



KLS

Proteção do Sistema Elétrico de Potência

Proteção do Sistema Elétrico de Potência

Rodrigo José Albuquerque Frazão

© 2019 por Editora e Distribuidora Educacional S.A.

Todos os direitos reservados. Nenhuma parte desta publicação poderá ser reproduzida ou transmitida de qualquer modo ou por qualquer outro meio, eletrônico ou mecânico, incluindo fotocópia, gravação ou qualquer outro tipo de sistema de armazenamento e transmissão de informação, sem prévia autorização, por escrito, da Editora e Distribuidora Educacional S.A.

Presidente

Rodrigo Galindo

Vice-Presidente Acadêmico de Graduação e de Educação Básica

Mário Ghio Júnior

Conselho Acadêmico

Ana Lucia Jankovic Barduchi

Danielly Nunes Andrade Noé

Grasiele Aparecida Lourenço

Isabel Cristina Chagas Barbin

Thatiane Cristina dos Santos de Carvalho Ribeiro

Revisão Técnica

Hugo Tanzarella Teixeira

Rafael Schincariol da Silva

Roberta Lopes Drekenner

Editorial

Elmir Carvalho da Silva (Coordenador)

Renata Jéssica Galdino (Coordenadora)

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Frazão, Rodrigo José Albuquerque
F848p Proteção do sistema elétrico de potência / Rodrigo José
Albuquerque Frazão. – Londrina : Editora e Distribuidora
Educacional S.A., 2019.
200 p.

ISBN 978-85-522-1435-9

1. Faltas. 2. Dispositivos de proteção. 3. Sobretensões.
I. Frazão, Rodrigo José Albuquerque. II. Título.

CDD 621

Thamiris Mantovani CRB-8/9491

2019

Editora e Distribuidora Educacional S.A.

Avenida Paris, 675 – Parque Residencial João Piza

CEP: 86041-100 — Londrina — PR

e-mail: editora.educacional@kroton.com.br

Homepage: <http://www.kroton.com.br/>

Sumário

Unidade 1	
Introdução à proteção dos sistemas elétricos	7
Seção 1.1	
Filosofia da proteção de sistemas elétricos	9
Seção 1.2	
Característica de operação dos relés	27
Seção 1.3	
Transformadores de instrumentação (TC e TP) e disjuntores de potência	42
Unidade 2	
Proteção dos sistemas de transmissão	57
Seção 2.1	
Proteção de transformadores	59
Seção 2.2	
Proteção de linhas de transmissão (LT).....	73
Seção 2.3	
Proteção de geradores e barramentos	87
Unidade 3	
Proteção dos sistemas de distribuição	103
Seção 3.1	
Equipamentos de proteção das redes primárias de distribuição.....	105
Seção 3.2	
Principais relés empregados na proteção das redes de distribuição primárias	117
Seção 3.3	
Coordenação da proteção das redes de distribuição primárias.....	131
Unidade 4	
Cálculo de curtos-circuitos em sistemas de transmissão e distribuição.....	145
Seção 4.1	
Componentes simétricas e teorema de Thévenin.....	147
Seção 4.2	
Curto-circuito simétrico	161
Seção 4.3	
Curto-circuito assimétrico	177

Palavras do autor

O consumo de energia elétrica está atrelado ao grau de crescimento econômico de um país. Dentro desse contexto, o sistema de energia elétrica composto por infraestruturas avançadas de geração, transmissão e distribuição surge como elemento responsável pelo suprimento seguro e confiável de energia aos consumidores finais. Contudo, devido à sua complexidade operativa, o sistema elétrico está sujeito à ação de diversas perturbações, em especial curtos-circuitos, que, dependendo da intensidade, podem levar o sistema para um estado de operação caótico e de difícil controle.

Na sociedade consumidora da qual fazemos parte, a interrupção do fornecimento de energia está cada vez mais de difícil aceitação, pois essa energia é utilizada para fins diretamente ligados ao nosso lazer e bem-estar (shoppings, indústrias, aeroportos, hospitais, centros acadêmicos, etc.). Em todos os casos, uma pane geral do sistema elétrico pode custar algumas dezenas de milhões de reais, dependendo do tempo em que o sistema permanecer inoperante, e afetar milhões de consumidores. O impacto econômico e social pode ser, portanto, considerável. O blecaute ocorrido no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) em 2009 é um exemplo característico (ANEEL, 2010).

Visando mitigar as consequências dessas perturbações, os sistemas de proteção surgem como elementos-chave para a garantia da continuidade do fornecimento de energia, assim como para a segurança dos equipamentos que compõem o sistema elétrico. Devido ao apelo prático, os sistemas de proteção emergem como pilares de sustentação do setor elétrico. Dessa forma, a presente disciplina visa integrar você, aluno, nesse importante contexto, de forma a promover o conhecimento e a compreensão dos aspectos básicos da proteção de sistemas elétricos, dos conceitos fundamentais da proteção de sistemas de transmissão e distribuição, assim como dos fundamentos matemáticos básicos sobre cálculo de curtos-circuitos em sistemas de transmissão e distribuição.

Para facilitar a compreensão da disciplina, a Unidade 1 aborda os aspectos introdutórios da proteção dos sistemas elétricos, levando em conta a filosofia da proteção e o detalhamento dos principais dispositivos empregados. Nas

Unidades 2 e 3 são apresentados os conceitos básicos sobre a proteção dos sistemas de transmissão e distribuição, respectivamente, de modo a fornecer conhecimentos necessários sobre proteção de equipamentos. Na Unidade 4, o cálculo de curtos-circuitos em sistemas de transmissão e distribuição é apresentado por meio da aplicação do método das Componentes Simétricas e do Teorema de Thévenin. De posse do entendimento básico sobre cálculo de curtos-circuitos, você será capaz de dimensionar a proteção empregada nessas redes.

Prezado aluno, daremos início aos estudos sobre Proteção do Sistema Elétrico de Potência, cuja aplicabilidade prática é notoriamente reconhecida. Acreditamos no seu potencial, para tanto, é necessário que se dedique aos estudos, haja vista que todo aprendizado deve ser contínuo e gradual. Forneceremos os fundamentos de base sobre proteção, contudo, aconselhamos um estudo autônomo para um maior aprofundamento no tema.

Unidade 1

Introdução à proteção dos sistemas elétricos

Convite ao estudo

Os processos de geração, transmissão e distribuição da eletricidade são campos desafiadores, e ao mesmo tempo instigantes, que norteiam a engenharia elétrica, visto que os surpreendentes desenvolvimentos tecnológicos a que estamos sujeitos são altamente dependentes de um suprimento seguro, confiável e econômico de energia elétrica. Nessa conjuntura, é primordial resguardar o sistema elétrico contra perturbações que prejudiquem sua correta operação. Entende-se como perturbação todo efeito elétrico pernicioso que possa comprometer a operação do sistema, nesse caso, o curto-circuito, também denominado de falta, encabeça a lista das piores perturbações. A área da engenharia elétrica responsável por resguardar o sistema elétrico é denominada *Proteção de Sistemas Elétricos*, cuja finalidade é garantir uma linha de defesa composta por dispositivos que operam de modo coordenado e seletivo, contra a propagação das perturbações por todo o sistema.

Devido a sua importância e aplicabilidade prática, é necessário conhecer, compreender, identificar e analisar os fundamentos básicos que orientam a proteção dos sistemas elétricos. Diante do exposto, o objetivo da presente unidade é fornecer uma visão global e contemporânea sobre a filosofia e os requisitos básicos do sistema de proteção, além dos fundamentos sobre coordenação e seletividade. Adicionalmente, serão apresentados os fundamentos básicos sobre relés digitais, com um olhar especial para os relés de sobrecorrente, direcional, de distância e piloto. Por fim, serão abordados o princípio operativo e a característica construtiva dos disjuntores de potência e dos transformadores de instrumentação. O conteúdo proposto visa fornecer meios para que você possa vivenciar situações reais enfrentadas pelos profissionais de proteção do sistema elétrico, que diariamente são incumbidos de resolverem os mais diversos tipos de problemas. Trabalhando nesse meio, você terá desafios, como ajustar os relés para garantir uma proteção segura e confiável do sistema, elaborar a coordenação de esquemas de proteção assegurando uma seletividade ótima, ou até mesmo projetar um circuito eletrônico básico de modo a condicionar adequadamente os sinais oriundos do secundário dos transformadores de instrumentos, de forma que os limites operativos de tensão do Conversor Analógico-Digital (CAD) do relé digital sejam respeitados. O conteúdo proposto também tem por objetivo torná-lo

apto a responder com propriedade as mais variadas questões que podem surgir, dentre as quais citam-se: qual a necessidade de assegurar os requisitos básicos de um sistema de proteção? Qual a importância da determinação das zonas primárias de proteção em sistemas de transmissão? Como funcionam os relés digitais? De posse de todo esse entendimento, tenha em mente que você será capaz de elaborar projetos e propor soluções adaptadas para os diversos tipos de esquemas de proteção que podem ser realizados.

Filosofia da proteção de sistemas elétricos

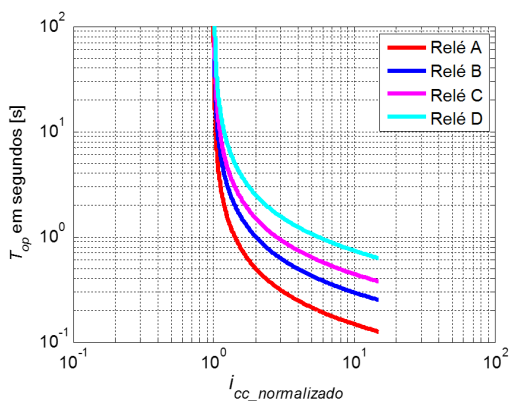
Diálogo aberto

A proteção do sistema elétrico sustenta a indústria da eletricidade, assim, podemos inferir a sua vital importância. Dentro dessa conjuntura, você, caro aluno, será levado a conhecer os princípios e fundamentos básicos sobre esse tema que é notoriamente reconhecido pela sua aplicabilidade prática. Para tanto, vamos abordar conteúdos essenciais sobre proteção do sistema elétrico, tanto para redes de transmissão quanto para as de distribuição. Serão mostradas as estruturas básicas de um sistema de proteção, levando em consideração os seus atores e o papel que cada um desempenha. Serão igualmente apresentadas as principais falhas que acometem o sistema elétrico, com um enfoque especial àquela considerada a mais severa: o curto-circuito. Ademais, discorreremos sobre os requisitos básicos do sistema de proteção – *sensibilidade, seletividade, velocidade, confiabilidade, disponibilidade e segurança* – que, uma vez assegurados, fomentam um cenário de proteção ideal. Adicionalmente, a sistematização da proteção será abordada usando os conceitos de coordenação e seletividade. É de suma relevância ressaltar que, em geral, a coordenação da proteção está correlacionada com a coordenação do seu principal dispositivo, o relé.

Salienta-se que desde os primórdios dos sistemas elétricos, a coordenação vem sendo aplicada no desenvolvimento de esquemas de proteção, cujo objetivo é garantir que operem com confiabilidade e segurança necessárias. Em sistemas de transmissão, a coordenação exige um conhecimento prévio das zonas primárias que demarcam a área de atuação dos esquemas de proteção. Uma vez determinada as zonas primárias, é possível coordenar os esquemas para obter uma proteção de *backup* ou retaguarda, em outras palavras, caso o esquema de proteção de uma zona falhe na operação, o esquema da zona adjacente deve atuar, de modo temporizado, para evitar a propagação da falha. Em sistemas de distribuição, a coordenação baseia-se na temporização da operação entre dois ou mais dispositivos de proteção (relés, religadores, seccionadores e fusíveis). Em essência, o efeito de coordenar está associado à capacidade de temporizar a operação dos dispositivos de proteção, pois, se cada dispositivo que inferir a ocorrência de uma falta operar simultaneamente, vários segmentos do sistema poderiam ser desenergizados. Para os padrões atuais de operação, esse cenário é inadmissível. Dessa forma, podemos concluir que a coordenação tem por finalidade incorporar atrasos na operação dos dispositivos de proteção, permitindo que certos deles operem antes de outros. Simples assim!

Um tipo de coordenação que é frequentemente utilizado, em virtude da sua simplicidade e elegância, denomina-se coordenação da proteção de sobrecorrente. Em suma, esse tipo de coordenação emprega relés de sobrecorrente, cujo tempo de operação varia de acordo com a magnitude da corrente, sendo comumente empregado na proteção de linhas de transmissão (LTs) e alimentadores de distribuição. Trabalhando nesse meio, um dos problemas práticos que você deverá resolver consiste em interpretar e ajustar corretamente os parâmetros desses relés para assegurar uma perfeita coordenação. Nesse contexto, imagine que você é o responsável pela elaboração do esquema de proteção de sobrecorrente de um sistema de transmissão. Para garantir que ele esteja devidamente protegido, você deve assegurar que os relés estejam perfeitamente coordenados. Para tanto, é necessária uma análise cuidadosa das curvas tempo-corrente desses relés, como as ilustradas na Figura 1.1. Com base nisso, como você deverá proceder para analisar corretamente essas curvas? Por meio da análise gráfica, como você poderá inferir se os relés estão ou não coordenados de acordo com uma dada sequência de operação?

Figura 1.1 | Curvas tempo-corrente de relés de sobrecorrente



Fonte: elaborada pelo autor.

Situações como essa, dentre várias outras, podem ser respondidas quando temos uma clara compreensão da filosofia da proteção. Portanto, reiteramos a necessidade do conhecimento acerca da estrutura básica do sistema de proteção, das principais falhas que acometem o sistema elétrico, dos requisitos básicos que todo esquema de proteção deve possuir intrinsecamente, além da coordenação seletiva. A partir desse momento, caro aluno, abordaremos os tópicos sobre a *Proteção do Sistema Elétrico de Potência*. Será importante o seu entusiasmo, dedicação, esforço e energia na busca por conhecimento sobre o tema. Para ajudá-lo nessa empreitada, estude com

afinco os conteúdos apresentados e busque informações adicionais na literatura especializada. Persevere sempre nos seus estudos!

Não pode faltar

A função do sistema de proteção é provocar a remoção imediata de operação dos elementos acometidos por curtos-circuitos, assim como dos elementos que operam de modo anormal, interferindo na operação do sistema elétrico como um todo. Nessa conjuntura, a seguinte questão emerge: qual a estrutura básica de um sistema de proteção e quais dispositivos a representam? Felizmente, a resposta para essa questão é relativamente simples. Em síntese, a estrutura do sistema de proteção é formada por uma organização de dispositivos com funções bem definidas e que se inter-relacionam para a execução de um objetivo comum. Para facilitar o entendimento, a Figura 1.2 ilustra a estrutura básica de um sistema de proteção.

Figura 1.2 | Estrutura básica de um sistema de proteção



Fonte: elaborada pelo autor.

Primeiramente, é necessário mensurar os sinais de corrente e tensão do sistema elétrico. Sabe-se que não é possível lidar diretamente com sinais oriundos do sistema de alta tensão como os de uma linha de transmissão de 500 kV. Para tanto, faz-se o uso obrigatório dos transformadores de instrumentação de corrente (TC) e de potencial (TP) para a aquisição, redução da magnitude e condicionamento desses sinais. Posteriormente, os sinais oriundos dos TCs e TPs são enviados aos elementos centrais do sistema de proteção: os relés digitais. O papel desempenhado por esses dispositivos é inferir se os sinais oriundos desses transformadores estão correlacionados com potenciais curtos-circuitos nos elementos do sistema elétrico. Os dados oriundos dos relés são tratados e processados por uma ferramenta computacional denominada Supervisório de Controle e Aquisição de Dados

(SCADA), cuja função é proporcionar soluções funcionais e completamente integradas para o sistema elétrico. Enfatiza-se que o sistema SCADA pode ser interpretado como um software multiagente, tendo em vista que ele é capaz de proporcionar uma gestão em tempo real dos dados operativos do sistema elétrico, além de possibilitar novos paradigmas de controle, proteção e automação e, acima de tudo, capaz de minimizar os custos de operação do sistema. O SCADA recolhe diversas informações para avaliar o estado de operação do sistema e tomar as decisões necessárias. Os disjuntores são dispositivos de atuação alocados de modo a assegurar que cada gerador, transformador de potência, barramento, linha de transmissão, etc. possam ser completamente desconectados do resto do sistema, uma vez que um dado relé dê o comando para tal desligamento. Essa constatação evidencia que TCs, TPs, relés, SCADA e disjuntores trabalham em conjunto para minimizar os efeitos do curto-circuito e maximizar a qualidade dos serviços. Além do disjuntor, outro dispositivo pode ser igualmente empregado para mitigar um curto-circuito, nesse caso, estamos nos referindo ao fusível de proteção. Em geral, os fusíveis são empregados em subestações de transmissão somente quando o binômio relé-disjuntor não é economicamente justificável. Contudo, fusíveis são amplamente utilizados no âmbito da distribuição, tanto na proteção de equipamentos em subestações quanto na proteção da rede primária. Guardadas as devidas proporções operativas, a estrutura básica de proteção dos sistemas de transmissão e distribuição é equivalente.

Falhas no sistema elétrico

Todo sistema elétrico está sujeito a falhas. Entende-se como falha todo fenômeno elétrico que gera perturbações no sistema, podendo-o levar a um estado crítico de operação. Várias são as falhas que podem ocorrer, contudo, as que estão no seletor grupo das piores falhas são: instabilidades de tensão, instabilidades de frequência, sobrecargas e curtos-circuitos. Um enfoque especial será dado ao curto-circuito, pois ele representa a principal falha que acomete os sistemas elétricos. Entende-se como curto-circuito a perturbação elétrica causada pela conexão de uma baixíssima impedância entre os condutores de um circuito elétrico alimentado por geradores de tensão (CC ou CA), cuja consequência é uma corrente extremamente elevada que atravessa os geradores, podendo causar a destruição destes. Para fomentar a compreensão, considere a seguinte correspondência:

$$\text{efeito} = \frac{\text{causa}}{\text{oposição}} \quad (1.1)$$

O efeito representa o fluxo de corrente elétrica. A causa representa o agente que contribuiu para o efeito, portanto, tem-se como causa a diferença

de potencial entre dois pontos, ou seja, a tensão nos terminais do gerador. A oposição consiste no agente que limita o efeito, nesse caso tem-se a impedância elétrica. Claramente, pode-se constatar que, para uma causa invariante, a redução progressiva da oposição eleva gradativamente o efeito, em outras palavras, quanto menor a impedância vista no ponto onde ocorreu o curto-circuito, maior será a corrente resultante de curto-circuito. Essa simples constatação rege os preceitos fundamentais sobre o estudo de curtos-circuitos em sistemas elétricos. Por conseguinte, podemos notar a relevância da atemporal 1ª Lei de Ohm no cálculo de curtos-circuitos. Na prática, um sistema elétrico está sujeito a cinco tipos de curtos-circuitos. Primeiro, os três condutores de um sistema trifásico estão eletricamente conectados entre si, nesse caso, temos um curto-circuito trifásico. Segundo, apenas dois condutores estão eletricamente conectados entre si, o que consiste em uma falta entre fases. Terceiro, dois condutores estão eletricamente conectados à terra, assim, temos uma falta fase-fase-terra. Quarto, um único condutor está eletricamente conectado à terra, nesse caso, temos uma falta fase-terra. Em quinto, temos o curto-circuito ocasionado por descargas atmosféricas. Em essência, o quarto tipo de curto-circuito é o que mais acomete os sistemas elétricos de transmissão e distribuição (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Experiências mostram que as correntes que fluem em diferentes partes de um sistema elétrico, imediatamente após a ocorrência de um curto-circuito, diferem-se das correntes em regime permanente que fluíam instantes antes da falta. Essa característica governa os esquemas de proteção que utilizam relés dedicados à mitigação dos efeitos de curtos-circuitos. Vários tipos de relés podem ser empregados para essa finalidade, dentre eles citam-se: de sobrecorrente, direcional, de distância e piloto.



Refleta

Dependendo do tipo de curto-circuito, será que é necessário um cálculo específico para cada um deles a fim de se obter a corrente de falta?

Requisitos básicos do sistema de proteção

Os requisitos básicos do sistema de proteção se fundem com as exigências operativas do seu principal componente, o relé. Dessa forma, sensibilidade, seletividade, velocidade, confiabilidade, disponibilidade e segurança são termos comumente usados para descrever os requisitos de ambos. Nessa conjuntura, busca-se sempre que um sistema de proteção seja suficientemente *sensível* para detectar faltas, no menor nível de corrente de curto-circuito possível, assumindo uma condição real de operação. Adicionalmente, ele deve ser

capaz de *selecionar*, dentro de um universo de estados de operação, somente aqueles para os quais ele está apto a operar, em outras palavras, ele deve atuar somente nos estados de operação que lhe são incumbidos. Por fim, ele deve ser rápido o suficiente para operar na *velocidade* que lhe foi requerida. Sabe-se que o principal objetivo do sistema de proteção é tirar de operação, o mais rápido possível, o elemento do sistema elétrico sob falta, de forma a minimizar o impacto no suprimento de energia. Assim, sensibilidade e seletividade são essenciais para garantir que relés e disjuntores sejam acionados adequadamente (MASON, 1956; PHADKE; THORP, 2009). A *confiabilidade* do sistema de proteção é um requisito básico. Quando a proteção não executa propriamente a sua finalidade, as características de mitigação das faltas são, em grande parte, ineficientes. Portanto, é primordial que o sistema de proteção seja inerentemente confiável, e que sua aplicação, instalação, comissionamento e manutenção garantam a realização plena da sua capacidade. Este é um bom momento para discutirmos os conceitos de disponibilidade e segurança. Um sistema de proteção é dito *disponível* se ele for suficientemente confiável, de modo a realizar, a qualquer instante de tempo, a tarefa que lhe for solicitada. O sistema de proteção é dito *seguro* se ele NÃO operar para qualquer perturbação. Em teoria, confiabilidade, disponibilidade e segurança estão intrinsecamente relacionadas ao projeto, ao desenvolvimento e planejamento dos esquemas de proteção. Assim, a adequada aplicação da proteção reside na conveniente escolha de todo o aparato associado, ou seja, seus principais dispositivos (TCs, TPs, relés, disjuntores, fusíveis, SCADA, etc.).



Pesquise mais

A fundamentação sobre os requisitos básicos do sistema de proteção pode ser encontrada no documento de domínio público fornecido no link abaixo. Toda a informação apresentada é pautada em anos de pesquisa dos engenheiros de proteção de uma grande multinacional que fabrica dispositivos de proteção. Recomenda-se a leitura das páginas 1 a 13 do Capítulo 1.

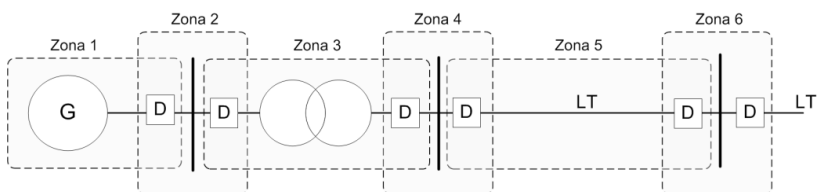
MASON, C. R. **The Art & Science of Protective Relaying**. 2017. General Electric Company Disponível em: <<http://www.gegridsolutions.com/multilin/notes/artsci/>>. Acesso em: 18 nov. 2018.

Fundamentos sobre coordenação e seletividade

O efeito de coordenar a proteção define a capacidade de dispor, arranjar, organizar seus dispositivos para alcançarem um determinado objetivo. Sabe-se que a proteção sem a devida coordenação, em vez de mitigar o

curto-circuito, contribui para o aumento da severidade da falta, podendo acarretar desligamentos desnecessários de equipamentos e/ou partes do sistema. Em suma, a falta de coordenação da proteção impactará severamente no suprimento de energia aos consumidores finais. Para evitar tal cenário em sistemas de transmissão, primeiramente, os engenheiros de proteção devem definir as *zonas primárias de proteção*, que são responsáveis por resguardar uma parte específica do sistema. Entende-se como zona de proteção a região claramente definida por retângulos limítrofes imaginários presentes no diagrama unifilar do sistema elétrico, como ilustra a Figura 1.3.

Figura 1.3 | Diagrama unifilar do segmento de um sistema de transmissão ilustrando as zonas primárias de proteção



Fonte: elaborada pelo autor.

A Zona 1 refere-se à proteção do gerador (G). A Zona 2 tem por finalidade a proteção do barramento de conexão entre o gerador e o primário transformador de potência. A Zona 3 dedica-se à efetiva proteção do transformador de potência. A Zona 4 é responsável pela proteção do barramento entre o secundário do transformador e o início da linha de transmissão (LT). A Zona 5 trata da efetiva proteção da LT. Por fim, a Zona 6 protege o barramento de conexão entre LTs. Frequentemente surgem questões sobre a finalidade da sobreposição de zonas, contudo, a resposta para essas questões é relativamente simples, pois, a sobreposição de zonas evita um grave problema denominado de pontos-cegos da proteção.

Cada bloco D, presente na Figura 1.3, representa disjuntores. Para cada zona, um relé (ou mais) é responsável por detectar todos os curtos-circuitos que ocorrerem dentro da respectiva zona, acionando adequadamente os disjuntores, isolando, assim, a parte do sistema sob falta dentro dos limites da zona. Nesse momento, a seguinte questão pode emergir: uma vez que todo sistema elétrico é um ambiente dinâmico, ou seja, podem existir condições operativas que geram vários tipos de sinais elétricos (desvios de frequência, transitórios, ruídos, centelhamento, etc.), então, como um relé consegue diferenciar os sinais representativos de um curto-circuito dos demais sinais? Pois bem, inicialmente, determinam-se as condições de operação do sistema (normais, máxima e mínima, de sobrecarga), além

de condições excepcionais, tais como partida de motores, magnetização de transformadores, etc. Portanto, necessita-se de um perfeito conjunto de informações iniciais, obtidas nas placas dos equipamentos, medições diretas no campo, ou dadas pelos fabricantes (catálogos e manuais) (CAMINHA, 1977). De posse dessas informações, o relé é programado – o que no jargão do engenheiro de proteção se refere à expressão *setar os ajustes (ou parâmetros) do relé* – para não operar durante essas condições. Cálculos e testes de curtos-circuitos devem ser realizados no sistema, cujos resultados (corrente de curto-circuito) são parametrizados no relé. Dessa forma, quando o relé detecta um valor de corrente superior a um limiar preestabelecido, ele infere a ocorrência da perturbação e dispara o(s) disjuntor(es) para isolar a parte sob falta. De posse das informações fornecidas até o presente momento, somos levados a acreditar que todo curto-circuito, *sem exceção*, que ocorrer em uma zona primária será mitigado pelo sistema de proteção da respectiva zona. Infelizmente, na prática, isso pode ser bem diferente. Lembre-se de que o sistema de proteção é formado por dispositivos que também estão sujeito a falhas, sejam técnicas ou provocadas por erros humanos. Assim, existe a real possibilidade que ocorra uma falta em uma zona primária e o sistema de proteção incumbido de seu resguardo não opere como planejado. A pergunta que se coloca é: como resolver essa problemática? Felizmente, a solução se apoia nos ombros da coordenação seletiva. A priori, o relé deve desconsiderar as condições de tensão e corrente que são produzidas por faltas que não ocorrem na sua zona de proteção, ou seja, faltas que não são de sua responsabilidade. Contudo, a posteriori, a aplicabilidade da coordenação garante que a operação dos relés seja correlacionada e seletiva. Assim, somos levados a ratificar a seguinte conclusão:

“Todos os dispositivos de proteção não atuam independentemente, ao contrário, suas características de operação guardam entre si uma determinada relação, de modo que uma anormalidade no sistema possa ser isolada e removida sem que as outras partes do mesmo sejam afetadas. Isto é, os dispositivos de proteção devem ser coordenados para operação seletiva. (CAMINHA, 1977, p.198)

De modo sucinto, as finalidades da coordenação podem ser dadas da seguinte forma:

Isolar o curto-circuito do sistema, tão próximo quanto possível de sua origem, cujo objetivo é evitar suas consequências.

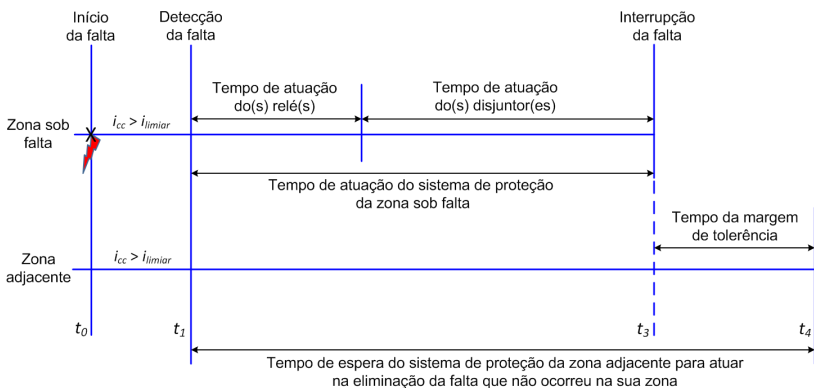
Realizar o isolamento no mais curto-tempo, visando a redução nos danos causados aos equipamentos do sistema, assim como no suprimento de energia.

Garantir que relés e disjuntores operem coordenadamente, da maneira como foram especificados para isolar a falta.

Analisando atentamente a Figura 1.3, podemos observar que os sistemas de proteção (D) estão em série, ou cascata, então, é possível realizar a coordenação de modo que o esquema de proteção de uma zona adjacente – à direita ou à esquerda dependendo do sentido de propagação do curto-circuito – elimine a falta caso o esquema de proteção da zona onde ocorreu a falta falhe na atuação. Esse é o princípio básico da coordenação seletiva do sistema de proteção, em que, na sua essência, temos a *proteção de backup ou de retaguarda*.

É importante salientar que a coordenação da proteção está atrelada à temporização da atuação dos dispositivos envolvidos, em outras palavras, se o sistema de proteção da zona sob falta não operar corretamente, o sistema de proteção da zona adjacente deve esperar um intervalo de tempo para que possa atuar na eliminação da falta. Esse intervalo engloba o tempo próprio de operação dos relés e disjuntores da zona sob falta, além do tempo referente a uma margem de tolerância. Denomina-se esse intervalo como *tempo ou degrau de coordenação*. Para uma melhor compreensão, vamos considerar a Figura 1.4.

Figura 1.4 | Coordenação da proteção entre zonas primárias do sistema de transmissão



Fonte: elaborada pelo autor.

