em uma rede em malha, onde uma falha é alimentada pelas duas extremidades, é necessário utilizar uma proteção sensível à direção de fluxo da corrente de falha para poder localizá-la e eliminá-la de modo seletivo: este é o objetivo das proteções direcionais de sobrecorrente.

Modo de funcionamento

As ações da proteção serão diferentes segundo a direção da corrente (fig. 1 e 2), isto é, segundo a defasagem da corrente em relação a uma referência dada pelo vetor de tensão. O relé deve então receber dados de corrente e de tensão. As condições de funcionamento, conhecimento do posicionamento das áreas de trip e de não trip, devem ser adaptadas à rede a ser protegida (fig. 3).

Exemplo de utilização de proteções direcionais (fig. 4):

D1 e D2 são equipadas com proteções direcionais ativadas se a corrente fluir do barramento para o cabo.

No caso de falha no ponto 1, somente a proteção de D1 reconhece a falha.

A proteção em D2 não a reconhece, devido à sua direção de detecção. O disjuntor D1 é disparado.

No caso de falha no ponto 2, estas proteções não reconhecem nada e os disjuntores D1 e D2 permanecem fechados.

Outras proteções devem ser previstas para proteger o barramento.

Vantagem

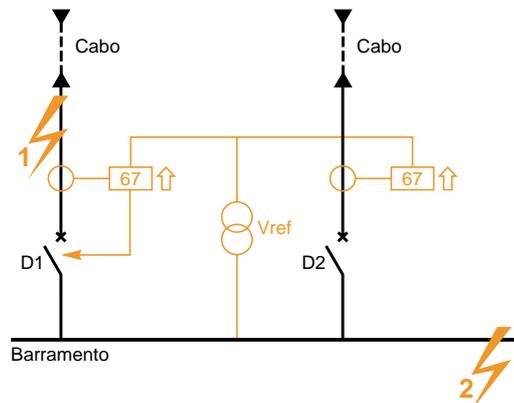
A solução empregada é simples e utilizada em diversos casos.

Inconveniente

Transformadores de potencial devem ser utilizados para fornecer uma referência de fase para determinar a direção da corrente.

Aplicação

Este princípio é utilizado para proteger entradas em paralelo, redes em malha fechada ou certos casos de proteção contra fugas à terra.



Proteção direcional
Fig. 4: exemplo de duas entradas em paralelo

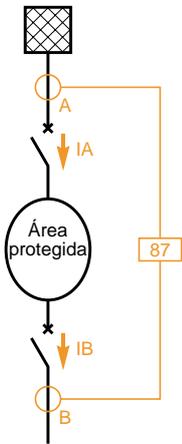


Fig. 1: princípio da proteção diferencial

Princípio

Estas proteções comparam as correntes nas duas extremidades da seção de rede monitorada (fig. 1).

Modo de funcionamento

Qualquer diferença de amplitude e de fase entre estas correntes indica a presença de uma falha: a proteção somente reage às falhas internas na área coberta e é insensível a qualquer falha externa. Logo, é seletiva por natureza.

O trip instantâneo é provocado quando $I_A - I_B \neq 0$

O funcionamento é possível se forem utilizados transformadores de corrente especificamente dimensionados para tornar a proteção insensível a outros fenômenos.

A estabilidade da proteção diferencial é sua capacidade de permanecer insensível se não houver falha interna na área protegida, mesmo se uma corrente diferencial for detectada:

- b corrente de magnetização do transformador,
- b corrente capacitiva da linha,
- b corrente de erro devido à saturação dos sensores de corrente.

Há dois grandes princípios segundo o modo de estabilização:

- b a proteção diferencial de alta impedância: o relé é conectado em série com uma resistência de estabilização R_s no circuito diferencial (fig. 2 e 3),
- b a proteção diferencial de porcentagem: o relé é conectado independentemente aos circuitos das correntes I_A e I_B . A diferença das correntes $I_A - I_B$ é determinada na proteção e a estabilidade da proteção é obtida por uma restrição relativa ao valor da corrente passante (fig. 4 e 5).

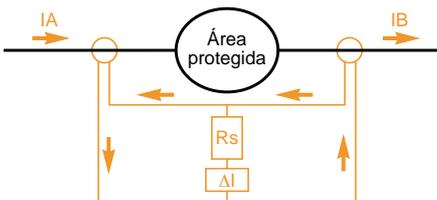


Fig. 2: esquema de proteção diferencial de alta impedância

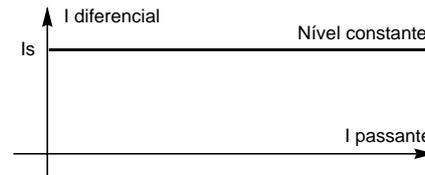


Fig. 3: estabilidade por resistência

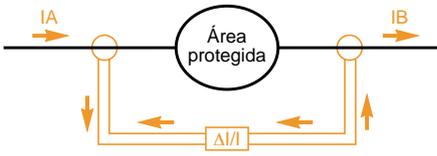


Fig. 4: esquema de proteção diferencial de porcentagem

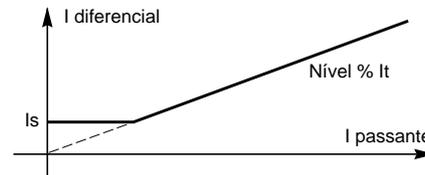


Fig. 5: estabilidade por restrição

Vantagens

- b Proteção sensível a valores de correntes de falha inferiores à corrente nominal do componente protegido.
- b Proteção de área que pode disparar instantaneamente.

Inconvenientes

- b O custo da instalação é elevado.
- b A colocação em operação do dispositivo é delicada.
- b É necessário prever uma função de back-up de sobrecorrente.

Comparação dos dois princípios

b Proteção diferencial em alta impedância:

- v os TCs a montante e a jusante devem ter correntes nominais idênticas (primário e secundário),
- v a resistência de estabilização é calculada para não disparar por falha externa com um TC saturado e para que o TC possa alimentar o relé,
- v O relé é relativamente simples, mas requer a utilização de R_s .

b Proteção diferencial percentual:

- v adaptação ao tipo de equipamento a ser protegido,
- v o relé é relativamente mais complicado, mas sua utilização é simples.

Aplicação

Todos os componentes prioritários de alta potência podem ser considerados: motor, gerador, transformador, barramento, cabo, linha.

Uma seletividade mista é uma combinação de funções básicas de seletividade que fornece vantagens adicionais às seletividades simples: b seletividade total, b redundância ou back-up.

Diversos exemplos práticos de aplicações utilizando combinações de seletividades são demonstrados:

- b amperimétrica + cronométrica,
- b lógica + cronométrica,
- b cronométrica + direcional,
- b lógica + direcional,
- b diferencial + cronométrica.

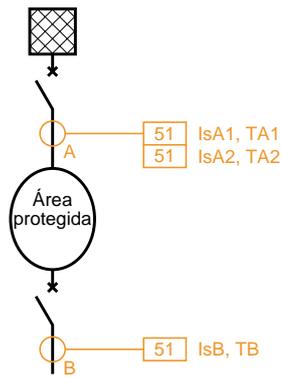


Fig. 1: seletividades amperimétrica + cronométrica

Seletividades amperimétrica + cronométrica

O exemplo mostra uma combinação das duas seletividades:

- b seletividade amperimétrica entre A1 e B,
- b seletividade cronométrica entre A2 e B.

Obtém-se assim uma seletividade total e a proteção em A garante o back-up para a proteção B.

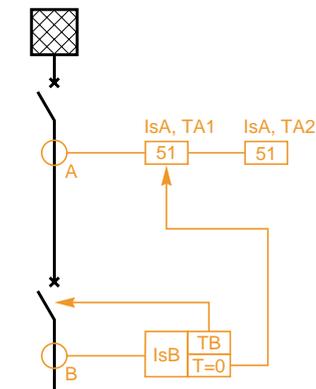
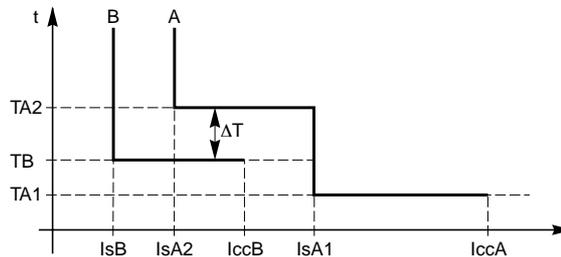


Fig. 2: seletividades lógica + cronométrica de back-up

Seletividades lógica + cronométrica de back-up

O exemplo mostra uma combinação das duas seletividades:

- b seletividade lógica entre A1 e B,
- b seletividade cronométrica entre A2 e B.

A proteção A2 garante então um back-up da proteção A1, se A1 falhar devido a uma falha de espera lógica (comando de espera permanente).

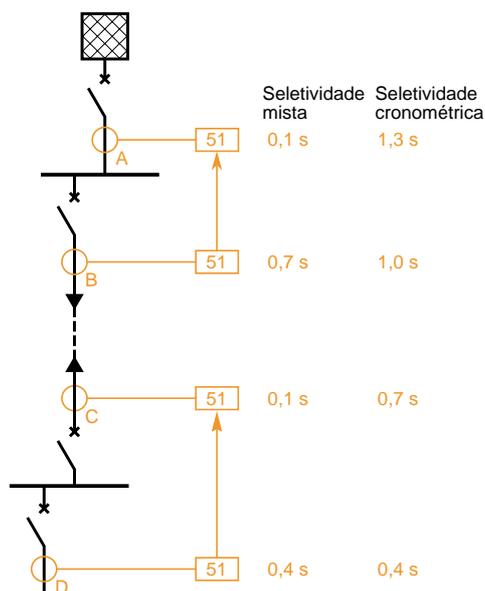
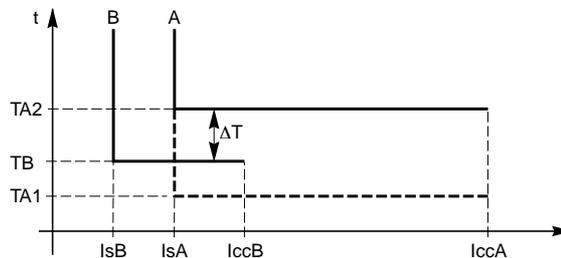


Fig. 3: comparação dos tempos de trip entre seletividade mista e seletividade cronométrica

Seletividade mista, lógica + cronométrica

O exemplo mostra uma combinação das duas seletividades:

- b seletividade lógica dentro de um quadro (A e B de um lado, C e D do outro),
- b seletividade cronométrica entre dois quadros B e D, com $TB = TD + \Delta T$.

Não é necessário instalar uma ligação de transmissão de sinais lógicos entre dois quadros distantes. As temporizações dos trips são reduzidas por comparação com uma simples seletividade cronométrica (fig. 3).

b além disso, deve-se prever uma seletividade cronométrica de back-up em A e C (consultar o parágrafo acima).

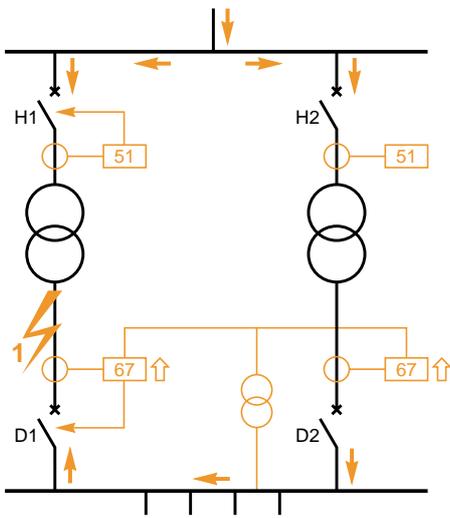


Fig. 1: seletividades cronométrica + direcional

Seletividades cronométrica + direcional

D1 e D2 são equipados com proteções direcionais com temporizações curtas, H1 e H2 são equipados com proteções de sobrecorrente temporizadas. Em caso de falha no ponto 1, somente as proteções de D1 (direcional), H1 e H2 reconhecem a falha. A proteção em D2 não a reconhece devido à sua direção de detecção. D1 é disparado. A proteção de H2 é desativada, H1 é disparado e assim a seção em falha H1-D1 é isolada.

$TH1 = TH2$
 $TD1 = TD2$
 $TH = TD + \Delta T$

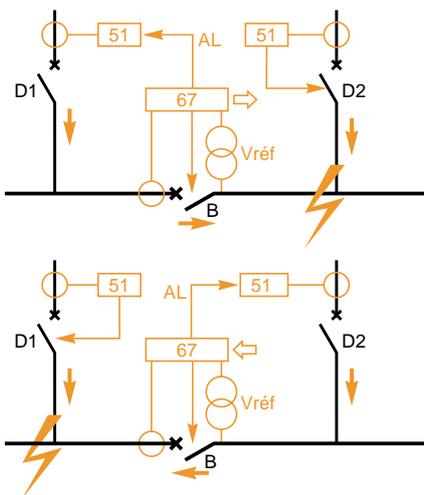


Fig. 2: seletividades lógica + direcional

Seletividades lógica + direcional

O exemplo mostra que a orientação dos comandos de espera lógica depende da direção do fluxo da corrente. Este princípio é utilizado para o acoplamento de dois barramentos e para as malhas fechadas.

Falha no lado D2:
 b abertura em D2 e B,
 b D1 é bloqueado por B (AL: espera lógica).

Falha no lado D1:
 b abertura em D1 e B,
 b D2 é bloqueado por B (AL: espera lógica).

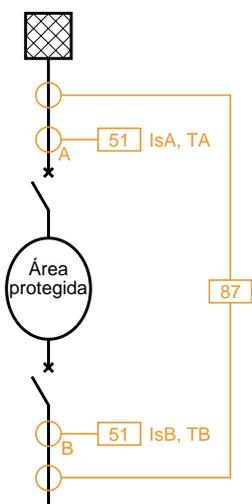


Fig. 3: seletividades diferencial + cronométrica

Seletividades diferencial + cronométrica

O exemplo mostra uma combinação das seletividades:
 b uma proteção diferencial instantânea,
 b uma proteção de corrente de fase ou terra em A de back-up da proteção diferencial,
 b uma proteção de corrente em B para proteger a área situada a jusante,
 b uma seletividade cronométrica entre as proteções em A e B, com $TA = TB + \Delta T$.

Deste modo é assegurado um back-up da proteção diferencial. Mas, às vezes são necessários transformadores de corrente com dois enrolamentos.

Nota: a seletividade cronométrica pode ser substituída pela seletividade lógica.

As proteções das redes devem:
 b detectar as falhas,
 b isolar as partes em falha da rede,
 mantendo em operação aquelas que não estão em falha.
 A escolha das proteções deve ser efetuada em função da configuração da rede (operação em paralelo de geradores ou transformadores, rede em malha ou radial, modo de aterramento do neutro...).

Deve-se considerar independentemente:
 b as proteções contra falhas fase-fase,
 b as proteções contra fugas à terra,
 ligadas ao regime de neutro da rede.
 Os seguintes tipos de sistema serão examinados: entrada simples, duas entradas, malha aberta e malha fechada.

Falhas fase-fase (fig. 1)

A entrada e os alimentadores são equipados com proteções de sobrecorrente de fase (ANSI 51).
 A seletividade entre a proteção da entrada A e as proteções dos alimentadores D é do tipo cronométrica.
 A proteção no nível D detecta a falha **1** no alimentador e dispara o disjuntor D com um retardo TD.
 A proteção no nível A detecta a falha **2** no barramento e dispara com um retardo TA.
 Ela aciona também em back-up, em caso de falha da proteção D.
 Escolha: $I_{sA} \geq I_{sD}$ e $T_A \geq T_D + \Delta T$
 ΔT : intervalo de seletividade (em geral 0,3 s).
 A proteção em D deve ser seletiva com as proteções situadas a jusante: se a temporização requerida à proteção A for muito elevada, então será necessário utilizar uma seletividade lógica ou mista (lógica + cronométrica).

Falhas fase-terra

Neutro aterrado por resistência no transformador (fig. 2)

Os alimentadores, a entrada, assim como a conexão de aterramento do neutro, são equipados cada um com uma proteção de fuga à terra (ANSI 51G).
 A seletividade entre as diferentes proteções é do tipo cronométrica.
 Estas proteções são necessariamente diferentes das proteções contra as faltas de fases, pois os comandos de grandeza das correntes de falhas são diferentes.
 As proteções dos alimentadores são reguladas seletivamente em relação à proteção da entrada, que também é regulada seletivamente em relação à proteção de aterramento do neutro (respeitando os intervalos de seletividade).
 A corrente de falha flui pelas capacitâncias dos alimentadores que não estão em falha e a resistência de aterramento.
 Todos os sensores dos alimentadores que não estão em falha, detectam uma corrente capacitiva.
 Para evitar trips intempestivos, a proteção de cada alimentador é regulada em um nível superior à própria corrente capacitiva do alimentador:
 b falha em **3**: o disjuntor D1 é disparado por ação da proteção que I_{he} é associada,
 b falha em **4**: o disjuntor A é disparado pela proteção da entrada,
 b falha em **5**: a proteção situada na conexão de aterramento do neutro provoca a abertura do disjuntor H no primário do transformador.
 A proteção em D deve ser seletiva com as proteções situadas a jusante: se a temporização requerida para proteção A for muito elevada, será necessário utilizar a seletividade lógica.
 A proteção em H do aterramento do neutro atua como back-up na falha da proteção em A da entrada.
 A proteção em A da entrada atua como back-up na falha de uma proteção de um alimentador em D.