Suponha que um curto-circuito ocorra em uma dada zona no instante de tempo $t_0 = 0s$. Passado um curtíssimo intervalo de tempo em que a corrente de curto-circuito (i_{cc}) é maior que a corrente ajustada no(s) relé(s) (i_{limiar}), a falta é detectada no instante t_1 . A partir desse momento, temos o tempo próprio de atuação do(s) relé(s) e disjuntor(es) alocado(s) na zona sob

falta, assim, o tempo resultante para interrupção da falta é dado por $t_3 - t_1$. Uma vez transcorrido o tempo da margem de segurança e a corrente i_{cc} ainda estiver presente, caracterizando que o curto-circuito não foi eliminado, o sistema de proteção da zona adjacente deve atuar no instante de tempo t_4 . Em suma, por mais que o sistema de proteção da zona adjacente tenha inferido, desde o início, a ocorrência de uma falta fora da sua zona, ele deve dar a oportunidade para que o sistema de proteção da zona sob falta possa operar. Transcorrido esse intervalo e o sistema de proteção da zona adjacente ainda detectar a falta, nesse momento, ele vai perceber que o sistema de proteção da zona sob falta não atuou e ele mesmo deve combater a propagação da falta. Essa simples explicação demonstra a suprema importância da coordenação da proteção. É imprescindível ressaltar que demonstramos o princípio da coordenação da proteção para sistemas de transmissão, mas sem perda de generalidade. Guardadas as devidas características operativas, a coordenação também deve ser aplicada às redes primárias dos sistemas de distribuição, como será mostrado na Unidade 3.



Assimile

O tempo de operação do sistema de proteção deve ser extremamente rápido, sendo definido pela quantidade de ciclos da frequência fundamental (1 ciclo = 16,66 ms).

O ajuste correto dos relés garante uma coordenação que responda às exigências solicitadas em cada projeto. Apesar de muitas vezes sermos levados a acreditar que o ajuste dos relés seja um problema complexo e de difícil compreensão, na realidade, a solução pode ser mais simples do que se imagina. Para tanto, vamos exemplificar de modo simples o ajuste de relés que empregam curvas tempo-corrente (popularmente conhecidos como relés de sobrecorrente e que serão apresentados detalhadamente na Seção 1.2). A escolha desse relé para fins de exemplificação baseia-se no fato de ser empregado em sistemas de transmissão e distribuição, devido a sua robustez, eficiência e menor custo benefício.

O tempo de operação de relés de sobrecorrente varia com a magnitude da corrente. Dessa maneira, há dois ajustes a serem realizados:

1. Ajuste da corrente limiar (i_{limiar}): corrente mínima de excitação do relé, cujo valor deve ser maior que a corrente máxima de carregamento da linha por motivos de segurança. Caso essa condição não seja obedecida, o relé pode operar indevidamente. Um procedimento prático geralmente empregado no cálculo de i_{limiar} consiste

em multiplicar o numerador da relação de transformação do TC pelo coeficiente k_{limiar} , cujo resultado deve ser superior à corrente máxima de carregamento.

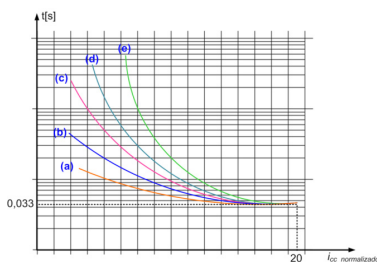


Exemplificando

Vamos esclarecer o fato: seja uma LT com corrente máxima de carregamento de 500 A e corrente máxima de curto-circuito de 10 kA (i_{icc_max}). Assumindo que um TC com relação de transformação de 1000/10 está sendo empregado, a corrente i_{limiar} pode ser obtida multiplicando-se, por exemplo, 1000 por $k_{limiar} = 0,7$, resultando em $i_{limiar} = 700$ A. Pode-se notar que outros valores para k_{limiar} também satisfazem a relação, contudo, na prática, o valor máximo desse coeficiente depende de cada projeto e, em geral, é inferior a 2 (Obs.: esse tipo de ajuste da corrente i_{limiar} é frequentemente empregado em relés de sobrecorrente em sistemas de distribuição).

2. Ajuste da Alavanca de Temporização (AT): ajuste para determinar o tempo de operação do relé (T_{op}). Em geral, as características de resposta dos relés de sobrecorrente são alocadas em função do tempo (segundos) versus o valor normalizado da corrente máxima de curto-circuito ($i_{cc_normalizado} = i_{icc_max} / i_{limiar}$) para cada posição da alavanca. Portanto, existe uma família de curvas, cujas declividades usuais são denominadas abaixo e mostradas na Figura 1.5.
 - i. Tempo mínimo definido (a);
 - ii. Tempo moderadamente inverso (b);
 - iii. Tempo inverso (c);
 - iv. Tempo muito inverso (d);
 - v. Tempo extremamente inverso (e).

Figura 1.5 | Declividade das curvas tempo-corrente



Fonte: adaptada de Caminha (1977, p. 25).

Assumindo, por exemplo, um tempo comum (0,033 s) para uma corrente máxima $i_{cc_normalizado} = 20$, pode-se observar que, à medida que $i_{cc_normalizado}$ diminui, o tempo de operação aumenta, sem perda de generalidade, à medida que $i_{cc_normalizado}$ aumenta, o tempo de operação diminui para todas as declividades. A equação que rege essas curvas é dada por:

$$T_{op} = \frac{k}{(i_{cc_normalizado})^\alpha - 1} \times AT \quad (1.2)$$

É de suma relevância explicar que, dependendo dos tipos de curvas empregadas nos ajustes dos relés, diversos esquemas de coordenação da proteção podem ser elaborados.



Pesquise mais

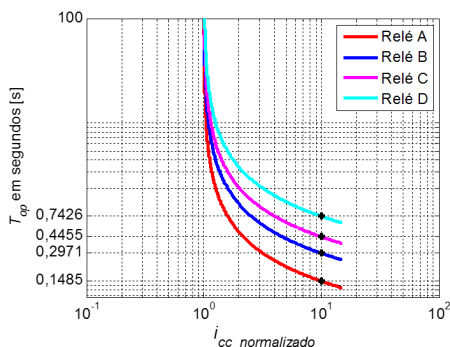
Os valores dos coeficientes k e α da Equação (1.2) podem ser encontrados no documento de domínio público, fornecido por um grande fabricante de dispositivos de proteção, através do seguinte link:

SCHNEIDER ELECTRIC, **Protection Tip Curves**. Disponível em: <https://www.schneider-electric.com/documents/electrical-distribution/en/shared/interactive-catalogue/seped303005en/seped303005en/pdfs/page_103.pdf>. Acesso em: 28 set. 2018.

Sem medo de errar

Para promover um aprofundamento sobre ajuste de relés e coordenação da proteção de sobrecorrente, vamos relembra o problema apresentado. De acordo com a Figura 1.1, temos 4 relés que apresentam curvas tempo-corrente distintas, para tanto, vamos determinar o tempo de operação de cada relé, em ciclos, para o valor $i_{cc_normalizado} = 10$. De acordo com os dados do gráfico, os tempos estimados são 0,1485 s, 0,2971 s e 0,7426 s para os relés A, B, C e D, respectivamente, como mostra a Figura 1.6. Relembrando que o tempo referente a 1 ciclo é aproximadamente igual a 16,66 ms, os tempos estimados de operação dos relés A, B, C e D são 8,9 ciclos, 17,8 ciclos, 26,7 ciclos e 44,5 ciclos, respectivamente.

Figura 1.6 | Tempo de operação (T_{op}) dos relés no ponto $i_{cc_normalizado} = 10$



Fonte: elaborada pelo autor.

De posse desses dados e sabendo que a Equação (1.2) rege a declividade das curvas, podemos determinar o valor da alavanca de temporização (AT) ajustado em cada relé. Para tanto, vamos assumir $k=0,14$ e $\alpha=0,02$ (valores comerciais), assim:

$$AT_{reléA} = \frac{0,1485}{\left(\frac{0,14}{(10)^{0,02} - 1}\right)} = 0,05 \quad (1.3)$$

$$AT_{reléB} = \frac{0,2971}{\left(\frac{0,14}{(10)^{0,02} - 1}\right)} = 0,10 \quad (1.4)$$

$$AT_{reléC} = \frac{0,4455}{\left(\frac{0,14}{(10)^{0,02} - 1}\right)} = 0,15 \quad (1.5)$$

$$AT_{reléD} = \frac{0,7426}{\left(\frac{0,14}{(10)^{0,02} - 1}\right)} = 0,25. \quad (1.6)$$

Com o resultado dos cálculos, se a coordenação for aplicada, a ordem de atuação dos relés será de A para D. Essa constatação também pode ser obtida por simples inspeção dos gráficos. Salienta-se que dependendo da escolha dos valores de k e α vários tempos de operação podem ser obtidos.

Filosofia dos ajustes de relés para coordenação de retaguarda em sistemas de transmissão

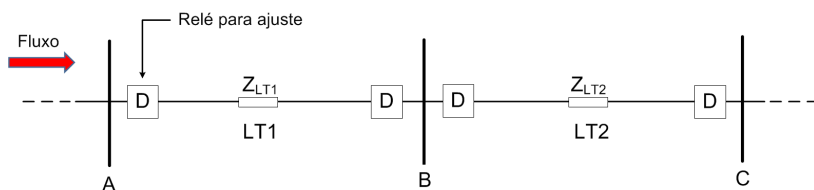
Descrição da situação-problema

A determinação das possíveis localizações do curto-circuito e das condições do sistema para cálculo da corrente de curto é uma poderosa ferramenta no sucesso da coordenação de retaguarda em sistemas de transmissão. As duas condições-chave que devem ser consideradas são:

- Máxima geração
- Mínima geração

Na condição de máxima geração, a ocorrência de um curto-circuito provocará o surgimento de elevadas correntes de curto, portanto, essa condição serve para ajuste da alavanca de temporização dos relés inversos. Com relação à condição de mínima geração, correntes de curto-circuito de menor intensidade serão geradas, como consequência, pode-se testar o desempenho da proteção de retaguarda. Dadas as devidas considerações, você é escolhido como responsável técnico para ajustar do relé de retaguarda mostrado na Figura 1.7. Como condição da análise, você recebeu instruções para assumir curtos-circuitos no início e no final da LT2 para condições de máxima e/ou mínima geração.

Figura 1.7 | Ajustes da proteção de retaguarda em sistemas de transmissão

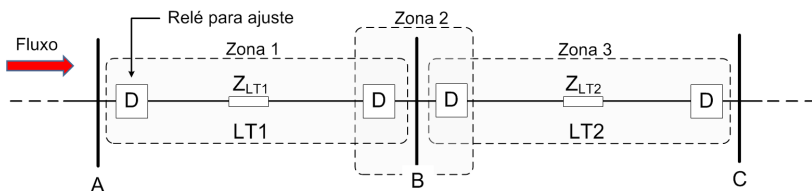


Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução da situação-problema

Primeiramente, você deve determinar as zonas primárias de proteção, como mostra a Figura 1.8

Figura 1.8 | Determinação das zonas primárias



Fonte: elaborada pelo autor.

A título de informação, a Zona 1 representa a zona primária de proteção da LT1, contudo, ela também desempenha o papel de zona de retaguarda da zona primária de proteção da LT2, ou seja, da Zona 3. Devido ao fato do relé da Zona 1, próximo ao barramento A, ser escolhido como relé de retaguarda da Zona 3, vamos nos ater somente às relações entre esse relé e a Zona 3.

Há dois passos básicos para o ajuste do relé:

Ajuste da corrente i_{limiar} , tal que:

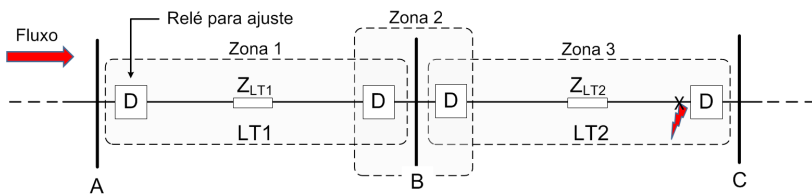
• O relé opere para curtos-circuitos na sua própria zona;

• Garanta a proteção de retaguarda para curtos-circuitos na Zona 3.

Ajuste da Alavanca de Temporização (AT).

O ajuste da corrente i_{limiar} deve levar em consideração um curto-circuito no extremo final da Zona 3, como mostra a Figura 1.9.

Figura 1.9 | Localização da falta na Zona 3 assumindo geração mínima



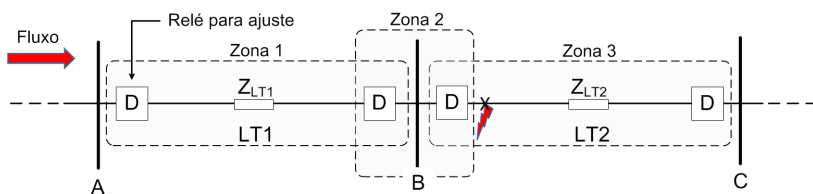
Fonte: elaborada pelo autor.

Nesse caso, a condição de operação do sistema a ser considerada é a de geração mínima, pois, ela produz correntes de falta de menor intensidade. Caso i_{limiar} fosse determinada para a condição de geração máxima, ou seja, baseado em elevadas correntes de curto, todo curto-circuito que viesse a ocorrer na condição de geração mínima não poderia ser detectado pelo relé sob ajuste. Ressalta-se que, nesse cenário, o valor estipulado para i_{limiar} garante que o relé também opere para faltas dentro da Zona 1. Essa constatação

pode ser validada da seguinte forma: considere o sentido adotado para o fluxo, se um curto-circuito ocorrer em qualquer ponto dentro da Zona 1, a impedância intrínseca Z_{LT2} da LT2 deve ser omitida, assim, uma intensidade maior da corrente de curto-circuito será observada pelo relé sob ajuste e o valor dessa corrente será maior que i_{limiar} previamente determinado.

A próxima etapa é ajustar a temporização AT para obtenção de seletividade com os relés presentes na Zona 3. Nesse caso, o ajuste deve ser realizado com base na condição de máxima geração para um curto-circuito ocorrendo justamente na extremidade inicial da Zona 3, como mostra a Figura 1.10. De posse dessas informações, torna-se possível determinar o tempo de atuação do relé sob ajuste de modo a dar a oportunidade para que o sistema de proteção da Zona 3 possa atuar.

Figura 1.10 | Localização da falta na Zona 3 assumindo geração máxima



Fonte: elaborada pelo autor.

Faça valer a pena

1. A estrutura do sistema de proteção é formada por dispositivos com funções bem definidas. Primeiramente os sinais são coletados do sistema elétrico, depois são analisados para detectar a presença de um curto-circuito, em seguida temos o isolamento da falta e por fim todos os dados são processados, tratados e utilizados por softwares específicos para tomada de decisões.

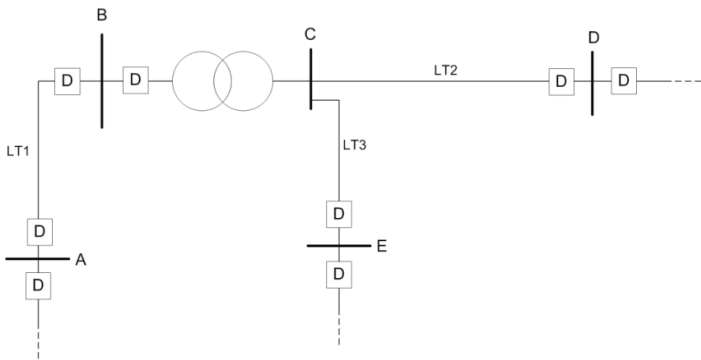
Qual componente do sistema de proteção é responsável pela coleta de dados, por proporcionar soluções funcionais e pela tomada de decisões em tempo hábil?

- Relé.
- SCADA.
- Disjuntor.
- Transformador de Corrente (TC).
- Transformador de Potencial (TP).

2. O primeiro passo que os engenheiros de proteção devem executar a fim de manter os elementos do sistema de transmissão seguros consiste na divisão da rede elétrica em zonas primárias de proteção, cada uma dispondo de um esquema de proteção específico. Adicionalmente, os engenheiros empregam o conceito de sobreposição de zonas para evitar o surgimento de pontos-cegos da proteção, assim como para habilitar a proteção de retaguarda. É notório o conhecimento que a probabilidade de falha em zonas sobrepostas é muito menor. Portanto, é de suma importância que as zonas de proteção cubram o sistema elétrico como um todo, a fim de evitar que equipamentos fiquem desprotegidos.

Seja a Figura 1.11

Figura 1.11 | Diagrama sob análise



Fonte: elaborada pelo autor.

Qual a quantidade total de zonas primárias necessárias para proteger todos os elementos do sistema?

- 5 zonas primárias.
- 6 zonas primárias.
- 7 zonas primárias.
- 8 zonas primárias.
- 9 zonas primárias.

3. É de suma importância que o engenheiro de proteção saiba analisar corretamente o diagrama de operação dos relés. É necessário ter o discernimento da forma como o relé opera para assegurar a coordenação da proteção. Por exemplo, sabe-se que o relé de sobrecorrente apresenta um diagrama de operação baseado em curvas tempo-cor-

rente, ou seja, o ajuste do relé leva em consideração o valor normalizado da corrente de curto-circuito, assumindo uma dada declividade da alavanca de temporização, cujo objetivo é inferir o tempo necessário de operação. Diante do exposto, é possível coordenar esses relés de modo relativamente simples, garantindo tanto a proteção primária quanto a de retaguarda.

Um relé de sobrecorrente é empregado na proteção de um alimentador de distribuição. O mesmo recebe sinais oriundos de um TC com relação de transformação de 400/5. Sabe-se que o carregamento máximo do alimentador é 380 A e a corrente máxima de curto-circuito que este suporta é igual a 5 kA. Assumindo $k_{limiar} = 1,2$, determine o valor de $i_{cc_normalizado}$ e o tempo de operação (T_{op}) para uma alavanca de temporização $AT=0,05$ s. (Obs.: Assuma que a equação da curva de declividade seja

$$\text{dada por } T_{op} = \frac{0,14}{(i_{cc_normalizado})^{0,02} - 1} \times AT \text{ [s].)}$$

- a) $i_{cc_normalizado} = 6,85$ e $T_{op} = 115,48$ ms
- b) $i_{cc_normalizado} = 7,85$ e $T_{op} = 115,58$ ms
- c) $i_{cc_normalizado} = 8,85$ e $T_{op} = 115,68$ ms
- d) $i_{cc_normalizado} = 10,41$ e $T_{op} = 115,78$ ms
- e) $i_{cc_normalizado} = 10,41$ e $T_{op} = 145,88$ ms

Característica de operação dos relés

Diálogo aberto

A proteção do sistema elétrico usando relés digitais teve início com pesquisas que investigavam se funções de segurança poderiam ser implementadas em computadores. Essas investigações começaram no início da década de 1960, período no qual o computador estava substituindo lenta e sistematicamente muitas das ferramentas analíticas de estudo. Os problemas de curto-circuito, fluxo de carga e estabilidade estavam sendo convertidos em algoritmos computacionais, apesar dos computadores da época apresentarem baixa capacidade de processamento. Dessa forma, o relé digital foi pensado como ferramenta de auxílio desses computadores. Infelizmente, o início dessas novas tecnologias foi um tanto quanto perturbado, pois não havia incentivos econômicos para tal. No entanto, a busca pelo desenvolvimento de algoritmos para computadores e relés pareceu atraente para vários pesquisadores, ou seja, através da curiosidade acadêmica, esse fértil campo foi estimulado. A evolução dos computadores e relés foi tão rápida que a robustez algorítmica exigida por esses equipamentos finalmente encontrou correspondência na velocidade e capacidade de processamento, de modo que, atualmente, o binômio computador-relé oferece a melhor solução econômica e técnica para os problemas de proteção – em muitos casos, a única solução viável. (PHADKE; THORP, 2009).

Nesta seção, descreveremos os fundamentos básicos sobre relés digitais, levando em consideração a arquitetura de proteção digital. Adicionalmente, abordaremos os principais componentes de hardware que integram essa arquitetura e discutiremos a influência que eles desempenham. Em relação a software, mostraremos o algoritmo da Transformada Discreta de Fourier (TDF), haja vista que diversos relés digitais empregam esse tipo de algoritmo ou suas variações. Com uma compreensão clara sobre relés digitais, avançaremos o nosso estudo para os principais tipos de relés encontrados no sistema elétrico, tais como: relés de sobrecorrente, direcionais e de distância. Para tanto, mostraremos as características operativas de cada um deles considerando o domínio digital.

O objetivo da seção é fornecer meios para que você possa compreender, e acima de tudo, responder aos questionamentos encontrados no dia a dia do profissional de proteção, dentre os quais citam-se: como é estruturada uma arquitetura de proteção digital? Como os relés digitais computam fasores de tensão e corrente? Quais os principais erros que acometem a precisão das

medições fornecidas por relés digitais? Qual o princípio de operação dos principais relés digitais encontrados nos sistemas elétricos? Adicionalmente, um dos problemas práticos que um profissional de proteção encontra consiste em ajustar corretamente os parâmetros desses relés, em especial os relés de distância em função da robustez e eficiência operativa. Em geral, o ajuste desse tipo de relé leva em conta uma análise criteriosa da impedância total da LT, a porção ou fração da mesma a ser protegida, o tipo de relé de distância empregado, além da relação de transformação dos TCs e TPs.

Para contextualizar o nosso estudo, vamos assumir que você é o supervisor de uma empresa de consultoria que elabora esquemas de proteção para LTs. Um determinado cliente contratou a sua empresa para elaborar um esquema de proteção que englobe 85% de uma LT de 400 km, com impedância característica $Z_{CLT} = (0,4 + j0,8) \Omega / km$. O cliente deseja utilizar um relé de distância tipo reatância. Esse dispositivo recebe sinais por um transformador de potencial com relação 138 kV / 10 V e por um transformador de corrente de 1500 / 5 A. Com base nos dados fornecidos, você precisa determinar o valor da impedância a ser ajustada no relé. Quais os passos a serem seguidos para o correto ajuste de um relé de distância assumindo uma dada região do plano resistência-reatância (R-X)? Por que o relé de distância realiza o cálculo indireto da impedância da LT?

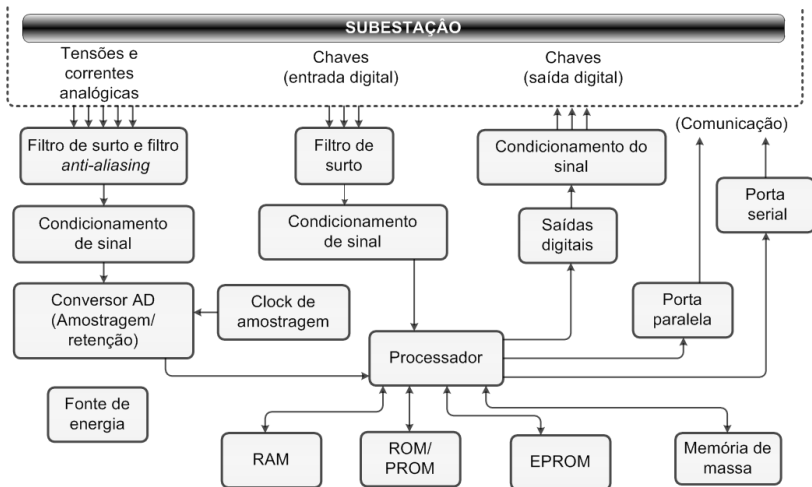
Após estudar os conteúdos desta seção você será capaz de responder aos questionamentos e aos problemas supracitados, assim como a outros que porventura surgirem. Além disso, será capaz de sobrepor os vários desafios que podem surgir na sua caminhada como engenheiro de proteção. Para ajudá-lo nessa empreitada, estude com afinco o conteúdo da seção. A busca por informações adicionais na literatura especializada deve ser uma prática rotineira na sua jornada de estudos.

Não pode faltar

Fundamentos básicos sobre relés digitais

O relé digital é um sistema microprocessado composto por subsistemas com funções bem definidas. A Figura 1.12 mostra os subsistemas de um relé digital. O **processador** é o elemento central na arquitetura, pois ele é responsável por executar os algoritmos e por se comunicar com periféricos externos. Em relação ao armazenamento de dados, vários tipos de memórias são igualmente mostrados na Figura 1.12, cada uma atendendo a uma necessidade específica.

Figura 1.12 | Subsistemas que compõem a arquitetura do relé digital



Fonte:

A memória **RAM** (*Random-Access Memory*) pode ser interpretada como um *buffer de dados* que armazena temporariamente as informações. A memória **ROM** (*Read-Only Memory*) é utilizada para armazenar permanentemente os algoritmos. A **PROM** (*Programmable Read-Only Memory*) é responsável por armazenar determinados parâmetros e configurações do relé que podem ser alterados quando necessário, contudo, uma vez definidos, esses parâmetros permanecem inalterados mesmo se o suprimento de energia for interrompido. Da mesma forma, a memória **EPROM** (*Erasable Programmable Read-Only Memory*) também não perde seu conteúdo quando o suprimento de energia é cessado, porém os dados podem ser apagados e a memória pode ser reutilizada quando necessário. A **memória de massa** (auxiliar ou externa) é capaz de armazenar uma quantidade massiva de dados. Ela é útil especialmente quando desejamos armazenar registros de eventos, dados de falha, oscilografias e alterações feitas na configuração do relé (PHADKE; THORP, 2009).

Para inferir se há ou não a ocorrência de um curto-circuito, o relé processa sinais analógicos de tensão e corrente extraídos da subestação. **Tensões e correntes analógicas** são fornecidas por transformadores de potencial (TP) e de corrente (TC), respectivamente. Esses sinais devem passar por uma etapa de **condicionamento de sinal** para que suas magnitudes sejam compatíveis com o nível de tensão da placa eletrônica do relé. Uma vez condicionados, os sinais analógicos são convertidos em digital pelo **conversor analógico-digital (CAD)** que aplica o processo denominado amostragem/retenção

para aquisição de amostras do sinal analógico. Este processo é sincronizado por um **clock de amostragem**. Geralmente, o valor máximo do sinal que o conversor AD pode processar é restrito ao fundo de escala de ± 10 V, contudo, esse valor pode variar de fabricante para fabricante. Os sinais analógicos de corrente e tensão oriundos dos enrolamentos secundários do TC e do TP devem ser condicionados adequadamente de modo a respeitarem o fundo de escala do CAD. Uma importante característica do CAD é a sua resolução em bits. Salienta-se que a resolução impõe limites na capacidade em descrever o sinal analógico através de uma representação digital suficientemente detalhada. Diante disso, todo CAD possui uma imprecisão denominada *erro de quantização* (e_q) ou *ruído de quantização*. Em geral, se a resolução do CAD é de N bits, e a sua tensão máxima de entrada é V volts, o erro de quantização é dado pela Equação (1.7):

$$e_q = \frac{V}{2 \times 2^{N-1}} = 2^{-N} V. \quad (1.7)$$

Antes do processo de amostragem, o sinal analógico deve ser filtrado por um filtro especial denominado **filtro anti-aliasing**, cujo objetivo é evitar ou minimizar o efeito *aliasing*, também conhecido como recobrimento de frequência. É de suma relevância informar que, além de sinais analógicos, os relés também processam **entradas digitais**. Usualmente, essas entradas representam o *status* de **chaves**, ou seja, contatos abertos ou fechados que são obtidos de outros relés ou equipamentos presentes na subestação. Para ambos os casos – processamento de sinais analógicos e entradas digitais – é necessário a aplicação de **filtros de supressão de surtos**, visando isolar o relé contra interferência eletromagnética proveniente da subestação. Sabemos que o relé é responsável por acionar disjuntores de proteção, então, ele comanda **saídas digitais** para essa finalidade. Por fim, a comunicação e a interoperabilidade do relé são asseguradas por portas de comunicação (**serial ou paralela**) que habilitam a troca de dados com o sistema SCADA, assim como para outros periféricos da subestação (PHADKE; THORP, 2009).

O processador do relé digital processa uma quantidade limitada de amostras, oriundas do CAD, para realizar um determinado cálculo. Em outras palavras, o processador trata um número limitado de amostras tomadas em intervalos uniformes $y(nT_s)$ ($n = 0, 1, 2, \dots, N-1$), sendo N o número total de amostras e T_s o intervalo de amostragem. Quando lidamos com ondas periódicas de tempo-contínuo, a informação contida nessas ondas se encontra no seu intervalo de periodicidade, portanto, podemos concluir que as amostras de um sinal analógico devem ser tomadas dentro do seu período (T), também denominado de *janela de dados* ou *intervalo de observação*. Uma sequência discreta de amostras deve conter a informação original contida no sinal

de tempo-contínuo, assim, a quantidade mínima de amostras que deve ser extraída de um sinal de tempo-contínuo para que a informação desse sinal seja preservada é dada pelo teorema da amostragem de Nyquist-Shannon. Em suma, o teorema declara que: a frequência de amostragem de um sinal analógico deve ser, no mínimo, duas vezes maior que a máxima frequência encontrada no sinal. Ou seja, um sinal cuja máxima frequência é 60 Hz, tem que ser amostrado com uma frequência de no mínimo 120 Hz. Caso a frequência de amostragem não obedeça a essa relação, ocorrerá o efeito denominado *aliasing*, ou recobrimento de frequência.

Observa-se que a frequência de amostragem apresentada até o presente momento é sempre um múltiplo inteiro da frequência fundamental $f_o = 60$ Hz. Porém, já foi visto que a frequência do sistema pode excursionar dentro de uma faixa extremamente reduzida de $60 \pm 0,02$ Hz. A questão que pode surgir é: qual o impacto em amostrar um sinal analógico cuja frequência é diferente de f_o usando um CAD cuja amostragem é um múltiplo inteiro de f_o ? A resposta para esse questionamento é dado de acordo com o seguinte exemplo: se um sinal estiver operando na frequência f_o e, por exemplo, $N=36$ amostras são retiradas do seu período T , a frequência de amostragem será igual a 2160 Hz (valor inteiro), assim, para essa condição, os cálculos executados pelo processador com base nessas amostras estarão livres de erros. Contudo, se o sinal estiver operando na frequência, por exemplo, de $60 + 0,02$ Hz, a frequência de amostragem será igual a 2160,72 Hz (valor racional), que não pode ser obtida fielmente por um CAD com **clock de amostragem** fixo. Portanto, o resíduo de 0,72 Hz irá impor erros nos cálculos executados pelo processador. Tal erro é denominado de efeito *leakage*, que em essência provoca o que denominamos de espalhamento espectral de frequência.

Com relação ao estado da arte sobre algoritmos empregados em relés digitais temos um domínio amplo e diverso, porém os métodos matemáticos atemporais baseados em Série de Fourier e Transformada Discreta de Fourier (TDF) são considerados como a pedra angular deste assunto.



Pesquise mais

Para um maior aprofundamento sobre a teoria matemática da Série de Fourier e a TDF no âmbito do cálculo de fasores, aconselhamos a leitura do livro **Synchronized Phasor Measurements and Their Applications**, de Phadke e Thorp (2008), da página 17 a 27.

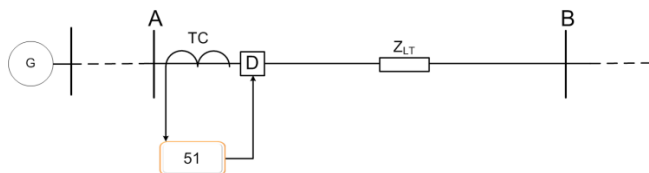
De posse dos fundamentos básicos sobre relés digitais abordaremos agora as características operativas dos principais relés encontrados no sistema

elétrico, dentre os quais citam-se: relé de sobrecorrente (51), direcional (67), e de distância (21). Os números indicados entre parênteses são números que caracterizam a função destes relés.

Relé de sobrecorrente (51)

Quando uma falta ocorre no sistema elétrico, seja em redes de transmissão ou de distribuição, a magnitude da corrente de curto-circuito é quase sempre maior que a magnitude da corrente de carga no instante anterior à falta (corrente de pré-falta) em qualquer elemento do sistema. Aproveitando-se dessa característica, um princípio simples e efetivo de proteção consiste em avaliar a magnitude da corrente como um indicador de falta. Os relés de sobrecorrente (como são popularmente conhecidos) são incumbidos de realizar tal tarefa. Devido à simplicidade e versatilidade de operação, esses relés são empregados em esquemas de proteção para quase todos os elementos do sistema elétrico (linhas de transmissão, transformadores, geradores, redes primárias de distribuição, dentre outros). Para fins de exemplificação, vamos tomar o sistema elétrico radial ilustrado na Figura 1.13, no qual é assumido a presença de um gerador somente no lado esquerdo do sistema. Para uma falta dentro da zona primária de proteção, a corrente de curto-circuito é menor na extremidade final da linha e maior na extremidade inicial onde está alocado o relé. Essa constatação é válida, pois, quanto mais longe for a falta em relação à fonte, maior será a impedância característica da linha de transmissão, ou seja, maior será a oposição vista pela corrente de curto-circuito.

Figura 1.13 | Diagrama unifilar do sistema radial

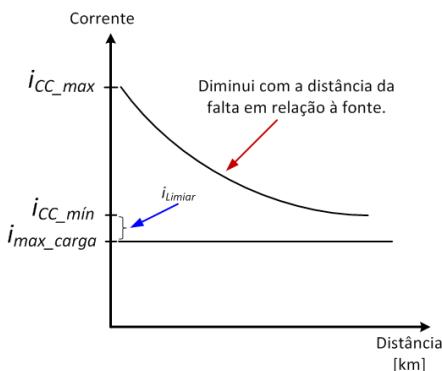


Fonte: adaptada de Phadke & Thorp (2009).

Se a corrente mínima de falta (i_{CC_MIN}) – corrente obtida quando a falta ocorre na extremidade final da LT na condição de geração mínima – for maior que a corrente máxima de carga (i_{MAX_CARGA}), como mostra a Figura 1.14, é possível definir o princípio de funcionamento de um relé de sobrecorrente de acordo com a Equação (1.8):

$$\begin{aligned}
 |I| &\geq i_{LIMIAR}, \text{ falta na zona, opera.} \\
 |I| &< i_{LIMIAR}, \text{ sem falta na zona, não opera.}
 \end{aligned}
 \tag{1.8}$$

Figura 1.14 | Magnitude da corrente de falta em função da localização do curto-circuito

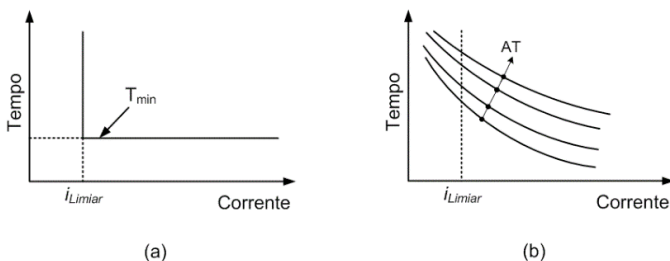


Fonte: elaborada pelo autor.

Sendo $|I|$ a magnitude da corrente estimada pelo relé, usando, por exemplo, o algoritmo da TDF, e i_{LIMIAR} a corrente máxima permissível devidamente ajustada no relé, como vimos na Seção 1.1.

A Equação (1.8) descreve a característica de operação ideal mostrada na Figura 1.15 (a). O relé não opera (tempo de operação infinito) enquanto $|I|$ é inferior a i_{LIMIAR} . Se $|I|$ excede i_{LIMIAR} , o relé opera levando um tempo de T_{MIN} para fechar seus contatos. Este tipo de relé é chamado de relé instantâneo. Não obstante, muitas vezes é desejável que o tempo de operação dependa do valor da magnitude de corrente, nesse caso, temos relé de sobrecorrente temporizado, como ilustra a Figura 1.15 (b) (PHADKE & THORP, 2009).

Figura 1.15 | Operação dos relés- (a) relé instantâneo; (b) relé temporizado



Fonte: adaptada de Phadke & Thorp (2009).

Relé direcional (67) e de distância (21)

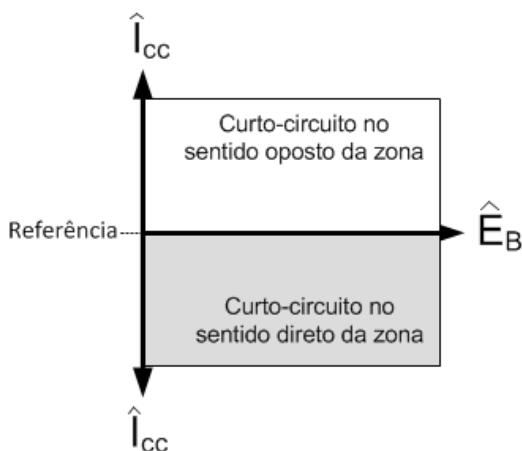
Quando o sistema elétrico não é radial e/ou possui múltiplos geradores, o relé de sobrecorrente pode ter dificuldades em fornecer uma proteção adequada, pois ele pode operar indevidamente quando uma falta fora da

zona de proteção inverte o sentido do fluxo da corrente de curto-circuito. Esta situação é resolvida empregando-se um **relé direcional**, de modo que ele não opere quando a corrente de curto-circuito fluir para fora da zona de proteção, e opere somente quando a corrente de curto-circuito fluir no “sentido” da zona. A identificação do sentido da corrente de falta é obtida através da comparação entre o ângulo de fase da corrente de falta e o ângulo de fase da tensão no barramento no qual o relé está alocado. Na ocorrência de um curto-circuito, a corrente de falta flui apenas pelas LTs que possuem impedâncias quase que puramente indutivas, como consequência a corrente de falta fica defasada próximo de 90° da tensão do barramento. Assim, assegurando que o ângulo da tensão seja a referência angular, isto é 0° , e que o ângulo de fase da corrente de curto-circuito seja θ , então o princípio de operação do relé direcional pode ser descrito pela Equação (1.9):

$$\begin{aligned} -90^\circ \leq \theta \leq 0^\circ, & \text{ opera.} \\ 0^\circ < \theta \leq 90^\circ, & \text{ não opera.} \end{aligned} \quad (1.9)$$

Para facilitar o entendimento, vamos considerar a Figura 1.16. Pode-se observar que, para um curto-circuito fora da zona de proteção, o ângulo de fase do fasor da corrente de curto (\hat{I}_{cc}) tende a ficar cerca de 90° adiantado em relação ao ângulo da tensão no barramento de referência, portanto, o relé não deve operar. Contudo, se o curto-circuito ocorrer dentro da zona de proteção, o ângulo do fasor da corrente de falta estará próximo de 90° atrasado em relação ao ângulo da tensão no barramento de referência, dessa maneira, o relé deve operar. Salienta-se que os fasores computados pelo relé direcional podem ser determinados pelo algoritmo da TDF.

Figura 1.16 | Fasores de corrente e tensão



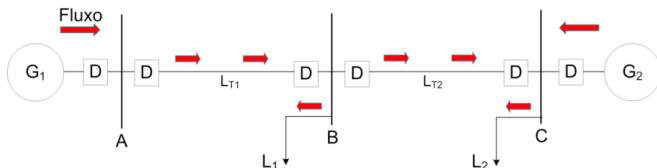
Fonte: adaptada de Phadke & Thorp (2009).



Exemplificando

Vamos assumir o diagrama unifilar do sistema elétrico genérico mostrado na Figura 1.17, no qual podemos observar o sentido do fluxo de potência (ou de corrente) na condição normal de operação.

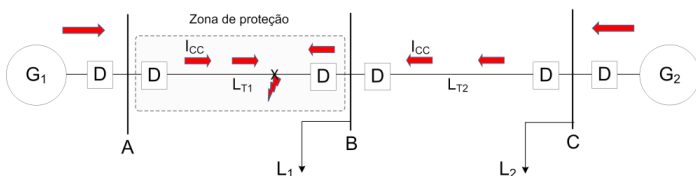
Figura 1.17 | Fluxos em condição normal de operação



Fonte: elaborada pelo autor.

Caso haja uma falta na LT1, o fluxo da corrente de curto-circuito é mostrado na Figura 1.18. Comparando os fluxos nas condições pré-falta e pós-falta, podemos observar que o relé dentro da zona de proteção, associado ao disjuntor próximo ao barramento B, deverá ser direcional, pois, ele perceberá que a defasagem angular entre o fasor da tensão do barramento B e o fasor da corrente de falta estará associada a uma reversão do fluxo, ou seja, a corrente de curto-circuito está fluindo na direção da zona, caracterizando uma falta no interior da zona. O outro relé dentro da zona, associado ao disjuntor próximo ao barramento A, não precisa ser direcional, pois, tanto nas condições pré e pós-falta, não há reversão do fluxo visto por esse relé.

Figura 1.18 | Fluxos após a ocorrência do curto-circuito



Fonte: elaborada pelo autor.



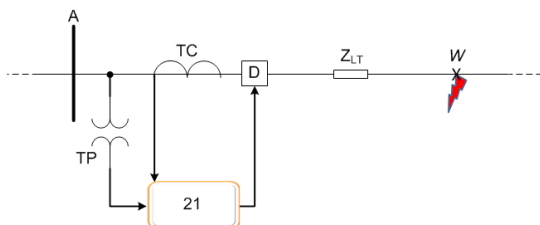
Refleta

O relé direcional tem sua característica operativa pautada na detecção do sentido da corrente de curto-circuito. Dessa forma, será que o relé direcional poderia ser aplicado em um sistema com topologia radial contendo apenas uma fonte (gerador)?

Como mencionado no conteúdo sobre relés de sobrecorrente, o valor da corrente i_{LIMAR} deve ser mantido entre a corrente máxima de carga e a

corrente mínima de falta, contudo, em redes de alta e extra-alta tensão esses parâmetros não são bem definidos, tampouco suficientemente separados um do outro para permitir um ajuste seguro dos relés. Nesses casos, o **relé de distância** fornece a proteção requerida. Considere a LT mostrada na Figura 1.19.

Figura 1.19 | Proteção com relé de distância



Fonte: elaborada pelo autor.

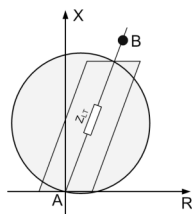
Assumindo que haja um curto-circuito na distância W , a Equação (1.10) é assumida como válida:

$$Z_{EF} = \frac{\hat{E}_{CC}}{\hat{I}_{CC}} \quad (1.10)$$

sendo Z_{EF} a impedância da linha entre o ponto em que o relé está alocado e a localização da falta, o fasor da tensão de falta, \hat{E}_{CC} , e o fasor da corrente de curto-circuito, \hat{I}_{CC} , são estimativas computadas pelo relé usando o algoritmo da TDF.

Em suma, Z_{EF} deve ser ajustado no relé, pois ele representa uma porção, ou fração, da impedância Z_{LT} . Assim, para toda impedância estimada cujo valor é inferior a Z_{EF} , o relé deve operar, caso contrário, ele não deve atuar. Em suma, os relés de distância recebem esse nome em virtude de serem efetivamente empregados na determinação da distância da falta em uma LT. Devemos notar que a Equação (1.10) estabelece a relação entre quantidades complexas (tensão e corrente), cujo resultado também será uma quantidade complexa (impedância). Conseqüentemente, a análise deve ser realizada no plano complexo, como mostra a Figura 1.20.

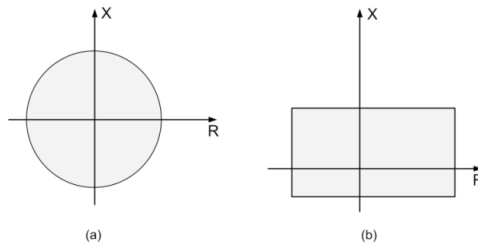
Figura 1.20 | Plano R-X do relé de distância



Fonte: adaptada de Phadke & Thorp (2009).

Para falhas em LTs, a relação mostrada em (1.10) é um número complexo situado entre os barramentos A e B da LT. No entanto, podem ocorrer imprecisões nos transformadores de instrumentação e até mesmo nos relés (efeito *leakage*), portanto, torna-se necessário delimitar uma região de falha no plano complexo que englobe o segmento A-B. Um retângulo, um círculo ou um segmento de círculo são formas aceitáveis e definem a zona de proteção no plano R-X (*resistência x reatância*). Quando a operação do relé é baseada na forma circular tangente à origem, como mostrado na Figura 1.20, o relé é denominado de “*mho*” ou de admitância. Contudo, uma forma mais precisa pode ser definida de modo a ocupar uma área mínima no plano complexo R-X, para tanto, um quadrilátero envolvendo o segmento A-B pode ser empregado, assim, relés cuja operação é baseada nessa forma são denominados de quadrilaterais. Ressaltamos que outras formas do plano R-X podem ser encontradas na literatura, como mostra a Figura 1.21, além disso, todas essas formas podem ser parametrizadas nos relés de distância digitais.

Figura 1.21 | Plano R-X (a) relé de impedância; (b) relé de reatância



Fonte: elaborada pelo autor.



Assimile

Devemos lembrar que os relés de distância calculam a impedância Z_{EF} em função dos sinais oriundos do TP e do TC. Portanto, dizemos que ele executa o cálculo indireto da impedância, ou seja, Z_{EF} é uma impedância associada com a tensão e a corrente do secundário do TP e do TC, respectivamente. Contudo, é imprescindível que Z_{EF} seja associada a real impedância (Z_p) da linha, vista entre o relé e o ponto onde ocorreu a falta. Para tanto, devemos utilizar a Equação (1.11)

$$Z_{EF} = \frac{\hat{E}_{CC}}{\hat{I}_{CC}} = \frac{\hat{E}_{CC_P}}{\hat{I}_{CC_P}} = \frac{\hat{E}_{CC_P}}{\hat{I}_{CC_P}} \times \frac{RTC}{RTP} = Z_p \frac{RTC}{RTP} \quad (1.11)$$

Sendo RTC e RTP as relações de transformação do TC e do TP, respectivamente; \hat{E}_{CC_P} e \hat{I}_{CC_P} são os fasores de tensão e corrente de curto visto

no primário dos transformadores que dão origem à impedância Z_p que representa o valor percentual da impedância total da linha.

Sem medo de errar

Após apresentar o princípio operativo dos principais relés encontrados nos sistemas elétricos, estamos aptos a avançar nas situações práticas que você pode encontrar como engenheiro de proteção. Nesse momento, vamos retomar a situação sugerida no início da seção. Lembrando, assumimos inicialmente que você é o supervisor de uma grande empresa do setor elétrico que deve elaborar um esquema de proteção que englobe 85% de uma LT de 400 km, com impedância característica $Z_{CLT} = (0,4 + j0,8) \Omega/\text{km}$. A empresa solicita que você utilize um relé de distância tipo reatância. Sabe-se que o relé recebe sinais por um transformador de potencial com relação 138 kV / 10 V e por um transformador de corrente de 1500 / 5 A. Com base nos dados fornecidos, você precisa determinar o valor da impedância a ser ajustada no relé.

Pois bem, primeiramente, é necessário calcular a impedância da linha relativa a 85% do seu comprimento. Note que o comprimento da linha foi multiplicado por um fator de 0,85 correspondente aos 85% desejados.

$$Z_p = 0,85 \times 400 \times (0,4 + j0,8) = 136 + j272 \Omega .$$

Após este cálculo, você precisa determinar a impedância Z_{EF} a ser ajustada no relé, portanto. Isso pode ser feito utilizando a Equação 1.11 que foi apresentada anteriormente. Fazendo os cálculos apropriados, teremos a impedância conforme indicado a seguir

$$Z_{EF} = Z_p \frac{RTC}{RTP} = (136 + j272 \Omega) \times \frac{\frac{1500}{5}}{\frac{138000}{10}} = 2,956 + j5,913 \Omega$$

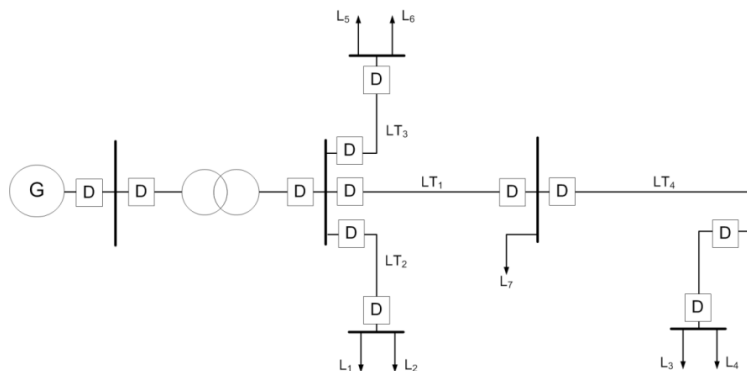
A impedância obtida tem valores referentes à resistência e reatância. Entretanto, o desejo do cliente é utilizar um relé de distância é do tipo reatância, de forma que o valor que você deve ajustar para realizar a proteção solicitada é $5,913 \Omega$. Assim, você deverá proceder com este ajuste no relé antes de realizar os testes com o sistema de proteção, de forma que a tarefa de parametrização do relé pode ser concluída com êxito.

Avaliação da proteção direcional

Descrição da situação-problema

Frequentemente o profissional de proteção é incumbido de avaliar o esquema de proteção de sistemas elétricos. Ele deve possuir a capacidade de inferir quais tipos de relés podem ou não ser empregados nos esquemas de proteção, levando-se em conta a topologia do sistema e, acima de tudo, da relação custo-benefício para implantação. Imagine que você, como profissional de proteção que presta serviços de consultoria, é contratado por uma grande empresa do setor elétrico brasileiro para realizar a avaliação da proteção do sistema elétrico genérico mostrado no diagrama unifilar da Figura 1.22. A empresa solicitou que a proteção seja feita, preferencialmente, por relés direcionais para qualquer falta que ocorrer nas LTs 1, 2, 3 e 4. Face ao exposto, quantos e quais relés podem ser direcionais?

Figura 1.22 | Diagrama unifilar do sistema elétrico para avaliação da proteção direcional



Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução da situação-problema

Analisando atentamente a Figura 1.22, podemos observar que o sistema apresenta apenas um gerador (G) responsável por alimentar as cargas (L), além disso, a topologia do sistema é radial, ou seja, malhas não estão presentes. Sabendo que nesse tipo de topologia o fluxo de potência (ou corrente), em condição normal de operação, se dá, exclusivamente, no sentido da fonte para as cargas, então, para qualquer curto-circuito que ocorrer nas LTs 1, 2, 3 e 4 o sentido do fluxo da corrente de curto-circuito não se alterará em relação ao

sentido do fluxo de corrente em regime normal de operação. Portanto, com toda a sua expertise, você deve informar para a empresa que, infelizmente, não é possível realizar a proteção do sistema com base em relés direcionais, pois, o sistema apresenta apenas um gerador e a sua topologia é radial, não sendo possível a obtenção de fluxos reversos. Dessa forma, você poderia indicar que o esquema de proteção baseado apenas em relés de sobrecorrente responderia bem às exigências de proteção, além disso, a valor de aquisição de um relé de sobrecorrente é bem inferior ao valor de um relé direcional. A minimização dos custos de implantação e a obtenção de uma proteção segura e confiável representam o santo graal de qualquer consultoria voltada para a proteção do sistema elétrico.

Faça valer a pena

1. Simplicidade, elegância e eficiência são as características marcantes da operação dos relés de sobrecorrente, por isso eles são empregados tanto nos sistemas de transmissão quanto nos de distribuição. Logo, é de suma importância conhecer como esses relés operam, como devem ser ajustados e quando podem ser empregados.

Com relação aos relés de sobrecorrente utilizados em sistemas elétricos de potência, qual das alternativas está correta sobre a sua operação?

- a) O relé de sobrecorrente instantâneo opera em um longo intervalo de tempo para toda corrente que seja superior à corrente ajustada para atuação.
- b) O relé de sobrecorrente instantâneo opera em um curtíssimo intervalo de tempo para toda corrente que seja superior à corrente ajustada para atuação.
- c) O relé de sobrecorrente (67) possui dois tipos de ajustes: ajuste da corrente limiar e ajuste da alavanca de temporização (AT).
- d) O relé de sobrecorrente (21) possui dois tipos de ajustes: ajuste da corrente limiar e ajuste da alavanca de temporização (AT).
- e) O relé de sobrecorrente (50) possui dois tipos de ajustes: ajuste da corrente limiar e ajuste da impedância da linha de transmissão.

2. Os relés de distância respondem a sinais de tensão e corrente para dar origem a um valor de impedância. Sabe-se que a impedância por quilômetro da LT é razoavelmente constante, portanto, esses relés respondem à distância entre a localização do relé e o ponto onde ocorreu a falta. É extremamente importante saber os detalhes operativos que diferenciam os vários tipos de relés de distância, pois, assim, torna-se possível a elaboração de esquemas de proteção adaptados à necessidade do sistema elétrico de transmissão a ser protegido.

- Dentre as alternativas, qual delas está de acordo com a operação de um relé de distância:
- a) O relé de distância executa o cálculo da impedância total da LT uma vez que a impedância calculada está associada com a tensão e a corrente do secundário do TP e do TC, respectivamente.
 - b) O relé de distância classificado como reatância tem uma região de falha representada por um círculo tangente à origem do plano complexo resistência-reatância (R-X).
 - c) O relé de distância classificado como impedância tem uma região de falha representada por um quadrilátero centrado na origem do plano complexo resistência-reatância (R-X).
 - d) O relé de distância opera segundo a defasagem angular entre o fasor de tensão do barramento no qual ele foi instalado e o fasor da corrente de curto-circuito.
 - e) Variações na geração de energia ao longo do tempo ou mudanças na topologia dos sistemas elétricos não afetam a impedância vista pelo relé de distância.

3. Os relés de distância são dispositivos de proteção comumente empregados em sistemas elétricos malhados com múltiplos geradores. Em essência, esses relés são ajustados com base em porcentagens da impedância característica da linha de transmissão. Contudo, a impedância calculada pelo relé representa um valor indireto, pois, a tensão e a corrente nos seus terminais são fornecidas pelo secundário do TP e do TC, respectivamente. Assim, é imprescindível realizar a correta associação entre a impedância indireta ajustada no relé e a verdadeira impedância percentual da LT sob proteção.

Um relé de distância tipo impedância protege 90% uma linha de transmissão e recebe sinais de um TP e um TC com relações de transformação de 230kV / 10V e 5 kA / 5A, respectivamente. Sabendo que a impedância total da linha protegida pelo relé é $50\angle 62,4^\circ \Omega$, determine o valor da impedância a ser ajustada no relé.

- a) $1,95\angle 62,4^\circ \Omega$
- b) $3,26\angle 62,4^\circ \Omega$
- c) $3,26 \Omega$
- d) $3,26\angle 4,2^\circ \Omega$
- e) $3,26\angle 1^\circ \Omega$

Transformadores de instrumentação (TC e TP) e disjuntores de potência

Diálogo aberto

O relé é o dispositivo mais importante de todo esquema de proteção, todavia, devemos lembrar que ele não protege sozinho o sistema elétrico. Como citado nas seções anteriores, a proteção está pautada na operação conjunta do relé com outros dispositivos que desempenham papéis específicos, em especial disjuntores de potência e transformadores de instrumentação – de corrente (TC) e de potencial (TP). Em essência, o trinômio transformador de instrumentação-relé-disjuntor deve operar em completa harmonia, pois, o mau funcionamento de pelo menos um deles irá tornar o esquema de proteção completamente disfuncional. Devido à importância dessa relação, torna-se necessário o conhecimento do princípio operativo e da característica construtiva dos disjuntores e dos TCs e TPs. Fundamentalmente, a elaboração de todo esquema de proteção, seja por parte dos engenheiros das concessionárias e/ou permissionárias de energia, assim como por empresas que prestam serviços de consultoria, exige um completo discernimento dos modos de operação de cada um dos dispositivos envolvidos. Trabalhando nesse meio, você deverá lidar com várias situações práticas que devem ser cuidadosamente avaliadas. Dentre elas, podemos citar o projeto e desenvolvimento de um circuito eletrônico, básico, de modo a condicionar adequadamente os sinais oriundos do secundário dos TCs e TPs para respeitarem os limites operativos de tensão do CAD do relé digital. Por exemplo, vamos assumir que você foi escolhido como o profissional encarregado para projetar um circuito de condicionamento de tensão a ser empregado no secundário de um TP com RTP de 230 kV / 115 V, para que um CAD com fundo de escala de $\pm 3,3V$ possa ser empregado. A sua tarefa é determinar os valores das impedâncias puramente resistivas do circuito divisor de tensão, de modo a permitir que o sinal visto pelo relé esteja dentro do limite pré-especificado. As perguntas que emergem são: como realizar essa tarefa? Por que o condicionamento do sinal (tensão e/ou corrente) é um fator preponderante em sistemas de proteção digitais? Quais os impactos de um mau condicionamento?

Visando fomentar o conhecimento necessário para sobrepor essas situações, assim como a outras que porventura possam aparecer, a presente seção tratará de modo sucinto e objetivo das principais peculiaridades que envolvem os disjuntores de potência, além dos TCs e TPs. Para ajudá-lo nessa

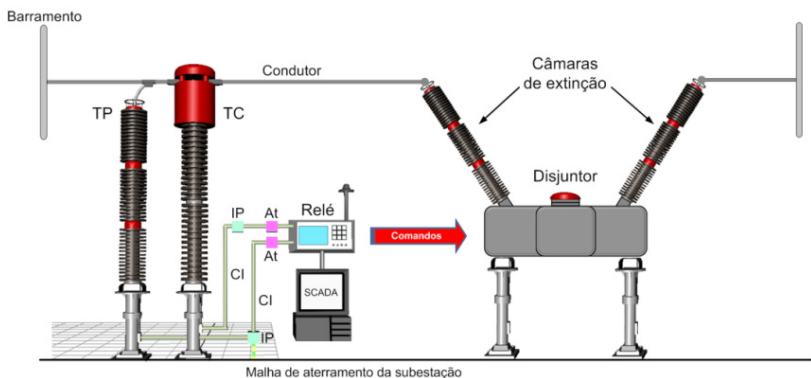
caminhada, estude com empenho e dedicação o conteúdo da seção, pois foi estruturado de modo simples e didático para facilitar a sua compreensão. É de extrema importância comentar, também, que você deve buscar informações adicionais na vasta literatura especializada.

Não pode faltar

Canais de instrumentação e de atuação

Na Figura 1.23, temos o esquemático que mostra como os dispositivos de proteção estão mutuamente associados. Dessa forma, entende-se como canal de instrumentação o *link* que se inicia no ponto de coleta da medição de alta tensão ou corrente e que se finaliza no CAD do relé digital, ou seja, o canal de instrumentação é responsável por produzir réplicas dos sinais de altas tensões e correntes condicionadas com os níveis de tensão de instrumentação dos relés digitais. Analisando atentamente a Figura 1.23, podemos constatar que os dispositivos que formam o canal de instrumentação da tensão são: transformador de potencial (TP), cabos de instrumentação (CI), impedância de proteção (IP) e atenuador (At). Da mesma maneira, os dispositivos que integram o canal de instrumentação da corrente são: transformador de corrente (TC), cabos de instrumentação (CI), impedância de proteção (IP), atenuador (At). Salienta-se que o filtro *anti-aliasing* e o CAD também são componentes integrantes dos canais de instrumentação, contudo, em geral, eles se encontram dentro do hardware do relé (ALBUQUERQUE, 2013). No que tange as informações sobre o filtro *anti-aliasing* e o CAD do relé digital, você pode relembra-las retornando à Seção 1.2.

Figura 1.23 | Esquemático das conexões entre dispositivos de proteção



Fonte: adaptada de Albuquerque (2013, n. 2).

O cabo de instrumentação (CI) padrão é o modelo coaxial RG-8. Várias especificações deste tipo de cabeamento podem ser encontradas, não obstante, a maioria dos fabricantes especifica uma impedância de 50Ω , proteção contra surtos eletromagnéticos, além de uma baixa perda de sinal. Todo canal de instrumentação deve ser protegido com uma impedância de proteção (IP). Para a medição de tensão a impedância é conectada em paralelo, sendo em série para a medição de corrente. Nesse último caso, a impedância é conectada em série com o objetivo de reduzir a intensidade da corrente que flui pelo canal para níveis preestabelecidos, além de evitar a saturação do TC. A função do atenuador é reduzir a amplitude do sinal analógico sem distorção significativa de sua forma. Além disso, o atenuador protege o relé contra sinais com níveis de intensidade proibitivos que podem danificá-lo (ALBUQUERQUE, 2013). Com relação ao canal de atuação, representa o link entre os contatos das saídas digitais do relé e os terminais de entrada das bobinas do sistema de abertura-fechamento do disjuntor. Em geral, a comunicação entre o relé e o disjuntor é realizada por meio de cabeamento protegido contra surtos eletromagnéticos.

Disjuntor de potência (52)

O disjuntor de potência é um dispositivo de atuação eletromecânica (no jargão do engenheiro de proteção usa-se o termo “dispositivo de manobra”) capaz de isolar correntes elétricas sob condições normais de operação, bem como sob condições anormais impostas por curtos-circuitos. No entanto, a sua principal finalidade é interromper correntes de curto-circuito de modo a assegurar o completo isolamento do equipamento e/ou de partes do sistema sob sua responsabilidade (MAMEDE, 2011). A interrupção da corrente ocorre quando o relé envia um sinal de comando que ativa as bobinas de abertura e fechamento do mecanismo de ruptura alocado dentro das câmaras de extinção do disjuntor. Esse mecanismo é operado mecanicamente por um sistema de molas altamente tensionadas, por um sistema hidráulico ou por um sistema pneumático. Contudo, devido à intensidade das correntes de falta a serem interrompidas, perigosos arcos elétricos surgem nas câmaras de extinção que recebem esse nome justamente pelo fato de extingui-los usando meios isolantes.

Face ao exposto, o que caracteriza um tipo de disjuntor é a forma como o arco elétrico é extinto dentro de suas câmaras. Portanto, os principais tipos de disjuntores são: a óleo, a ar comprimido, e a gás hexafluoreto de enxofre (SF_6). No disjuntor a óleo, como o próprio nome indica, os contatos são imersos em óleo isolante que é utilizado tanto na extinção do arco quanto meio isolante entre os contatos e a estrutura do disjuntor. No disjuntor a ar comprimido, o ar é o meio isolante e um jato de ar altamente pressurizado

é disparado, em geral, transversalmente ao arco para extingui-lo o mais rápido possível. O princípio de operação do disjuntor a gás é similar ao de ar comprimido, contudo, o meio isolante é o gás SF_6 devido às suas melhores propriedades isolantes (inerte, inodoro, não inflamável e quimicamente estável) (MAMEDE, 2011; DUFOURNET, 2017). Embora seja uma possibilidade remota, o gás SF_6 pode ser potencialmente perigoso para os operadores de subestações, pois, caso ocorra um vazamento em instalações fechadas, ele tende a se acumular nas partes mais baixas do local, ocasionando níveis baixíssimos de oxigênio.