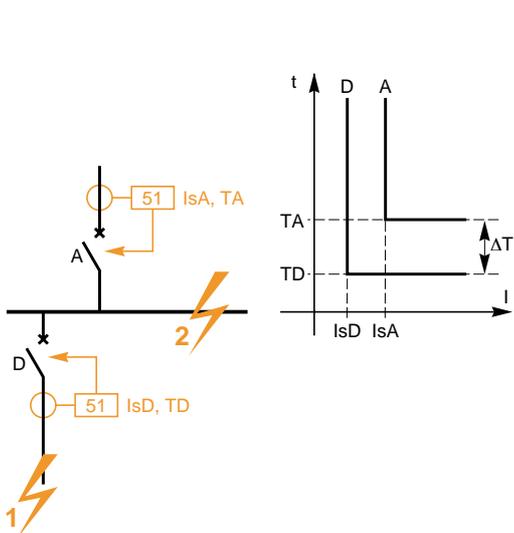


Fig. 1: proteção por falha fase-fase

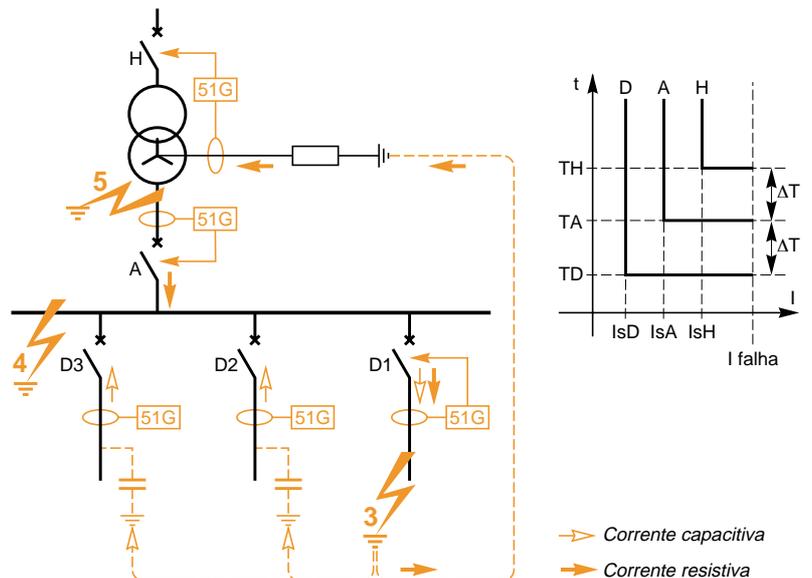


Fig. 2: proteção por falha fase-terra (neutro resistente no transformador)

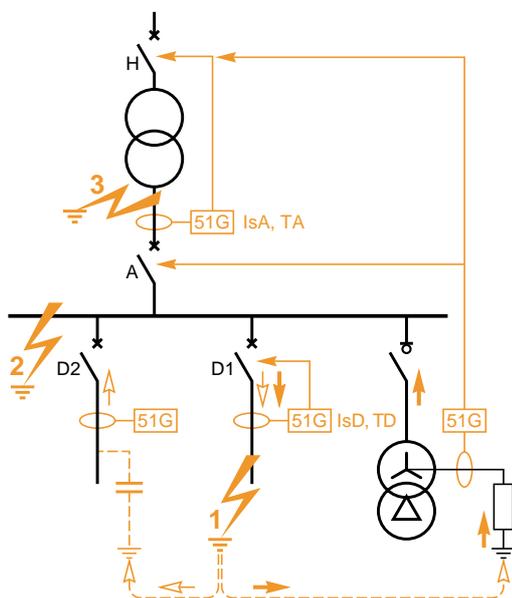


Fig. 1: proteção por falha fase-terra (neutro resistente no barramento)

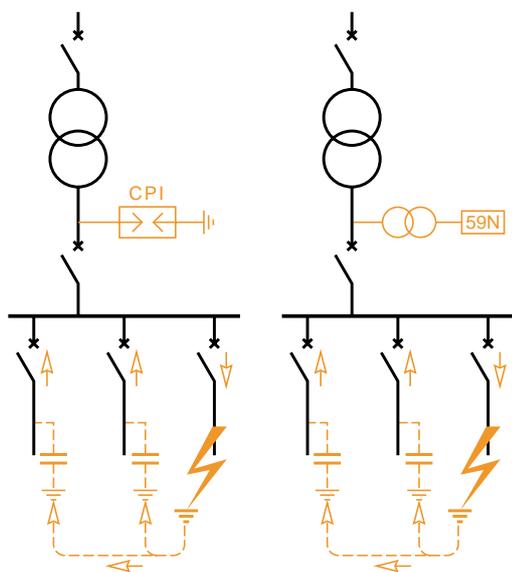


Fig. 2: proteção por falha fase-terra (neutro isolado)

Falhas fase-terra (cont.)

Neutro aterrado por resistência no barramento (fig. 1)

O aterramento por resistência é realizado por um gerador de seqüência zero. Os alimentadores, a entrada e o gerador de seqüência zero são equipados com uma proteção de fuga à terra (ANSI 51G).

A seletividade entre as diferentes proteções é do tipo cronométrica.

As proteções dos alimentadores e a da entrada são reguladas seletivamente em relação à proteção que equipa a impedância de aterramento. Da mesma forma que no caso anterior, a proteção de cada alimentador é regulada a um nível superior à corrente capacitiva própria ao alimentador.

Em caso de falha em um alimentador **1**, somente o disjuntor do alimentador D1 é disparado.

Em caso de falha no barramento **2**, somente a proteção que equipa a conexão de aterramento detecta a falha. Ela dispara o disjuntor A.

Finalmente, em caso de falha no secundário do transformador **3**, a proteção da entrada detecta a falha. Ela dispara o disjuntor H.

Nota: quando o disjuntor A estiver aberto, o secundário do transformador estará com neutro isolado. Pode ser necessário protegê-lo por uma medição do deslocamento de tensão do ponto neutro (ANSI 59N).

A proteção no gerador de seqüência zero age como back-up na falha da proteção em A da entrada ou de uma proteção de um alimentador em D.

Se a condição $I_{sD} > 1,3 I_c$ não pode ser verificada para um alimentador, uma proteção de fuga à terra direcional permitirá discriminar uma corrente de falha de uma corrente capacitiva.

Neutro aterrado por reatância

É processado da mesma forma que para os sistemas de aterramento por resistência no transformador ou no barramento.

Neutro isolado (fig. 2)

Uma falha, qualquer que seja sua localização, provoca uma corrente que flutua através das capacitâncias dos alimentadores sem falha.

No caso geral das redes industriais, esta corrente é fraca (alguns ampères); ela permite continuar a operação, mantendo a busca para localizar a falha.

A seletividade entre as diferentes proteções é do tipo cronométrica.

A falha é detectada por um controlador permanente de isolamento ou uma proteção de sobretensão residual (ANSI 59N).

No caso onde a corrente capacitiva total da rede é elevada (uma dezena de ampères), deve-se tomar providências adicionais para eliminar rapidamente a falha. Para disparar seletivamente o alimentador em falha, pode-se utilizar uma proteção direcional de fuga à terra.

Neutro aterrado diretamente

Este é semelhante ao caso de aterramento por resistência no transformador, mas com correntes capacitivas insignificantes em relação à corrente na falha; logo, uma proteção mais simples de implementar.

Neutro compensado

O aterramento é assegurado no transformador. A falha é detectada por direcional de fuga à terra específico (ANSI 67NC), que monitora a corrente residual ativa e reconhece a falha durante sua fase transitória inicial.

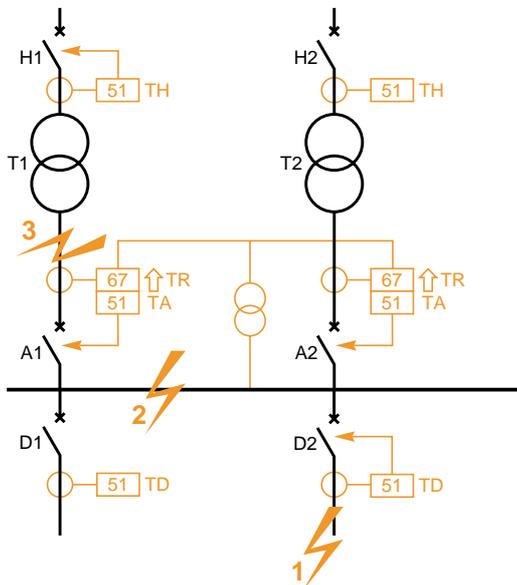


Fig. 1: proteção por falha fase-fase

Falhas fase-fase (fig.1)

Rede com duas entradas de transformadores ou com entradas de linhas

Os alimentadores são equipados com proteções de sobrecorrente de fase cuja temporização é regulada no valor TD.

As duas entradas A1 e A2 são equipadas com proteções de sobrecorrente de fase (ANSI 51) reguladas seletivamente com os alimentadores, isto é, em um valor $TA \geq TD + \Delta T$.

Além disso, são equipadas com proteções direcionais (ANSI 67) cuja temporização é regulada em $TR < TA - \Delta T$.

A seletividade entre as proteções das entradas A e as proteções dos alimentadores D é do tipo cronométrica.

A seletividade entre as proteções dos alimentadores H e as proteções das entradas A é do tipo cronométrica.

Deste modo, uma falha em 1 é eliminada pela abertura de D2 com um retardo TD. Uma falha em 2 é eliminada pela abertura de A1 e A2 com um retardo TA (as proteções direcionais não reconhecem a falha).

Finalmente, uma falha em 3 é vista pela proteção direcional de A1, que é disparada no tempo TR, permitindo continuar a operação das outras partes da rede que não estão em falha.

No entanto, a falha 3 é sempre alimentada por T1. No tempo $TH \geq TA + \Delta T$, H1 é disparado por atuação da proteção de sobrecorrente de fases que o equipa.

Falhas fase-terra (fig. 2)

Neutro aterrado por resistência nos transformadores de entradas

Os alimentadores são equipados com proteções de fuga à terra (ANSI 51G) reguladas em um nível superior à corrente capacitiva correspondente e cuja temporização é TD.

As entradas A1 e A2 são equipadas com direcionais de fuga à terra (ANSI 67N) cuja temporização é TR.

As conexões de aterramento do neutro são equipadas com proteções de fuga à terra (ANSI 51G) cujo nível é superior às regulagens das proteções das entradas e dos alimentadores e cuja temporização é $TN \geq TD + \Delta T$.

A seletividade entre as diferentes proteções é do tipo cronométrica.

Assim, uma falha em 4 é eliminada pela abertura de D1.

Uma falha em 5 é eliminada pelas aberturas de A1, A2, H1 e H2 provocadas pelas proteções situadas nas conexões de aterramento do neutro dos 2 transformadores. Uma falha em 6 é vista pela proteção direcional de fuga à terra de A1, que é disparada no tempo TR, permitindo continuar a operação da parte da rede que não está em falha.

No entanto, a falha 6 é ainda alimentada até que o tempo TN, onde a proteção situada na conexão de aterramento do transformador correspondente, provoque a abertura do disjuntor H1.

Neutro aterrado por resistência no barramento

Um gerador de seqüência zero é utilizado para aterramento por resistência.

Os alimentadores, as entradas e o gerador de seqüência zero são equipados cada um com uma proteção de fuga à terra.

A seletividade entre as diferentes proteções é do tipo cronométrica.

O funcionamento do sistema é idêntico ao caso com uma entrada.

Neutro isolado

O funcionamento do sistema é idêntico ao caso com uma entrada.

Neutro diretamente aterrado

Este é similar ao neutro aterrado por resistência, mas a corrente fase-terra é aumentada e atinge o nível da corrente fase-fase.

Neutro compensado

Uma única bobina de aterramento está em operação por um determinado tempo para garantir a combinação da capacitância da rede; é similar ao caso de rede com uma entrada.

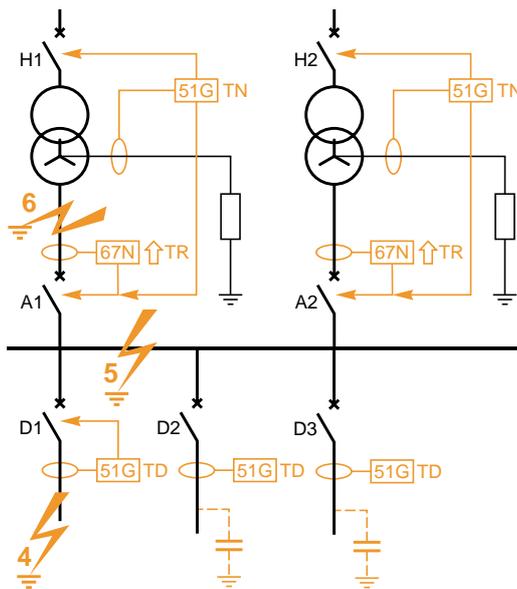


Fig. 2: proteção por falha fase-terra (neutro resistente no transformador)

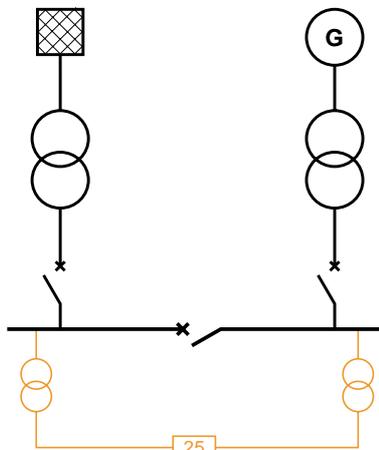


Fig. 1: proteção de acoplamento entre duas redes

Proteções adicionais

Acoplamento (fig. 1)

A função de controle de sincronismo - synchro-check (ANSI 25), é utilizada para verificar se os circuitos a serem conectados possuem diferenças de tensão em amplitude, fase e frequência, aceitáveis nos limites previstos para permitir o fechamento do disjuntor de acoplamento.

Desacoplamento

No caso de instalações elétricas alimentadas pela rede de distribuição de energia e por uma fonte de energia autônoma, deve-se evitar distúrbios entre estas duas fontes após a ocorrência de eventos, tais como falha da rede pública ou fuga à terra; as consequências incluem variações de tensão e de frequência, as trocas de corrente e de potência entre os diferentes circuitos.

Proteções são frequentemente recomendadas ou impostas pelos manuais técnicos do distribuidor.

O desacoplamento entre as duas fontes pode ser assegurado de diversos modos:

- monitoração da direção da potência ativa e proteção por um relé de proteção com potência reversa (ANSI 32P),
- monitoração da amplitude da tensão e proteção contra subtensão ou sobretensão (ANSI 27 ou 59),
- monitoração das frequências e proteção contra subfrequência (ANSI 81L) ou sobrefrequência (ANSI 81H),
- proteção de salto de fase causado por falhas (ANSI 78),
- monitoração da variação de frequência e proteção por taxa de frequência em relação a um nível (ANSI 81R - df/dt rate of change of frequency); esta proteção é mais rápida do que as proteções de frequência e mais estável do que a proteção de salto de fase.

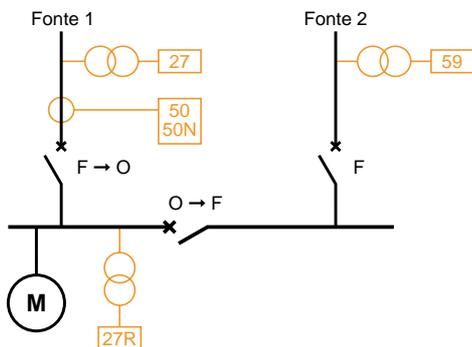


Fig. 2: transferência automática de fontes

Transferência automática de fontes (fig. 2)

O sistema da figura 2 descreve uma instalação com dois barramentos normalmente alimentados por duas fontes com acoplamento aberto (configuração 2/3).

Se houver perda da fonte 1, o sistema será reconfigurado. A fonte 1 será aberta e o acoplamento será fechado; esta transferência automática de fonte é feita segundo o procedimento:

- inicialização da transferência por detecção de subtensão (ANSI 27) da fonte 1 e sua eliminação: $U_s = 70\% U_n$,
- bloqueio da transferência por detecção de uma falha a jusante da fonte 1 por sobrecorrente (ANSI 50 e 50N),
- autorização da transferência após o desaparecimento da tensão sustentada pelas máquinas rotativas por subtensão remanente (ANSI 27R): $U_s = 25\% U_n$,
- autorização da transferência após a verificação da presença de tensão suficiente (ANSI 59) na fonte 2 e fechamento do acoplamento: $U_s = 85\% U_n$.

Em uma rede de distribuição que possui subestações alimentadas em malha aberta, a proteção é assegurada no topo da malha.

A rede é operada em malha aberta e a proteção é assegurada nas extremidades da malha, equipadas de disjuntores (fig. 1).

Os dispositivos de interrupção das subestações são interruptores.

As falhas provocam interrupções de alimentação.

Uma proteção de sobrecorrente de fase e terra (ANSI 51 e 51N) equipa o disjuntor de cada topo de malha.

Uma falha em um cabo que liga 2 subestações provoca o disparo de um ou outro dos disjuntores de topo, dependendo da posição da abertura da malha.