É de suma importância comentar que, independentemente do tipo de disjuntor, os seguintes parâmetros básicos caracterizam a qualidade operativa do mesmo (DUFOURNET, 2017):

- Estando com seus contatos fechados, o disjuntor deve ser um excelente condutor, ou seja, apresentar perdas mínimas.
- Estando com seus contatos abertos, o disjuntor deve ser um excelente isolador entre as partes do sistema interligadas por ele.
- Tendo em mente que a intensidade da corrente de curto-circuito pode atingir valores extremamente elevados, o disjuntor deve ser capaz de suportar, sem se danificar, a máxima corrente de curto que o atravessa para, em seguida, interrompê-la.
- O tempo de operação do disjuntor, também denominado tempo de comutação, deve ser extremamente curto, da ordem de milissegundos, de acordo com a norma IEC 56.3.105, cuja finalidade é minimizar a intensidade dos arcos elétricos nas câmaras de extinção.
- O disjuntor não pode causar sobretensões durante a comutação.
- O disjuntor deve ser confiável e seguro em toda a sua operação.

Como mencionado anteriormente, o disparo do disjuntor pode ser operado remotamente por um relé, localizado na sala de controle da subestação, todavia, o disjuntor também pode ter um comutador local, alocado dentro da sua própria caixa de junção. Nesse caso, podemos dispará-lo manualmente. É de suma importância comentar que a lógica empregada em todo esquema de proteção, ou seja, quais disjuntores devem permanecer fechados e quais devem permanecer abertos, está diretamente atrelada às diferentes formas de contato dos disjuntores. No caso, um disjuntor 52a apresenta um contato Normalmente-Aberto (NA), assim, quando o disjuntor está aberto, seus contatos estão abertos. Esse tipo de contato segue o status do disjuntor. Já um disjuntor 52b representa um contato Normalmente-Fechado (NF), portanto, ele opera exatamente de modo oposto ao 52a, ou

seja, quando o disjuntor 52b está aberto, seus contatos estão fechados e quando ele está fechado, seus contatos estão abertos. Aqui mora o perigo para muitos engenheiros de proteção, pois, se pelo menos um disjuntor do tipo 'a' presente em um esquema de proteção for equivocadamente substituído por um do tipo 'b' (a recíproca é verdadeira), o esquema perderá completamente a sua capacidade de proteção e os resultados podem ser catastróficos. Em contraste com a grande maioria dos equipamentos do sistema elétrico, os disjuntores permanecem inativos em boa parte do tempo. Essa inatividade deve ser compensada de outras maneiras para garantir que esses dispositivos operem quando solicitados. Face ao exposto, os agentes reguladores do sistema elétrico fornecem manuais e/ou relatórios que especificam os requisitos mínimos necessários para realização de testes. Como consequência, resultados periódicos podem ser comparados a fim de detectar alterações, ou eventualmente deteriorações, nesses dispositivos.

Transformador de corrente (TC)

Os TCs são equipamentos que fornecem uma corrente secundária de reduzida magnitude que é proporcional a uma corrente primária de elevada magnitude. Para realizar tal tarefa, o TC deve ser inserido em série com o condutor, cuja corrente deseja-se medir. Para tanto, secciona-se o condutor e suas extremidades são conectadas aos terminais primários do TC, como ilustra a Figura 1.23. Adicionalmente, podemos notar que o TC é monofásico, ou seja, para um sistema trifásico, devemos ter um transformador para cada condutor. Como o primário do TC está ligado a um condutor cuja diferença de potencial, em relação à malha de aterramento da subestação, pode chegar a algumas centenas de quilovolts, torna-se indispensável um isolamento seguro entre os enrolamentos primários e secundários envoltos no núcleo magnético do TC. Em tese, a tensão entre os enrolamentos é praticamente desprezível, portanto, a tensão no secundário depende, única e exclusivamente, da impedância (carga) aplicada (MAMEDE, 2005). Para facilitar a compreensão, vamos considerar um TC com relação de transformação (RTC) de 500 A / 5A. Assumindo que a corrente que atravessa o primário seja igual a 240 A e uma carga $Z_{STC} = 0,7\Omega$ é aplicada ao seu secundário, a corrente e a tensão secundárias resultantes são iguais a 2,4 A e 1,68 V, respectivamente. É de suma importância comentar que: sempre será necessária uma corrente (pré-especificada) circulando no secundário do TC, para garantir que o seu núcleo seja magnetizado corretamente.

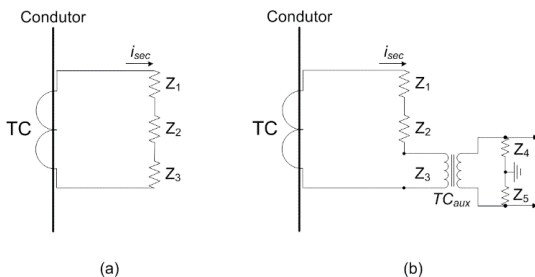


Refleta

Assumindo que haja corrente circulando pelo primário do TC, o que aconteceria se o secundário estivesse aberto (sem impedância)?

Conforme mencionado, uma impedância vista no secundário assegura uma correta operação do TC, contudo, ela também pode ser usada para fins de condicionamento do sinal que será enviado ao relé digital. Para tanto, vamos considerar a Figura 1.24 (a). Podemos observar que a corrente secundária (i_{sec}) atravessa impedâncias puramente resistivas (Z) conectadas em série, assim, apoiando-se nos ombros da primeira Lei de Ohm e na regra do divisor de tensão, adequadas relações de tensão podem ser obtidas. Caso a corrente secundária seja elevada, de modo que simples relações de tensão não assegurem uma conformidade adequada, transformadores de corrente auxiliares (TC_{aux}) são geralmente empregados, como mostra a Figura 1.24 (b).

Legenda:



Fonte: adaptada de Phadke e Thorp (2009, n. 9)



Assimile

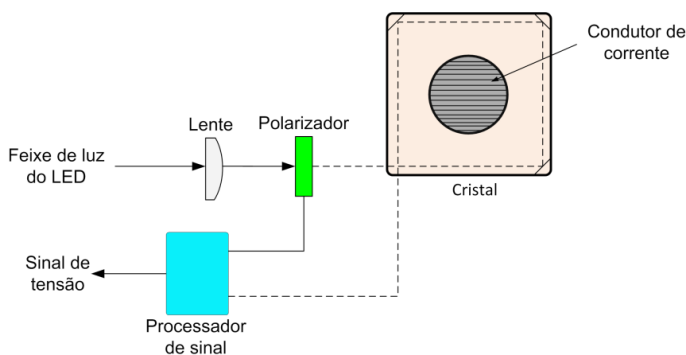
Quando lidamos com medição de corrente, devemos ter em mente que não estamos medindo-a diretamente. Na verdade, medimos um valor de tensão proporcional ao valor correspondente da corrente.

Transformador de corrente eletrônico

O princípio operativo do transformador de corrente eletrônico (também conhecido como transformador de corrente óptico-magnético) é baseado no efeito Faraday, no qual o plano de polarização de um feixe de luz polarizado sofre um desvio angular que depende do campo magnético pelo qual o feixe é submetido. O princípio operativo dos transformadores de corrente eletrônicos é mostrado na Figura 1.25. Um feixe de luz é produzido por um LED e coletado por uma lente antes de passar por um polarizador, no qual o feixe é dividido em duas partes. Uma parte do feixe vai diretamente para um detector no circuito de processamento de sinal, enquanto a segunda parte do feixe de luz polarizado linearmente atravessa um bloco de cristal especial com reflexões totais ocorrendo em seus três cantos, para que o feixe de luz

faça uma volta completa ao redor do condutor cuja corrente a ser medida está fluindo. Pela Lei de Ampère, a circulação de um campo de indução magnética ao longo de uma curva, orientada e fechada, é proporcional à corrente que atravessa a superfície delimitada pela curva. Assim, a deflexão do plano de polarização da luz é proporcional ao valor instantâneo da corrente que flui pelo condutor. O feixe com plano de polarização desviado também é enviado ao processador, sendo o desvio angular determinado pela comparação com a parte do feixe previamente enviada. Após o referido processo, é produzido um sinal de tensão proporcional ao valor instantâneo da corrente que, posteriormente, é condicionado por um circuito eletrônico apropriado (PHADKE; THORP, 2009).

Figura 1.25 | Princípio de operação de um transformador de corrente eletrônico



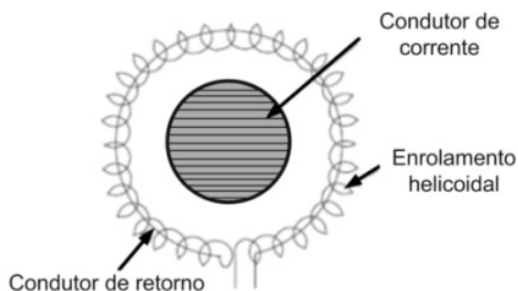
Fonte: adaptada de Phadke e Thorp (2009, n. 49).

Bobina de Rogowski

A bobina de Rogowski é um enrolamento helicoidal em que um de seus terminais retorna pelo centro do enrolamento em direção ao outro terminal, de modo que ao final os dois terminais estejam na mesma extremidade, como mostra a Figura 1.26. A bobina apresenta núcleo não magnético (em geral o ar), dessa forma, ela é imune aos efeitos da saturação. Pela Lei de Faraday, a tensão induzida em uma bobina é proporcional à taxa de variação do fluxo eletromagnético. Como o fluxo é proporcional à corrente que flui pelo condutor circundado pela bobina, logo, a tensão na bobina de Rogowski é proporcional à taxa de variação da corrente que flui pelo condutor. Este sinal de tensão pode ser processado por um circuito eletrônico de modo a fornecer um valor proporcional de corrente. É interessante comentar que o condutor de retorno, que passa pelo centro da bobina, cancela qualquer tensão induzida proveniente de campos eletromagnéticos espúrios. Embora este não seja um sistema clássico de medição de corrente nos sistemas elétricos, esquemas de

medição baseados na filosofia da bobina de Rogowski têm sido usados em aplicações de sensoriamento e proteção (PHADKE; THORP, 2009).

Figura 1.26 | Princípio de operação da bobina de Rogowski

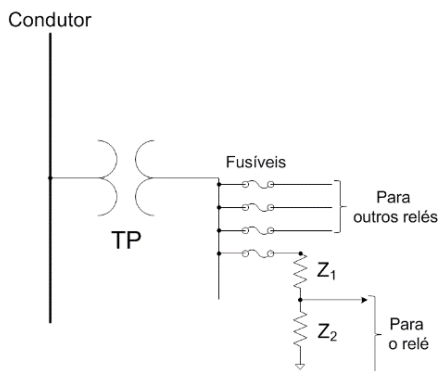


Fonte: adaptada de Phadke e Thorp (2009, n. 50).

Transformador de potencial (TP)

Igualmente baseado na tecnologia de núcleo magnético, os transformadores de potencial são equipamentos que fornecem uma tensão secundária de reduzida magnitude que é proporcional a uma tensão primária de elevada magnitude. Para tanto, o terminal primário do TP é conectado diretamente ao condutor, assim, no secundário do TP, torna-se possível inferir um nível de tensão proporcional à diferença de potencial entre o condutor e a malha de aterramento da subestação (tensão fase-neutro), como mostra a Figura 1.23. Assim como o TC, o TP também é monofásico, ou seja, para um sistema trifásico, devemos ter um transformador para cada condutor (MAMEDE, 2005). A Figura 1.27 mostra as conexões do secundário de um transformador de potencial. Geralmente, um circuito protegido por fusível é fornecido para cada relé. Em geral, a tensão nominal no secundário de um TP é 67 volts para uma conexão fase-neutro. Mais uma vez, assim como no TC, a tensão no secundário do TP pode igualmente ser reduzida a um nível desejado usando um simples divisor de tensão formado por impedâncias puramente resistivas. Ao contrário dos TCs, os TPs são muito precisos no que tange a relação de transformação (RTP), em alguns casos, especialmente para os TPs que operam com níveis de tensão mais baixos, os erros de transformação podem ser negligenciados.

Figura 1.27 | Conexões no secundário do TP



Fonte: adaptada de Phadke e Thorp (2009, n. 9).

Um tipo de TP comumente utilizado em sistemas elétricos de extra-alta tensão são os Transformadores de Potencial de Acoplamento Capacitivo, ou simplesmente Transformadores de Potencial Capacitivos (TPCs). Esses transformadores são formados por uma unidade capacitiva, constituída por capacitores conectados em série que diminuem gradativamente o nível de tensão, associada com um núcleo magnético.



Pesquise mais

O documento de domínio público disponível pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) fornece informações adicionais sobre os TPCs. Para fomentar o aprendizado, aconselhamos a leitura das páginas 19-20.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Definição das Metodologias e Procedimentos Necessários às Campanhas de Medição dos Indicadores de Desempenho.** Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONSRE028-2005-RelatorioCampanhas_Rev4.pdf>. Acesso em: 7 nov. 2018.

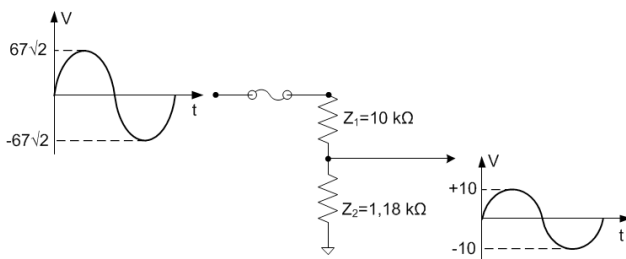


Exemplificando

O desenvolvimento de circuitos para o condicionamento dos sinais oriundos dos TCs e TPs é uma prática recorrente no dia a dia de muitos engenheiros de proteção. Apesar de ser relativamente simples a elaboração de circuitos divisores de tensão que empregam impedâncias puramente resistivas de alta precisão, muitas vezes podem ocorrer equívocos de interpretação no desenvolvimento desses circuitos, que

podem comprometer a operação correta do CAD do relé digital. Para exemplificar, vamos considerar o caso do TP. Na Seção 1.2, informamos que valor máximo do sinal que o CAD pode processar é restrito, em geral, ao fundo de escala de $\pm 10V$, contudo, usualmente, a tensão nominal no secundário de um TP é 67 volts. Aqui mora o perigo! Devemos atentar que o fundo de escala se refere a um valor de pico-a-pico, enquanto que a tensão nominal do TP refere-se a um valor eficaz. Portanto, para o dimensionamento correto do circuito, devemos levar em conta o valor de pico da tensão do secundário do TP para garantir que o circuito de condicionamento possa correlacionar adequadamente as grandezas envolvidas, como mostra a Figura 1.28.

Figura 1.28 | Circuito divisor de tensão para condicionamento do sinal do secundário do TP

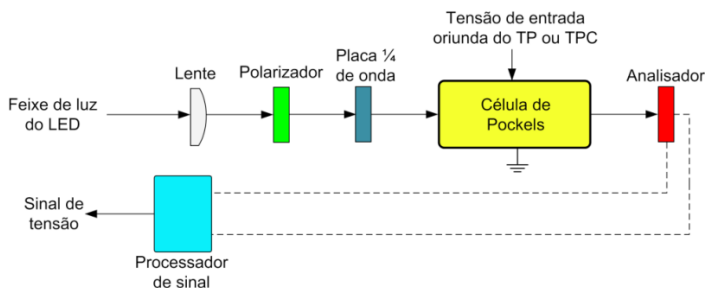


Fonte: elaborada pelo autor.

Transformador de potencial eletrônico

O transformador de potencial eletrônico é baseado no dispositivo eletro-óptico conhecido como célula de Pockels, ilustrado na Figura 1.29. Um feixe de luz produzido por um LED e coletado por uma lente atravessa um polarizador e uma “lâmina de atraso”, comumente conhecida como *placa de um quarto de onda*, cujo resultado é um feixe de luz polarizado circularmente. Em seguida, o feixe atravessa uma célula de Pockels que é submetida a um campo elétrico, produzido por uma tensão de entrada, aplicado na direção perpendicular à direção do feixe de luz. O feixe de luz atravessando o campo elétrico altera a sua polarização, ou seja, a polarização deixa de ser circular e passa a ser elíptica, sendo o grau de elipticidade proporcional à força do campo elétrico. Um analisador divide o feixe polarizado elípticamente em dois feixes polarizados linearmente, cujos planos de polarização são perpendiculares entre si. A intensidade relativa de cada um dos feixes é comparada no processador de sinal, que mede o grau de elipticidade que é proporcional ao campo elétrico instantâneo (e por inferência o valor instantâneo da tensão aplicada). Como antes, a medição é convertida em um sinal de tensão proporcional à tensão instantânea aplicada à célula de Pockels.

Figura 1.29 | Princípio de operação de um transformador de potencial eletrônico

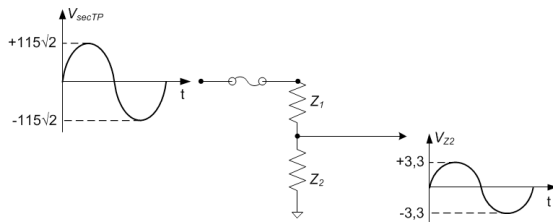


Fonte: adaptada de Phadke e Thorp (2009, n. 50).

Sem medo de errar

Vamos relembrar a situação-problema apresentada no início da seção, em que você foi incumbido de projetar um circuito de condicionamento de tensão a ser empregado no secundário de um TP com RTP de 230 kV / 115 V, para que um CAD com fundo de escala de $\pm 3,3V$ possa ser empregado. Primeiramente, você deve levar em conta os valores de pico das grandezas envolvidas. Dessa forma, os valores de pico do sinal oriundo do secundário do TP é $\pm 115\sqrt{2}$ V, ou seja, esses valores devem estar correlacionados com os $\pm 3,3V$ do CAD do relé. Após essa etapa, você deve focar no cálculo das impedâncias e, para tanto, vamos considerar a Figura 1.30.

Figura 1.30 | Projeto do circuito divisor de tensão do TP



Fonte: elaborada pelo autor.

O sinal de tensão a ser enviado para o relé é oriundo da tensão vista pela impedância Z_2 , portanto, você pode realizar dois procedimentos: o primeiro consiste em especificar um valor arbitrário para Z_2 e, em seguida, calcular Z_1 ; ou especificar Z_1 e posteriormente calcular Z_2 . Vamos considerar o segundo procedimento, sendo Z_1 igual a $20k\Omega$. Assim, por simples cálculo do divisor de tensão, a impedância Z_2 é dada por:

$$Z_2 = -\frac{V_{z_2} \times Z_1}{(V_{z_2} - V_{secTP})} = 414,222 \Omega \quad (1.12)$$

É de suma importância comentar que as impedâncias utilizadas devem ser de alta precisão (tolerância inferior a $\pm 0,1\%$) para garantir um erro mínimo de conversão. Adicionalmente, os valores dessas impedâncias não seguem o padrão comercial, ou seja, é possível obter valores próximos ao resultado mostrado na Equação (1.12).

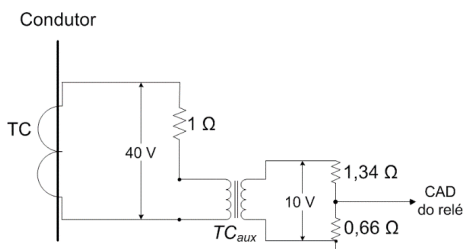
Avançando na prática

Transformador de corrente auxiliar aplicado no secundário do TC principal

Descrição da situação-problema

Todo TC principal deve possuir uma impedância no seu secundário para que ele opere corretamente. Adicionalmente, essa impedância pode ser utilizada para condicionar o sinal de tensão, relativo à corrente medida, com o fundo de escala do CAD do relé. Contudo, por vezes é necessário reduzir ainda mais a corrente do secundário, por meio de um TC auxiliar (TC_{aux}), de modo a facilitar o desenvolvimento do circuito de condicionamento de tensão. Sabendo que você dispõe de conhecimentos sobre o referido tema, adquiridos durante seu curso de engenharia, você é contratado como consultor para avaliar um projeto que está sendo executado pela equipe de proteção de uma grande empresa do setor elétrico brasileiro. Sabe-se que a equipe projetou o circuito mostrado na Figura 1.31, assumindo que o TC principal tem RTC de 1000 A / 40 A, o TC auxiliar tem RTC de 40 A / 5 A e o CAD do relé possui $\pm 3,3V$ de fundo de escala. Com base nos dados fornecidos, você deve avaliar se os valores das impedâncias estão corretamente determinados.

Figura 1.31 | Circuito para avaliação



Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução da situação-problema

De acordo com a teoria apresentada sobre TCs, sabemos que a tensão no secundário depende, única e exclusivamente, da impedância (carga) vista nos seus terminais. Portanto, vamos avaliar os resultados partindo do TC principal em direção ao TC auxiliar. No secundário do TC principal foi alocada uma impedância de $1\ \Omega$, para uma corrente de 40 A, portanto, temos efetivamente a tensão de 40 V, como mostrado. No TC auxiliar, a corrente do secundário é 5 A, portanto, a tensão vista nos terminais da impedância de $0,66\ \Omega$ é igual a 3,3 V ($0,66\ \Omega \times 5\ A$) e a tensão vista nos terminais da impedância de $1,34\ \Omega$ é 6,7 V ($1,34\ \Omega \times 5\ A$), portanto, a tensão no secundário do TC auxiliar é exatamente 10 V (3,3 V + 6,7 V). Sabendo que a tensão enviada ao CAD do relé é a tensão de 3,3 V, você pode inferir que os valores das impedâncias estão corretos. Salienta-se que os valores obtidos para as impedâncias são pequenos, contudo, a potência elétrica dissipada por elas é elevada.

Faça valer a pena

1. Compreender o princípio operativo e a característica construtiva dos vários tipos de disjuntores de potência é essencial para a elaboração de esquemas de proteção. Esse conhecimento é necessário para evitar potenciais erros de projeto que podem comprometer a eficiência e a confiabilidade da proteção como um todo.

Considere as seguintes proposições sobre disjuntores de potência:

- I. São dispositivos de manobra que podem operar sob carga.
- II. O disjuntor 52b representa um contato Normalmente-Aberto (NA).
- III. O disjuntor a gás SF_6 emprega como elemento químico o perclorato de ferro.
- IV. Os disjuntores são classificados de acordo com o método de extinção do arco-elétrico no seu interior.

A(s) proposição(ões) correta(s) é (são):

- a) I.
- b) I, II.
- c) I, II, III.
- d) I, II, III, IV.
- e) I, IV.

2. As relações de transformação do TP (RTP) e do TC (RTC) fornecem o grau de proporcionalidade entre as grandezas primárias e secundárias. Um teste simples e

eficiente para inferir a tensão primária do TP e a corrente primária do TC consiste em medir as grandezas vistas no secundário desses transformadores e, em seguida, aplicar as devidas relações de transformação.

Sabendo que um TP possui RTP de 230 kV / 250 V e um TC possui RTC de 800 A / 10 A, determine a tensão e a corrente primárias se um medidor digital conectado no secundário dos transformadores fornece as leituras de 220 V e 8 A.

- a) 192,4 kV e 525 A.
- b) 196,5 kV e 545 A.
- c) 198,5 kV e 555 A.
- d) 200,4 kV e 565 A.
- e) 202,4 kV e 640 A.

3. Assim como para os disjuntores de potência, é imprescindível termos o conhecimento sobre a operação e as características construtivas dos transformadores de instrumentação. Os sistemas elétricos modernos exigem, cada vez mais, que os equipamentos dos canais de instrumentação sejam robustos e precisos. Dessa forma, é necessário melhorar os equipamentos existentes ou substituí-los por novas tecnologias.

Qual das alternativas está correta acerca do transformador de instrumentação?

- a) O transformador de potencial de acoplamento capacitivo (TPC) é empregado em sistemas de extra-alta tensão para transformar uma elevada corrente no seu enrolamento primário em uma reduzida tensão no seu enrolamento secundário.
- b) O transformador de corrente eletrônico óptico-magnético tem seu princípio operativo com base nos Efeitos Pelicular e de Foucault para medir a corrente elétrica que atravessa um condutor.
- c) A bobina de Rogowski é um tipo de transformador de corrente eletrônico empregado para medir a corrente que atravessa um condutor, para tanto o condutor deve ser seccionado para que a bobina seja conectada em série com seus terminais.
- d) A bobina de Rogowski é um tipo de transformador de potencial eletrônico empregado para medir a corrente que atravessa um condutor sem a necessidade de realizar contato.
- e) O transformador de potencial eletrônico permite a medição da tensão elétrica usando uma célula de Pockels submetida a um campo elétrico.

- ALBUQUERQUE, R. J.; PAUCAR, V. L. **Evaluation of the PMUs Measurement Channels Availability for Observability Analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, 2013.
- ANEEL. **Relatório de fiscalização**. 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Relat%C3%B3rioDeFiscaliza%C3%A7%C3%A3oONS.pdf>. Disponível em: 18 out. 2018.
- CAMINHA, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. 1. ed., Edgard Blucher, 1977.
- DUFOURNET, D. **AC High-Voltage Circuit Breakers**. IEEE Switchgear Committee, 2017.
- GRAINGER, J.; STEVENSON, W. **Power System Analysis**. McGraw-Hill, 1994.
- MAMEDE, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3. ed., LTC, 2005.
- MAMEDE, J; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. LTC, 2011.
- MASON, C. R. **The Art & Science of Protective Relaying**. 2017. General Electric Company. Disponível em: <http://www.gegridolutions.com/multilin/notes/artsci/>. Acesso em: 18 out. 2018.
- PHADKE, A.; THORP, J. S. **Computer Relaying for Power System**. 2. ed., Nova York: Wiley, 2009.
- PHADKE, A.; THORP, J. S. **Synchronized Phasor Measurements and Their Applications**. Nova York: Springer, 2008.
- SCHNEIDER ELECTRIC. **Protection Trip Curves**. Disponível em: https://www.schneider-electric.com/documents/electrical-distribution/en/shared/interactivecatalogue/seped303005en/seped303005en/pdfs/page_103.pdf. Acesso em: 28 set. 2018.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Definição das Metodologias e Procedimentos Necessários às Campanhas de Medição dos Indicadores de Desempenho**. Rio de Janeiro. 26 jun. 2006. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONSRE028-2005-RelatorioCampanhas_Rev4.pdf. Acesso em: 7 nov. 2018.

Unidade 2

Proteção dos sistemas de transmissão

Convite ao estudo

O sistema de transmissão de energia representa o elo entre as usinas geradoras (hidroelétricas, termoeleétricas ou nucleares) e as subestações, portanto, dentro de um ambiente competitivo, busca maximizar a capacidade de transferência de energia minimizando os custos totais de transporte. Nesse contexto, os principais equipamentos que compõem o sistema elétrico - transformadores, linhas de transmissão (LTs), geradores e barramentos - devem ser protegidos de forma segura e confiável, a fim de evitar um severo desabastecimento de energia aos consumidores finais. Para termos noção da importância da proteção desses equipamentos, se um único transformador, LT, gerador ou barramento entrar em curto-circuito, a operação do sistema elétrico como um todo pode ficar comprometida, caso o elemento sob falta não seja retirado imediatamente de operação. Desde o advento da indústria da eletricidade, esquemas de proteção dedicados até esses equipamentos são postos em prática, contudo, é necessário ter discernimento da forma como cada um deles opera para que você, como um profissional da área de proteção, possa elaborar esquemas robustos e dedicados a uma necessidade específica.

Os temas relativos à proteção dos sistemas de transmissão serão aprofundados nesta unidade. Para tanto, as três seções desenvolvidas estão divididas da seguinte forma: na Seção 2.1, apresentam-se os fundamentos básicos da proteção dos transformadores de potência, avaliando-se primeiramente as principais falhas internas e externas que podem acometer esses equipamentos e, posteriormente, mostrando os tipos de proteção que podem ser empregados, tais como: proteção diferencial e utilizando o relé Buchholz. Um enfoque especial é dado à proteção diferencial, em que os conceitos matemáticos básicos pautados na Lei das Correntes de Kirchhoff (LCK) serão apresentados. Finalizando a primeira seção, abordaremos brevemente a proteção contra incêndios em transformadores usando barreiras corta-fogo. Na Seção 2.2, apresentam-se fundamentos básicos adicionais sobre a proteção de linhas de transmissão (LTs), levando-se em consideração a utilização de relés de sobrecorrente, direcionais, de distância e Piloto. Salienta-se que você deve consolidar toda a teoria apresentada na Unidade 1, *Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos*, pois essa teoria será aprofundada ainda mais na presente Unidade. Finalmente, na Seção 2.3, apresentam-se os conceitos básicos sobre a proteção de geradores e barramentos pelo prisma da proteção

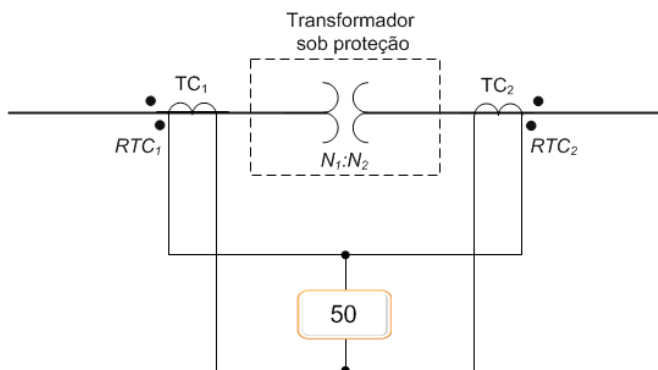
contra sub e sobretensões, proteção contra perda de sincronismo do gerador e proteção usando avançadas Unidades de Medição Fasorial Sincronizada. Ao término desta unidade, você será capaz de conhecer e compreender os conceitos fundamentais da proteção dos sistemas de transmissão, além de saber identificar e analisar os esquemas de proteção dedicados aos equipamentos desses sistemas.

Proteção de transformadores

Diálogo aberto

A energia não pode ser criada nem destruída, apenas transformada de uma forma em outra. Baseando-se nessa célebre constatação, o transformador de potência é capaz de transformar um nível de tensão em outro sem que a quantidade total de energia seja alterada. Assim, o transformador é considerado por muitos como o principal equipamento do sistema elétrico. Nitidamente, protegê-lo é preciso. Para que tal tarefa seja realizada, o esquema de proteção diferencial, ilustrado na Figura 2.1, é frequentemente empregado devido a sua simplicidade operativa. Em essência, esse tipo de proteção baseia-se na simples Lei das Correntes de Kirchoff (LCK), levando-se em conta as relações de transformação dos transformadores envolvidos (de potência e os de corrente).

Figura 2.1 | Esquema genérico da proteção diferencial de transformadores



Fonte: adaptada de Caminha (1977).

Nesse contexto, a elaboração de esquemas de proteção dedicados a esses equipamentos será uma das atividades regulares que você desempenhará como profissional de proteção, seja em uma grande empresa do setor elétrico ou mesmo na sua própria empresa de consultoria.

Para contextualizar nosso estudo, vamos assumir que você é um profissional da divisão de proteção de uma empresa de consultoria que elabora esquemas de proteção para estatais do setor elétrico brasileiro. Você recebe a tarefa de elaborar um relatório referente à proteção diferencial de um transformador de potência com configuração Y-Y, comutador unitário, corrente nominal de 1 kA e corrente máxima permissível de 14 kA. Sabe-se que ambos

os TCs a serem empregados no esquema de proteção apresentam relação de transformação de 1 kA : 1 A. A informação mais importante que deve constar no relatório é a Tabela 2.1 devidamente preenchida. A priori, são fornecidos os valores (magnitude e ângulo de fase) dos fasores das correntes secundárias dos TCs, quando fluem pelo transformador de potência correntes com intensidades de 1 kA, 7 kA e 14 kA. Adicionalmente, são apresentados os fasores de corrente para uma condição de falta do transformador. As informações que você deve inserir na tabela consistem na determinação do fasor da corrente diferencial (\hat{I}_D) para cada condição, se o valor obtido faz o relé de sobrecorrente atuar e se a proteção diferencial opera corretamente, assumindo que uma corrente diferencial igual a 25% da corrente de restrição foi ajustada no relé.

Tabela 2.1 | Avaliação da proteção diferencial proposta

Condição do circuito	\hat{i}_1	\hat{i}_2	\hat{I}_D	Relé opera?	Avaliação da proteção diferencial
1 kA	$1\angle 0^\circ$	$1\angle 180^\circ$			
7 kA	$7\angle 0^\circ$	$7\angle 180^\circ$			
14 kA	$14\angle 0^\circ$	$14\angle 180^\circ$			
Falta	$2\angle 0^\circ$	$0\angle 0^\circ$			

Fonte: elaborada pelo autor.

Os desafios estão lançados, portanto, você precisa sobrepô-los. Para lhe ajudar nessa empreitada, estude com empenho o conteúdo desta seção, pois nele constam informações primordiais sobre esse tipo de proteção. Não deixe de se aprofundar na vasta literatura especializada, pois a curiosidade em pesquisar é o alimento que nutre o conhecimento.

Não pode faltar

Falhas internas e externas nos transformadores

A principal característica do transformador de potência é alterar a magnitude do sinal de tensão, elevando-a ou abaixando-a de acordo com a necessidade, sem alterar a sua frequência. Para um fluxo de potência constante, a elevação da tensão é empregada para reduzir o fluxo de corrente nos condutores, e, por consequência, reduzir perdas elétricas por efeito Joule (perdas ôhmicas). É por esse motivo que transformadores elevadores de tensão são aplicados nas subestações das usinas hidroelétricas, termoelétricas e/ou nucleares, visto que o nível de tensão nos terminais de saída dos geradores dessas usinas é da ordem de 6,9 kV a 30 kV, que é relativamente baixo para que a transmissão de energia seja economicamente viável a longas distâncias.

Desse modo, os transformadores elevadores aumentam o nível de tensão para patamares da ordem de dezenas ou centenas de quilovolts, sendo comum as tensões de 230 kV e 500 kV no sistema elétrico brasileiro.

Devido a sua extrema importância, os transformadores de potência devem receber cuidados especiais para evitar ao máximo que uma falha operativa possa ocasionar graves problemas de suprimento de energia. Adicionalmente, esses equipamentos são onerosos e leva tempo para repará-los, caso alguma falha aconteça. Face ao exposto, a manutenção preventiva é uma condição necessária e suficiente para evitar que um mal maior aconteça, assim, as empresas do setor elétrico realizam com frequência testes de desempenho e de falhas em seus transformadores. As falhas que podem acometer um transformador são divididas em duas categorias: internas e externas.

Faltas internas:

- i. Contaminação do óleo;
- ii. Deterioração do isolamento;
- iii. Superaquecimento;
- iv. Rompimento do enrolamento.

Agora, vamos analisar como essas falhas se correlacionam. Todo transformador de potência possui um sistema de isolamento elétrico formado por um isolante líquido e um isolante sólido. Em geral, o líquido é o óleo mineral isolante e o sólido é um papel isolante especial denominado *Kraft*. O principal fator de contaminação do óleo é a umidade, assim, um envelhecimento acelerado de todo o conjunto de isolamento do transformador pode ocorrer. Com a deterioração do isolamento, um curto-circuito fase-fase tende a se originar no interior do transformador, apesar desse tipo de falta ser relativamente raro. Todavia, devemos sempre ter em mente que é nas baixas probabilidades que ocorrem os piores cenários, assim, se um curto-circuito fase-fase efetivamente ocorrer, uma elevada corrente pode provocar o superaquecimento dos enrolamentos e, por conseguinte, eles podem se romper.

Faltas externas

- i. Descarga atmosférica;
- ii. Sobrecarga do sistema;
- iii. Curto-circuito.

Em geral, falhas externas não podem ser prevenidas por manutenção. É fato que todo transformador de potência está sujeito a descargas atmosféricas, contudo, um Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA)

pode reduzir drasticamente os danos provocados por essas descargas. Com relação à sobrecarga do sistema, todo transformador possui uma margem de tolerância de potência, ou seja, ele pode operar em condições pré-especificadas de sobrecarga, contudo, é de suma importância garantir que o nível de sobrecarga não exceda os limites operativos do transformador, a fim de evitar danos internos. Adicionalmente, um curto-circuito nos seus terminais é uma condição de falha que pode acometer os transformadores, no entanto, um esquema de proteção robusto e confiável, como é o caso da proteção diferencial de sobrecorrente reduz os riscos de danos ao equipamento.

Proteção diferencial em transformadores (87T)

Transformadores de baixa capacidade geralmente são protegidos por fusíveis ou relés de sobrecorrente. Contudo, transformadores de maior capacidade (2,5 MVA ou mais) são geralmente protegidos por relés diferenciais de corrente percentual. A priori, a proteção diferencial em transformadores de potência é baseada na avaliação da diferença entre as correntes secundárias oriundas dos TCs alocados no ramo primário e secundário do transformador. Salienta-se que a corrente diferencial obtida durante um curto-circuito é um importante meio de avaliação da intensidade da corrente de falta. Para facilitar a compreensão, vamos considerar Figura 2.2, na qual $N_1:N_2$ representa a relação de transformação do transformador, $1:n_1$ e $1:n_2$ fornecem as relações de transformação dos TCs primário e secundário, respectivamente, T é a relação do comutador, I_1 é a corrente primária e I_2 representa a corrente secundária. De posse dessas informações, as seguintes relações podem ser obtidas (PHADKE; THORP, 2009)

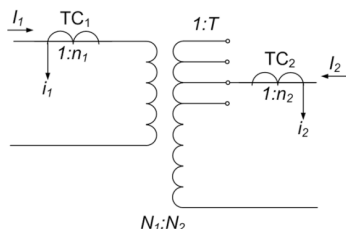
$$I_1 N_1 \cong -I_2 N_2 T \quad (2.1)$$

$$I_1 \cong n_1 \times i_1 \quad (2.2)$$

$$I_2 \cong n_2 \times i_2 \quad (2.3)$$

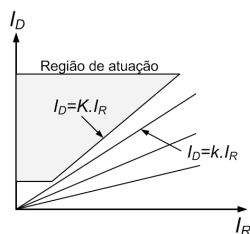
$$N_1 \times n_1 \cong N_2 \times n_2 \quad (T = 1) . \quad (2.4)$$

Figura 2.2 | Transformador monofásico.



Fonte: adaptada de Phadke e Thorp (2009).

Figura 2.3 | Inclinação do relé diferencial.



Fonte: adaptada de Phadke e Thorp (2009).

A Equação 2.4 mostra que se T for mantido na posição neutra ($T=1$), as correntes secundárias, i_1 e i_2 dos TCs são aproximadamente iguais. Porém, como os TCs são dispositivos com relações de transformação padronizadas, em geral, $N_1 \times n_1 \neq N_2 \times n_2$ e $i_1 - i_2 \neq 0$ para um transformador sem falha. Além disso, o comutador cria uma disparidade adicional entre as correntes i_1 e i_2 quando ele se desvia da sua posição neutra. E, finalmente, os erros dos TCs também contribuem para uma maior variação das desigualdades apresentadas. Visando contornar essa situação, a Equação 2.5 é tomada como válida

$$i_1 + i_2 = k \left[\frac{i_1 - i_2}{2} \right]. \quad (2.5)$$

A relação $(i_1 + i_2)$ é a corrente diferencial I_D e $\left(\frac{i_1 - i_2}{2} \right)$ é a corrente média, com base nas correntes secundárias dos TCs, conhecida como corrente de restrição I_R . A Equação 2.5 indica que, quando não há uma falta dentro da zona de proteção do transformador, uma corrente diferencial igual a k vezes a corrente de restrição pode ser obtida. Para que o relé diferencial se abstenha de atuar, torna-se necessário modelar a característica do relé conforme mostrado na Figura 2.3. A inclinação percentual K deve ser maior que o valor de k previamente utilizado na Equação 2.5, a fim de permitir uma margem de segurança. Analisando atentamente a Figura 2.3, podemos constatar que quanto menor o valor de k ajustado no relé, mais sensível ele se torna na detecção de pequenas correntes de falta. Valores típicos disponíveis para relés diferenciais percentuais são 10%, 20% e 40% (PHADKE; THORP, 2009).



Assimile

Podem soar estranho o fato da corrente diferencial I_D ser representada pela soma entre as correntes i_1 e i_2 , pois, pela lógica, a corrente diferencial deveria ser dada pela subtração entre elas. Contudo, tenha em mente que estamos lidando com **somas algébricas**, assim, **o sinal referente ao sentido das correntes deve ser considerado**.

É de suma importância salientar que certos fenômenos que não estão associados com curtos-circuitos podem contribuir para o surgimento de correntes diferenciais elevadas. Nesses casos, o relé pode atuar sem a devida necessidade e, por conseguinte, o transformador de potência é retirado de operação, acarretando graves problemas no suprimento de energia. Face ao exposto, deve-se ter muito cuidado com a corrente de magnetização (*inrush*) do transformador no momento de sua energização, pois, durante essa manobra, o secundário do transformador fica em aberto, podendo ser obtida

uma elevada corrente diferencial. Como conclusão, o profissional de proteção deve sempre avaliar e ajustar com cuidado o relé de proteção diferencial todas as vezes em que um transformador de potência for energizado.



Refleta

Seria possível fazer uma analogia entre a proteção diferencial e a Ponte de Wheatstone?

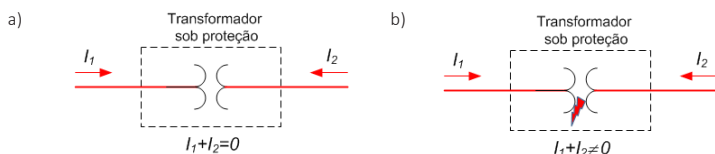
O relé cuja característica operativa que melhor se adapta à proteção diferencial seria o relé de sobrecorrente instantâneo ou temporizado?



Exemplificando

Para aprofundar a compreensão, vamos analisar o princípio da proteção diferencial com base na Lei das Correntes de Kirchhoff (LCK). Basicamente, a LCK declara que a soma das correntes que fluem em direção a um nó de um circuito elétrico é nula. Com base nessa convenção, a proteção diferencial realiza a comparação entre a corrente primária e secundária do transformador, seja em magnitude ou na representação fasorial, para inferir se há ou não uma falta no mesmo. A corrente de entrada do transformador é dita positiva, enquanto a corrente de saída é assumida negativa, como ilustra a Figura 2.4 (a). Portanto, podemos observar que na ausência de falta, a corrente que entra no transformador é, em teoria, igual à corrente que o deixa, contudo as correntes possuem sentidos opostos (obs: atentar para a relação de transformação do transformador). Caso fasores sejam considerados, teremos uma defasagem angular de 180° entre as correntes. Na ocorrência de uma falta, a soma das correntes em ambos os lados do transformador não será mais zero, como mostra a Figura 2.4 (b). Em conclusão, essa característica é empregada para detectar a presença de um curto-circuito no transformador. Salienta-se que a LCK aplicada às correntes primárias e secundárias do transformador de potência se reflete, sem perda de generalidade, nas correntes secundárias dos transformadores de corrente que são processadas pelo relé para a identificação do curto-circuito.

Figura 2.4 | a) LCK assumindo um transformador sem falta; b) LCK assumindo um curto-circuito no transformador.



Fonte: adaptada de Caminha (1977).

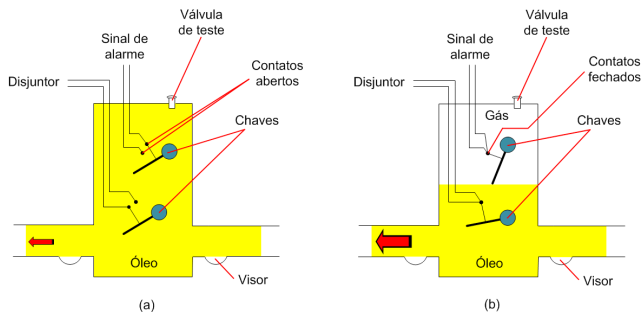
Proteção de transformadores com relé Buchholz

No âmbito dos sistemas elétricos, tanto no nível de transmissão quanto no de distribuição, o relé Buchholz é empregado na proteção de transformadores e reatores de potência que utilizam óleo como meio isolante dos enrolamentos localizados dentro do tanque principal. Em essência, o relé Buchholz é utilizado nesses equipamentos como meio de proteção contra curtos que podem ocorrer nos enrolamentos. É aconselhável que todo transformador de potência seja equipado com um relé Buchholz instalado na canalização que liga o tanque principal ao tanque de expansão. Quando um arco elétrico é gerado nos enrolamentos do transformador, ocorre um fenômeno denominado vaporização do óleo, assim, com base nesse efeito, o modo de operação desse relé fundamenta-se no binômio alarme-atuação:

- i. **Alarme:** sob um acúmulo lento de gás, devido, por exemplo, a uma sobrecarga, o gás se acumula na parte superior do relé à medida que o nível do óleo diminui. Esse tipo de detecção é usado para gerar um sinal de alarme;
- ii. **Atuação:** se um arco é formado, o acúmulo de gás é rápido e o óleo flui rapidamente entre os reservatórios. Esse fluxo de óleo aciona uma chave localizada no caminho de circulação do óleo, que envia um sinal de comando para que o disjuntor de proteção do transformador possa atuar.

Destacamos que o relé Buchholz tem uma válvula de teste para permitir a remoção do gás acumulado para posterior análise. Se o gás encontrado for inflamável, tem-se uma condição grave de falha interna no equipamento, como superaquecimento ou arco. Contudo, se o gás não for inflamável, o nível do óleo está baixo ou há algum vazamento no reservatório. A Figura 2.5 ilustra de modo simples o princípio de operação do relé Buchholz. Caso não haja um curto-circuito, as chaves permanecem abertas e há apenas um fluxo normal de óleo na canalização. Contudo, na ocorrência de um curto-circuito, temos a formação de gás pela vaporização do óleo, assim, o gás pressurizado fecha uma chave que dispara o sinal de alarme. Adicionalmente, tem-se uma elevação do fluxo de óleo que fecha uma segunda chave que está no seu caminho, ativando o disjuntor (COMPOSELEC, 2018; SCHNEIDER, 2018). Podemos constatar, nessa explicação, que a beleza do relé Buchholz está na eficiência da sua simplicidade.

Figura 2.5 | Relé Buchholz: a) sem curto-circuito nos enrolamentos; b) com curto-circuito.

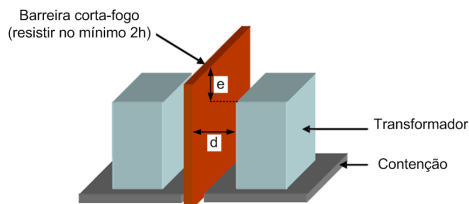


Fonte: adaptada de https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Buchholz_relay_contacts_fr.svg?uselang=fr; https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Buchholz_relay_contacts_alarm_fr.svg?uselang=fr. Acesso em: 23 jan. 2019.

Proteção contra incêndios - Barreira corta-fogo

Devido aos níveis de tensão e corrente a que o transformador de potência está sujeito, se alguma falha grave ocorrer em seu interior, a probabilidade dele entrar em combustão é elevada. Caso um transformador esteja envolvido em um incêndio, muito provavelmente ele será completamente destruído em um curto intervalo de tempo, porém, o efeito e a propagação do incêndio nos equipamentos adjacentes da subestação devem ser contidos. Nesse contexto, a barreira corta-fogo surge como uma forma simples, eficaz, prática e de baixo custo para realizar tal tarefa. Barreiras corta-fogo são tipicamente construídas em concreto armado, porém, elas também podem ser construídas em metal combinado com material anti-chama. É de suma importância comentar que, independente do material empregado na construção, a barreira corta-fogo deve suportar, no mínimo, duas horas de incêndio sem perder suas características de proteção contra a propagação das chamas e irradiação do calor. Visando fomentar a compreensão, a Figura 2.6 ilustra como uma barreira corta-fogo é usada para proteger dois transformadores adjacentes. Na prática, ela deve se estender pelo menos 60 cm horizontalmente (“d”) e 30 cm verticalmente (“e”) além de qualquer componente do transformador, incluindo as buchas e o sistema de refrigeração (CIGRÉ, 2013).

Figura 2.6 | Barreira corta-fogo para proteção de dois transformadores adjacentes.



Fonte: adaptada de CIGRÉ (2013).



Pesquise mais

No guia de domínio público fornecido no link abaixo, o CIGRÉ (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) fornece informações adicionais de grande valia sobre práticas de segurança contra incêndios em transformadores. Vários temas são abordados, sendo englobados em três eixos: a) cenários típicos de incêndios em transformadores; b) avaliação da probabilidade de incêndio em transformadores; e c) medidas protetivas que reduzam o risco e as consequências de incêndios em transformadores. Para informações suplementares sobre a barreira corta-fogo, recomendamos a leitura do capítulo 4, a partir da página 34. CIGRÉ. **Guia para Avaliação de Incêndio em Transformadores de Potência não Confinado e a Óleo Mineral**. Ago. 2014. Disponível em: <http://www.cigre.org.br/archives/BT_18.pdf>. Acesso em: 23 jan. 2019.

Sem medo de errar

De posse da teoria apresentada até o presente momento, estamos aptos a avançar nas situações práticas com que você pode se deparar como engenheiro de proteção, tais como a apresentada, em que você deve elaborar a proteção diferencial de um transformador de potência com relação de transformação $N_1 : N_2$ com comutador ajustável. Para tanto, pode ser exigido que você empregue um relé de sobrecorrente que receba sinais de dois TCs (com relações de transformação RTC_1 e RTC_2 , respectivamente), cada um alocado em um lado do transformador. Nesse contexto, qual seria o sentido das correntes oriundas do secundário dos TCs, tanto na condição normal de operação quanto na condição de falta do transformador? Assumindo que você disponha dos fasores das correntes secundárias dos TCs (calculados pela Transformada Discreta de Fourier), como saber se o relé irá atuar para um ajuste correspondente a uma porcentagem da corrente de restrição?

Relembrando a situação apresentada, você é um profissional da divisão de proteção de uma empresa de consultoria e recebeu a tarefa de elaborar um relatório referente à proteção diferencial de um transformador de potência com as seguintes características: conexão Y-Y, comutador unitário, corrente nominal de 1 kA e corrente máxima permissível de 14 kA. Os TCs da proteção apresentam relação de transformação de 1000:1. A Tabela 2.1 deve ser preenchida, considerando as informações fornecidas. Adicionalmente, são apresentados os fasores de corrente para uma condição de falta do transformador. As informações necessárias são a corrente diferencial (\hat{I}_D) para cada condição, se o valor obtido faz o relé de sobrecorrente atuar e se a proteção diferencial opera corretamente assumindo que uma corrente diferencial igual a 25% da corrente de restrição foi ajustada no relé.

Tabela 2.1 | Avaliação da proteção diferencial proposta.

Condição do circuito	\hat{i}_1	\hat{i}_2	\hat{I}_D	Relé opera?	Avaliação da proteção diferencial
1 kA	$1\angle 0^\circ$	$1\angle 180^\circ$			
7 kA	$7\angle 0^\circ$	$7\angle 180^\circ$			
14 kA	$14\angle 0^\circ$	$14\angle 180^\circ$			
Falta	$2\angle 0^\circ$	$0\angle 0^\circ$			

Fonte: elaborada pelo autor.

Apesar das informações fornecidas serem um tanto quanto intimidadoras, a solução da situação problema é relativamente simples. Para o cálculo da corrente diferencial, basta calcularmos a soma algébrica dos fasores \hat{i}_1 e \hat{i}_2 . Claramente, para as três primeiras condições, a soma resultante se anula, pois, as correntes estão defasadas em 180° . Todavia, para a condição de falta isso não ocorre. Com base nessas informações, quando não há uma falta no transformador, o relé de sobrecorrente não atua, independentemente da magnitude da corrente que flui através do transformador. Por outro lado, para a condição de falta, temos que $|I_D| = 2$ A, sendo superior aos 25% da corrente de restrição, cujo valor é dado por $|I_r| = 0,25 \times 1A = 0,25A$. Portanto, as informações que você deve preencher são mostradas na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 | Informações devidamente preenchidas

Condição do circuito	\hat{i}_1	\hat{i}_2	\hat{I}_D	Relé opera?	Avaliação da proteção diferencial
1 kA	$1\angle 0^\circ$	$1\angle 180^\circ$	$0\angle 0^\circ$	Não	Ok
7 kA	$7\angle 0^\circ$	$7\angle 180^\circ$	$0\angle 0^\circ$	Não	Ok
14 kA	$14\angle 0^\circ$	$14\angle 180^\circ$	$0\angle 0^\circ$	Não	Ok
Falta	$2\angle 0^\circ$	$0\angle 0^\circ$	$2\angle 0^\circ$	Sim	Ok

Fonte: elaborada pelo autor.

Fornecendo respostas bem fundamentadas, que demonstrem um real conhecimento de causa, tenha certeza de que o relatório que você entregará responderá às expectativas da empresa contratante.

Avaliação do sentido dos fluxos de correntes na proteção diferencial

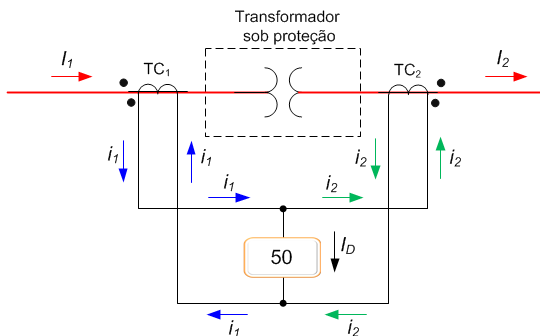
Descrição da situação-problema

Apesar de ser um tipo de proteção cuja teoria e prática são relativamente simples, por vezes, vários são os equívocos de interpretação da proteção diferencial. Sabendo disso, a concessionária de energia para a qual você trabalha lhe escolheu como engenheiro responsável pela elaboração de um esquemático que mostre o correto sentido das correntes na proteção diferencial. A empresa solicita que você leve em consideração o sentido das correntes tanto na condição de operação normal do transformador como na condição de falta. Esse esquemático será de grande valia para que os demais engenheiros possam se basear durante a elaboração de novos esquemas de proteção.

Resolução da situação-problema

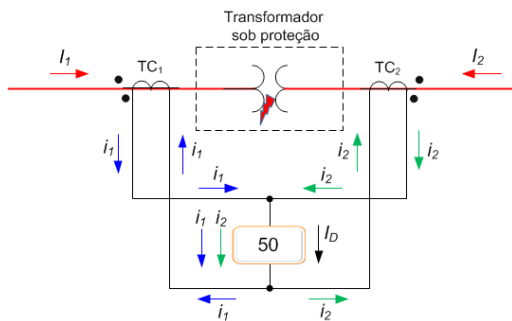
Mais uma vez reiteramos que a proteção diferencial não é um tema complexo, caso você tenha em mente o correto sentido dos fluxos de corrente. Vamos analisar o caso concreto de um transformador operando em condição normal, como mostra o esquemático na Figura 2.7. Nele, a corrente de entrada do transformador de potência tem o mesmo sentido da corrente de saída. Adicionalmente, as correntes dos secundários dos TCs assumem tal sentido que a corrente diferencial vista pelo relé é nula. Contudo, para a condição de falta do transformador, como mostra o esquemático da Figura 2.8, as correntes do primário e do secundário do transformador apontam para o ponto de localização da falta, ou seja, ambas no sentido do transformador. Devido à inversão do sentido da corrente secundária do transformador de potência, temos uma condição de reversão no sentido da corrente do secundário do TC_2 , portanto a corrente vista pelo relé não será mais nula, cuja consequência é a atuação do relé. É de suma importância salientar que você não pode desconsiderar a polaridade dos TCs (círculos negros), pois, caso você a desconsidere, a determinação do sentido dos fluxos das correntes secundárias pode ser comprometida. Saiba que esse é um dos principais deslizes que atormentam até mesmo os engenheiros de proteção mais experientes.

Figura 2.7 | Sentido das correntes para condição normal de operação.



Fonte: adaptada de Caminha (1977).

Figura 2.8 | Sentido das correntes para condição de falta.



Faça valer a pena

1. A proteção dos transformadores de potência é de vital importância, pois eles são considerados como elementos centrais dos sistemas elétricos. Sabemos que todo transformador deve ser construído com base em um meio isolante que proteja seus enrolamentos, sendo o óleo comumente empregado. Face ao exposto, o relé Buchholz é uma ferramenta simples, porém extremamente eficiente, aplicada na proteção de falhas internas do transformador.

O relé Buchholz protege o transformador de potência contra:

- Sobrecorrentes.
- Sobretensões.
- Curto-circuito nos barramentos do transformador.
- Curto-circuito dentro do tanque principal.
- Excesso de viscosidade do óleo.

2. A tecnologia empregada na fabricação do transformador de potência evolui de tal forma que é relativamente baixa a ocorrência de defeitos nesse equipamento, contudo, não podemos abaixar a guarda com relação a sua proteção. Nesse quesito, a proteção diferencial é frequentemente empregada devido a sua simplicidade e eficiência operativa, portanto, é de suma importância que todo engenheiro de proteção conheça as características e peculiaridades da proteção diferencial, haja vista que é uma tarefa regular em empresas do setor elétrico e em consultorias a elaboração e análise desse tipo de esquema de proteção.

Considere as proposições abaixo sobre a proteção dos transformadores de potência.

I - O relé diferencial deve ser utilizado somente em transformadores com capacidades inferiores a 2,5 MVA.

II - Assumindo que um transformador seja protegido por um esquema de proteção diferencial, mesmo não ocorrendo uma falha no transformador, existe a possibilidade da proteção atuar quando surgirem correntes diferenciais elevadas provocadas pela magnetização do núcleo do transformador.

III - A constante k representa o coeficiente linear do gráfico de operação do relé diferencial.

Dentre as proposições, é correto o que se diz em:

- a) I.
- b) II.
- c) I, II.
- d) I, III.
- e) I, II, III.

3. A análise da proteção diferencial leva em consideração a relação de transformação tanto do transformador de potência como dos TCs (primário e secundário). A escolha apropriada dessas relações assegura que a corrente diferencial seja nula em condições normais de operação, ou seja, analogicamente, temos uma condição de equilíbrio no ponto onde o relé está instalado. A forma mais simples de compreender como essas relações de transformação se inter-relacionam consiste em considerar o caso hipotético em que todos os transformadores são ideais.

Um transformador de potência monofásico com comutador unitário é resguardado por um esquema de proteção diferencial. Seja RTC_1 e RTC_2 a relação de transformação dos TCs primário e secundário, respectivamente, e $N_1 : N_2$ a relação de transformação do transformador monofásico, e assumindo que todos os transformadores

sejam ideais, qual das alternativas expressa a razão $\frac{RTC_2}{RTC_1}$, em relação a N_1 e N_2 , para que a corrente diferencial I_D seja nula?

a) $N_1 \times N_2$

b) $\frac{N_1 \times N_2}{2}$

c) $2(N_1 \times N_2)$

d) $\frac{N_2}{N_1}$

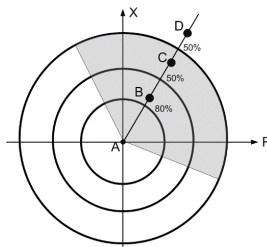
e) $\frac{2 \times N_2}{N_1}$

Proteção de linhas de transmissão (LT)

Diálogo aberto

Os sistemas de transmissão de energia, sendo as linhas de transmissão seus elementos de base, podem ser entendidos como o corredor de escoamento da energia produzida nas unidades geradoras (hidroelétricas, termoeletrônicas, nucleares, solares, eólicas, etc.) até as subestações de potência que alimentam os centros consumidores. Sem eles, a energia elétrica pode até ser gerada, mas, infelizmente, não poderia ser utilizada nos centros urbanos, visto que, em sua maioria, a energia é produzida e despachada a partir de regiões distantes desses centros. Face ao exposto, podemos atentar à importância da proteção das linhas de transmissão (LTs), pois, sem sombra de dúvidas, a perda de uma única LT, em decorrência, por exemplo, de um curto-circuito, é capaz de impactar severamente o fornecimento de energia para milhares de consumidores. Em resumo, a proteção de LTs é necessária e os engenheiros de proteção devem ser capazes de elaborar esquemas de proteção cada vez mais robustos e confiáveis. Nesse contexto, atuando com sistemas de proteção, seja em uma grande empresa do setor elétrico ou mesmo na sua própria empresa de consultoria, você se deparará com situações cotidianas acerca da proteção de LTs, em que, muito provavelmente, você terá que avaliar um sistema elétrico para inferir qual o melhor tipo de proteção a ser elaborada: de sobrecorrente, direcional, de distância ou piloto. Além disso, você deve estar apto a compreender a filosofia de cada tipo de proteção. Por exemplo, a proteção de distância está diretamente relacionada com a delimitação da região de falha no plano complexo R-X, contudo, alguns fabricantes de relés fornecem, em seus manuais, planos como o ilustrado na Figura 2.9. Vamos imaginar que você é o profissional da divisão de proteção de uma empresa do setor elétrico nacional e seu supervisor lhe incumbiu da tarefa de analisar e descrever em que circunstâncias um relé de distância irá operar para proteger LTs, uma vez que seu plano complexo R-X é dado pela Figura 2.9.

Figura 2.9 | Plano complexo R-X de relé de distância



Fonte: elaborada pelo autor.