Freqüentemente, a proteção é completada por um sistema de automação:

b que elimina a falha (na desenergização), abrindo os dispositivos situados nas extremidades do cabo, após a localização do cabo em falha por detector de falha,

b que fecha o disjuntor de topo que disparou,

b que fecha o dispositivo que assegurava a abertura normal da malha, com o objetivo de realimentar a parte a jusante que não está em falha da meia malha em falha.

Após o reparo da ligação em falha, é possível voltar ao estado inicial de operação.

Os tempos de interrupção de alimentação duram de alguns segundos a vários minutos dependendo se a malha é reconfigurada automática ou manualmente.

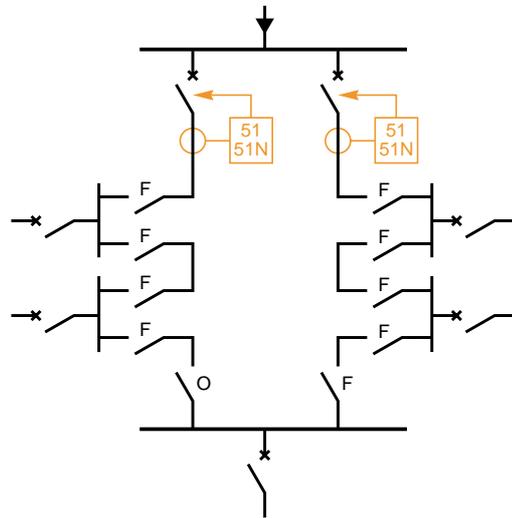


Fig. 1: princípio da proteção de uma malha aberta

Em uma rede de distribuição que possui subestações alimentadas em malha fechada, a proteção será assegurada por diferentes seções.

A rede pode ser operada em malha fechada e a proteção é assegurada para todas as seções, cada uma sendo equipada com disjuntores em suas extremidades. A maioria das falhas não provoca interrupção de alimentação. Diversas soluções de proteção podem ser utilizadas.

Proteção diferencial (fig. 1)

Cada cabo é equipado com uma proteção diferencial de linha (ANSI 87L) e cada subestação é equipada com uma proteção diferencial de barramentos (ANSI 87B). A proteção é muito rápida. Se o neutro for aterrado por resistência, deve-se assegurar que a sensibilidade das proteções diferenciais cubra as falhas de fase-terra.

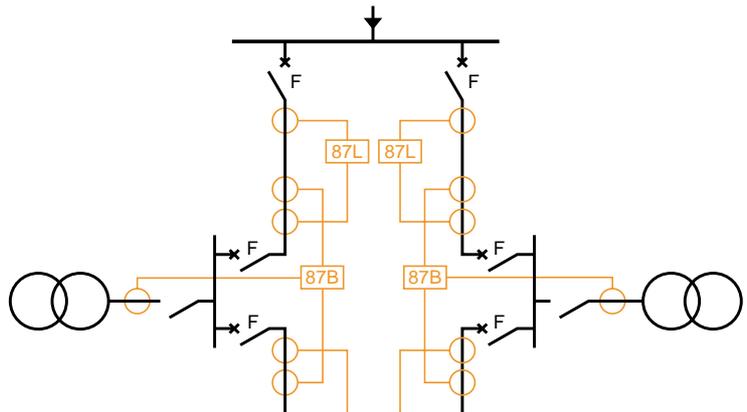


Fig. 1: proteção diferencial de uma malha fechada

Proteção de sobrecorrente e seletividade lógica direcional (fig. 2)

Os disjuntores da malha são equipados com proteções de sobrecorrente e de proteções direcionais; além disso, o princípio da seletividade lógica é utilizado para obter o mais curto tempo para a eliminação de uma falha.

Uma falha na malha ativa:

b todas as proteções, se a malha estiver fechada,

b todas as proteções a montante da falha, quando a malha for aberta.

Cada proteção envia um comando de espera lógica para uma ou outra das proteções adjacentes na malha, em função do dado transmitido pela proteção direcional.

As proteções que não recebem comando de espera lógica disparam com um retardo mínimo, independentemente da posição da falha na malha:

b a falha é eliminada por dois disjuntores de um lado e de outro da falha se a malha estiver fechada e todos os quadros permanecerem alimentados,

b a falha é eliminada pelo disjuntor a montante se a malha estiver aberta.

Esta solução é completa, pois protege os cabos e os barramentos.

Ela é rápida, seletiva e inclui a proteção de back-up.

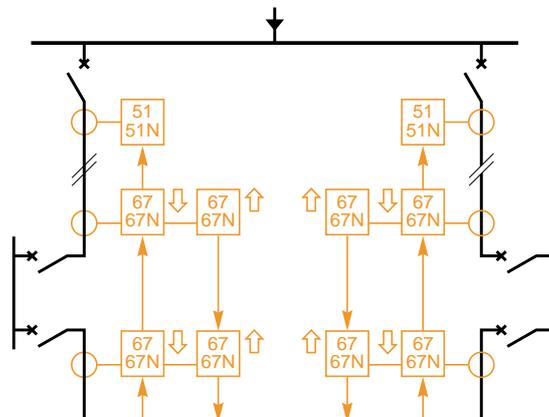


Fig. 2: proteção de malha de sobrecorrente e seletividade lógica direcional

Os barramentos são nós elétricos de despacho da energia, tendo em geral mais de duas extremidades. As proteções específicas aos barramentos são fornecidas de várias maneiras, utilizando dispositivos básicos.

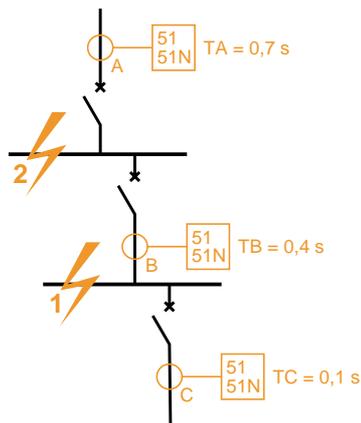


Fig. 1: seletividade cronométrica

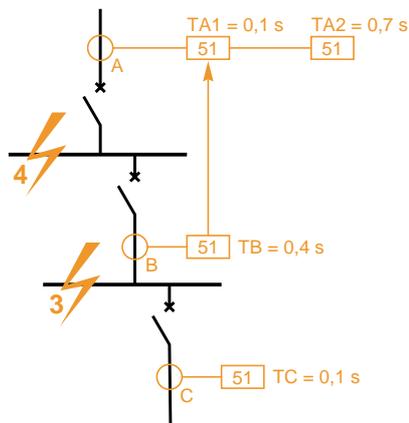


Fig. 2: seletividade lógica

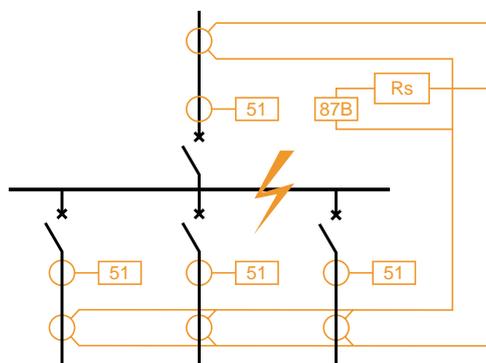


Fig. 3: proteção diferencial

Falhas fase-fase e fase-terra

Proteção de sobrecorrente

As proteções de sobrecorrente de fase (ANSI 51) e fuga à terra (ANSI 51N) aplicadas em seletividade cronométrica podem rapidamente resultar em um tempo de eliminação da falha muito elevado devido ao número de níveis de seletividade. No exemplo (fig. 1), a proteção B dispara em 0,4 s na ocorrência de uma falha no barramento em 1; em uma falha no barramento em 2, a proteção A dispara em 0,7 s, o intervalo de seletividade sendo fixado em 0,3 s.

Também, a seletividade lógica (fig. 2) aplicada às proteções de sobrecorrente fornece uma solução simples para a proteção dos barramentos.

Uma falha em 3 é reconhecida pela proteção B que emite um comando de espera lógica para a proteção A.

A proteção B dispara após 0,4 s.

Porém, uma falha em 4 somente é reconhecida pela proteção A que dispara após 0,1 s; com uma proteção de back-up sendo assegurada em 0,7 s.

Proteção diferencial

A proteção diferencial (ANSI 87B) é baseada na soma vetorial das correntes que entram e saem do barramento para cada fase. Quando o barramento não está em falha, esta soma é zero; quando o barramento está em falha, esta soma não é zero e dispara os disjuntores das alimentações do barramento.

Esta proteção é sensível, rápida e seletiva.

b Com proteção diferencial de baixa impedância de porcentagem, a diferença é calculada diretamente no relé. O nível de regulagem é proporcional à corrente passante; pode-se utilizar TCs com relações diferentes, porém, o dispositivo torna-se complexo quando o número de entradas aumenta.

b Com proteção diferencial de alta impedância (fig. 3), a diferença é calculada nos cabos e uma resistência de estabilização é instalada no circuito diferencial. Os TCs são dimensionados considerando a saturação, segundo uma regra definida pelo fabricante do relé de proteção; o nível de regulagem é fixado em aproximadamente 0,5 In TC; é necessário utilizar TCs de calibres idênticos.

Função de alívio

A função de alívio é utilizada quando o déficit de potência disponível em comparação com a demanda de potência, provoca uma queda anormal da tensão e da frequência: certos alimentadores de consumidores são desconectados segundo um cenário preestabelecido, denominado plano de alívio, para recuperar o equilíbrio desejado das potências.

Diferentes critérios de alívio podem ser escolhidos:

- b subtensão (ANSI 27),
- b subfrequência (ANSI 81L),
- b taxa de variação de frequência (ANSI 81R).

Falha de disjuntor

A função de falha do disjuntor (break failure) (ANSI 50BF) é destinada a detectar a falha de um disjuntor que não se abre quando é enviada uma ordem de trip: os disjuntores adjacentes de entradas são disparados.

O exemplo (fig. 1) mostra que quando ocorre uma falha no ponto **1** e falha o disjuntor que enviou um comando de trip, a proteção de falha do disjuntor é mais rápida que a ação pela seletividade cronométrica a montante: 0,6 s no lugar de 0,7 s.

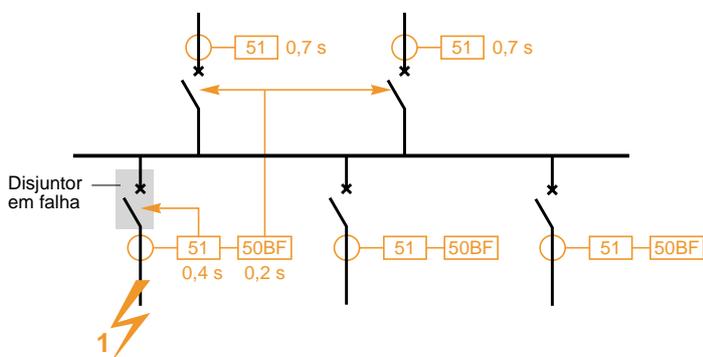


Fig. 1: falha do disjuntor

Entende-se por “ligação”, os componentes encarregados de transportar a energia elétrica entre pontos mais ou menos distantes geograficamente, de alguns metros a diversos quilômetros. Geralmente estas ligações são linhas aéreas com condutores sem proteção ou cabos com condutores isolados. As ligações devem ser protegidas de modo específico.

Sobrecarga térmica

A proteção frente ao aquecimento anormal dos condutores em regime permanente devido às correntes de sobrecarga, é fornecida pela proteção de sobrecarga térmica (ANSI 49RMS), que calcula uma estimativa do aquecimento a partir da medição da corrente.

Curto-circuito fase-fase

b A proteção de sobrecorrente de fase (ANSI 51) deve ser utilizada para eliminar o curto-circuito, a regulagem da temporização é adaptada às proteções próximas. Uma falha bifásica distante provoca uma baixa sobrecorrente e desbalanço; uma proteção de desbalanço / corrente de seqüência negativa (ANSI 46) completa então a proteção básica (fig. 1).

b Para diminuir o tempo de eliminação da falha, deve ser utilizada uma proteção diferencial de porcentagem (ANSI 87L), ativada quando a corrente diferencial ultrapassa uma certa porcentagem da corrente passante. Cada extremidade da ligação possui um relé e as trocas de dados entre relé são efetuadas por fio piloto (fig. 2).

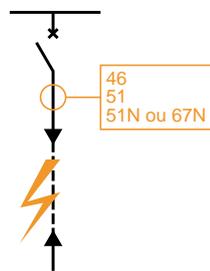


Fig. 1: proteção de ligação por relé de sobrecorrente

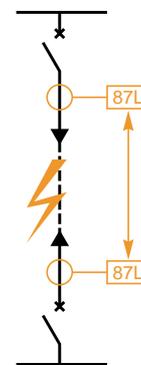


Fig. 2: proteção de ligação por relé diferencial

Curto-circuito fase-terra

A proteção de fuga à terra temporizada (ANSI 51N) permite eliminar a falha com uma boa precisão (fig. 1).

Porém, para um alimentador com comprimento longo, com corrente capacitiva elevada, uma proteção direcional de fuga à terra (ANSI 67N) permite uma regulagem do nível de corrente inferior à corrente capacitiva do cabo, no caso de aterramento por neutro resistivo.

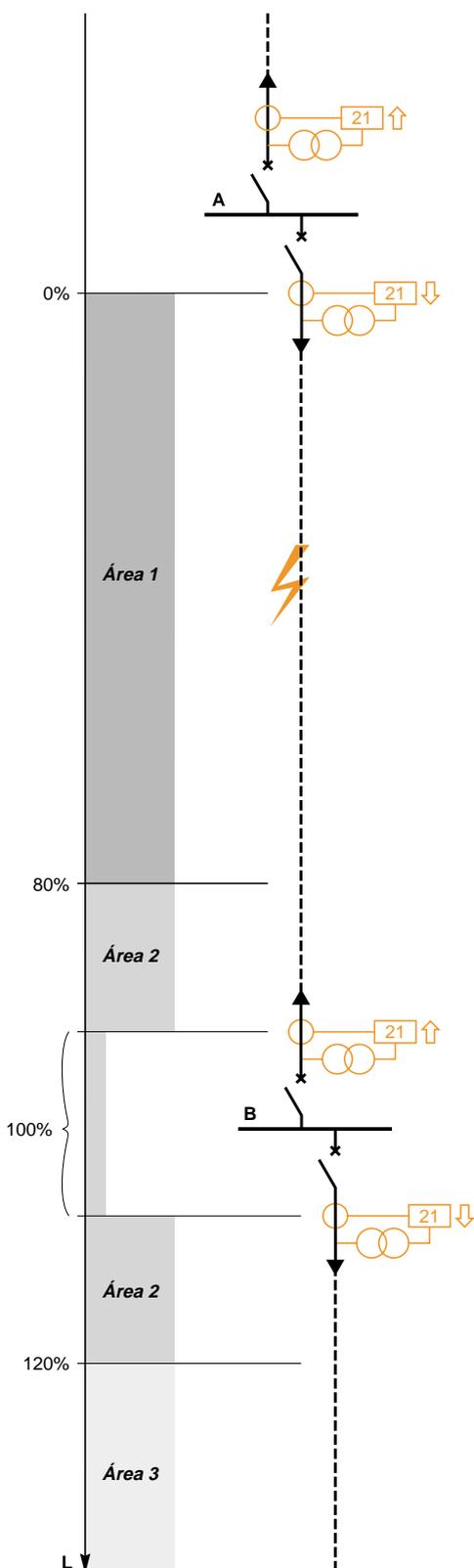


Fig. 1: princípio da proteção de distância

Proteção de distância

A proteção de distância (ANSI 21) contra falhas que afetam seções de linha ou de cabo, é utilizada no caso de rede em malha (ligações em paralelo, diversas fontes). Ela é seletiva e rápida, sem necessidade de seletividade cronométrica; sua sensibilidade depende da potência de curto-circuito e da carga; sua colocação em operação é difícil quando a ligação não for homogênea (linha aérea + cabo). Seu princípio de funcionamento é o seguinte:

- b medir uma impedância proporcional à distância do ponto de medição na falha,
- b delimitar áreas de impedância que correspondam às seções de linha de diferentes comprimentos (fig. 1),
- b disparar por área com temporização.

O exemplo da figura 2 mostra para a proteção em A da seção AB:

- b um círculo de impedância equivalente a 80% do comprimento de linha (área 1), no interior do qual é associado um trip instantâneo,
- b um círculo de impedância compreendida entre 80% e 120% do comprimento de linha (área 2), à qual é associado um trip temporizado (200 ms),
- b um círculo de impedância equivalente a 120% do comprimento de linha (área 3), no exterior do qual é associado um trip temporizado longo de back-up da proteção B, fora do trecho AB,
- b um círculo de impedância a 120% a jusante para assegurar o back-up da proteção a jusante,
- b Quando houver comunicação entre as proteções nas extremidades, pode-se disparar instantaneamente entre 0 e 100%.