Entre as perguntas que frequentemente emergem sobre esse tipo de plano, podemos citar: como devemos interpretá-lo corretamente? Nessa situação específica, a proteção abrange quantas zonas? Esse plano pode ser utilizado no processo de coordenação seletiva do relé? Mais uma vez os desafios estão lançados e, para sobrepô-los, você precisa estudar com perseverança, dedicação e esforço o conteúdo da seção, além de pesquisar em fontes bibliográficas auxiliares que podem ser encontradas na literatura especializada. Lembre-se sempre que estudar é preciso, pois o conhecimento é o único bem que ninguém pode lhe tirar.

Não pode faltar

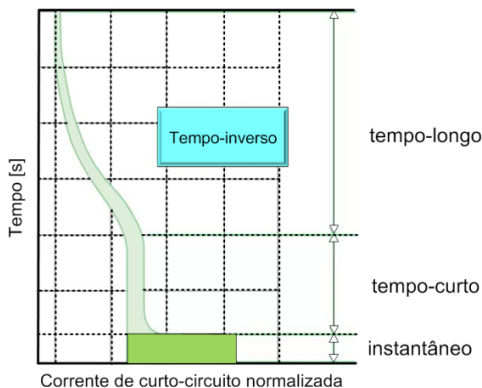
Proteção de LT usando relés de sobrecorrente

A proteção contra sobrecorrente protege as LTs de correntes extremamente elevadas causadas por curtos-circuitos. Em essência, essa é a forma mais simples, prática e de baixo custo para proteger LTs sendo, portanto, amplamente utilizada. A proteção usando relés de sobrecorrente baseia-se no fato de que, na ocorrência de uma falta, a magnitude da corrente no instante imediatamente posterior ao curto-circuito (corrente de pós-falta) é muito superior à magnitude da corrente no instante anterior à falta (corrente de pré-falta). Portanto, essa simples característica pode ser facilmente ajustada nesses relés, uma vez que assume-se que o fluxo da corrente de falta seguirá em uma única direção. Na Seção 1.1, vimos os principais tipos de faltas que podem acometer o sistema elétrico, então, para assegurar uma ampla proteção contra faltas em LTs, em geral, emprega-se um conjunto de quatro relés, um para cada fase, e outro para o condutor neutro fortemente aterrado. Esse último relé torna a proteção contra curtos-circuitos fase-terra mais rápida e sensível (CAMINHA, 1977).

A coordenação dos relés de sobrecorrente é de suma importância, como visto na Seção 1.1, haja vista que o princípio operativo básico é garantir que os relés dentro da zona de proteção da LT sob falta operem primeiro face aos relés de retaguarda nas zonas adjacentes. Dessa forma, reiteramos que tempo de operação, intensidade da corrente de falta que flui pela LT e/ou a combinação de ambos são três parâmetros básicos que caracterizam os relés de sobrecorrente, sejam primários e/ou de retaguarda. Dessa forma, o processo de ajuste desses relés não se altera, portanto, os ajustes da corrente limiar e da alavanca de temporização devem sempre ser levados em consideração. Relembramos que o processo de ajuste mostrado na Seção 1.1 é baseado em curvas tempo-corrente clássicas, porém, os manuais dos relés aplicados na proteção de LTs podem mostrar gráficos diferentes, como ilustra a Figura

2.10. Todavia, a interpretação é bem simples, pois esses gráficos apenas englobam tempos de operação distintos, de modo a permitir a coordenação seletiva. Por exemplo, a coordenação entre um relé instantâneo e um de tempo inverso assegura que o relé instantâneo sempre atuará primeiro na eliminação da falta, assim, o relé de tempo inverso deve, obrigatoriamente, aguardar um dado intervalo de tempo para que possa eventualmente atuar.

Figura 2.10 | Modelo de gráfico tempo-corrente fornecido por fabricantes



Fonte: adaptada de Rifaat e Sutherland (2013).

Proteção de LT usando relés direcionais de corrente

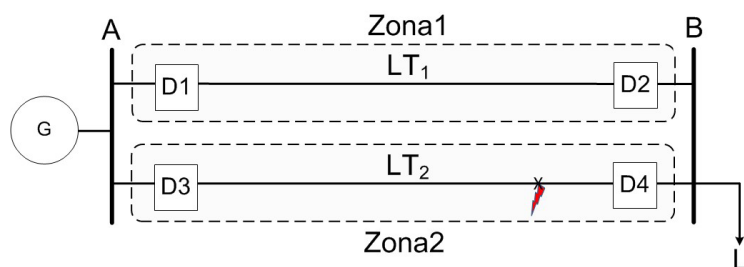
Por que usamos proteção direcional de corrente? Quando a direção da corrente de falta se torna importante? Essas e outras questões frequentemente emergem sobre a proteção de LTs usando relés direcionais de corrente. Pois bem, como abordado inicialmente na Seção 1.2, inferir a direção da corrente de falta na zona de proteção de uma LT é extremamente importante para evitar que outros relés que se encontram em zonas adjacentes atuem sem a devida necessidade. Em muitos casos práticos, a proteção direcional é aplicada em sistemas elétricos radiais que apresentam múltiplos geradores, contudo, existem sistemas elétricos mais complexos que não envolvem múltiplos geradores e são formados por LTs paralelas ou LTs com topologia em anel. Face ao exposto, devemos analisar esses sistemas para compreender o motivo pelo qual a proteção direcional é necessária.

LTs paralelas conectadas a único gerador

A Figura 2.11 mostra o diagrama unifilar de duas LTs paralelas conectadas a um único gerador. Caso a proteção de sobrecorrente seja aplicada, se um curto-circuito ocorrer em qualquer uma das LTs, a corrente de falta flui tanto pela LT onde aconteceu a falta como pela LT

em que não há falta. Para uma melhor compreensão, vamos analisar o caso em que um curto-circuito se produz na LT_2 protegida pela Zona 2. Analisando atentamente a Figura 2.11, podemos constatar que a corrente de falta não fluirá apenas entre o gerador (G) e o disjuntor de potência D3, mas também do gerador passando por D1, D2, barramento B e D4. Como consequência, todos os disjuntores devem atuar, ou seja, apesar de não haver um falta na LT_1 , a mesma também será isolada. A clara consequência dessa proteção inadequada é a perda total do suprimento de energia para a carga L. A pergunta que surge é: como contornar esse problema de modo a assegurar o suprimento de energia para a carga mesmo se ocorrer uma falta em uma das LTs? Pois bem, a solução é relativamente simples e está respaldada no emprego de relés direcionais responsáveis pela atuação dos disjuntores D2 e D4. Se a direção da corrente de curto-circuito for ajustada nos relés de tal modo que ela aponte para fora da zona de proteção, somente os disjuntores da zona requerida irão operar. Claramente, D2 não irá operar quando a corrente de falta apontar na direção da Zona 1. Sem perda de generalidade, a mesma análise pode ser feita para uma falta na Zona 1, em que ficará evidente que o disjuntor D4 não irá operar caso ele seja comandado por um relé direcional ajustado de tal modo que a corrente de falta aponte na direção da Zona 2. Por inspeção, podemos observar que os relés associados aos disjuntores D1 e D3 não precisam ser direcionais, pois, para qualquer curto-circuito que ocorrer em uma das LTs, não há inversão da direção da corrente de falta vista por esses relés. É de suma importância salientar que a proteção direcional é mais onerosa que a clássica proteção de sobrecorrente, pois a mesma exige o emprego de transformadores de instrumentação de tensão (TPs). Por esta razão, a proteção de LTs usando relés direcionais de corrente deve ser elaborada quando absolutamente necessária.

Figura 2.11 | Proteção direcional de LT: sistema formado por um único gerador alimentando uma carga através de LTs paralelas



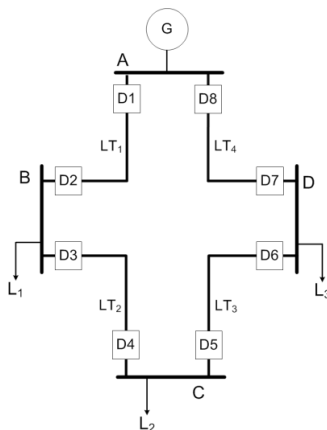
Fonte: elaborada pelo autor.

LT com topologia em anel conectada a único gerador

Outro exemplo em que a proteção direcional deve ser aplicada está relacionado com sistemas elétricos que apresentam um único gerador e as LTs formam uma topologia em anel, como ilustra a Figura 2.12. Tal sistema permite que o suprimento de energia seja mantido para todas as cargas, mesmo ocorrendo um curto-circuito em qualquer uma das LTs, para tanto, somente os disjuntores da zona sob falta devem atuar. A pergunta que tende a emergir é: quais disjuntores devem ser comandados por relés direcionais? Para responder a essa problemática, vamos analisar cuidadosamente alguns fluxos associados com correntes de curto-circuito. Por exemplo, caso haja uma falta na LT_1 entre os barramentos A e B, uma parcela da corrente de curto-circuito flui do barramento A passando pelo disjuntor D1 e a outra parcela flui do barramento A passando pelos disjuntores D8 e D7, pelo barramento D, pelos disjuntores D6 e D5, pelo barramento C, pelos disjuntores D4 e D3, pelo barramento B e, por fim, pelo disjuntor D2. Claramente, podemos constatar que o relé associado a D2 deve ser direcional.

Agora, vamos assumir uma falta na LT_4 entre os barramentos A e D. Nesse caso, uma parcela da corrente de falta flui do barramento A passando pelo disjuntor D8 e a outra parcela flui do barramento A passando por todos os disjuntores e barramentos do restante do sistema, sendo D7 o último disjuntor a ser percorrido. Novamente, sem sombra de dúvidas, o relé associado ao disjuntor D7 deve ser direcional. Sem perda de generalidade, a análise pode ser expandida para os demais disjuntores/relés presentes no sistema, todavia, deve-se atentar que, na condição de regime permanente, o fluxo de carga se dá sempre no sentido do gerador para as cargas presentes no sistema.

Figura 2.12 | Proteção direcional de LT: sistema formado por um único gerador e LTs com topologia em anel



Fonte: elaborada pelo autor.



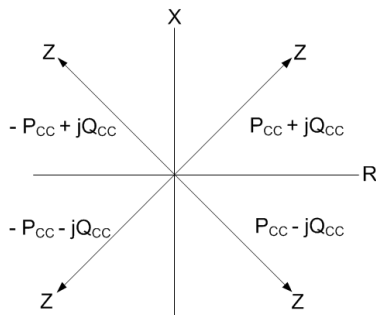
Refleta

A análise da direção do fluxo da corrente de curto-circuito é a ferramenta básica na determinação de quais relés devem ser direcionais para um dado sistema elétrico. Face ao exposto, analisando atentamente os curtos-circuitos que podem ocorrer nas LTs do sistema mostrado na Figura 2.12, será que podemos afirmar que todos os relés devem ser direcionais?

Proteção de LT usando relés de distância

Temos visto na Seção 1.2 que relés de distância respondem a fasores de tensão e corrente que fornecem uma impedância relativa ao comprimento da LT entre a posição de alocação do relé e o provável ponto onde ocorreu a falta. Na medida que os sistemas de elétricos se tornam mais complexos e a corrente de falta varia com as mudanças na geração e na configuração do sistema, torna-se difícil a aplicação de relés de sobrecorrente para todas as contingências, contudo, a configuração do relé de distância tende a ser constante para uma ampla gama de variações do sistema. Em essência, existem quatro tipos de relés de distância (“*mho*” ou de admitância, de impedância, de reatância e quadrilaterais), que são caracterizados pela forma geométrica que delimita a região de falha no plano complexo (convidamos você a rever a Seção 1.2 sobre relés de distância). Se atentarmos com cuidado, podemos observar que os fasores de tensão e corrente utilizados pelo relé de distância também podem ser empregados no cálculo da direção do fluxo de potência do curto-circuito ($\pm P_{CC} \pm jQ_{CC}$), por essa razão, a proteção de LTs usando relés de distância pode empregar a correlação entre o valor da impedância e o sentido do fluxo de potência associado ao curto-circuito, como mostra a Figura 2.13. Aqui mora um dos principais motivos que tendem a dificultar o entendimento sobre a proteção de LTs usando relés de distância, pois, em essência, esses relés também possuem uma função direcional intrínseca.

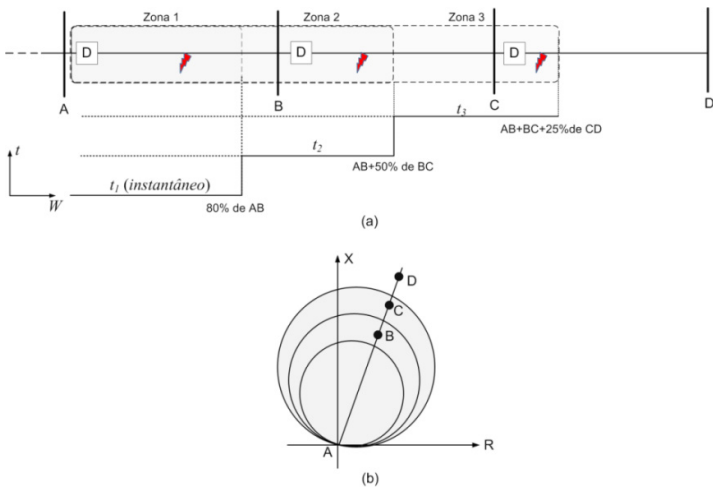
Figura 2.13 | Relação entre a impedância e o fluxo de potência do curto-circuito



Fonte: elaborada pelo autor.

Uma importante questão acerca desses relés pode surgir: como é realizada a coordenação de um esquema de proteção usando relés de distância? A resposta para essa questão é relativamente simples, para tanto, vamos considerar a Figura 2.14 (a). Podemos observar três linhas de transmissão, AB, BC e CD. Neste caso, a Zona 1 deve proteger 80% do comprimento da linha AB contra faltas, sendo que os relés responsáveis por essa zona devem atuar instantaneamente. A Zona 2 deve proteger a linha AB mais 50% da linha BC, assim, caso uma falta ocorra nessa zona, o relé no início da Zona 1 deve esperar o tempo t_2 para atuar. Com relação à Zona 3, ela protege integralmente as Zonas 1 e 2, além de 25% da linha CD, para tanto, se uma falta ocorrer na Zona 3, o relé de distância da Zona 1 deve atuar somente no instante t_3 . Com esse exemplo, podemos ver claramente a proteção de retaguarda usando relés de distância. A Figura 2.14 (b) ilustra as três zonas de proteção no plano R-X, assumindo que o relé no início da Zona 1 seja de admitância.

Figura 2.14 | (a) Linhas de transmissão protegidas por relés de distância; (b) zonas de proteção no plano R-X assumindo que os relés sejam do tipo admitância.



Fonte: elaborada pelo autor.



Assimile

A figura geométrica usada no plano R-X garante uma maneira eficiente de inferir uma falta, mesmo na presença de erros associados aos transformadores de instrumentação. Caso o valor da impedância se localize dentro da figura geométrica, o relé deve operar. Caso o valor se localize na fronteira ou fora da figura geométrica, o relé não deve atuar. Se o

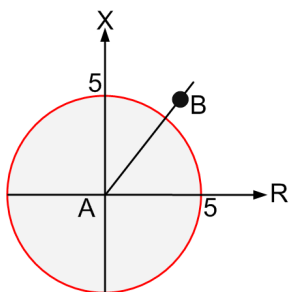
valor da impedância estiver muito distante da figura geométrica, isso caracteriza uma condição normal de operação.



Exemplificando

Vamos supor que você esteja trabalhando com um relé de distância tipo impedância, mostrado na Figura 2.15. Você recebe a tarefa de realizar a análise da localização da impedância Z_{ef} (impedância de ajuste do relé) no plano R-X. Assumindo os valores mostrados na Tabela 2.3, quais garantem a operação correta do relé?

Figura 2.15: relé tipo impedância



Fonte: elaborada pelo autor.

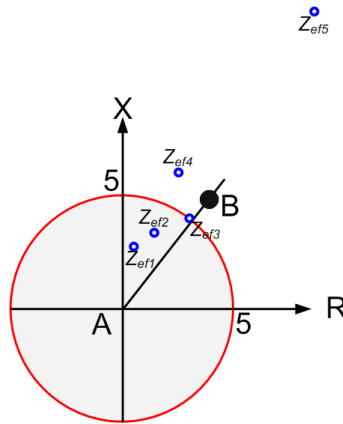
Tabela 2.3: Valores de Z_{ef} para análise da operação do relé.

Z_{ef}
$0,5 + j2,7\Omega$
$1,3 - j4,2\Omega$
$3,0 + j4,0\Omega$
$2,5 + j6,0\Omega$
$9,0 + j16\Omega$

Fonte: elaborada pelo autor.

Uma vez que o relé de distância tipo impedância tem como figura geométrica um círculo centrado no plano R-X, todo valor de impedância Z_{ef} que se localizar dentro do círculo habilitará a operação relé. Dessa forma, devemos considerar a equação da circunferência (em vermelho) como parâmetro de avaliação da localização dessas impedâncias. Analisando os valores da Tabela 2.3, claramente podemos inferir que as impedâncias $Z_{ef1} = 0,5 + j2,7\Omega$ e $Z_{ef2} = 1,3 - j4,2\Omega$ são capazes de sensibilizar a operação do relé, pois elas se encontram dentro do círculo. A impedância $Z_{ef3} = 3,0 + j4,0\Omega$ se localiza exatamente na circunferência, ou seja, na fronteira do círculo, portanto, nesses casos, o relé não deve atuar. A impedância $Z_{ef4} = 2,5 + j6,0\Omega$ se localiza fora do círculo, assim como $Z_{ef5} = 9,0 + j16\Omega$, portanto, elas não sensibilizam a operação do relé. Acerca da impedância $Z_{ef5} = 9,0 + j16\Omega$, podemos constatar que ela está localizada muito distante do círculo e, nesses casos, o relé entende que não há ocorrência de faltas e que esse elevado valor é imposto pelas cargas do sistema. A Figura 2.16 mostra a localização das impedâncias no plano R-X.

Figura 2.16 | Localização das impedâncias no plano complexo R-X



Fonte: elaborada pelo autor.

Outros tipos de proteção de LTs

Relé Piloto (85)

O relé piloto é usado para proteger linhas de transmissão quando se deseja que toda a linha, e não apenas partes dela, como faz o relé de distância, tenha uma proteção extremamente rápida. Esta característica é particularmente desejável em sistemas elétricos interconectados, pois, busca-se uma rápida abertura tanto do disjuntor próximo da falta como do disjuntor acionado remotamente em um dado ponto do sistema. Em certo sentido, o emprego do relé piloto assegura que nenhuma falta é uma falta “muito distante” que não possa ser rapidamente eliminada (PHADKE; THORP, 2009). A título meramente informativo, dois tipos de esquemas de proteção envolvendo relés pilotos são comumente empregados: o sistema de comparação direcional e o sistema de comparação de fases. Ambos os esquemas estão intimamente relacionados com o princípio da proteção diferencial, contudo, emprega-se um canal de comunicação remoto para tal. No caso do esquema de comparação direcional, os relés alocados em ambas as extremidades da linha se comunicam, assim, caso haja a uma falta, o relé “mestre” aciona remotamente o relé “escravo”, de modo a mitigá-la o mais rápido possível. Os relés pilotos também computam fasores de tensão e corrente no ponto em que foram alocados, assim, nesse esquema, a determinação do sentido e localização da falta é realizada por meio do cálculo distância-direcional (como mostrado para os relés de distância e direcional). No esquema de comparação de fases,

os ângulos de fase das correntes nas extremidades de uma linha são comparados para determinar se a soma algébrica de todas as correntes que entram e saem da linha de transmissão é aproximadamente igual a zero. Um esquema particionado de comparação de fases compara o ângulo de fase de cada uma das três correntes de um sistema trifásico, contudo, um sistema combinado utiliza um único parâmetro derivado de todas as correntes. Claramente, neste último caso, os requisitos do canal de comunicação são substancialmente reduzidos. Adicionalmente, o esquema de comparação de fases é particularmente adequado na proteção de linhas de transmissão com compensação série capacitiva, pois, a comparação de fases é feita apenas para correntes, ou seja, não é necessária nenhuma informação sobre o ângulo da tensão. No entanto, o esquema de comparação direcional exige o prévio conhecimento dos fasores de tensão, assim, esse esquema pode ter sua operação comprometida em função da compensação da linha. Independentemente do esquema de comparação, é de suma importância comentar que a proteção usando relés pilotos se torna totalmente ineficiente se o canal de comunicação falhar.



Pesquise mais

A literatura especializada fornece uma ampla gama de material para pesquisa, sendo o livro *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência* (MAMED FILHO; MAMED, 2011) uma excelente bibliografia em português. Convidamos você a ler as treze primeiras páginas do Capítulo 8 para um maior aprofundamento sobre proteção de linhas de transmissão.

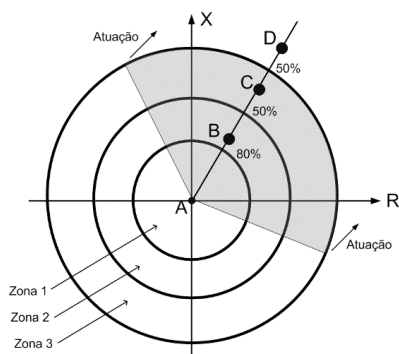
Sem medo de errar

Relembrando a situação apresentada, você é o profissional da divisão de proteção de uma empresa do setor elétrico nacional e recebeu a tarefa de analisar e descrever em que circunstâncias um relé de distância irá operar para proteger LTs, uma vez que seu plano complexo R-X é dado pela Figura 2.9. Pois bem, de acordo com a teoria apresentada, você com certeza irá expor o princípio operativo do relé da seguinte forma: o relé empregado é do tipo impedância, pois a delimitação da região de falta no plano complexo é dada por um círculo centrado na origem. Adicionalmente, temos 3 círculos concêntricos, ou seja, a proteção do relé abrangerá 3 zonas consecutivas, sendo cada zona responsável por uma LT.

Pela figura, pode-se inferir que o relé é alocado no início da LT, entre os barramentos A-B, sendo responsável pela proteção de 80% da mesma, assim, como consequência, ele deverá atuar instantaneamente caso um curto-circuito ocorra dentro dessa zona. Se uma falta ocorrer até a metade do

comprimento da LT entre os barramentos B-C, ou seja, na Zona 2, o relé deve esperar um tempo t_2 para operar. Da mesma forma, caso um curto-circuito se origine em até 50% do comprimento da LT entre os barramentos C-D (Zona 3), o relé deverá operar apenas no instante t_3 . A parte cinza do gráfico indica claramente que o relé de distância apresenta um elemento direcional, ou seja, ele deve atuar somente quando o fluxo de potência do curto-circuito apontar na direção da Zona 1 para a Zona 3, assumindo uma região limitada de valores de impedância. Como conclusão, você deve informar que a análise do plano apresentado leva em consideração a coordenação seletiva da proteção de 3 LTs usando um relé de distância tipo impedância com elemento direcional. Para fomentar a compreensão, a Figura 2.17 mostra as zonas de proteção e o sentido de atuação do relé.

Figura 2.17 | Plano R-X que indica as zonas de proteção e a região de atuação do relé considerando a coordenação seletiva



Fonte: elaborada pelo autor.

Avançando na prática

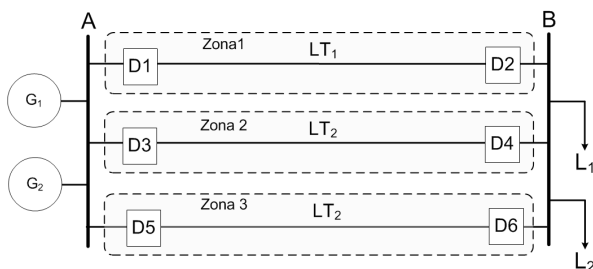
Proteção de múltiplas LTs em paralelo

Descrição da situação-problema

Múltiplas LTs em paralelo são comumente aplicadas quando se deseja transmitir grandes blocos de energia entre unidades geradoras e centros de consumo com elevada densidade de carga. Sabendo disso, a empresa do setor de geração e transmissão de energia para qual você trabalha lhe atribuiu a tarefa de elaborar o esquema de proteção das LTs do sistema elétrico mostrado no diagrama unifilar da Figura 2.18. O sistema é formado por três LTs em paralelo que interligam duas unidades geradoras (G_1 e G_2) a dois centros de carga (L_1 e L_2). A empresa pede que você faça uma análise

de custo-benefício da proteção das LTs de modo a minimizar os custos de implantação e, ao mesmo tempo, maximizar a confiabilidade e segurança do sistema.

Figura 2.18 \ Sistema genérico para avaliação da proteção de múltiplas LTs



Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução da situação-problema

Analisando atentamente a Figura 2.17, você pode observar que, caso um curto-circuito se produza na Zona 1, parte da corrente de falta irá fluir pelas LTs 2 e 3 em direção à Zona 1. Da mesma forma, se ocorrer um curto na Zona 2, parte da corrente de falta fluirá pelas LTs 1 e 3 em direção à Zona 2. Portanto, sem perda de generalidade, o mesmo efeito ocorre quando uma falta se origina na Zona 3. Claramente, você pode constatar que os relés associados aos disjuntores D2, D4 e D6 devem ser necessariamente direcionais. Se pelo menos um deles não for direcional, a proteção como um todo fica comprometida. No caso dos relés associados aos disjuntores D1, D3 e D5, eles não precisam ser direcionais, pois, independentemente da LT que apresente uma falta, não há inversão na direção do fluxo da corrente de curto-circuito. Portanto, na análise de custo-benefício, você pode relatar essa característica de que os relés dos disjuntores D1, D3 e D5 podem ser de sobrecorrente, sendo necessário apenas TCs, ou seja, menos equipamentos de proteção a serem adquiridos. Como conclusão, um sistema de proteção formado por 3 relés de sobrecorrente e 3 relés direcionais irá minimizar os custos de implementação e, concomitantemente, irá maximizar a confiabilidade do sistema. Salienta-se que, independentemente da quantidade de LTs em paralelo, a análise aqui apresentada não perde sua generalidade.

Faça valer a pena

1. A proteção de LTs usando relés de sobrecorrente é comumente empregada nos sistemas elétricos, pois, através da avaliação da magnitude da corrente de

pós-falta, torna-se possível inferir a ocorrência de um curto-circuito. Contudo, é imprescindível comentar que esse tipo de proteção deve ser aplicado para cada condutor do sistema, de modo a permitir uma ampla gama de proteção contra os diversos tipos de curtos-circuitos que podem ocorrer (fase-fase-fase; fase-fase; fase-terra).

Considere as proposições abaixo sobre a proteção de LTs usando relés de sobrecorrente:
I – Para uma LT trifásica, em geral, emprega-se um conjunto de quatro relés, um para cada fase e um para o condutor neutro fortemente aterrado.

II – O relé de sobrecorrente associado ao condutor neutro fortemente aterrado torna a proteção contra curtos-circuitos fase-fase mais rápida e sensível.

III – A proteção usando relés de sobrecorrente considera que a magnitude da corrente de pós-falta é muito inferior à magnitude da corrente de pré-falta.

Dentre as proposições, é correto o que se diz em:

- a) I
- b) II
- c) I, II
- d) II, III
- e) I, II, III

2. A proteção de LTs usando relés direcionais de sobrecorrente apresenta características e peculiaridades específicas. Na elaboração desse tipo de esquema de proteção, devemos analisar cuidadosamente a quantidade de geradores presentes no sistema, assim como a topologia da rede. Linhas de transmissão duplas, assim como linhas de transmissão na topologia em anel, devem conter relés direcionais nos seus esquemas de proteção e, para tanto, devemos determinar corretamente a direção do fluxo da corrente de curto-circuito.

Considere as proposições abaixo sobre a proteção de LTs usando relés direcionais de corrente

I – Três LTs paralelas interligam os barramentos entre um gerador e uma carga. Cada LT é protegida por uma zona de proteção com relés no início e no fim das linhas, assim, os três relés associados ao barramento do gerador devem ser direcionais para evitar que a carga não fique sem suprimento caso um curto-circuito se origine em qualquer uma das LTs.

II – Um sistema elétrico é alimentado por um único gerador e suas LTs formam uma topologia em anel. Independentemente de em qual LT se origina um curto-circuito, todos os relés devem ser direcionais, com exceção daqueles alocados no início das LTs conectadas diretamente ao barramento do gerador.

III – A proteção de LTs usando relés direcionais de corrente deve ser empregada somente quando o sistema elétrico apresentar LTs duplas ou na topologia em anel.

Dentre as proposições, é correto o que se afirma em:

- a) I
- b) II
- c) III
- d) I, II
- e) I, II, II

3. O princípio operativo do relé de distância está atrelado à delimitação da região de falha no plano complexo R-X. Contudo, esse mesmo plano contém intrinsecamente a direção do fluxo de potência do curto-circuito, portanto, não estranhe quando você se deparar com situações em que um relé de distância é dito ter um elemento direcional. Na ocorrência de uma falta, a impedância calculada por um relé de distância do tipo impedância se localiza exatamente na fronteira do círculo no quarto-quadrante.

Qual das alternativas expressa a equação do fluxo de potência do curto-circuito, assim como a correta operação do relé?

- a) $P_{cc} + jQ_{cc}$, o relé deve operar.
- b) $P_{cc} - jQ_{cc}$, o relé não deve operar.
- c) $-P_{cc} - jQ_{cc}$, o relé não deve operar.
- d) $-P_{cc} + jQ_{cc}$, o relé deve operar.
- e) $-P_{cc} + jQ_{cc}$, o relé não deve operar.

Proteção de geradores e barramentos

Diálogo aberto

Geradores e barramentos representam uma classe especial de equipamentos do sistema elétrico, pois são notoriamente reconhecidos como equipamentos menos susceptíveis a falhas, contudo, caso ocorram, elas podem ser altamente destrutíveis, cuja consequência direta é o impacto severo na estabilidade do sistema, assim como no suprimento de energia aos consumidores finais. Face ao explanado, a proteção desses equipamentos também é imprescindível. Sendo um profissional da área, você certamente vivenciará situações em que é exigida, por exemplo, a proteção contra perda de sincronismo de geradores baseada no monitoramento do valor e da trajetória das impedâncias vista pelo relé durante oscilações instáveis do gerador. Por exemplo, vamos assumir que você seja o responsável pelo centro de controle de uma usina elétrica. As Tabelas 2.4 e 2.5, fornecidas pelo SCADA, registram as impedâncias vistas por um relé de distância baseado no esquema *Blinder* simples. Sabendo que a região delimitada no plano complexo R-X é composta por um círculo centrado na origem com raio igual a 4Ω e dois *blindings* que interceptam o eixo real em $\pm 2\Omega$, qual(is) tabela(s) reflete(m) uma a perda de sincronismo do gerador?