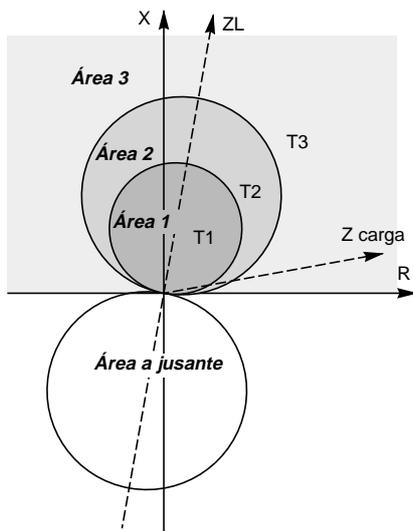


Fig. 2: círculos de impedância

Religador

A função religador (ANSI 79) destina-se à eliminação das falhas transitórias e semi-permanentes das linhas aéreas, limitando ao mínimo o tempo de interrupção de serviço. A função religador gera automaticamente comandos de fechamento do disjuntor para realimentar uma linha aérea após uma falha. Este procedimento é feito em diversos passos:

- b na ocorrência da falha, trip para desenergização do circuito,
- b temporização necessária na reconstituição da isolamento no local da falha,
- b realimentação do circuito por religamento.

A ativação do religamento é assegurada pelas proteções das ligações.

O religador pode ser monofásico e/ou trifásico e pode comportar um ou mais ciclos sucessivos de religamento.

O transformador é um componente especialmente importante de uma rede. É necessário protegê-lo eficazmente contra todas as falhas suscetíveis de danificá-lo, sejam elas de origem interna ou externa. A escolha de uma proteção baseia-se freqüentemente em considerações técnicas e custos ligados à sua potência.

As principais falhas que podem afetar um transformador são:
 b sobrecarga,
 b curto-circuito,
 b falha de carcaça.

Sobrecarga

As sobrecargas podem ser causadas por aumento do número de cargas alimentadas simultaneamente ou aumento da potência absorvida por uma ou diversas cargas. Traduz-se por uma sobrecorrente de longa duração, que provoca uma elevação de temperatura prejudicial à isolamento e à longevidade do transformador.

Curto-circuito

O curto-circuito pode ser interno ao transformador ou externo.

Interno: trata-se de uma falha entre condutores de fases diferentes ou de uma falha entre espiras do mesmo enrolamento. O arco de falha danifica o enrolamento do transformador e pode provocar um incêndio. Em transformadores a óleo, o arco provoca a emissão de gás de decomposição. Se a falha for leve, há uma pequena emissão de gás e o acúmulo de gases pode tornar-se perigoso. Um curto-circuito violento pode causar danos muito sérios, que podem destruir os enrolamentos e também o tanque, derramando o óleo em combustão.

Externo: trata-se de uma falha fase-fase nas ligações a jusante. A corrente de curto-circuito a jusante provoca esforços eletrodinâmicos no transformador, que podem afetar mecanicamente os enrolamentos e levar a uma falha interna.

Falhas de carcaça

As falhas de carcaça são falhas internas. Estas podem ocorrer entre o enrolamento e o tanque ou entre o enrolamento e o núcleo magnético. Elas provocam uma emissão de gases em transformadores a óleo. Como o curto-circuito interno, elas podem provocar a destruição do transformador e incêndio.

A amplitude da corrente de falha depende do regime de neutro das redes a montante e a jusante, e depende também da posição da falha no enrolamento:

b em acoplamento em estrela (fig. 1), a corrente na carcaça varia entre 0 e o valor máximo, se a falha estiver na extremidade do neutro ou da fase do enrolamento.
 b em acoplamento em triângulo (fig. 2), a corrente na carcaça varia entre 50% e 100% do valor máximo, se a falha estiver no meio ou em uma extremidade do enrolamento.

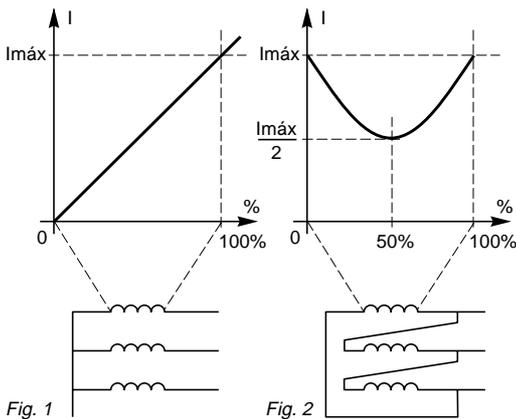


Fig. 1 Corrente de falha, função da posição da falha no enrolamento

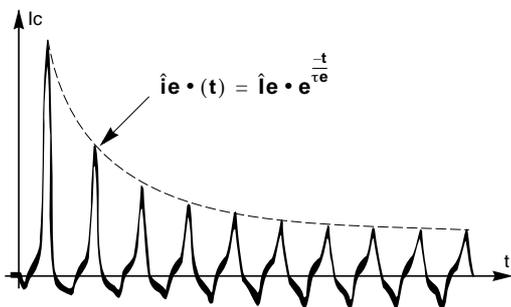


Fig. 3: energização de transformador
 Ie: envoltória da corrente de inrush
 re: constante de tempo

Informação sobre a operação dos transformadores

Energização dos transformadores (fig. 3)

A energização de um transformador provoca um pico transitório da corrente de inrush, que pode atingir até 20 vezes a corrente nominal com constantes de tempo de 0,1 a 0,7 segundos. Este fenômeno é devido à saturação do circuito magnético, que provoca o aparecimento de uma corrente de magnetização elevada. O valor de pico da corrente é máximo quando a energização for efetuada na passagem a zero da tensão e com indução remanente máxima na mesma fase. A forma de onda contém uma quantidade substancial de harmônicos de 2ª ordem.

Este fenômeno é uma manobra normal de operação da rede, logo, não deve ser detectado como uma falha pelas proteções, que deverão deixar passar o pico de energização.

Sobrefluxo

Uma operação do transformador com tensão muito elevada ou com freqüência muito baixa provoca uma corrente de magnetização excessiva e leva a uma deformação de corrente por uma quantidade substancial de harmônicos de 5ª ordem.

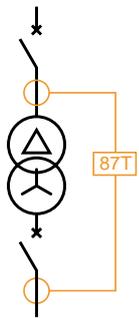


Fig. 1: proteção diferencial de transformador

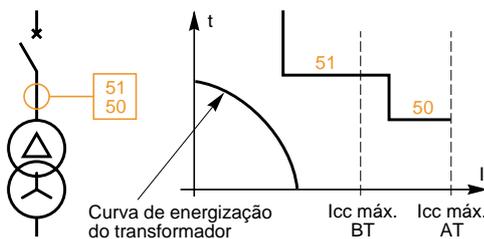


Fig. 2: proteção de sobrecorrente do transformador

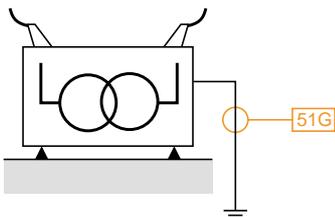


Fig. 3: proteção de falha de carcaça do tanque do transformador

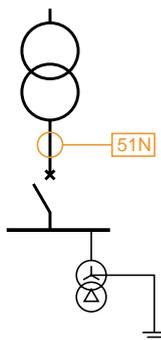


Fig. 4: proteção de fuga à terra

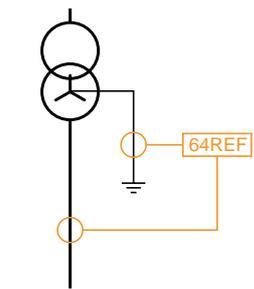


Fig. 5: proteção de fuga à terra restrita

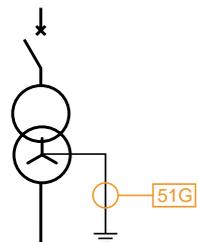


Fig. 6: proteção de fuga à terra com ponto neutro

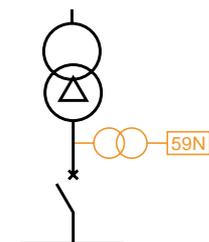


Fig. 7: proteção de sobretensão residual

Sobrecarga

A sobrecorrente de longa duração pode ser detectada por uma proteção de sobrecorrente de fase temporizada com tempo definido ou com tempo inverso (ANSI 51), seletiva com as proteções secundárias. A temperatura do dielétrico (ANSI 26) é monitorada pelos transformadores com isolamento líquida ou a temperatura dos enrolamentos (ANSI 49T) é monitorada pelos transformadores tipo seco. A proteção de sobrecarga térmica (ANSI 49RMS) é utilizada para monitorar com uma melhor sensibilidade a elevação de temperatura: o aquecimento é determinado por simulação da liberação de calor de acordo com a corrente e a inércia térmica do transformador. Para os transformadores MT/BT, uma sobrecarga pode ser detectada no lado de baixa tensão pelo disparador de longo retardo do disjuntor BT principal.

Curto-circuito

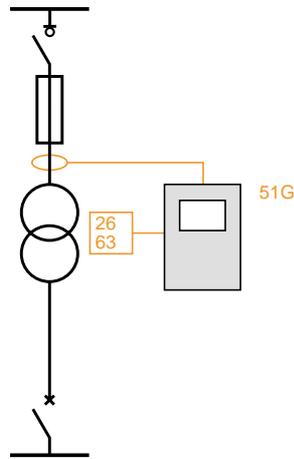
Diversas proteções podem ser utilizadas. Para os transformadores a óleo, dispositivos sensíveis à emissão de gases e ao deslocamento de óleo (ANSI 63) provocados por curto-circuito entre espiras de uma mesma fase ou por curto-circuito fase-fase: relé Buchholz para transformadores AT/AT de ventilação natural, detectores de gás e pressão para os transformadores AT/BT tipo estanque. A proteção diferencial de transformador (ANSI 87T) (fig. 1) que fornece uma proteção rápida contra falhas fase-fase. Esta proteção é sensível e vital para os transformadores de alta potência. Para evitar o trip intempestivo, o harmônico de 2ª ordem da corrente diferencial é medido para detectar a energização do transformador (restrição H2) e o harmônico de 5ª ordem é medido para detectar o sobrefluxo (restrição H5). A utilização desta proteção em tecnologia digital com rede neural fornece vantagens: simplicidade de regulagem e estabilidade. Uma proteção de sobrecorrente de fase instantânea (ANSI 50) (fig. 2) associada ao disjuntor situado no primário do transformador assegura a proteção contra os curtos-circuitos violentos no primário. O nível de corrente é regulado em um valor superior à corrente devido a um curto-circuito no secundário: a seletividade amperimétrica é assim assegurada. Um fusível de AT pode garantir a proteção dos transformadores de baixa potência.

Falhas de carcaça

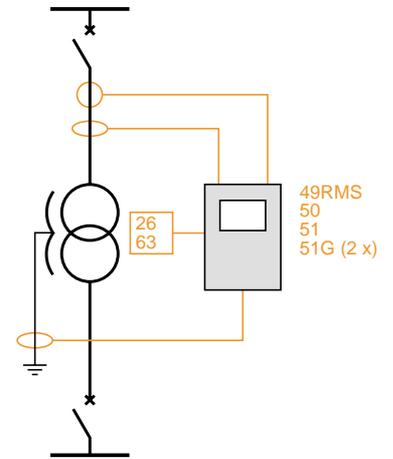
Carcaça do tanque (fig. 3) Esta proteção de sobrecorrente levemente temporizada (ANSI 51G) instalada na conexão de aterramento da carcaça do transformador (se sua regulagem for compatível com o regime de neutro) constitui uma solução simples e eficaz contra as falhas internas entre um enrolamento e a carcaça; o transformador deve ser isolado da terra. Esta proteção é seletiva: ela é somente sensível às falhas na carcaça do transformador dos lados primário e secundário. Uma outra solução é utilizar a proteção contra fuga à terra: pela proteção de fuga à terra (ANSI 51N) situada na rede a montante para a falha de carcaça que afeta o primário do transformador, pela proteção de fuga à terra (ANSI 51N) situada na entrada do quadro alimentado, se o aterramento do neutro da rede a jusante for realizado no barramento (fig. 4). Estas proteções são seletivas: elas são somente sensíveis às falhas fase-terra situadas no transformador ou nas ligações a montante e a jusante. por uma proteção de fuga à terra restrita (ANSI 64REF) se o aterramento do neutro da rede a jusante for efetuado no transformador (fig. 5). Trata-se de uma proteção diferencial que detecta a diferença das correntes residuais medidas no aterramento do neutro de um lado e na saída trifásica do transformador, do outro lado. por uma proteção de fuga à terra com ponto neutro (ANSI 51G) se o aterramento do neutro da rede a jusante for efetuado no transformador (fig. 6). por uma proteção de sobretensão residual (ANSI 59N) se o neutro da rede a jusante for isolado da terra (fig. 7).

| Falha | Dispositivo de proteção adaptado | Código ANSI | Indicações de regulagem |
|-----------------------|---|-------------|--|
| Sobrecarga | | | |
| | Termostato: monitoração da temperatura do dielétrico (transformador com isolamento líquida) | 26 | Alarme 95°C; trip 100°C |
| | Monitoração da temperatura dos enrolamentos (transformador tipo seco) | 49T | Alarme 150°C; trip 160°C |
| | Sobrecarga térmica | 49 RMS | Nível de alarme = 100% do aquecimento Nível de trip = 120% do aquecimento Constante de tempo na faixa de 10 a 30 minutos |
| | Disjuntor de baixa tensão | | Nível $\geq I_n$ |
| Curto-circuito | | | |
| | Fusível | | Escolha do calibre segundo o método do equipamento relacionado |
| | Sobrecorrente de fase instantânea | 50 | Nível alto $> I_{cc}$ a jusante |
| | Sobrecorrente com tempo definido | 51 | Nível baixo $< 5 I_n$ Temporização $\geq T_a$ jusante + 0,3 segundo |
| | Sobrecorrente com tempo inverso | 51 | Nível baixo com tempo inverso seletivo com a jusante, aprox. 3 I_n |
| | Diferencial de porcentagem | 87T | Inclinação = 15% + extensão da regulagem Nível mín. 30% |
| | Buchholz ou detecção gás e pressão | 63 | Lógica |
| Fuga à terra | | | |
| | Sobrecorrente da carcaça do tanque | 51G | Nível $> 20 A$, temporização 0,1 segundo |
| | Fuga à terra | 51N/51G | Nível $\leq 20\% I_{m\acute{a}x}$ fuga à terra e $> 10\%$ calibre TC (se 3TC e restrição H2) Temporização 0,1 segundo, o sistema é aterrado Temporização em função da seletividade se o aterramento estiver no transformador |
| | Diferencial de fuga à terra restrita | 64REF | Nível 10% I_n , sem temporização |
| | Fuga à terra com ponto neutro | 51G | Nível $< I_{permanente}$ resistência de limitação |
| | Deslocamento de tensão de neutro | 59N | Nível aprox. 10% de V_{rsd} máximo |
| Sobrefluxo | | | |
| | Controle de fluxo | 24 | Nível $> 1,05 U_n/f_n$ Temporização: tempo constante 1 hora |

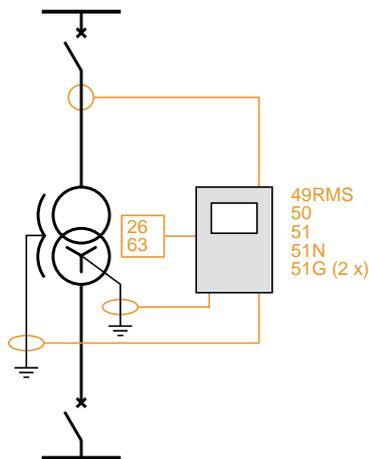
Os valores acima são referenciais, devendo ser definidos de acordo com a aplicação específica.



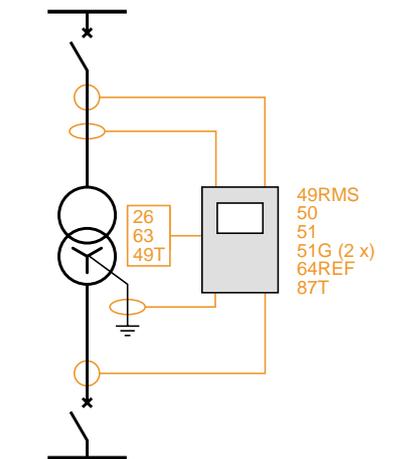
Transformador de baixa potência AT/BT
Proteção por fusível



Transformador de alta potência AT/BT
Proteção por disjuntor



Transformador de baixa potência AT/AT



Transformador de alta potência AT/AT

O motor é a relação entre o equipamento elétrico e o mecânico. Ele está situado em ambiente conectado à carga tracionada, da qual não mais pode ser dissociado.

Por outro lado, o motor pode ser submetido a esforços mecânicos internos, pois possui peças móveis.

Um único motor indisponível pode comprometer todo um processo.

Os motores modernos possuem características muito otimizadas, que os tornam pouco aptos a operações fora de suas características normais; portanto, trata-se de receptores elétricos relativamente frágeis, cuja proteção deve ser cuidadosa.

Os motores são do tipo assíncrono (principalmente motores de gaiola ou com rotor bobinado) ou síncrono (motores com excitação em corrente contínua no rotor).

As questões relacionadas aos motores síncronos são aquelas próprias dos motores assíncronos, às quais são acrescentadas as dos geradores.

Os motores são afetados:

- b pelas falhas ligadas à carga rotativa,
- b pelas falhas da alimentação,
- b pelas falhas internas no motor.

Falhas ligadas à carga tracionada

Sobrecarga

Se a potência requerida for mais elevada que a potência nominal, há sobrecorrente no motor e aumento das perdas, o que provoca uma elevação de temperatura.

Partidas muito longas e muito freqüentes

A partida de um motor provoca sobrecorrentes elevadas que somente são admissíveis porque são de curta duração. Se as partidas forem muito freqüentes ou muito longas devido à insuficiência do conjugado do motor comparado com o conjugado da carga, o aquecimento será previsível e deverá ser evitado.

Bloqueio

Trata-se da parada brusca da rotação devido a uma causa qualquer ligada à mecânica tracionada. O motor absorve a corrente de partida e permanece bloqueado em velocidade zero. Não há ventilação e o aquecimento é muito rápido.

Perda de carga

O desarme de bomba ou a ruptura de acoplamento provocam a operação sem carga do motor, o que não causa nenhuma consequência nefasta direta para o motor. No entanto, a bomba por si só se deteriora rapidamente.

Falhas da alimentação

Perda de alimentação

Ocasiona o funcionamento do motor como gerador quando a inércia da carga tracionada for elevada.

Queda de tensão

Provoca a diminuição do conjugado do motor e da velocidade: a desaceleração provoca um aumento da corrente e das perdas. Logo, ocorre um sobreaquecimento anormal.

Desbalanço

A alimentação trifásica pode ser desequilibrada pelas seguintes razões:

- b a fonte de energia (transformador ou alternador) não fornece uma tensão trifásica simétrica,
- b o conjunto dos outros consumidores não constitui uma carga simétrica e a rede de alimentação encontra-se desbalanceada,
- b o motor é alimentado por 2 fases após a queima do fusível,
- b há inversão da ordem das fases que conduzem a uma mudança de direção de rotação do motor.

O desbalanço da alimentação causa o aparecimento de correntes de seqüência negativa, que provocam perdas muito elevadas, logo um aquecimento rápido do rotor.

Quando a tensão é realimentada após a interrupção da alimentação do motor, este último mantém uma tensão remanente, que pode levar a uma sobrecorrente na partida e até mesmo uma ruptura mecânica na transmissão.

Falhas internas no motor

Curto-circuito fase-fase

Esta falha é mais ou menos violenta conforme a posição da falha no enrolamento e provoca sérios danos.

Falha de carcaça do estator

A amplitude da corrente de falha depende do regime de neutro da rede de alimentação e da posição da falha no enrolamento.

Curto-circuitos fase-fase e falhas na carcaça do estator requerem a rebobinagem do motor, e falhas na carcaça podem provocar danos irreparáveis ao circuito magnético.

Falha na carcaça do rotor (para os motores com rotor bobinado)

A perda de isolamento do rotor pode provocar um curto-circuito entre espiras e produzir uma corrente que causa um aquecimento local.

O aquecimento dos mancais por desgaste ou falha de lubrificação.

Perda de excitação

Esta falha afeta os motores síncronos; o motor opera em modo assíncrono e seu rotor submete-se a um aquecimento elevado, pois não está dimensionado segundo as indicações dadas.

Perda de sincronismo

Esta falha também afeta os motores síncronos, que podem perder o sincronismo por diferentes razões:

- b mecânica: variação brusca de carga,
- b elétrica: falha na rede de alimentação ou perda de excitação.

Sobrecarga

As sobrecargas podem ser monitoradas:
b ou por proteção de sobrecorrente com tempo definido (ANSI 51),
b ou por proteção de sobrecarga térmica (ANSI 49RMS); que envolve sobreaquecimento devido à corrente,
b ou por supervisão de temperatura (ANSI 49T).

Partida longa e rotor bloqueado

A mesma função assegura estas 2 proteções (ANSI 48-51LR).
Para a partida longa, trata-se de um nível de corrente instantânea regulado em um valor inferior à corrente de partida, que é validada após uma temporização iniciada na energização do motor; esta temporização é regulada em um valor superior à duração normal da partida.
Para o rotor bloqueado, a proteção é ativada fora do período de partida por uma corrente superior a um nível com temporização.

Partidas por hora

A proteção correspondente (ANSI 66) é sensível ao número de partidas em um intervalo de tempo determinado ou ao tempo entre estas partidas.

Desarme das bombas

É detectado por uma proteção de sobrecorrente com tempo definido (ANSI 37), que é reinicializado quando a corrente é anulada na parada do motor.

Variação de velocidade

A proteção adicional pode ser fornecida pela medição direta da velocidade de rotação por detecção mecânica no eixo da máquina.
A proteção de subvelocidade (ANSI 14) detecta uma queda de velocidade ou uma velocidade zero após uma sobrecarga mecânica ou após um bloqueio de rotor.
A proteção de sobrevelocidade (ANSI 12) detecta um aumento de velocidade após um tracionamento pela carga ou uma perda de sincronismo pelo motores síncronos.

Perda de alimentação

É detectada por uma proteção direcional de sobrepotência ativa (ANSI 32P).

Queda de tensão

É monitorada por uma proteção de subtensão de seqüência positiva temporizada (ANSI 27D).
As regulagens do nível de tensão e da temporização são determinadas para serem seletivas com as proteções de curto-circuito da rede e para tolerar as quedas de tensão normais, por exemplo, na partida de um motor. Esta mesma proteção pode ser comum a diversos motores no painel.

Desbalanço

A proteção é assegurada por uma detecção do componente inverso da corrente com tempo inverso ou definido (ANSI 46).
A direção de rotação de fase é detectada pela medição da sobretensão de seqüência negativa (ANSI 47).

Realimentação

A remanência do motor é detectada por uma proteção de subtensão remanente (ANSI 27R) que permite a realimentação quando a tensão estiver abaixo de seu ajuste.

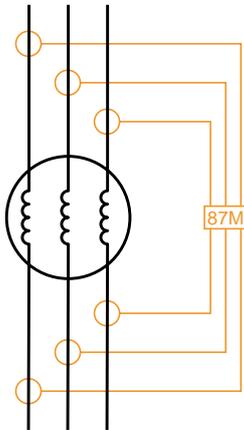


Fig. 1: curto-circuito fase-fase
Proteção diferencial (ANSI 87M)

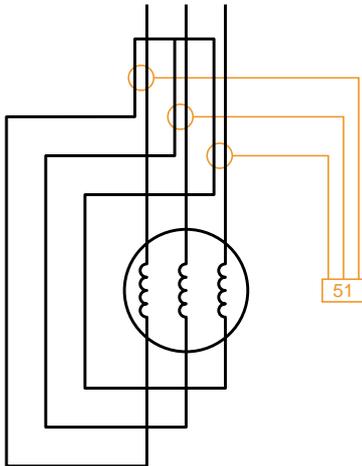


Fig. 2: curto-circuito fase-fase
Proteção de sobrecorrente de fase (ANSI 51) em montagem auto-diferencial

Curto-circuito fase-fase

O curto-circuito é detectado pela proteção de sobrecorrente de fase temporizada (ANSI 50 e 51). A regulagem do nível de corrente é superior à corrente de partida e a temporização, muito curta, tem por objetivo tornar a proteção insensível aos primeiros picos da corrente de energização.

Se o dispositivo de interrupção correspondente for um contator, este será associado a fusíveis para assegurar a proteção contra curtos-circuitos.

Para motores grandes, é utilizada uma proteção diferencial de alta impedância ou de porcentagem (ANSI 87M) (fig. 1).

Como alternativa, por adaptação apropriada das conexões do lado do ponto neutro e pela utilização de 3 transformadores de corrente somadores, uma simples proteção de sobrecorrente (ANSI 51) pode ser utilizada para fornecer uma detecção sensível e estável das falhas internas (fig. 2).

Falha na carcaça do estator

A proteção depende do regime de neutro. Uma grande sensibilidade é requerida para limitar os danos no circuito magnético.

Quando o neutro é aterrado diretamente ou por uma impedância, uma proteção de sobrecorrente residual temporizada (ANSI 51N/51G) é utilizada para proteger os enrolamentos principais.

No caso de neutro isolado, uma proteção de sobretensão residual (ANSI 59N) é utilizada para detectar o deslocamento do ponto neutro. Se o alimentador do motor for capacitivo – cabo longo – é utilizada uma proteção direcional de fuga à terra (ANSI 67N).

Falha na carcaça do rotor

Um controlador permanente de isolamento com injeção de CA ou CC detecta perdas de isolamento do enrolamento.

Aquecimento dos mancais

A temperatura dos mancais é medida utilizando sensores RTDs (ANSI 38).

Perda de excitação

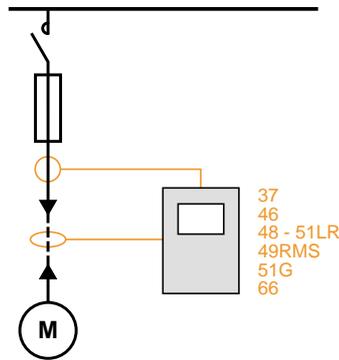
Para os motores síncronos: consultar o capítulo sobre geradores.

Perda de sincronismo

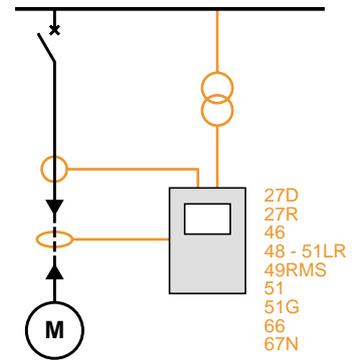
Para os motores síncronos: consultar o capítulo sobre geradores.

| Falhas | Dispositivo de proteção adaptado | Código ANSI | Indicações de regulagem | |
|---|--|---|--|---|
| Falhas ligadas à carga tracionada | | | | |
| Sobrecarga | Sobrecorrente de fase com tempo inverso | 50/51 | Regulagem que permita a partida | |
| | Sobrecarga térmica | 49RMS | Segundo as características de funcionamento do motor (constante de tempo na faixa de 10 a 20 minutos) | |
| | Sensores de temperatura RTDs | 49T | Depende da classe térmica do motor | |
| Partidas longas | Nível de corrente temporizado | 48 | Nível na faixa de 2,5 I_n Temporização: tempo de partida + alguns segundos | |
| Rotor bloqueado | Nível de corrente temporizado | 51LR | Nível: 2,5 I_n Temporização: 0,5 a 1 segundo | |
| Partidas muito frequentes | Contagem do número de partidas | 66 | Segundo o fabricante do motor | |
| Perda de carga | Subcorrente de fase | 37 | Nível na faixa de 70% da corrente absorvida Temporização: 1 segundo | |
| Variação de velocidade | Deteção mecânica de sobrevelocidade, subvelocidade | 12, 14 | Nível \pm 5% da velocidade nominal Temporização de alguns segundos | |
| Falhas da alimentação | | | | |
| Perda de alimentação | Direcional de potência ativa | 32P | Nível 5% de S_n Temporização: 1 segundo | |
| Queda de tensão | Subtensão de seqüência positiva | 27D | Nível de 0,75 a 0,80 U_n Temporização na faixa de 1 segundo | |
| Desbalanço | Desbalanço / corrente de seqüência negativa | 46 | b Tempo definido $I_{s1} = 20\% I_n$, temporização = partida + alguns segundos $I_{s2} = 40\% I_n$, temporização de 0,5 segundo b Tempo inverso $I_s = 10\% I_n$, tempo de trip em 0,3 $I_n >$ tempo de partida | |
| Direção de rotação | Direção de rotação das fases | 47 | Nível de tensão negativo em 40% de U_n | |
| Realimentação | Subtensão remanente | 27R | Nível < 20 a 25% U_n Temporização na faixa de 0,1 segundo | |
| Falhas internas do motor | | | | |
| Curto-circuito fase-fase | Fusíveis | | Calibre que permita partidas consecutivas | |
| | Sobrecorrente com tempo definido | 50/51 | Nível > 1,2 I partida, temporização na faixa de 0,1 segundo (DT) | |
| | Proteção diferencial | 87M | Inclinação 50%, nível 5 a 15% I_n , sem temporização | |
| Falha na carcaça do estator | Se neutro aterrado | Fuga à terra | 51N/51G | Nível 10% $I_{m\acute{a}x}$ fuga à terra Temporização na faixa de 0,1 segundo (DT) |
| | Se neutro isolado | Rede com baixa capacitância Deslocamento da tensão de neutro | 59N | Nível aproxim. 30% V_n |
| | | Capacitância elevada Direcional de fuga à terra | 67N | Nível mínimo em função do sensor |
| Falha na carcaça do rotor | Controlador permanente de isolamento | | | |
| Aquecimento dos mancais | Medição de temperatura | 38 | Segundo as indicações do fabricante | |
| Falhas específicas do motor síncrono | | | | |
| Perda de excitação | Direcional de sobrepotência reativa | 32Q | Nível 30% de S_n Temporização: 1 segundo | |
| | Subimpedância | 40 | Idem gerador | |
| Perda de sincronismo | Perda de sincronismo | 78PS | Idem gerador | |

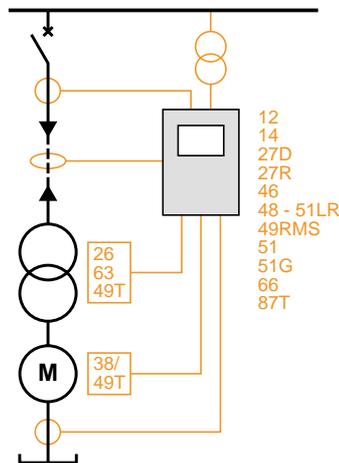
Os valores acima são referenciais, devendo ser definidos de acordo com a aplicação específica.



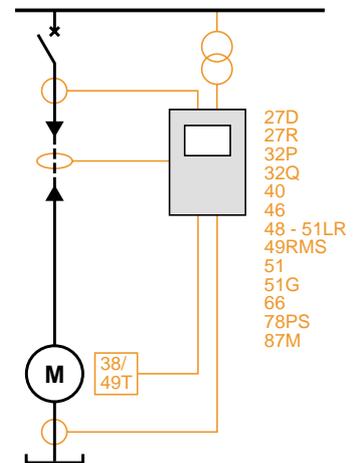
Motor assíncrono controlado por contator e fusível
Exemplo: bomba de 100 kW



Motor assíncrono controlado por disjuntor
Exemplo: ventilador de 250 kW



Unidade motor-transformador: motor assíncrono/transformador
Exemplo: triturador de 1 MW



Motor síncrono prioritário
Exemplo: compressor de 2 MW

O funcionamento de um gerador pode ser alterado tanto pelas falhas próprias à máquina, quanto pelos distúrbios da rede na qual está conectado.

Um sistema de proteção de gerador tem, portanto, um duplo objetivo: proteger a máquina e proteger a rede.

Considera-se aqui que os referidos geradores são máquinas síncronas (alternadores).

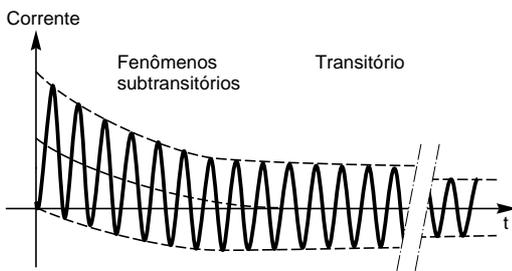


Fig. 1: corrente de curto-circuito nos bornes de um gerador

As falhas tais como sobrecarga, desbalanço, falhas internas fase-fase são do mesmo tipo para geradores e motores.

Somente as falhas especificamente para geradores são descritas abaixo.

Curto-circuito externo fase-fase

Quando um curto-circuito ocorre em uma rede próxima de um gerador, a representação da corrente de falha é semelhante à da figura 1.

O valor máximo da corrente de curto-circuito deve ser calculado considerando a impedância subtransitória X''_d da máquina.

O valor de corrente detectado por uma proteção levemente temporizada (aproximadamente 100 ms) deve ser calculado considerando a impedância transitória X'_d da máquina.

O valor máximo da corrente de curto-circuito em regime permanente deve ser calculado considerando a impedância síncrona X .

Esta última corrente é baixa, em geral inferior à corrente nominal do gerador.

A intervenção dos reguladores de tensão permite freqüentemente mantê-la durante alguns segundos acima da corrente nominal (2 ou 3 vezes).

Falha interna entre fase e carcaça

Esta falha é do mesmo tipo que para os motores e suas conseqüências dependem do regime de neutro adotado. A diferença em comparação ao motor é o fato de que o gerador funciona desacoplado da rede durante a energização e o desligamento e também durante um teste ou em modo stand-by. O regime de aterramento do neutro pode ser diferente, dependendo se o gerador está acoplado ou desacoplado e os dispositivos de proteção podem ser adaptados em ambos os casos.

Perda de excitação

Quando um gerador acoplado a uma rede perde a excitação, ele torna-se dessincronizado em relação à rede. Então passa a funcionar em modo assíncrono, em leve sobrevelocidade e absorve a potência reativa.

As conseqüências são aquecimento do estator, pois a corrente reativa pode ser elevada, e aquecimento do rotor, pois não é dimensionado para as correntes induzidas.

Perda de sincronismo

A perda de sincronismo do gerador ocorre quando um forte distúrbio rompe o equilíbrio do regime permanente: por exemplo, um curto-circuito na rede ocasiona uma queda da potência elétrica fornecida pelo gerador, este gerador acelera permanecendo acionado pela máquina tracionante.

Operação como motor

Quando o gerador é acionado como motor pela rede elétrica (à qual está conectado), ele fornece energia mecânica ao eixo e isto pode provocar desgaste e danos à máquina tracionante.