Tabela 2.4 | Impedâncias (Ω) do evento 1 para cada instante de tempo t

t1	$4,57 + j7,52$
t2	$5,44 + j8,90$
t3	$6,50 + j8,70$
t4	$7,60 + j9,86$
t5	$2,50 - j2,00$
t6	$1,10 - j2,55$
t7	$-1,15 - j2,80$
t8	$-2,65 - j2,23$
t9	$-2,55 + j0,23$
t10	$-2,45 + j1,83$

Tabela 2.5 | Impedâncias (Ω) do evento 2 para cada instante de tempo t

t1	$4,55 + j7,55$
t2	$4,50 + j6,15$
t3	$4,00 + j6,35$
t4	$4,15 + j5,15$
t5	$3,50 + j4,00$
t6	$2,50 + j2,00$
t7	$0,75 + j1,20$
t8	$-1,00 - j0,25$
t9	$-2,40 - j0,85$
t10	$-3,50 - j0,50$

Fonte: elaborada pelo autor.

O desafio está lançado, assim, para fomentar um conhecimento básico sobre proteção de geradores, assim como de barramentos, estude com afinco o conteúdo da seção e não hesite em pesquisar em fontes bibliográficas auxiliares que podem ser encontradas na literatura especializada. Lembre-se sempre que o hábito do estudo permitirá que você voe mais alto com destino à realização de seus sonhos e objetivos.

Não pode faltar

Proteção de geradores contra sub e sobretensões

Relé de subtensão (27)

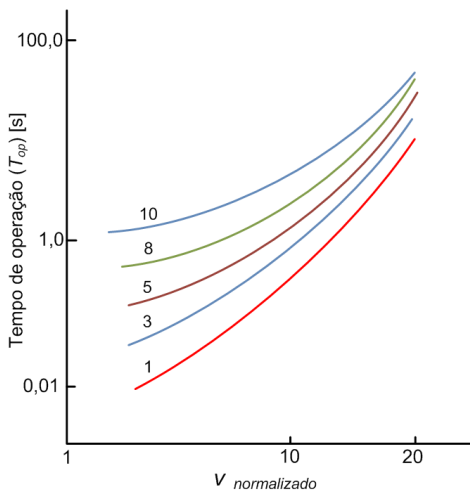
Uma subtensão é definida como um decremento no valor de pico e, por consequência, no valor eficaz do sinal de tensão. Dessa forma, uma subtensão pode ser obtida quando a tensão eficaz nos terminais de um gerador trifásico cai abaixo de uma tensão limiar pré-estabelecida. A questão que pode surgir é: o que causa uma subtensão? Na prática, ela pode se originar nos seguintes casos (AUJLA, 2008):

1. O primeiro consiste em geradores conectados em paralelo a um dado barramento que alimentam uma carga. Se eventualmente um dos geradores deixar de operar, os outros geradores tentarão suprir a carga. Portanto, cada um desses geradores experimentará um aumento súbito de corrente provocando uma redução na tensão nos seus terminais e, por consequência, na tensão do barramento.
2. O segundo caso está relacionado com a conexão instantânea de elevados blocos de carga ao barramento de um dado gerador. Sabendo que todo gerador possui uma potência nominal de operação, a súbita conexão de blocos de carga irá provocar uma redução na tensão do gerador que tentará compensar esse efeito com a elevação da corrente enviada à carga.

Em ambos os casos, o aumento excessivo da intensidade da corrente tende a comprometer os enrolamentos do(s) gerador(es), assim, se nenhuma atitude for tomada, ele(s) pode(m) ser danificado(s) permanentemente. Para sanar tal problemática, todo gerador deve dispor de um relé de proteção contra subtensão (27). O princípio de operação do relé de subtensão é bem simples, pois ele opera apenas quando a tensão estimada nos terminais do gerador fica abaixo do valor limiar (V_{LIMIAR}) parametrizado durante o seu ajuste. O ajuste desse tipo de relé baseia-se na curva

tempo-tensão com inclinação positiva, como mostra a Figura 2.19, visto que ele deve operar o mais rápido possível quanto menor for o nível de tensão em relação ao valor limiar.

Figura 2.19 | Curvas típicas do relé de subtensão



Fonte: elaborada pelo autor.

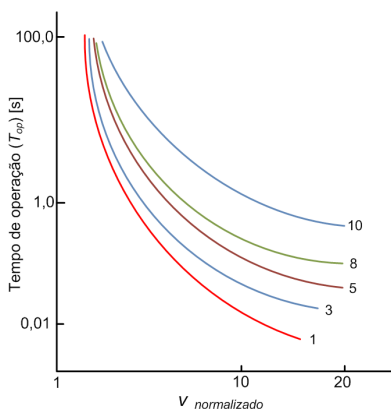
Relés de sobretensão (59)

Uma sobretensão é definida como um incremento no valor de pico, e por consequência no valor eficaz, do sinal de tensão. Dessa forma, uma sobretensão pode ser obtida quando a tensão eficaz nos terminais de um gerador trifásico aumenta acima de uma tensão limiar pré-estabelecida. Dentre as causas que podem provocar a sobretensão em geradores, citam-se os seguintes casos:

1. Geradores conectados em paralelo a um dado barramento que alimentam uma carga, sendo um deles mantido em reserva girante, ou seja, em reserva operativa. Se, eventualmente, esse gerador for despachado sem a devida necessidade, cada um dos geradores experimentará um aumento súbito da tensão, cuja consequência é a redução na corrente fornecida à carga.
2. Desconexão súbita de elevados blocos de carga no barramento de um dado gerador. Reiterando que todo gerador possui uma potência nominal de operação, a súbita desconexão de blocos de carga irá provocar um aumento da tensão do gerador que tentará compensar esse efeito com a diminuição da corrente enviada à carga.

Por outro lado, todo gerador deve possuir um relé de proteção contra sobretensão (59). Em suma, o princípio de operação do relé de sobretensão também é bastante simples, pois ele opera quando a tensão estimada nos terminais do gerador excede um valor limiar (V_{LIMIAR}) parametrizado durante o seu ajuste. Assim como nos relés de subtensão, o ajuste dos relés de sobretensão é baseado na curva tempo-tensão, contudo, a inclinação é negativa, como mostra a Figura 2.20. Claramente, podemos observar que a inclinação negativa indica que quanto maior for a sobretensão, mais rápido o relé deve operar.

Figura 2.20 | Curvas típicas do relé de sobretensão



Fonte: elaborada pelo autor.



Assimile

Fazendo alusão ao princípio operativo dos relés de sobrecorrente, podemos observar similaridades com a operação dos relés de sub e sobretensão. A única diferença está na grandeza envolvida que, neste caso, é a tensão. Face ao exposto, toda a teoria apresentada sobre ajustes de relés de sobrecorrente é igualmente válida para relés de sub e sobretensão.



Exemplificando

Vamos assumir o caso em que você esteja trabalhando com um relé de subtensão para proteger um gerador com tensão nominal de 13,8 kV. Sabendo que o relé é ajustado para operar com 3,5% de subtensão (V_{LIMIAR}), com alavanca de tempo (AT) igual a 0,15 e que, segundo o manual do fabricante, a curva tempo-tensão é dada pela Equação (2.11)

$$T_{OP} = \frac{AT}{1 - \frac{V_E}{V_{LIMIAR}}} \quad (2.11)$$

determine o tempo de operação (T_{OP}) do relé, em ciclos, se a tensão nos terminais do gerador sofrer 20% de subtensão (V_E).

Claramente, podemos constatar que a tensão limiar (V_{LIMIAR}) de subtensão ajustada no relé é

$$V_{LIMIAR} = 13,8kV - (0,035 \times 13,8kV) = 13,317kV. \quad (2.12)$$

A tensão V_E de subtensão é

$$V_E = 13,8kV - (0,2 \times 13,8kV) = 11,040kV. \quad (2.13)$$

Com base na Equação (2.11), o tempo de operação (T_{OP}) do relé, em segundos e em ciclos é expresso por

$$T_{OP} = \frac{0,15}{1 - \frac{11,040kV}{13,317kV}} = 0,8772s = 52,6 \quad (2.14)$$

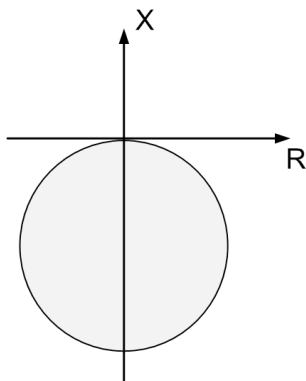
Proteção de geradores contra perda de sincronismo (78)

A proteção contra a perda de sincronismo de um gerador baseia-se no princípio da proteção de distância de modo a verificar a ocorrência de instabilidade transitória. De acordo com a Seção 1.2, a proteção de distância utiliza a correlação entre fasores de tensão e corrente para o cálculo de uma impedância que pode, ou não, estar associada à ocorrência de uma falta. Baseando-se nessa característica, fasores de tensão e corrente são computados nos terminais do gerador de modo a determinar uma impedância representativa do sistema elétrico. De acordo com o valor obtido do ângulo da impedância, ou seja, da defasagem anular entre os fasores de tensão e corrente, é possível determinar condições de instabilidade transitória do gerador que caracterizam sua perda de sincronismo. Na prática, a proteção de geradores contra perda de sincronismo baseia-se nos esquemas *Mho* (desloado), *Blinder simples* e *Blinder duplo*. (BORDEIRA; OLIVEIRA, 2012).

- i. Mho*: esse esquema representa a forma mais simples de se efetuar a proteção contra perda de sincronismo de um gerador. Em essência, ele interpreta os fasores de tensão e corrente nos

terminais do gerador e define o ângulo da impedância a partir do qual a proteção atuará. Na Figura 2.21 temos a delimitação da região de operação do esquema *Mho* (deslocado) no plano complexo R-X.

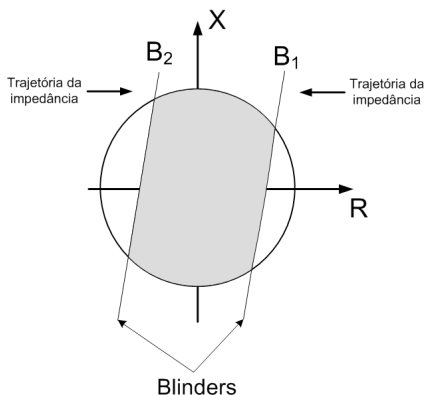
Figura 2.21 | Plano complexo R-X do esquema *Mho* deslocado



Fonte: adaptada de Bordeira e Oliveira (2012, p. 2).

- ii. *Blinder simples*:** nesse esquema, pode-se utilizar a região do relé tipo impedância em conjunto com dois elementos lineares (*blindens*) para detecção da perda de sincronismo do gerador. Em essência, os *blindens* são utilizados para distinguir entre faltas no sistema elétrico, como curto-circuito, e as oscilações instáveis do gerador. De acordo com Bordeira e Oliveira (2012), a característica que distingue entre uma falta e uma oscilação do gerador é o tempo gasto pela trajetória da impedância para passar pelos dois *blindens*. Por exemplo, antes da ocorrência de uma falta no sistema elétrico, a impedância computada pelo relé está localizada fora dos limites da região circular, contudo, no momento da ocorrência da falta, a impedância entra quase que instantaneamente na região circular. Para o caso de uma oscilação instável do gerador, o comportamento da impedância calculada pelo relé varia no tempo, pois, devido ao efeito de inércia do gerador, a trajetória da impedância demanda um dado intervalo de tempo para entrar nos limites da região circular, passar por ambos os *blindens* e sair na face oposta ao círculo. Na Figura 2.22, temos a delimitação da região de operação do esquema *Blinder simples* no plano complexo R-X.

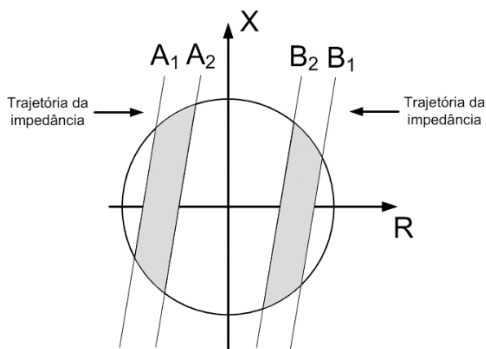
Figura 2.22 | Plano complexo R-X do esquema *Blinder* simples



Fonte: adaptada de Bordeira e Oliveira (2012, p. 3).

iii. Blinder duplo: esse esquema consegue avaliar a perda de sincronismo de geradores com base no tempo em que a impedância passa entre os *blinders* externos e internos do plano complexo R-X (B_1 e B_2 quando a trajetória da impedância é da direita para a esquerda ou de A_1 para A_2 quando a trajetória da impedância é da esquerda para a direita), como mostra a Figura 2.23. Caso esse tempo seja superior a um intervalo pré-definido, pode-se inferir a ocorrência da perda de sincronismo do gerador.

Figura 2.23 | Plano complexo R-X do esquema *Blinder* duplo



Fonte: adaptada de Bordeira e Oliveira (2012, p. 3).

Aplicação da proteção diferencial em geradores e barramentos

Para facilitar o entendimento sobre a proteção diferencial em geradores, vamos considerar o exemplo do gerador monofásico. Na

prática, a proteção diferencial é baseada na avaliação da diferença entre as correntes secundárias oriundas dos TCs alocados nos condutores fase e neutro do gerador. Isso é possível pelo fato de que, em regime permanente, as correntes primárias dos dois TCs são idênticas. Assim, relés diferenciais aplicados a geradores apresentam uma operação extremamente sensível, porém, segura. Essa simples análise pode ser expandida para geradores trifásicos sem grandes dificuldades.

Entende-se como barramento o elemento do sistema elétrico responsável pelo entroncamento (convergência conectiva) entre os demais equipamentos do sistema elétrico, tais como: LTs, transformadores, geradores e cargas. Em um sistema elétrico podemos ter várias configurações de barramentos que dependem da topologia do sistema a ser obedecida, dentre as principais citam-se: barramento simples, duplo, em anel e de transferência. Assim como para LTs, transformadores e geradores, a proteção do barramento também é de vital importância e ela é sistematicamente aplicada com o intuito de limitar ao máximo o impacto que um barramento sob falta tende a provocar na operação do sistema elétrico. Devido ao fato do barramento ser considerado como um ponto de conexão, podemos inferir, sem sombra de dúvidas, que a lei das correntes de Kirchhoff pode ser levada em consideração na elaboração de esquemas de proteção para esses elementos. Dessa forma, mais uma vez, a proteção diferencial responde adequadamente às exigências requeridas. Recomendamos a leitura da Seção 2.1 referente a proteção diferencial de transformadores, para que os conceitos básicos desse tipo de proteção possam ser lembrados.



Pesquise mais

A literatura especializada fornece uma ampla gama de material para pesquisa, sendo o livro *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência* (MAMEDE; MAMEDE, 2011) uma excelente bibliografia em português. Convidamos você a ler as treze primeiras páginas dos Capítulos 5 e 9 para um maior aprofundamento sobre proteção de geradores e barramentos. MAMEDE, J; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. LTC, 2011.

Proteção usando Unidades de Medição Fasorial Sincronizada (PMUs)

A necessidade de medir o tempo se remete desde os primórdios da humanidade, porque o tempo é uma quantidade onipresente e independente. As grandezas elétricas de tensão e corrente são baseadas no tempo, então, desde que esse tempo seja determinado com precisão, uma correlação

entre essas grandezas pode ser realizada harmoniosamente. No contexto da representação fasorial, os fasores representam a condição de estado estacionário, ou regime permanente, de um sistema elétrico, portanto, poderíamos ser levados a acreditar que eles nunca estão relacionados com o tempo. Em essência, esta afirmação é verdadeira apenas para definição teórica, no entanto, no processamento digital de sinal, essa afirmação não é aceitável, porque o tempo é um pré-requisito obrigatório para garantir a sincronização da medição fasorial, especialmente para realizar a análise direta do ângulo de fase. Com o advento do Sistema de Posicionamento Global (GPS), que possui uma poderosa capacidade de disseminar informações precisas de tempo, a tecnologia de medição fasorial teve sua gênese (ALBUQUERQUE, 2012).

Face ao exposto, buscou-se incessantemente inserir essas características em um equipamento eletrônico, assim, deu-se origem à Unidade de Medição Fasorial Sincronizada (PMU - *Phasor Measurement Unit*), que é o principal equipamento de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS). Esse equipamento realiza a aquisição de medições em diversos pontos de um sistema elétrico geograficamente distante e processa os dados amostrados dos sinais de modo a sincronizá-los com um pulso de clock denominado PPS (*Pulse Per Second*) fornecido pelo sistema GPS, ou seja, a sincronização ocorre dentro do Conversor Analógico-Digital da PMU. A precisão do sistema GPS em disseminar informações de tempo é tão elevada que o atraso temporal do pulso PPS para chegar em qualquer ponto da superfície terrestre é da ordem de $\pm 1\mu s$.

Com isso, torna-se possível obter medições fasoriais sincronizadas das grandezas de tensão e corrente relacionadas ao barramento no qual a PMU foi instalada. É de suma importância salientar que a PMU, dependendo logicamente da quantidade de canais de instrumentação disponíveis, é capaz de medir a magnitude e o ângulo de fase da tensão, assim como a magnitude e o ângulo de fase de todas as correntes que incidem e deixam o barramento. Dessa maneira, a aplicação da PMU no sistema elétrico possibilitou medir o que antes era considerado imensurável, a defasagem angular em tempo real entre barramentos de subestações localizadas em pontos geográficos distantes (ALBUQUERQUE, 2009). A pergunta que pode emergir é: por que é importante avaliar a defasagem angular entre barramentos de subestações? A resposta para esse questionamento baseia-se no fato de que a defasagem angular resultante é um indicador de vital importância na análise da operação do sistema elétrico, pois, a partir dela, é possível inferir se o sistema está operando em condição normal ou não. Olhando pelo prisma da proteção do sistema elétrico, podemos constatar a relevância dessas unidades, visto que é possível elaborar diversos esquemas de proteção com base no trinômio ângulo magnitude-ângulo de fase-tempo. Além disso, a aplicação de PMUs

possibilita inferir o momento exato em que a falta ocorreu, assim como sua duração (em horas, minutos, segundos e frações de segundo) com base no tempo UTC (*Universal Time Coordinated*), a localização da falta, a identificação do tipo de falta e o tempo de atuação do esquema de proteção.



Refleta

Com base nos esquemas de proteção já mostrados até agora, você acha possível que todos eles, sem exceção, possam ser elaborados usando apenas PMUs?



Pesquise mais

Informações adicionais sobre PMUs são fornecidas com riqueza de detalhes no livro *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications* (PHADKE; THORP, 2008). Recomendamos a leitura das treze primeiras páginas do Capítulo 9 que trata da aplicação de medições fasoriais sincronizadas na proteção dos sistemas elétricos.

Veja também um projeto pioneiro desenvolvido por pesquisadores brasileiros, que consiste no desenvolvimento de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS). Esse projeto é denominado MEDFASEE e através dele é possível fomentar o entendimento da real importância em se obter fasores sincronizados em um sistema elétrico de grande porte, como é o caso do sistema elétrico nacional.

Disponível em: <<http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal/>>. Acesso em: 16 jan. 2019.

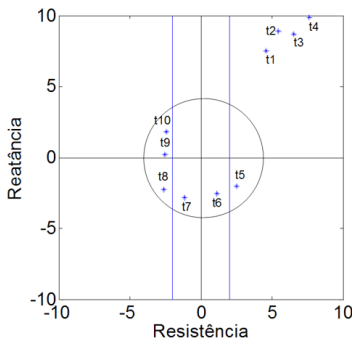
Sem medo de errar

Vamos lembrar a situação-problema apresentada no início da seção. Nela, você é incumbido de avaliar duas tabelas para identificar qual delas está associada com a perda de sincronismo de um gerador. Os dados das tabelas remetem às impedâncias vistas por um relé de distância baseado no esquema *Blinder* simples. Nesse caso, a região delimitada no plano complexo R-X é um círculo centrado na origem com raio igual a 4Ω , sendo o mesmo associado com dois *blindings* verticais que interceptam o eixo real em $\pm 2\Omega$. Assim, a melhor forma de realizar esse estudo é por meio da análise gráfica. Na Figura 2.24 podemos observar a região delimitada no plano complexo R-X referente ao esquema *Blinder* simples, assim como os valores das impedâncias tomadas nos seus respectivos instantes de tempo.

Claramente, podemos constatar que as quatro primeiras impedâncias estão fora da região delimitada pelo círculo, indicando que durante o tempo t1 a t4 não há qualquer alteração na operação do sistema vista no barramento do gerador. Contudo, no instante de tempo t5, o valor da impedância recai diretamente dentro do círculo e se mantém até o instante t10. Nesse caso, você deve afirmar que os dados da Tabela 2.4 não estão associados à perda de sincronismo do gerador, mas sim, com uma falta no sistema elétrico no qual o gerador está conectado.

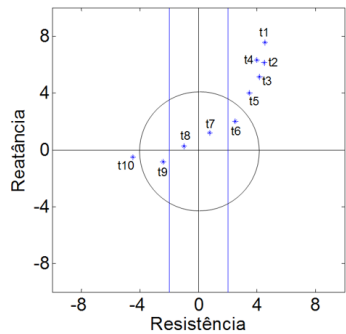
Analisando agora o gráfico referente à Tabela 2.5, ilustrado na Figura 2.25, pode-se observar que há uma evolução dinâmica das impedâncias vistas pelo relé a partir do instante de tempo t5. Essa evolução é ocasionada pelo efeito de inércia do gerador, assim, a trajetória da impedância demanda um dado intervalo de tempo para entrar nos limites da região circular, passar por ambos os *blinders* e sair na face oposta ao círculo. Como conclusão, você deve afirmar categoricamente que os dados referentes à Tabela 2.5 estão associados com a perda de sincronismo do gerador.

Figura 2.24 | Plano R-X assumindo a Tabela 2.4



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 2.25 | Plano R-X assumindo a Tabela 2.5



Fonte: elaborada pelo autor.

Avançando na prática

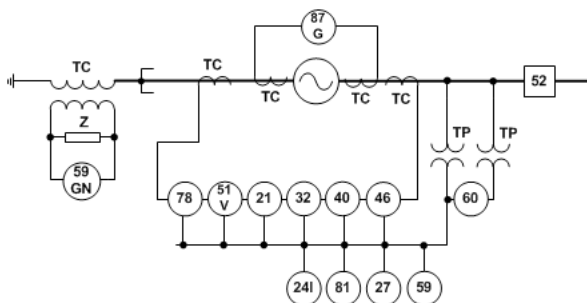
Proteções adicionais aplicadas a geradores

Descrição da situação-problema

Sabendo que você dispõe de renomado conhecimento sobre proteção do sistema elétrico, uma empresa que atua no ramo de geração e transmissão de energia elétrica contrata seus serviços de consultoria para que você explique,

para engenheiros recém-contratados, sobre as proteções aplicadas em seus geradores. Para tanto, a empresa lhe fornece o diagrama unifilar mostrado na Figura 2.26.

Figura 2.26 | Esquema típico de proteção de geradores da empresa contratante



Fonte: adaptada de Grigsby (2007, Cap. 2, n.3)

Resolução da situação-problema

Primeiramente, você deve informar que a norma internacional ANSI / IEC 61850 dispõe a função executada por cada relé de proteção (<https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>). Analisando atentamente o diagrama, você pode explicar que o gerador possui proteção contra sub e sobretensão por meio dos relés 27 e 59, respectivamente, proteção contra sub ou sobrefrequência pelo relé 81, proteção contra sobre-excitação (Volts/Hertz) usando o relé 24I, além de proteção de balanço de tensão por meio do relé 60. Os relés mencionados precisam apenas dos sinais oriundos de transformadores de potencial (TPs). Seguindo a análise, o gerador também possui proteção contra desbalanceamento de corrente usando o relé 46, proteção contra perda de excitação ou perda de campo com base no relé 40, proteção contra inversão de fluxo através do relé direcional de potência 32 e proteção contra perda de sincronismo através do relé 78. Você deve salientar que existem duas proteções de retaguarda, uma através do relé 51V (temporizado) que executa a proteção contra sobrecorrentes com restrição de tensão e o relé de distância 21. É de suma importância relatar que os referidos relés necessitam dos sinais oriundos de TPs e TCs. Para finalizar a explicação, você deve informar que o gerador dispõe de proteção diferencial por meio do relé 87G e proteção contra sobretensões usando o relé 59GN, que podem ser provocadas por curtos-circuitos entre o estator da máquina e o condutor neutro fortemente aterrado.

1. Vários fatores podem contribuir para a ocorrência de uma sobretensão nos terminais de um gerador, contudo, a súbita desconexão de blocos de carga é um dos mais comuns. Dessa forma, a proteção executada por relés de sobretensão visa mitigar o efeito pernicioso provocado pela sobretensão na operação do gerador, todavia, o correto ajuste desses relés é condição necessária para uma proteção eficaz.

Um relé de sobretensão é alocado no barramento de um gerador. A tensão nominal do barramento é $V_N = 18kV$ e o relé foi ajustado para operar com 2,5% de sobretensão (V_{LIMIAR}) com uma alavanca de tempo (AT) igual a 0,1. Determine o tempo de operação (T_{OP}) em segundos do relé, caso a tensão no barramento sofra 35% de sobretensão (V_E). Assuma que a curva tempo-tensão do relé seja dada por

$$T_{OP} = \frac{AT}{\frac{V_E}{V_{LIMIAR}} - 1}$$

- a) 0,115 s.
- b) 0,215 s.
- c) 0,315 s.
- d) 0,415 s.
- e) 0,451 s.

2. Em geral, somos levados a pensar que os relés de distância são aplicados exclusivamente na proteção de LTs, porém, eles têm grande valia na proteção de geradores contra perda de sincronismo. Nesse caso, o relé deve avaliar o comportamento da impedância no plano complexo R-X, impedância essa vista nos terminais do gerador. Dessa forma, é possível distinguir se o valor da impedância obtido está atrelado a uma condição normal de operação, a uma falta no sistema elétrico ou a oscilações (estáveis ou instáveis) do gerador.

Considere as proposições a seguir sobre a proteção contra perda de sincronismo de geradores:

I – No esquema *Blinder* simples, para o caso de uma oscilação estável do gerador, o comportamento da impedância calculada pelo relé varia no tempo em virtude da magnetização do gerador.

II – No esquema *Blinder* duplo, um conjunto com quatro elementos lineares (*blindings*) é utilizado para inferir oscilações instáveis do gerador que caracterizam perda de sincronismo.

III - No esquema *Mho*, até três *blindings* são utilizados para inferir oscilações instáveis do gerador que caracterizam perda de sincronismo.

Assinale a alternativa correta referente às proposições.

- a) I.
- b) II.
- c) I, III.
- d) II, III.
- e) I, II, III.

3. O pulso de sincronização PPS, oriundo do sistema GPS, é responsável pela sincronização de PMUs alocadas em regiões geograficamente distantes. Sabe-se que o PPS tem um atraso temporal em torno de $\pm 1\mu s$ para chegar a qualquer ponto da superfície terrestre, como consequência, erros são obtidos no cálculo do ângulo de fase dos fasores. Face ao exposto, é de suma importância calcular esses erros para avaliar o impacto que eles podem provocar em esquemas de proteção que utilizam o ângulo de fase como parâmetro.

Uma PMU é alocada no barramento de saída de um parque eólico para fins de proteção. Sabendo que o ângulo de fase da tensão do barramento é tido como referência angular, determine o erro, em graus, imposto ao ângulo de fase da tensão assumindo um atraso temporal do pulso de sincronização PPS de $\pm 1\mu s$ e que a frequência de operação do parque é $f_o = 60$ Hz.

- a) $\pm 0,0180^\circ$.
- b) $\pm 0,0216^\circ$.
- c) $\pm 0,0252^\circ$.
- d) $\pm 1,252^\circ$.
- e) $\pm 2,252^\circ$.

Referências

- ALBUQUERQUE, R. J. **Estimação de estado e análise de observabilidade em sistemas elétricos de distribuição**. 2009.
- _____. **Métodos alternativos para estimação de estado em sistemas de energia elétrica**. 2012. 146 f. Dissertação (Pós-Graduação) – Universidade Federal do Maranhão, curso de Engenharia de Eletricidade, 2012.
- ALBUQUERQUE, R. J. F. **PMU based situation awareness for smart distribution grids**. Université Grenoble, Alpes, 2015.
- AUJLA, R. **Generator stator protection, under/over voltage, under /over frequency and unbalanced loading**. University of Western Ontario, 2008.
- BORDEIRA, B.; OLIVEIRA, S. Simulação e avaliação dos esquemas de proteção de geradores síncronos contra perda de sincronismo. In: IV SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE). **Anais...** Goiânia, 2012.
- CAMINHA, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. 1. ed. [S.l.]: Edgard Blucher, 1977.
- CIGRÉ. **Guide for Transformer Fire Safety Practices**. 2013. Disponível em: https://static.mimaterials.com/midel/documents/sales/Guide_for_Transformer_Fire_Safety_Practices.pdf. Acesso em: 16 jan. 2019.
- COMPOSELEC. **Relais Buchholz**. 2018. Disponível em: <http://www.composelec.com/relais_buchholz.php>. Acesso em: 16 jan. 2019.
- GRIGSBY, L. **Power System Stability and Control**. 1. ed. CRC Press, 2007.
- MAMEDE, J; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. [S.l.]: LTC, 2011.
- PHADKE, A.; THORP, J. S. **Computer Relaying for Power System**. 2. ed. [S.l.]: Wiley, 2009.
- RIFAAT, R.; SUTHERLAND, P. **Power System Protection Coordination**. [S.l.]: IEEE Southern Alberta Section, 2013.
- SCHNEIDER ELECTRIC. **What is the function of BUCHHOLZ relay in oil-filled transformers?** 2018. Disponível em: <https://www.schneider-electric.com/eg/en/faqs/FA335909/>. Acesso em: 16 jan. 2019.

Unidade 3

Proteção dos sistemas de distribuição

Convite ao estudo

A infraestrutura das redes de distribuição primárias é extensa, afinal, a eletricidade precisa ser levada aos consumidores em diferentes localidades, como cidades, subúrbios e até mesmo em regiões remotas. Face ao exposto, proteger essas redes não é uma tarefa trivial, pois elas podem apresentar uma elevada dimensão no que tange o número de barramentos, alimentadores e ramais laterais a serem protegidos. Apesar dessas dificuldades, o sistema de proteção das redes primárias visa assegurar dois objetivos: minimizar a duração e a frequência da falta e minimizar o número de consumidores afetados pela falta. Dentre os princípios dispositivos empregados na elaboração de esquemas de proteção para essas redes, citam-se: elos fusíveis, religadores, seccionalizadores e *Network Protector* (para redes subterrâneas). O elo fusível é o dispositivo de proteção mais simples contra sobrecorrentes provocadas por curtos-circuitos. Em essência, sua operação é baseada em curvas características de Tempo x Corrente que inferem o tempo mínimo e máximo de fusão, assim como o tempo máximo de extinção do arco provocado durante o rompimento do elo. O religador é um dispositivo capaz de realizar três tarefas distintas: detecção de sobrecorrentes, isolamento do circuito sob falta e religamento automático do circuito após o fim da sobrecorrente. Na prática, existem três formas de avaliar a operação do religador: a) análise de curvas Tempo x Corrente; b) análise gráfica da corrente no alimentador, no qual o religador foi instalado; c) análise oscilográfica dos sinais de correntes registrados por religadores digitais. Outro dispositivo frequentemente utilizado na proteção das redes primárias é denominado seccionizador. Esse dispositivo também possui a capacidade de isolar um circuito, contudo, isso só é possível se um religador ou disjuntor a montante interromper a corrente de falta. Com relação à proteção de redes subterrâneas, o dispositivo denominado *Network Protector* é uma poderosa ferramenta, pois ele é capaz de detectar inversões nos fluxos das correntes de falta e, por conseguinte, isolar o trecho sob falta.