Variações de tensão e de freqüência

As variações de tensão e de freqüência em regime permanente são provenientes de mau funcionamento dos reguladores correspondentes e provocam os seguintes inconvenientes:

- b a freqüência muito elevada causa aquecimento anormal dos motores,
- b a freqüência muito baixa provoca perda de potência dos motores,
- b a variação de freqüência causa variação de velocidade dos motores, que pode causar desgastes mecânicos e mau funcionamento de dispositivos eletrônicos,
- b a tensão muito elevada força a isolação de todos os componentes da rede, causando aquecimento dos circuitos magnéticos e danos das cargas sensíveis,
- b a tensão muito baixa provoca uma perda de conjugado e um aumento da corrente e do aquecimento dos motores,
- b a flutuação de tensão provoca uma variação de conjugado dos motores; sendo a origem do flicker (piscamento das fontes luminosas).

Gestão do gerador

A gestão normal do gerador pode ser perturbada:

b energização acidental pelo não-respeito à seqüência normal de partida: o gerador é desligado, mas continua acoplado à rede e se comporta como motor, podendo danificar a máquina de acionamento,

b gestão de energia: quando diversas fontes estão em paralelo, o número de fontes deve ser adaptado à potência requerida pelas cargas; há também o caso de operação independente de uma instalação com sua própria produção.

Sobrecarga

Os dispositivos de proteção de sobrecarga do gerador são os mesmos dos motores:

- b sobrecorrente com tempo inverso (ANSI 51),
- b sobrecarga térmica (ANSI 49RMS),
- b supervisão da temperatura (ANSI 49T).

Desbalanço

A proteção é assegurada, como para os motores, por uma detecção do componente de seqüência negativa da corrente com tempo inverso ou definido (ANSI 46).

Curto-circuito externo fase-fase (na rede)

b Se o valor da corrente de curto-circuito for decrescente no tempo e na faixa da corrente nominal (ou até mais baixo) em regime permanente, uma simples detecção de corrente pode não ser suficiente.

Este tipo de falha é detectado efetivamente por uma proteção de sobrecorrente com restrição de tensão (ANSI 51V), cujo nível aumenta com a tensão (fig. 1).

A operação é temporizada.

b Quando a máquina for equipada com um sistema de manutenção da corrente de curto-circuito em aproximadamente $3 I_n$, é recomendada a utilização de uma proteção de sobrecorrente fase (ANSI 51).

b Outra solução é utilizar uma proteção de subimpedância temporizada (ANSI 21G); ela pode também servir de back-up (ANSI 21B, back-up) para a proteção de sobrecorrente.

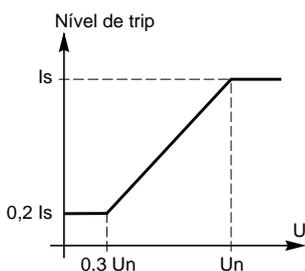


Fig. 1: nível da proteção de sobrecorrente com restrição de tensão

Curto-circuito interno fase-fase (no estator)

b A proteção diferencial (ANSI 87G) de alta impedância ou de porcentagem fornece uma solução sensível e rápida.

b Se o gerador funciona em paralelo com uma outra fonte, uma proteção direcional sobrecorrente de fase direcional (ANSI 67) pode detectar falhas internas.

b Em certos casos, especialmente para geradores de baixa potência comparados à rede à qual estão conectados, a proteção contra curto-circuito interno fase-fase pode ser realizada de seguinte maneira (fig. 2):

v proteção de sobrecorrente instantânea (A), validada quando o disjuntor do gerador é aberto, com sensores de corrente no lado do ponto neutro, com regulagem inferior à corrente nominal,

v proteção de sobrecorrente instantânea (B), com sensores de corrente no lado do disjuntor, com regulagem superior à corrente de curto-circuito do gerador.

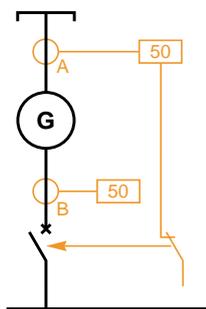


Fig. 2: Gerador acoplado com outras fontes

Falha na carcaça do estator

b Se o neutro estiver aterrado no ponto neutro do gerador, será utilizada uma proteção de fuga à terra (ANSI 51G) ou uma proteção diferencial de fuga à terra restrita (ANSI 64REF).

b Se o neutro estiver aterrado na rede e não no ponto neutro do gerador, será detectada a falha na carcaça:

v por uma proteção de fuga à terra no disjuntor do gerador, quando este for acoplado à rede,

v por um dispositivo de monitoração de isolamento para regime de neutro isolado, quando o gerador for desacoplado da rede.

b Se o neutro for impedante no ponto neutro do gerador, será utilizada uma proteção de falha na carcaça do estator 100% (ANSI 64G), que é a associação de duas funções:

v deslocamento de tensão de neutro, que protege 80% dos enrolamentos (ANSI 59N),

v subtensão ponto neutro do harmônico de 3ª ordem (H3), que protege 20% dos enrolamentos do lado do neutro (ANSI 27TN).

b Se o neutro for isolado, a proteção contra falhas na carcaça será assegurada por um dispositivo de monitoração de isolamento. Este dispositivo opera por detecção de tensão residual (ANSI 59N) ou por injeção de corrente contínua entre neutro e terra. Se este dispositivo existir na rede, ele irá monitorar o gerador quando este for acoplado, mas um dispositivo especial do gerador, validado pela posição aberta do disjuntor do circuito do gerador, será necessário para monitorar a isolamento quando o gerador for desacoplado.

Falha na carcaça do rotor

Quando o circuito de excitação for acessível, a falha na carcaça será monitorada por um controlador permanente de isolamento.

Perda de excitação

A perda de excitação é detectada por uma proteção direcional de sobrepotência reativa temporizada (ANSI 32Q) para as redes de potência elevada ou por uma proteção de subimpedância (ANSI 40) para as redes em operação independente com geradores ou, se for acessível, por uma monitoração direta da corrente no circuito de excitação (ANSI 40DC).

Perda de sincronismo

A proteção é assegurada por uma proteção específica de perda de sincronismo (ANSI 78PS); o princípio de medição de escorregamento baseia-se na estimativa de instabilidade da máquina pela relação das áreas ou na detecção de oscilações de potência ativa (fig. 1); uma proteção de sobrevelocidade (ANSI 12) pode servir de back-up.

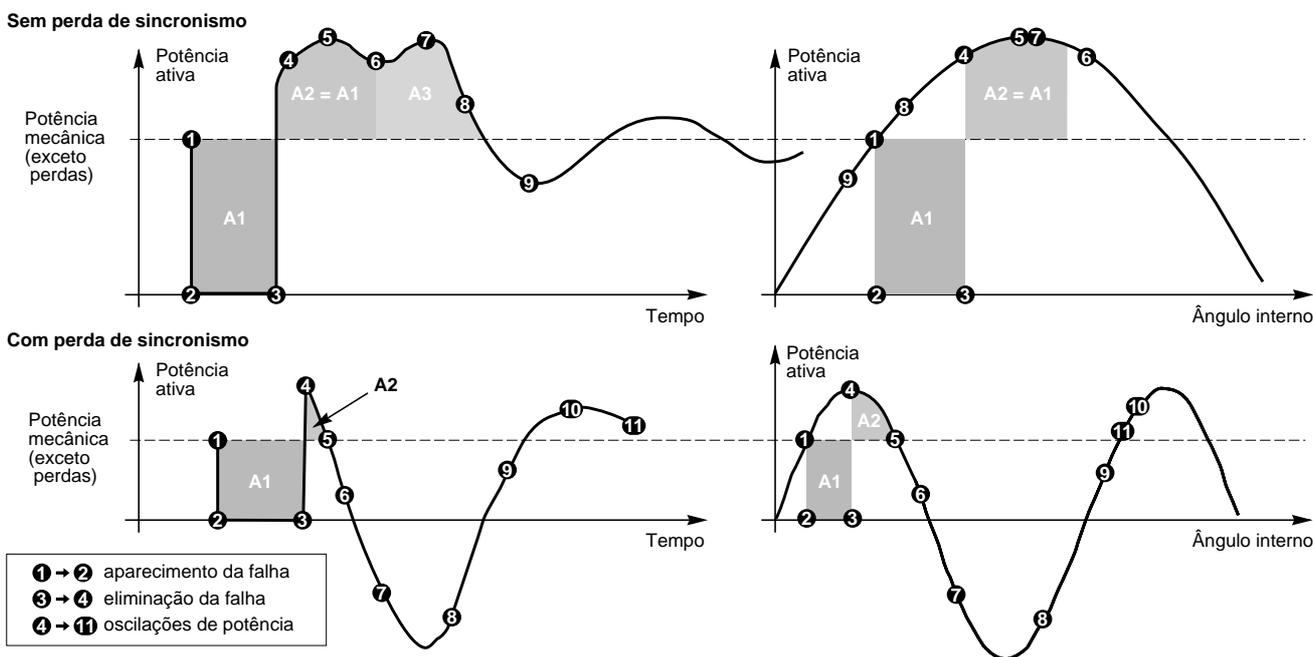


Fig. 1: fluxos de potência ativa em um gerador após um curto-circuito

Operação como motor

É detectada por um relé que avalia a potência ativa reversa (ANSI 32P) absorvida pelo gerador.

Variação de tensão e de frequência

As variações de tensão são monitoradas, de um lado, por uma proteção de sobretensão e de subtensão (ANSI 59 e 27) e, de outro, por uma proteção de sobrefrequência e de subfrequência (ANSI 81H e 81L).

Estas proteções são temporizadas, pois os fenômenos não requerem uma ação instantânea, como também é necessário deixar às proteções da rede e aos reguladores de tensão e de velocidade o tempo de reagir.

O controle de fluxo (ANSI 24) pode detectar um sobrefluxo.

Energização acidental

A partida de um gerador segundo uma seqüência normal, é monitorada por uma proteção de energização acidental (ANSI 50/27). Esta proteção envolve a utilização simultânea de:

- b uma proteção de sobrecorrente instantânea e uma proteção de subtensão,
- b a proteção de subtensão é temporizada para evitar um trip intempestivo em caso de falha trifásica; uma outra temporização autoriza a partida do gerador sem presença de corrente antes do acoplamento.

Gestão da energia

Uma gestão apropriada da distribuição dos fluxos de potência ativa é possível pela utilização da proteção direcional de subpotência ativa (ANSI 37P), que fornece controle adequado dos trips de disjuntores de fonte e de carga (exemplo fig. 2).

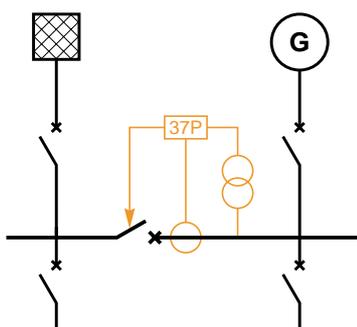
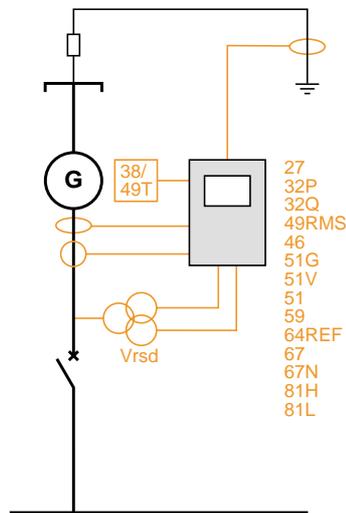


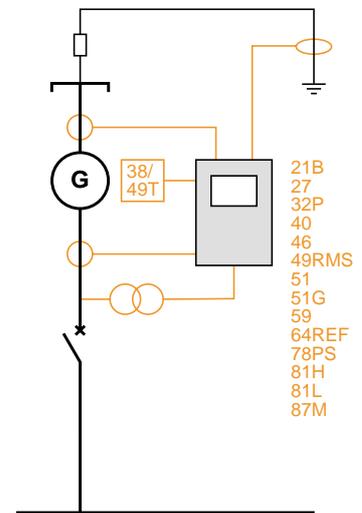
Fig. 2: operação independente de uma instalação com sua unidade de produção

| Falhas | Dispositivo de proteção adaptado | | Código ANSI | Indicações de regulagem |
|---|---|--|--|--|
| Falhas ligadas à máquina tracionante | | | | |
| Sobrecarga | Sobrecorrente | | 51 | Nível I_n , curva com tempo inverso |
| | Sobrecarga térmica | | 49RMS | Segundo as características de funcionamento do gerador: aquecimento máximo 115 a 120% |
| | Supervisão de temperatura | | 49T | Depende da classe térmica do gerador |
| Operação como motor | Direcional de sobrepotência ativa | | 32P | Nível 5% (turbina) a 20% (diesel) de S_n Temporização de alguns segundos |
| Varição de velocidade | Detecção mecânica de sobrevelocidade, subvelocidade | | 12, 14 | Nível $\pm 5\%$ da velocidade nominal Temporização de alguns segundos |
| Falhas da rede de alimentação | | | | |
| Curto-circuito externo | Com manutenção da corrente em 3 I_n | Sobrecorrente | 51 | Nível 2 I_n Temporização seletiva com proteção a jusante |
| | Sem manutenção da corrente em 3 I_n | Sobrecorrente com restrição de tensão | 51V | Nível 1,2 I_n Temporização seletiva com proteção a jusante |
| | | Subimpedância (back-up) | 21B | Aproximadamente 0,3 Z_n Temporização seletiva com proteção a jusante |
| Energização acidental | Energização acidental | | 50/27 | Nível de corrente = 10% I_n gerador Nível de tensão = 80% U_n Tempo de inibição em queda de tensão = 5 segundos Tempo mínimo de aparecimento de corrente após o aparecimento da tensão = 250 ms |
| Falhas internas no gerador e seu comando | | | | |
| Curto-circuito fase-fase | Diferencial de alta impedância | | 87G | Nível 5 a 15% I_n Sem temporização |
| | Diferencial de porcentagem | | 87G | Inclinação 50%, nível 5 a 15% I_n Sem temporização |
| | Direcional de sobrecorrente de fase | | 67 | Nível I_n Temporização segundo a seletividade em relação às outras fontes |
| Desbalanço | Desbalanço / corrente de seqüência negativa | | 46 | Nível 15% I_n Temporização de alguns segundos |
| Falha na carcaça do estator | Se o neutro for aterrado no estator do gerador | Fuga à terra | 51G | Nível 10% $I_{máx}$. fuga à terra Temporização seletiva com proteção a jusante |
| | | Diferencial de fuga à terra restrita | 64REF | Nível 10% I_n Sem temporização |
| | Se o neutro for impedante no estator do gerador | Falha na carcaça do estator 100% | 64G/59N | Nível $V_{rds} = 30\%$ de V_n Temporização 5 segundos |
| | | | 64G/27TN | Nível adaptativo = 15% V_{rds} harmônico de 3ª ordem |
| | Se o neutro for aterrado na rede | Fuga à terra do lado do disjuntor do gerador | 51N/51G | Nível 10 a 20% $I_{máx}$. fuga à terra Temporização na faixa de 0,1 segundo |
| Sobretensão residual se o gerador estiver desacoplado | | 59N | Nível $V_{rds} = 30\%$ de V_n Temporização de alguns segundos | |
| Se neutro for isolado | Deslocamento da tensão de neutro | 59N | Nível $V_{rds} = 30\%$ de V_n Temporização de alguns segundos | |
| Falha na carcaça do rotor | Controlador permanente de isolamento | | | |
| Perda de excitação | Direcional de sobrepotência reativa | | 32Q | Nível 30% de S_n Temporização de alguns segundos |
| | Medição de impedância | | 40 | $X_a = 0,15 Z_n$, $X_b = 1,15 Z_n$, $X_c = 2,35 Z_n$ Temporização círculo Z_n : 0,1 segundo Temporização círculo X_d : seletiva com proteção a jusante |
| Perda de sincronismo | Perda de sincronismo | | 78PS | Relação das áreas: temporização de 0,3 segundos Inversão de potência: 2 voltas, duração 10 segundos entre 2 inversões de potência |
| Regulação de tensão | Sobretensão | | 59 | Nível 110% U_n Temporização de alguns segundos |
| | Subtensão | | 27 | Nível 80% U_n Temporização de alguns segundos |
| Regulação de frequência | Sobrefrequência | | 81H | Nível + 2 Hz de frequência nominal |
| | Subfrequência | | 81L | Nível - 2 Hz de frequência nominal |
| Aquecimento dos mancais | Supervisão da temperatura | | 38 | Segundo as especificações do fabricante |
| Gestão da energia | Direcional de subpotência ativa | | 37P | Segundo a aplicação |

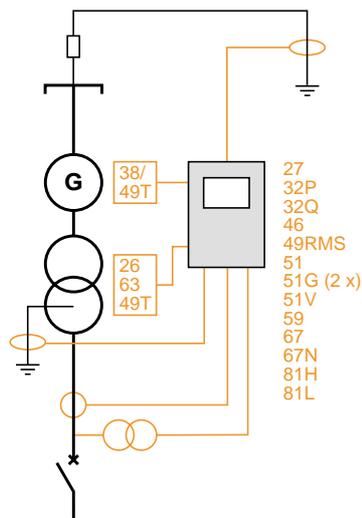
Os valores acima são referenciais, devendo ser definidos de acordo com a aplicação específica.



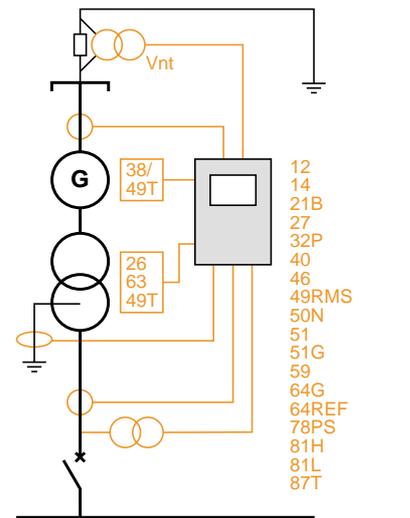
Gerador de baixa potência



Gerador de média potência



Gerador-transformador de baixa potência



Gerador-transformador de média potência

Os capacitores são utilizados para compensar a energia reativa absorvida pelas cargas da rede e, ocasionalmente, para realizar filtros para reduzir as tensões harmônicas. Seu papel é melhorar a qualidade da rede elétrica.

Podem ser conectados em estrela, em triângulo ou em estrela dupla, dependendo do nível de tensão e da potência instalada. Um capacitor apresenta-se sob a forma de uma caixa com terminais isolantes no topo. É composto de capacitores unitários (fig. 1) com tensão máxima admissível limitada (por exemplo, 2250 Volts) e são montados em grupos:

b em série, para obter a suportabilidade na tensão requerida, e
b em paralelo, para obter a potência desejada.

Há 2 tipos de capacitores:

b sem proteção interna,
b com proteção interna; um fusível é associado a cada capacitor unitário.

As principais falhas que podem afetar os capacitores são:

- b sobrecarga,
- b curto-circuito,
- b falha na carcaça,
- b curto-circuito de um capacitor unitário.

Sobrecarga

A sobrecarga é devida a uma sobrecorrente ou a uma sobrecorrente temporária:

- b sobrecorrente permanente ligada;
- v a uma elevação da tensão de alimentação,
- v à circulação de uma corrente harmônica devido à presença de cargas não lineares, tais com conversores estáticos (retificadores, inversores de frequência), fornos a arco...
- b sobrecorrente temporária ligada a energização de um estágio do banco de capacitores.

A sobrecarga resulta em um aquecimento prejudicial à suportabilidade dielétrica e conduz a um envelhecimento prematuro do capacitor.

Curto-circuito

O curto-circuito é uma falha interna ou externa entre condutores ativos, seja entre fases (capacitores conectados em triângulo), seja entre fase e neutro (capacitores conectados em estrela). O aparecimento de gás no compartimento estanque do capacitor cria uma sobrepressão que pode levar à abertura do invólucro e à fuga do dielétrico.

Falha na carcaça

A falha na carcaça é uma falha interna entre um componente ativo do capacitor e a carcaça composta pelo invólucro metálico, que é aterrado (para assegurar a proteção das pessoas).

A amplitude da corrente de falha depende do regime de neutro da rede e do tipo de conexão (em estrela ou triângulo).

Como para o curto-circuito interno, o aparecimento de gás no compartimento estanque do capacitor cria uma sobrepressão que pode levar à abertura do invólucro e à fuga do dielétrico.

Curto-circuito de um capacitor unitário

A avaria dielétrica de um capacitor unitário resulta em curto-circuito.

Sem proteção interna, os capacitores unitários conectados em paralelo são bypassados pela unidade em falha:

- b a impedância do capacitor é modificada,
- b a tensão aplicada é repartida ao menos em um grupo em série,
- b cada grupo é então submetido a um esforço muito elevado, o que pode provocar outros danos em cascata até um curto-circuito total.

A figura 2 mostra o caso onde o grupo 2 é bypassado após o dano de um capacitor unitário.

Com proteção interna, a queima do fusível interno associado em série elimina o capacitor unitário em falha:

- b o capacitor permanece normal,
- b conseqüentemente, sua impedância é modificada.

A figura 3 mostra o caso onde o capacitor avariado do grupo 2 é eliminado por seu fusível interno; o grupo 2 permanece em serviço.

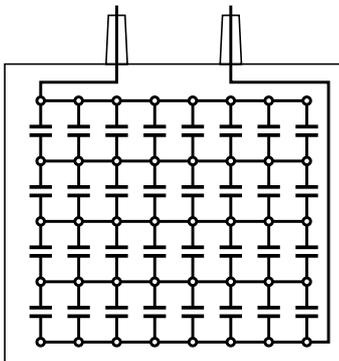


Fig. 1: capacitores

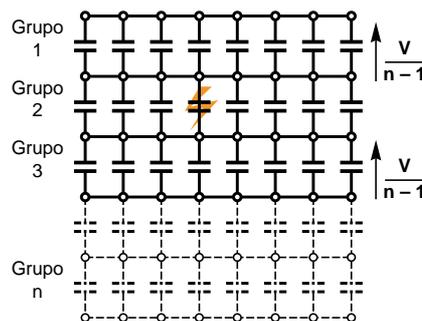


Fig. 2: capacitores sem fusíveis internos

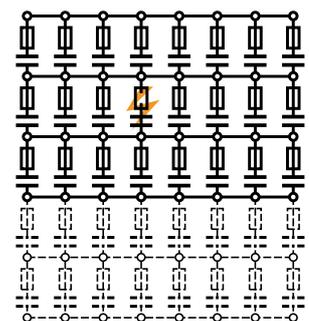


Fig. 3: capacitores com fusíveis internos

Os capacitores somente devem ser energizados quando estiverem descarregados. A reenergização deve então ser temporizada para evitar sobretensões transitórias. Uma temporização de 10 minutos permite uma descarga natural suficiente. A utilização de indutores de descarga rápida permite reduzir este tempo.

Sobrecarga

b As sobrecorrentes de longa duração causadas por uma elevação da tensão de alimentação são evitadas por uma proteção de sobretensão (ANSI 59) que monitora a tensão da rede.

Esta proteção é afetada pelo próprio capacitor ou por uma parte da rede. Sabendo que o capacitor pode admitir geralmente uma tensão de 110% de sua tensão nominal durante 12 horas por dia, este tipo de proteção nem sempre é necessário.

b As sobrecorrentes de longa duração causadas pela circulação de correntes harmônicas, são detectadas por uma proteção de sobrecarga do tipo:

v com sobrecarga térmica (ANSI 49RMS),

v com sobrecorrente temporizada (ANSI 51), desde que sejam consideradas as frequências das harmônicas relacionadas.

b As sobrecorrentes de curta duração devidas a uma energização de um estágio do banco de capacitores, são limitadas em amplitude pela instalação de indutâncias de amortecimento em série com cada estágio.

Curto-circuito

Os curtos-circuitos são detectados por uma proteção de sobrecorrente temporizada (ANSI 51). As regulagens de corrente e de tempo permitem operar com a corrente máxima de carga admissível e efetuar os fechamentos e as manobras dos estágios do banco de capacitores.

Falha na carcaça

A proteção depende do regime de neutro.

Se o neutro for aterrado, será utilizada uma proteção de fuga à terra temporizada (ANSI 51G).

Curto-circuito de um componente do capacitor

A detecção baseia-se na modificação de impedância criada:

b pelo curto-circuito do componente para um capacitor sem proteção interna, b pela eliminação do capacitor unitário em falha para um capacitor com fusíveis internos.

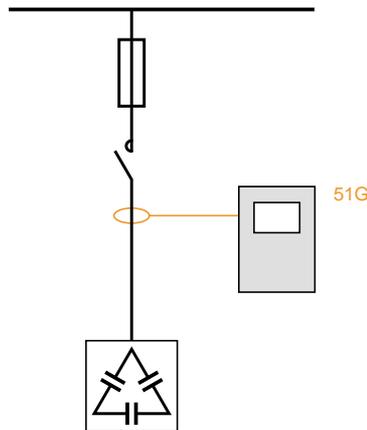
Quando os capacitores forem conectados em estrela dupla, o desbalanço devido à modificação de impedância em uma das estrelas provoca a circulação de uma corrente na ligação entre os pontos neutros. Este desbalanço é detectado por uma proteção de sobrecorrente sensível temporizada (ANSI 51).

Recomendações de regulagens

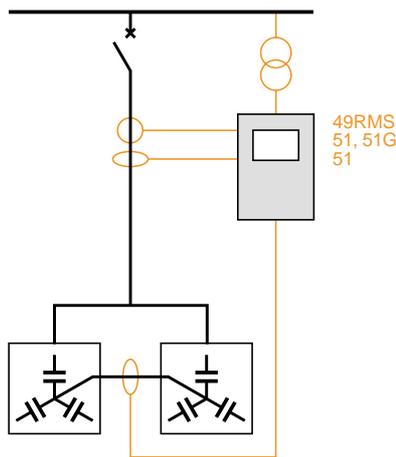
| Falhas | Dispositivo de proteção adaptado | Código ANSI | Indicações de regulagem |
|---|----------------------------------|-------------|---|
| Sobrecarga | Sobretensão | 59 | Nível $\leq 110\%$ de U_n |
| | Sobrecarga térmica | 49 RMS | Nível $\leq 1,3 I_n$ Constante de tempo na faixa de 10 minutos |
| | Sobrecorrente temporizada | 51 | Nível $\leq 1,3 I_n$, curva IDMT |
| Curto-circuito | Sobrecorrente temporizada | 51 | Nível na faixa de $10 I_n$ Temporização na faixa de 0,1 segundo (DT) |
| Falha na carcaça | Fuga à terra temporizada | 51N/51G | Nível $\leq 20\%$ $I_{m\acute{a}x.}$ de fuga à terra Nível $\geq 10\%$ calibre dos TCs se alimentado por 3 TCs e restrição H2 Temporização na faixa de 0,1 segundo (DT) |
| Curto-circuito de componente do capacitor | Sobrecorrente temporizada | 51 | Nível na faixa de 1 ampère, segundo a aplicação Temporização na faixa de 1 segundo (DT) |

Os valores acima são referenciais, devendo ser definidos de acordo com a aplicação específica.

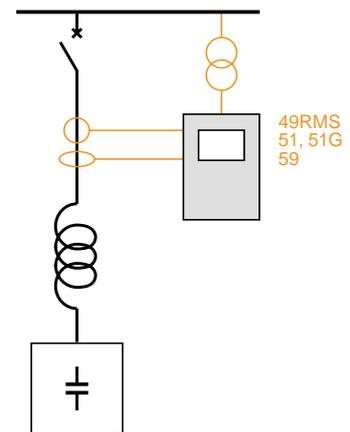
Exemplos de aplicações



Compensação em triângulo



Compensação em estrela dupla



Montagem em filtro

Glossário

Palavras-chave e definições

| Palavras-chave | Definições |
|---|---|
| Acoplamento | Operação que consiste em conectar uma fonte ou parte da rede a uma rede em operação, quando as condições forem atendidas. |
| Alívio | Desconexão da rede de cargas definidas como não-prioritárias quando as condições de bom funcionamento da rede não são mais atendidas. |
| Alimentador | Cabos provenientes da ligação de aterramento de um barramento, que alimenta uma (ou diversas) carga(s) ou subestação. |
| Bobina de compensação (bobina de Petersen) | Reatância de aterramento do neutro ajustada nas capacitâncias fase-terra. |
| Carga não linear | Carga que absorve uma corrente com forma de onda que não é idêntica à tensão. As variações de corrente não são proporcionais às variações de tensão. |
| Componente aperiódico | Valor médio (que decresce a zero) dos limites inferior e superior de uma corrente na energização ou no estabelecimento de um curto-circuito. |
| Componentes simétricas | Três sistemas monofásicos independentes (de seqüência positiva, seqüência negativa e seqüência zero) sobrepostos para descrever um sistema real qualquer. |
| Controlador permanente de isolamento (CPI) | Em regime com neutro isolado, dispositivo que permite controlar a ausência de falha. |
| Corrente de fechamento | Corrente de estabelecimento na conexão de uma carga a uma rede. Com carga indutiva, ela apresenta um componente aperiódico. |
| Corrente residual | Soma das correntes de linha instantâneas em um sistema polifásico. |
| Cos φ | Cosseno do ângulo entre os componentes fundamentais de corrente e de tensão. |
| Curto-circuito | Ligação acidental entre condutores ou condutor e terra. |
| Desacoplamento | Operação que consiste em desconectar de uma rede uma fonte ou parte de uma rede. |
| Entrada | Fornecimento de energia proveniente de uma estação principal que alimenta o(s) barramento(s) de uma subestação. |
| Espera lógica | Comando emitido por uma proteção que reconheceu uma falha, com destino da proteção a montante. |
| Estabilidade dinâmica | A estabilidade dinâmica de uma rede é sua capacidade de retomar uma operação normal após um distúrbio brutal. |
| Fator de potência | Relação entre potência ativa e potência aparente. Para sinais senoidais, o fator de potência é igual ao cos φ . |
| Gerador de seqüência negativa | Transformador trifásico utilizado para criar um ponto neutro em um sistema de potência para aterramento do neutro. |
| Harmônico | Série de sinais senoidais cujas freqüências são múltiplos da freqüência fundamental. |
| IEC 60909 | Norma internacional relativa ao cálculo das correntes de curto-circuito nas redes trifásicas. |
| Ligação de aterramento | Modo de aterramento do neutro da rede. |
| Neutro compensado | Rede aterrada por uma reatância ajustada nas capacitâncias fase-terra. |
| Neutro diretamente aterrado | Rede cujo neutro é aterrado por uma conexão de impedância zero. |
| Neutro impedante | Rede aterrada por uma resistência ou uma baixa reatância. |
| Neutro isolado | Rede cujo ponto neutro não é aterrado, exceto para conexões de alta impedância destinadas a dispositivos de proteção ou de medição. |
| Nível de trip | Valor da grandeza monitorada que provoca a operação da proteção. |
| Plano de proteção | Escolha coerente de todos os componentes de proteção de uma rede que depende de sua estrutura e de seu regime de neutro. |
| Poder de fechamento | Corrente máxima capaz de estabelecer um dispositivo de interrupção em determinadas condições. É no mínimo igual ao poder de interrupção. |
| Poder de interrupção | Corrente máxima capaz de interromper um dispositivo de interrupção em determinadas condições. |
| Potência ativa em MW | Parte da potência aparente restituída sob forma de potência mecânica e perdas. |
| Potência aparente em MVA | Potência em MVA requerida pelas cargas de uma rede. |
| Potência de curto-circuito | Potência teórica em MVA que pode fornecer uma rede. Ela é calculada a partir da tensão nominal da rede e do valor da corrente de curto-circuito. |
| Potência reativa em Mvar | Parte da potência aparente que alimenta os circuitos magnéticos das máquinas elétricas ou gerada pelos capacitores ou capacitâncias parasitas das conexões. |
| Proteção | Conjunto dos dispositivos e suas regulagens que permitem proteger as redes e seus componentes contra as principais falhas. |

Glossário

Palavras-chave e definições

| Palavras-chave | Definições |
|---|---|
| Reativação | Restabelecimento da alimentação de cargas anteriormente aliviadas, quando as condições de funcionamento normais forem novamente reunidas. |
| Reconfiguração da rede | Operação, após um incidente, que permite realimentar as cargas da rede por comutação de disjuntores e interruptores. |
| Rede elétrica | Conjunto de centros de produção e de consumo de energia elétrica interconectados por diversos tipos de condutores. |
| Regulagem das proteções | Determinação das regulagens das funções de proteção escolhidas no plano de proteção. |
| Religador | Dispositivo automático que assegura o fechamento de um disjuntor após trip por uma falha. |
| Seletividade | Capacidade de um conjunto de proteções de distinguir entre condições onde uma proteção deve ou não operar. |
| Seletividade amperimétrica | Seletividade baseada no fato de que a corrente de curto-circuito é tão mais elevada quanto mais próxima a falha for da fonte. |
| Seletividade cronométrica | Seletividade na qual as proteções solicitadas são organizadas para funcionar de modo defasado no tempo. A proteção mais próxima da fonte tem a mais longa temporização. |
| Seletividade lógica | Seletividade na qual qualquer proteção solicitada por uma falha emite um comando de “não trip” (espera lógica) para a proteção a montante. Ela somente provoca o trip do disjuntor associado, se não tiver recebido comando de espera lógica da proteção a jusante. |
| Sensor de corrente | Dispositivo utilizado para obter um valor relacionado à corrente. |
| Sensor de tensão | Dispositivo utilizado para obter um valor relacionado à tensão. |
| Sobrecarga | Sobrecorrente de longa duração em um dos componentes da rede. |
| Subtransitório | Período que segue o aparecimento de uma falha entre 0 e 100 ms. |
| Taxa de chaveamento de frequência (df/dt) | Proteção utilizada para desacoplamento rápido de uma fonte que supre uma rede de alimentação na ocorrência de uma falha. |
| Taxa de distorção harmônica | Relação entre o valor eficaz das harmônicas e o valor da fundamental. |
| Temporização | Retardo intencionalmente introduzido na operação de uma proteção. |
| Temporização com tempo definido | Temporização que leva a um trip que não depende da corrente medida. |
| Temporização com tempo inverso | Retardo do trip da proteção de um tempo que é tão mais curto quanto maior for a corrente medida. |
| Tensão de polarização | Em uma proteção direcional de fase, tensão fase-fase em quadratura com a corrente para um $\cos \varphi = 1$. Em um direcional de fuga à terra, tensão residual. |
| Tensão residual | Soma das tensões instantâneas fase-terra em um sistema polifásico. |
| Terra restrita | Proteção de um enrolamento trifásico com neutro aterrado contra falhas fase-terra. |
| Toróide | Sensor de corrente que permite medir a corrente residual por soma dos campos magnéticos. |
| Transferência de fontes | Operação que consiste em desconectar uma rede de uma fonte e conectá-la a uma outra fonte. Pode ser efetuada com ou sem colocação em paralelo das fontes. |
| Transitório | Período após o aparecimento de uma falha entre 100 ms e 1 s. |

| Tipos de documentos | Títulos |
|--|--|
| Normas | b IEC 60050 vocabulário eletrotécnico internacional b IEC 60044 transformadores de corrente b IEC 60186 transformadores de potencial b IEC 60255 relés elétricos b IEC 60909 cálculo das correntes de curto-circuito nas redes trifásicas com corrente alternada b IEEE C37.2 números das funções de proteção normalizadas para sistemas de potência e designação de contatos. |
| Documentação Schneider Electric | b Guia de projeto MT b Proteção de redes elétricas (publicado por Hermès) b MT partenaire b Cadernos técnicos v N° 2 proteção das redes pelo sistema de seletividade lógica v N° 18 análise das redes trifásicas em regime perturbado utilizando componentes simétricos v N° 62 aterramento do neutro em uma rede industrial de alta tensão v N° 113 proteção das máquinas e das redes industriais de AT v N° 158 cálculo das correntes de curto-circuito v N° 169 projeto das redes industriais v N° 174 proteção das redes HTA industriais e comerciais v N° 181 as proteções direcionais v N° 189 operação e proteção dos capacitores de MT v N° 192 proteção dos transformadores de estações de MT/BT v N° 194 transformador de corrente: como especificá-lo v N° 195 transformadores de corrente: erros de especificação e soluções b Site internet Schneider Electric: http://www.schneider-electric.com.br b Site internet Relé de proteção Sepam: http://www.sepam.merlin-gerin.com.br b Catálogos Sepam |
| Obras gerais | b As técnicas do engenheiro b Guia de engenharia elétrica (Lavoisier) |

| Símbolos | Definição |
|---------------|---|
| BPN | bobina de ponto neutro |
| C | capacidade de uma fase em relação à terra |
| CPI | controlador permanente de isolamento |
| D | disjuntor de partida |
| Δt | diferença dos tempos de funcionamento de 2 proteções |
| dT | tolerância das temporizações |
| E | tensão fase-neutro do esquema monofásico equivalente |
| f | freqüência da rede |
| FLP | fator limite de precisão |
| I0 | componente de seqüência zero da corrente |
| I1 | corrente da fase 1 |
| I2 | corrente da fase 2 |
| I3 | corrente da fase 3 |
| Ib | corrente de curto-circuito simétrica interrompida na separação do primeiro pólo |
| Ic | corrente capacitiva |
| Icc | corrente de curto-circuito |
| Iccmax | corrente de curto-circuito máxima |
| Id | componente de seqüência positiva da corrente |
| IDC | componente aperiódico decrescente da corrente de curto-circuito |
| Ii | componente de seqüência negativa da corrente |
| Ik | corrente de curto-circuito permanente |
| I" k | corrente de curto-circuito simétrica inicial |
| Ik1 | corrente de curto-circuito permanente à terra |
| Ik2 | corrente de curto-circuito bifásico |
| Ik3 | corrente de curto-circuito trifásico |
| ILN | corrente que circula na reatância de aterramento do neutro |
| Im | corrente de magnetização |
| In | corrente nominal de um componente elétrico |
| IN | corrente que circula no circuito de aterramento do ponto neutro |
| InTC | corrente nominal de um transformador de corrente |
| Ip | valor de pico da corrente de curto-circuito |
| IpTC | corrente no primário de um transformador de corrente |
| IRN | corrente que circula na resistência de aterramento do neutro |
| Irsd | corrente residual |
| Is | valor do nível de regulagem da corrente |
| Isat | corrente de saturação de um transformador de corrente |
| IsTC | corrente no secundário de um transformador de corrente |
| Ith | corrente máxima admissível durante 1 s |
| LN | reatância de aterramento do ponto neutro |
| LPCT | low power current transformer |
| m | margem de segurança |

| Símbolos | Definição |
|-------------|---|
| MALT | aterramento |
| Ph1 | fase 1 |
| Ph2 | fase 2 |
| Ph3 | fase 3 |
| R | resistência |
| RN | resistência de aterramento do ponto neutro |
| Rs | resistência de estabilização de circuito diferencial |
| RTC | resistência do enrolamento de transformador de corrente |
| Scc | potência de curto-circuito |
| T | temporização de trip |
| TC | transformador de corrente |
| Td | tempo de trip |
| THD | taxa de distorção harmônica |
| Tmin | tempo de interrupção do disjuntor (retardo mínimo de separação 1º pólo) |
| tr | tempo de ultrapassagem das proteções |
| TP | transformador de potencial |
| U | tensão fase-fase |
| Un | tensão (fase-fase) nominal |
| Us | tensão (fase-fase) ajustada |
| V | tensão fase-neutro |
| V0 | componente de seqüência zero da tensão |
| V1 | tensão fase-neutro da fase 1 |
| V2 | tensão fase-neutro da fase 2 |
| V3 | tensão fase-neutro da fase 3 |
| Vd | componente de seqüência positiva da tensão |
| Vi | componente de seqüência negativa da tensão |
| Vk | tensão do ponto de joelho |
| Vn | tensão (fase-neutro) nominal |
| Vrsd | tensão residual |
| Vs | tensão (fase-neutro) ajustada |
| X | reatância |
| Xd | reatância síncrona |
| X'd | reatância transitória |
| X" d | reatância subtransitória |
| Z0 | impedância de seqüência zero |
| Za | impedância equivalente |
| Zcc | impedância de curto-circuito |
| Zd | impedância de seqüência positiva |
| Zi | impedância de seqüência negativa |
| Zn | impedância nominal aparente (transformador, capacitor, motor, gerador) |
| ZN | impedância que liga o ponto neutro à terra |

A

acoplamento 35, 39, 46, 57
alívio 43
ângulo característico 25
aterramento 6

B

bancos de capacitores 27
barramento 5, 33
barramentos 4
bobina
 de extinção 10
 de Petersen 10
 de ponto neutro 9

C

cabo 33, 41, 45
cabos 18, 44, 45
capacitor 62
capacitores 18, 27, 60, 61
chaveamento 26
componente aperiódico 18
componentes simétricos 13, 14, 15, 17
constantes de tempo 25
contator 18, 52, 54
contatores com base fusível 2
coordenação das proteções 2
corrente
 de curto-circuito 12–19, 28, 30
 residual 10, 22
curto-circuito
 bifásico 17
 bifásico à terra 7, 12, 15, 17
 bifásico entre condutores de fase 15
 bifásico entre condutores de fase e terra 15
 bifásico isolado 12
 fase-fase 44, 47, 52, 56
 monofásico 14, 17
 monofásico à terra 12
 trifásico 12, 14, 17
curtos-circuitos, caracterização 12, 18

D

desacoplamento 39
Diferencial de fuga
 à terra restrita 48
disjuntor 17, 36–43, 45
disjuntores 18, 27

E

energização dos transformadores 46
espera lógica 27, 31, 34, 35, 41, 42

F

falha de disjuntor 43
fator de potência 27
fusíveis 18, 52
fusível 47, 50, 60

G

gerador 33
gerador de seqüência negativa 8
gerador de seqüência zero 37, 38
geradores 14–17, 55–59

H

harmônica 60
harmônico 47, 56, 58
harmônicos 46

I

IEC 60909 17
interruptores 18, 40
interruptores com base fusível 2
isolação galvânica 19

L

linha 33
linhas 18, 44, 45
LPCT 19, 21

M

motor
 assíncrono 50, 54, 55
 síncrono 50, 53, 54
motores
 assíncronos 14
 síncronos 14

N

neutro
 aterrado diretamente 37
 compensado 6, 26, 37, 38
 diretamente aterrado 11, 38
 impedante 26, 56, 58
 isolado 6, 7, 23
nível de trip 7, 25, 48

P

permanente 16
plano de proteção 2, 3, 8, 9
poder de fechamento 18
poder de interrupção 18
ponto neutro 6–11, 37, 47, 48, 52, 56
Potência
 aparente 19, 23
 ativa 39, 53, 57
 de curto-circuito 11, 12, 45
 de precisão 19
 reativa 55

Potências

ativa e reativa de pico 27

Proteção

100% de falta à terra no estator do gerador 26
barramentos 42, 43
capacitores 60–62
controle de fluxo 26, 48, 57
controle de sincronismo 26, 39
de distância 26, 45
desbalanço / corrente de seqüência negativa 26, 44, 53, 58
deslocamento da tensão de neutro 53, 58
diferencial 20, 26, 33, 35, 41, 42, 44, 47, 52, 53, 56
diferencial da linha 26
diferencial de fuga à terra restrita 26
diferencial do barramento 26
diferencial do gerador 26
diferencial do motor 26
diferencial do transformador 26
direcional de fuga
 à terra 7, 26, 37, 44, 52, 53
direcional de sobrecorrente
 fase 26, 56, 58
direcional de sobrepotência ativa 26
direcional de sobrepotência reativa 26, 53, 58
direcional de subpotência ativa 26, 58
direcional de subpotência reativa 26
energização acidental do gerador 26
falha de disjuntor 26

P

Proteção

- à terra 36, 37, 38, 42, 48, 53, 56, 58
 - à terra instantânea 26
 - à terra temporizada 11, 26, 44, 61, 62
 - geradores 55–59
 - ligações 44, 45
 - motores 50–54
 - partida longa e rotor bloqueado 51
 - partida longa, rotor bloqueado 26
 - partidas por hora 26
 - perda de excitação 26, 50, 52, 53, 55, 57, 58
 - perda de sincronismo 26, 50–58
 - pressão 26, 47, 48
 - redes 36–41
 - reliador 26, 45
 - salto de vetor 26
 - sensores de temperatura 53
 - sobrecarga térmica 26, 44, 47, 51, 53, 56, 58, 61, 62
 - sobrecorrente
 - de fase com restrição de tensão temporizada 26, 56
 - fase 20, 36, 38, 44, 56
 - fase e terra 40
 - fase instantânea 26, 47, 48
 - fase temporizada 26, 47, 52
 - instantânea de fase com restrição de tensão 26
 - temporizada 62
 - sobrefreqüência 26, 58
 - sobretensão 26, 37, 47, 58, 62
 - sobretensão de seqüência negativa 26
 - sobretensão residual 26
 - sobrevelocidade 26, 53, 58
 - subcorrente de fase 26, 53
 - subfreqüência 26, 58
 - subimpedância 26, 53, 56, 57, 58
 - subtensão 26, 57, 58
 - subtensão de neutro (3ª harmônica) 58
 - subtensão de seqüência positiva 26, 53
 - subtensão de seqüência positiva temporizada 51
 - subtensão ponto neutro (3ª harmônica) 56
 - subtensão remanente 26, 51, 53
 - subtensão residual (3ª harmônica) 26
 - subvelocidade 26, 53, 58
 - supervisão da temperatura 26, 58
 - supervisão de temperatura 26, 51, 56, 58
 - taxa de freqüência (df/dt) 39
 - taxa de variação de freqüência (df/dt) 26, 43
 - tensão de neutro 48
 - termostato 26
 - transformadores 46–49
- Proteção de fuga
- à terra restrita 47
- Proteção diferencial
- de alta impedância 33, 58
 - de fuga à terra restrita 56, 58
 - de porcentagem 48, 58

R

rede

- em malha 5, 32, 35, 40, 41
- radial 5, 29, 31, 36

redes

- arquitetura 5
- em malha 4
- radial 4

redes elétricas

- arquitetura 3, 4
- regime de neutro 6–11

- regulagem das proteções 14
- relação de transformação 23
- relé de proteção 22, 42
- relés de proteção 24
- reliador 45
- restrição
 - de corrente 33
 - H2 22
 - H2 (2ª harmônica) 22, 25, 47, 48, 62
 - H5 (5ª harmônica) 47
 - tensão 56, 58

S

saturação

- de TC 19, 20, 22, 33, 42
- de transformador 46
- dos TCs 8

seletividade

- amperimétrica 30, 34, 47
- cronométrica 28, 29, 31, 34, 35
- cronométrico 38
- diferencial 35
- direcional 35
- lógica 34, 35, 36
- mista 34, 36

sensores de corrente 22, 33

sensores de corrente de fase 19

sobrecarga 44, 47, 51, 56, 61

sobrefluxo 47

sobrepotência

- ativa 51, 58
- reativa 53, 57, 58

sobretensão 6–12

sobretensão residual 7, 37, 47, 52

sobretensões 61

subtransitória 55

subtransitório 16, 17

T

taxa de de variação de freqüência 43

taxa de distorção harmônica 27

taxa de freqüência 39

taxa de variação de freqüência (df/dt) 26

temperatura 27, 47, 51, 52

tempo

- de funcionamento 24, 28
- de manutenção 25
- de retorno 24, 25
- de trip 24, 25, 31, 34, 53
- de ultrapassagem 24, 28

temporização

- com tempo definido 25
- com tempo inverso 25

tensão de neutro 56

tensão residual 23

terra 11

terra restrita 26, 47, 48, 56, 58

toróide 7, 8, 22, 26

transferência automática de fontes 39

transformador 33

- de corrente 19, 21, 33, 35, 52
- de potenciais 19, 23, 32

transformadores

- de corrente 27
- de potenciais 27

transitória 10, 55

transitórias 6, 7

transitório 16, 46

Schneider Electric Brasil Ltda

MATRIZ

SÃO PAULO/SP - Av. das Nações Unidas, 23.223
CEP 04795-907
CNPJ: 82.743.287/0001-04 - IE: 116.122.635.114

FÁBRICAS

GUARAREMA/SP - Estrada Municipal Noriko Hamada, 180
Lambari - CEP 08900-000
CNPJ: 82.743.287/0012-67 - IE: 331.071.296.119

SUMARÉ/SP - Av. da Saudade, 1125 - Frutal - CEP 13171-320
CNPJ: 82.743.287/0008-80 - IE: 671.008.375.110

contatos comerciais

SÃO PAULO - SP - Av. das Nações Unidas, 23.223
CEP 04795-907
Tel.: 0__11 2165-5400 - Fax: 0__11 2165-5391

RIBEIRÃO PRETO - SP - Rua Chile, 1711 - cj. 304
Millennium Work Tower - Jd. Irajá - CEP 14020-610
Tel.: 0__16 2132-3150 - Fax: 0__16 2132-3151

RIO DE JANEIRO - RJ - Rua da Glória, 344 - salas 1.201 e 1.202
Glória - CEP 20241-180
Tel.: 0__21 2111-8900 - Fax: 0__21 2111-8915

BELO HORIZONTE - MG - Rua Pernambuco, 353 - sala 1602
Edifício Goeldi Center - Funcionários - CEP 30130-150
Tel.: 0__31 4009-8300 - Fax: 0__31 4009-8320

CURITIBA - PR - Av. João Bettega, 5480 - CIC
CEP 81350-000
Tel.: 0__41 2101-1299 - Fax: 0__41 2101-1276

FORTALEZA - CE - Av. Desembargador Moreira, 2120 - salas 807
e 808 - Aldeota - CEP 60170-002 - Equatorial Trade Center
Tel.: 0__85 3244-3748 - Fax: 0__85 3244-3684

GOIÂNIA - GO - Rua 84, 644 - sala 403 - Setor Oeste
CEP 74080-400
Tel./Fax: 0__62 3515-3010

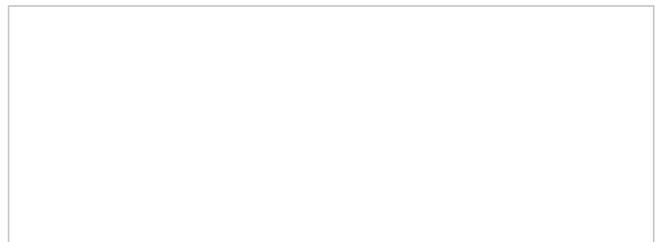
JOINVILLE - SC - Rua Marquês de Olinda, 1211 - 1º andar
Bairro Santo Antônio - CEP 89218-250
Tels.: 0__47 3425-1200 / 3425-1201 / 3425-1221

PORTO ALEGRE - RS - Rua Ernesto da Fontoura, 1479
salas 706 a 708 - São Geraldo - CEP 90230-091
Tel.: 0__51 2104-2850 - Fax: 0__51 2104-2860

RECIFE - PE - Rua Ribeiro de Brito, 830 - salas 1603 e 1604
Edifício Empresarial Iberbrás - Boa Viagem - CEP 51021-310
Tel.: 0__81 3366-7070 - Fax: 0__81 3366-7090

SALVADOR - BA - Av. Tancredo Neves, 1632 - salas 812, 813 e
814 - Edifício Salvador Trade Center - Torre Sul - Caminho das
Árvores - CEP 41820-021
Tel.: 0__71 3183-4999 - Fax: 0__71 3183-4990

DISTRIBUIDOR



Conheça o calendário de treinamentos técnicos: www.schneider-electric.com.br
Mais informações: tel. (11) 2165-5350 ou treinamento.br@br.schneider-electric.com



Sua porta de entrada para o novo mundo elétrico

e-mail: call.center.br@br.schneider-electric.com
www.schneider-electric.com.br
wap.schneider.com.br