Os temas relativos à proteção das redes de distribuição primárias, através da aplicação dos dispositivos supracitados, serão aprofundados nesta unidade, para tanto, as três seções desenvolvidas estão divididas da seguinte forma: na Seção 3.1, aprofundaremos a teoria sobre o princípio operativo dos elos fusíveis, religadores, seccionalizadores e *Network Protector*. Na Seção

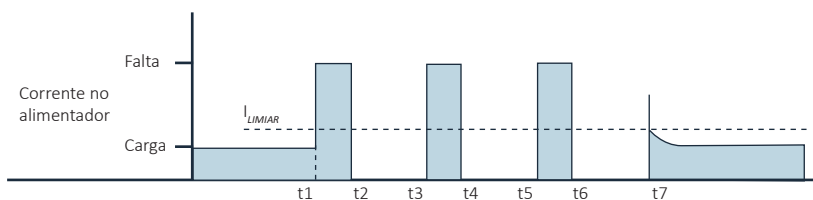
3.2, apresentaremos as características e peculiaridades dos principais relés empregados na proteção das redes primárias, assim como os fundamentos básicos sobre proteção de subestações. Finalmente, na Seção 3.3 será apresentada a teoria básica sobre coordenação dos dispositivos de proteção das redes primárias de distribuição. Ao término desta unidade você será capaz de conhecer e compreender os conceitos fundamentais sobre a proteção das redes de distribuição primárias, além de saber identificar, analisar e elaborar esquemas de proteção dedicados para essas redes.

Equipamentos de proteção das redes primárias de distribuição

Diálogo aberto

Podemos encontrar vários tipos de dispositivos de proteção para redes de distribuição primárias, contudo, o religador automático desempenha papel primordial, pois, ele é capaz de reenergizar partes da rede. Na prática, o religador é capaz de realizar três tarefas distintas: detectar condições de sobrecorrente, isolar o circuito se a sobrecorrente persistir após um dado intervalo de tempo e, depois de realizar testes de verificação, religar automaticamente o circuito. Sabendo que você dispõe de elevado conhecimento sobre a operação desse dispositivo, uma concessionária de distribuição solicita que você avalie a atuação de um religador, ajustado para 3 religamentos, alocado em um dado alimentador. Sabendo que a corrente no alimentador é permanentemente monitorada e, para uma dada condição de operação, ela pode ser expressa segundo o gráfico mostrado na Figura 3.1, a sua tarefa é levantar o gráfico de atuação do religador com base no gráfico da corrente no alimentador, assim como avaliar se o religador, em algum momento, entra em modo de bloqueio.

Figura 3.1 | Gráfico da corrente no alimentador



Fonte: elaborada pelo autor.

O desafio a ser solucionado está lançado, assim, para lhe ajudar, fornecemos um conteúdo com informações essenciais sobre o princípio operativo de religadores automáticos. Portanto, estude com afinco todos os conteúdos da seção e não hesite em pesquisar em fontes bibliográficas auxiliares que podem ser encontradas na literatura especializada. Lembre-se que a educação adquirida pelo estudo molda o homem como cidadão, haja vista que “A educação torna fácil liderar um povo, mas difícil manobrá-lo; fácil governá-lo, mas impossível escravizá-lo.” *Henry P. Brougham.*

Proteção com elos fusíveis

O elo fusível é o dispositivo de proteção contra sobrecorrente mais utilizado nas redes de distribuição primárias. Ele possui um filamento interno que se aquece quando percorrido por um fluxo de corrente, dessa forma, quando o fluxo excede um valor predeterminado, esse filamento se rompe (derrete). A eficiência da operação do elo fusível pode ser avaliada por meio de três parâmetros: 1) isolar completamente a rede elétrica sob falta pelo rompimento do seu filamento interno; 2) ser capaz de eliminar adequadamente o arco elétrico gerado durante o rompimento do filamento e 3) manter a rede elétrica aberta, sem centelhamento, mesmo com tensão nominal aplicada em seus terminais. É de suma importância salientar que não devemos confundir elo fusível com chave fusível (ou porta fusível), visto que a última é apenas o suporte no qual o elo fusível é conectado. A maioria dos elos fusíveis encontrada nas redes primárias funciona segundo o princípio denominado de *expulsão*, isto é, o filamento é envolto por um tubo revestido internamente com uma fibra de ionização, assim, na presença de um curto-circuito, a fibra é aquecida quando o filamento se rompe (derrete), produzindo gases de ionização que se acumulam no tubo. Dessa forma, o arco é comprimido e expulso do tubo, além disso, a liberação do gás pelas extremidades do tubo garante que as partículas que sustentam o arco sejam completamente expelidas (HOSSEINZADEH, 2008).

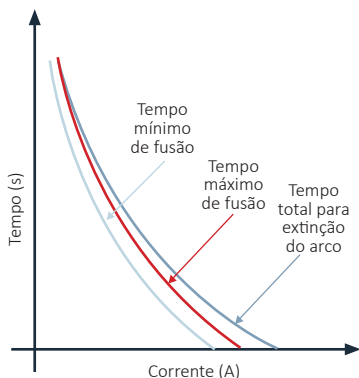
O elo fusível é classificado segundo a sua taxa de velocidade (SR – *speed ratio*), também conhecida com *relação de rapidez*. Para tanto, por convenção, o SR é dado pela razão entre a corrente mínima de fusão do elo, em 0,1 s, e a corrente mínima de fusão em 300 s. Com base nesse parâmetro, os elos são comumente classificados como rápidos, lentos e muito lentos, designados pelas siglas K, T e H, respectivamente. A seguir são dadas informações adicionais sobre esses elos (CEMIG, 2017):

a) **Tipo K** – elos fusíveis rápidos com SR variando entre 6 e 8. Possuem capacidade de sobrecarga de 50% do seu valor nominal e, em geral, são aplicados na proteção de transformadores e ramais laterais de alimentadores.

c) **Tipo T** – elos fusíveis lentos com SR variando entre 10 e 13. Assim como o tipo K, os elos fusíveis tipo T também suportam uma sobrecarga de 50% e são igualmente aplicados na proteção de transformadores e ramais.

a) **Tipo H** – elos fusíveis especiais que suportam uma elevada sobrecorrente e, ainda assim, asseguram uma alta temporização de operação. Diante disso, eles

Figura 3.2 | Curvas características de fusão do elo fusível



Fonte: elaborada pelo autor.

são considerados como dispositivos de atuação muito lenta. São aplicados quase que exclusivamente na proteção de transformadores visando evitar operações desnecessárias durante transitórios de curta duração, tal como correntes de *inrush*.

Independentemente do tipo de elo fusível, a Figura 3.2 apresenta a curva genérica das características de operação Tempo x Corrente. Podemos observar que os gráficos remontam o tempo mínimo e máximo de fusão do elo, assim como o tempo total para extinção do arco.



Pesquise mais

Convidamos você a ler as páginas 406-415 do livro *Proteção de sistemas elétricos de potência* para um maior aprofundamento sobre proteção de redes de distribuição primárias usando elos fusíveis.

MAMEDE, J; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.



Exemplificando

Vamos assumir que você seja membro do grupo de proteção de uma concessionária de distribuição de energia. Você é escolhido como o responsável pela avaliação de dois elos fusíveis, ambos com corrente nominal de 200 A. Nas Tabelas 3.1 e 3.2 constam os dados do tempo mínimo de fusão do elo em função da corrente, fornecidos pelo fabricante.

Tabela 3.1 | Dados do elo fusível 1

Tempo (s)	Corrente (A)
0,1	4500
300	575

Tabela 3.2 | Dados do elo fusível 2

Tempo (s)	Corrente (A)
0,1	6700
300	535

A sua tarefa é determinar o SR, assim como a classificação dos elos. Analisando a Tabela 3.1, você pode inferir que o SR do relé 1 é igual a 7,82. Considerando a Tabela 3.2, tem-se um $SR = 12,52$ para o relé 2. Como conclusão, você pode constatar que o relé 1 possui classificação 200K, enquanto o relé 2 é classificado como 200T.

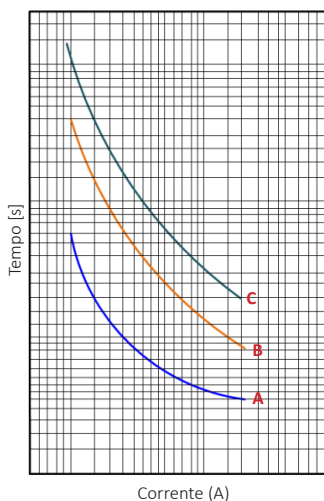
Proteção com religadores

O religador é um dispositivo capaz de detectar condições de falta, interromper o circuito se a sobrecorrente persistir após um intervalo de tempo predeterminado e, após testes de verificação, religar automaticamente o circuito. Se a falta que originou a operação ainda existir, o religador permanecerá aberto após um número predefinido de operações, isolando o circuito sob falta do restante da rede. Nas redes de distribuição primárias, entre 75% e 90% das faltas são de natureza temporária e duram, no máximo, alguns ciclos ou segundos. Assim, o religador, com sua característica de abertura/fechamento, impede que um circuito de distribuição fique fora de serviço por faltas temporárias (HOSSEINZADEH, 2008).

Normalmente, os religadores são projetados para contagem e registro de até três operações de fechamento e, após uma operação de abertura final, eles bloqueiam a sequência de abertura/fechamento, definindo assim o ciclo de operação. O intervalo de tempo entre uma abertura e um religamento é denominado de *tempo de religamento* ou, no jargão do engenheiro de proteção, *tempo morto*. É importante salientar que, em geral, os religadores também permitem operações manuais de fechamento. Com relação às curvas Tempo x Corrente, os religadores normalmente incorporam três curvas, uma rápida e duas lentas, designadas como A, B e C, respectivamente. A Figura 3.3 mostra um conjunto típico de curvas para religadores.

Com o advento de religadores digitais, uma variedade de curvas Tempo x Corrente podem ser criadas, permitindo ao engenheiro de proteção produzir uma curva específica que atenda aos requisitos do esquema de proteção a ser elaborado. Essa característica é importante, pois o religador pode ser reprogramado sem a necessidade de alterar os demais dispositivos de proteção que se encontram dentro da sua zona de proteção (HOSSEINZADEH, 2008). Os religadores digitais são formados, basicamente, por um módulo de chaveamento com interruptores a vácuo e por um microcontrolador, cuja finalidade é executar as funções de proteção, medição e comunicação. Religadores digitais facilitam a automação nas

Figura 3.3 | Curvas Tempo x Corrente do religador



Fonte: adaptada de Hosseinzadeh (2008, p.12).

redes de distribuição e são vistos por muitos como elementos essenciais na implantação de redes de distribuição ativas e inteligentes (CEMIG, 2017).

Com relação à alocação de religadores, estes podem ser instalados nos seguintes pontos da rede de distribuição:

- i. Em subestações, para fornecer proteção primária para um alimentador de saída.
- ii. No próprio alimentador, visando permitir o seu seccionamento, caso um curto-circuito se origine a jusante do religador.
- iii. Em ramos laterais, que emerge dos alimentadores, pois, caso uma falta ocorra nesses ramos, os mesmos podem ser retirados de operação sem a necessidade da completa desconexão do alimentador.



Pesquise mais

Para um maior aprofundamento do tema sobre religadores, você é convidado a ler as páginas 10-14 da referência a seguir. Nela, encontram-se excelentes informações sobre critérios para especificação de religadores e proteções adicionais realizadas por esses dispositivos.

Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). **Norma de distribuição: Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig**. Belo Horizonte, 2017.

Proteção com seccionizador

Um seccionizador é um dispositivo que isola automaticamente o circuito que ele protege, uma vez que um disjuntor ou religador a montante interrompe a corrente de falta. Face ao explanado, fica claro que o seccionizador não tem capacidade de interromper correntes de curto-circuito, assim, obrigatoriamente ele deve ser empregado em conjunto com um dispositivo de retaguarda que tenha capacidade de interrupção da corrente de falta. Basicamente, o seccionizador é constituído por um sensor de sobrecorrente, um mecanismo de contagem das operações (desligamentos) realizadas pelo equipamento de retaguarda (religador) e um mecanismo para travamento na posição aberto. Em essência, o seccionizador conta o número de operações do religador durante condições de falta. A contagem se inicia quando o fluxo de corrente que o atravessa é interrompido pelo religador ou cai abaixo de um valor pré-determinado. Após certo número de ocorrências (uma, duas ou três), que corresponde ao ajuste do equipamento, o seccionizador abre seus contatos e permanece travado na posição aberto, isolando o circuito acometido pela falta. Isso permite que o religador restabeleça o suprimento de energia para áreas livres de faltas, de modo a melhorar a confiabilidade dos serviços prestados pela concessionária aos consumidores finais.

Ressalta-se que se a falta for temporária, o mecanismo de operação do seccionizador é reinicializado. É de suma importância comentar que o seccionizador não possui característica operacional baseada na curva Tempo x Corrente, dessa forma, ele pode ser usado sem nenhum problema entre dois dispositivos de proteção cujas curvas de operação são muito próximas. Os seccionizadores encontrados nas redes de distribuição primárias são, em sua grande maioria, construídos em arranjos monofásicos ou trifásicos com mecanismos de operação hidráulicos ou eletrônicos. Com relação aos seccionizadores com mecanismos de operação eletrônicos, eles são notoriamente reconhecidos pela flexibilidade operativa e pela fácil configuração. A sua operação é dada da seguinte forma: a corrente da rede é medida por meio de TCs e a corrente secundária é enviada a um circuito de controle que conta o número de operações do religador e, dependendo da avaliação realizada, envia um sinal de disparo ao mecanismo de travamento na posição aberto. Esse tipo de seccionizador é construído, em sua grande maioria, com fechamento motorizado (HOSSEINZADEH, 2008), (CEMIG, 2017).



Refleta

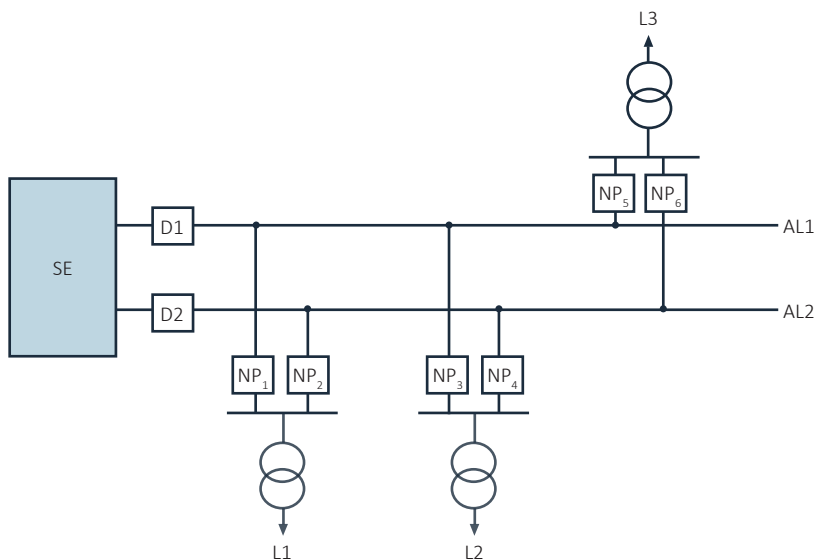
Uma vez que o número de operações do religador é maior do que o valor de contagem previamente ajustado no seccionizador, o que você pode inferir sobre a localização da falta?

Protetor de rede (*Network Protector*) para redes subterrâneas

As redes de distribuição primárias subterrâneas têm grande aplicabilidade em áreas com elevada densidade de carga, por exemplo na região central de grandes cidades. Essas redes apresentam alta confiabilidade, contudo, restrições relativas aos custos de implantação e manutenção impõem dificuldades para seu uso massivo. Felizmente, com o passar dos anos, a diferença de custo entre os cabeamentos aéreos e subterrâneos tem diminuído gradativamente. De acordo com Kagan, Oliveira e Robba (2010), um tipo de rede primária subterrânea que é frequentemente implementada por concessionárias de distribuição é denominada *Spot Network*, ilustrada na Figura 3.4. Nessa configuração, cada transformador de distribuição é suprido por dois ou três alimentadores derivados de uma única subestação ou de subestações distintas. Analisando atentamente a referida figura, podemos observar que nos transformadores existe uma chave especial, NP, que é a responsável pela proteção denominada *Network Protector*. Em síntese, essas chaves têm por finalidade detectar a reversão do fluxo das correntes de falta na rede. Para facilitar a compreensão, vamos considerar a Figura 3.5, na qual é assumido um curto-circuito no ponto *W* do alimentador 1 (AL1), gerando a circulação de correntes de falta como a apresentada. Podemos observar que as NPs 1, 3 e 5, conectadas ao alimentador onde ocorreu o curto-circuito, são percorridas por

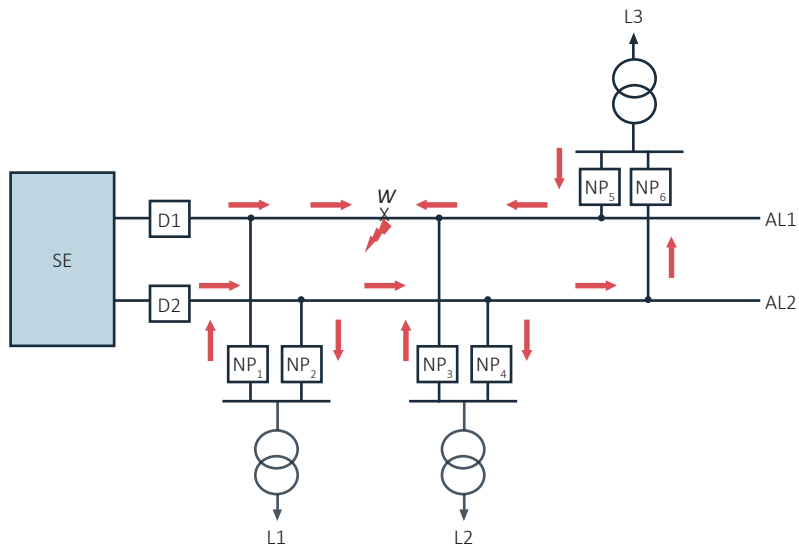
correntes de falta em sentido inverso, assim, essas NPs irão abrir, isolando todo o circuito com defeito, após a abertura do disjuntor D1 da subestação.

Figura 3.4 | Rede *Spot Network*



Fonte: adaptada de Kagan, Oliveira e Robba (2010, n. 17).

Figura 3.5 | Fluxos de correntes de falta na rede *Spot Network*



Fonte: adaptada de Kagan, Oliveira e Robba (2010, p. 17).



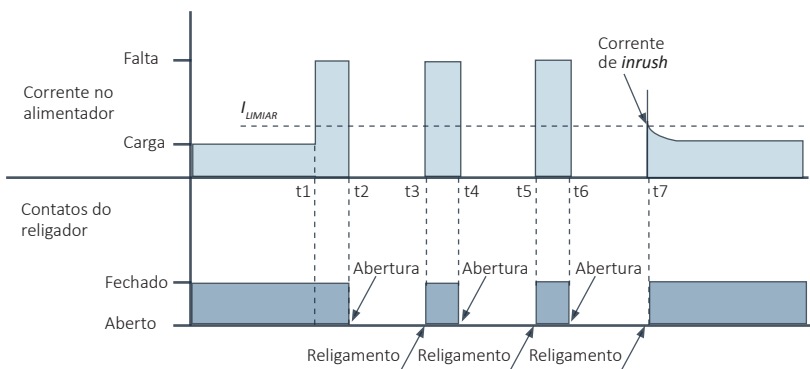
Assimile

Uma chave alocada na rede de distribuição primária não deve ser aberta enquanto a rede está energizada. Se essa recomendação não for obedecida, perigosos arcos-elétricos podem se formar durante a abertura podendo danificar permanentemente essas chaves.

Sem medo de errar

Vamos relembrar a situação-problema apresentada no início da seção. Nela, você recebe a tarefa de avaliar a atuação de um religador ajustado para 3 religamentos, alocado em um dado alimentador de uma concessionária de distribuição. Deseja-se que você levante o gráfico de operação do religador com base na corrente do alimentador, além de determinar se em algum momento o religador entra em modo de bloqueio. O gráfico que você deve fornecer para a concessionária é mostrado na Figura 3.6. Você deve explicar que, no instante inicial, a corrente no alimentador está em regime permanente alimentando a carga, ou seja, não há ocorrência de falta nessa condição, portanto, os contatos do religador devem ser mantidos fechados. No instante t_1 ocorre uma falta, pois a corrente de falta é superior à corrente I_{LIMAR} responsável por sensibilizar o religador, assim, ele ainda mantém seus contatos fechados por um curto intervalo de tempo, antes de abri-los em t_2 , levando a corrente do alimentador a um valor nulo. O religador espera o tempo morto transcorrer, antes de tentar religar o alimentador em t_3 , contudo, o religador percebe que a corrente de falta ainda está presente, assim, ele abre seus contatos novamente em t_4 . Mais uma vez, o religador espera transcorrer o tempo morto e tenta novamente reenergizar o alimentador em t_5 . Contudo, a corrente de falta ainda é persistente, então, o religador abre novamente seus contatos em t_6 . Deixando transcorrer mais um tempo morto, o religador tenta reenergizar pela última vez o alimentador fechando seus contatos em t_7 . Nesse momento, o religador percebe que o valor da corrente está se estabilizando abaixo do valor I_{LIMAR} , assim, ele infere que seus contatos devem permanecer fechados, pois a carga voltará a ser suprida adequadamente. Como religador foi ajustado para 3 religamentos, o mesmo realizou exatamente três tentativas de reenergização do alimentador, dessa forma, você deve informar, categoricamente, que em nenhum momento o religador entrou em modo de bloqueio.

Figura 3.6 | Gráfico de operação do religador



Fonte: elaborada pelo autor.

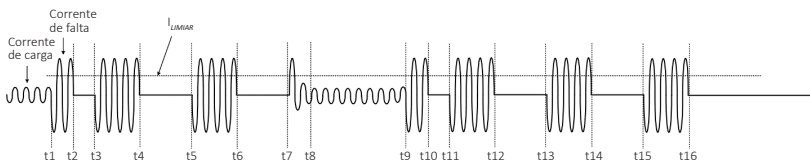
Avançando na prática

Análise oscilográfica da sequência de operação do religador

Descrição da situação-problema

Você, como engenheiro chefe da divisão de proteção de uma concessionária de energia, foi incumbido de realizar a análise oscilográfica de um moderno religador digital, ajustado para 2 religamentos, capaz de registrar os sinais de corrente durante as operações de abertura/fechamento de seus contatos. Na Figura 3.7, os sinais registrados durante um dado evento são apresentados. Você deve explicar a operação desempenhada pelo religador para cada instante de tempo.

Figura 3.7 | Sequência de operações do religador digital



Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução da situação-problema

Para $t < t_1$, o religador mantém seus contatos fechados para suprir a carga, contudo, em $t = t_1$, tem-se o início de uma falha. Para $t_1 < t < t_2$ há uma rápida operação do religador ainda com seus contatos fechados,

porém, em $t=t_2$, o religador abre seus contatos, permanecendo abertos até $t < t_3$. Quando $t=t_3$, o religador fecha seus contatos, todavia, a corrente de falta ainda está presente, dessa forma, em $t=t_4$, o religador abre seus contatos, permanecendo abertos até $t < t_5$. Em $t=t_5$, o religador volta a fechar seus contatos, contudo, mais uma vez, a corrente de falta ainda existe, assim, em $t=t_6$ os contatos são abertos e mantidos nesta posição até $t < t_7$, pois, em $t=t_7$, seus contatos voltam a ser fechados. Para $t_7 < t < t_8$, observa-se um pequeno efeito transitório, contudo, em $t=t_8$, a corrente volta para um regime normal de operação, mantendo-se até $t < t_9$. Assim, pode-se concluir que durante toda essa operação o religador não entrou em modo de bloqueio. Em $t=t_9$, uma nova corrente de falta se origina, para tanto, três tentativas de religamentos foram executadas entre $t_{11} < t < t_{12}$, $t_{13} < t < t_{14}$ e $t_{15} < t < t_{16}$. Como o relé é ajustado para dois religamentos, a partir de t_{16} ele entra em modo de bloqueio. Dessa forma, com base na análise oscilográfica registrada durante o evento, você pode inferir adequadamente a sequência de operações de modernos religadores digitais.

Faça valer a pena

1. Por vezes nos deparamos com a situação em que há uma queda no fornecimento de energia e em poucos segundos, ou minutos, o suprimento de energia é reestabelecido. O tempo de reenergização é tão curto que podemos nos perguntar como a concessionária detectou a queda no fornecimento e enviou uma equipe de campo para saná-la. Na realidade, em geral, não é isso o que ocorre. Quando a reenergização é feita em poucos segundos, ou minutos, não foi uma equipe de campo que resolveu o problema, mas sim, o religador. O religador, em coordenação com outros dispositivos de proteção, é primordial para as concessionárias, visto que ele assegura que um menor número de consumidores seja atingido pelos efeitos de um curto-circuito. Portanto, é de suma importância compreender o seu princípio de funcionamento.

Considere as proposições abaixo sobre religadores aplicados na proteção das redes de distribuição primárias:

- I – O religador é aplicado somente na proteção contra faltas temporárias que podem ocorrer nas redes de distribuição primárias.
- II – O intervalo de tempo entre uma abertura e um religamento é denominado de *tempo de religamento* ou *tempo morto*.
- III – O ciclo de operação do religador pode ser definido pela contagem e registro de operações de fechamento/abertura.
- IV – Acerca das curvas Tempo x Corrente, os religadores normalmente incorporam uma rápida e duas lentas, designadas como A, B e C, respectivamente.

Dentre as proposições, aquela(s) que está(ão) correta(s) é (são):

- a) I, II.
- b) I, III.
- c) II, III.
- d) II, III, IV.
- e) I, II, III, IV.

2. O seccionizador é um importante dispositivo para isolar circuitos de distribuição acometidos por faltas. Contudo, deve-se ressaltar que ele não atua sozinho, pois, a sua operação está intimamente relacionada com o status de operação de um dispositivo de retaguarda, que, nesse caso, é o religador. O binômio religador-seccionizador é parte integrante da grande maioria dos esquemas de proteção elaborados para redes primárias que visam mitigar uma falta e, ao mesmo tempo, assegurar o fornecimento ao maior número possível de consumidores.

Considere as proposições abaixo sobre seccionizadores aplicados na proteção das redes de distribuição primárias:

- I – Um seccionizador é um dispositivo que isola remotamente o circuito que ele protege, uma vez que o religador a jusante interrompe a corrente de falta.
- II – O seccionizador tem capacidade de interromper correntes de curto-circuito, portanto, ele deve ser empregado em conjunto com um dispositivo de retaguarda (religador) alocado a jusante.
- III – O seccionizador conta o número de operações do religador durante condições de falta. Se o valor da contagem for superior ao valor pré-ajustado no seccionizador, este deve isolar o circuito sob sua responsabilidade, dando ao religador a possibilidade de reenergizar outros circuitos.
- IV – Seccionizadores eletrônicos utilizam TPs para medir a corrente da rede, assim, a corrente secundária é enviada a um circuito de controle que conta o número de operações do religador e, caso necessário, envia um sinal de disparo ao mecanismo de travamento na posição aberto.

Dentre as proposições, aquela(s) que está(ão) correta(s) é (são):

- a) II.
- b) III.
- c) IV.
- d) I, II, III.
- e) I, II, IV.

3. As redes subterrâneas de distribuição primárias têm ganhado cada vez mais espaço na elaboração de projetos de suprimento e energia para áreas com elevada densidade

de carga, sobretudo, em centros de grandes cidades. Esse apelo se remete ao fato de essas redes apresentarem maior confiabilidade e segurança, além de responderem a fins estéticos de urbanização. Diante disso, é de suma importância compreender as configurações dessas redes e o tipo de proteção que deve ser empregado para mitigar um curto-circuito.

Considere as proposições abaixo sobre proteção de redes subterrâneas:

- I – Os principais dispositivos de proteção das redes subterrâneas são os relés de sobrecorrente, relés de distância e chaves normalmente-fechadas comutadas remotamente.
- II – A rede subterrânea *Spot Network* emprega chaves especiais denominadas *Spot Link*, que detectam a inversão do fluxo da corrente de falta.
- III – *Spot Network* é uma chave especial que detecta a inversão dos fluxos das correntes de falta na rede subterrânea *Network Protector* (NPs).
- IV – Para uma falta no alimentador de uma rede subterrânea *Spot Network*, todas as chaves *Network Protectors* (NPs) alocadas nos ramos que ligam o alimentador sob falta e os transformadores de distribuição devem operar após a atuação do disjuntor de proteção do alimentador sob falta.

Dentre as proposições, aquela(s) que está(ão) correta(s) é (são):

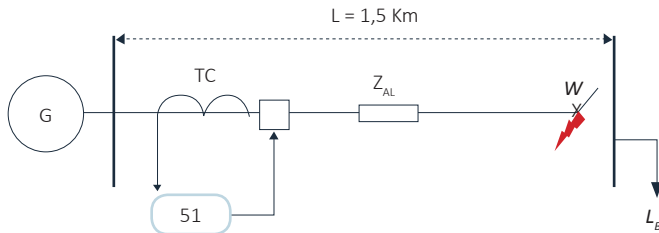
- a) I, II.
- b) I, III.
- c) I, II, III.
- d) IV.
- e) II, III, IV.

Principais relés empregados na proteção das redes de distribuição primárias

Diálogo aberto

Os relés de proteção predominantes nas redes de distribuição primárias são os de sobrecorrente. Isso se deve ao fato da maioria dessas redes possuírem topologia radial. Dessa forma, caso um curto-circuito ocorra em algum ponto, a corrente de falta resultante, na maioria das vezes, tende a ter uma magnitude suficiente para sensibilizar a operação desses relés. Sabendo que você dispõe de notório conhecimento sobre a operação de relés de sobrecorrente, tendo realizado vários projetos de consultoria sobre o tema, uma concessionária de distribuição contrata seus serviços para que você realize um estudo prévio de curto-circuito em um alimentador. Para tanto, é solicitado que você avalie o seguinte caso: o alimentador conectará um gerador monofásico (G) a um bloco de cargas (L_B), contudo, antes de se estabelecer a conexão com a carga, um curto-circuito se origina no ponto W na extremidade próxima à carga, como mostra Figura 3.8.

Figura 3.8 | Rede a ser analisada da concessionária contratante



Fonte: elaborada pelo autor.

O gerador possui tensão nominal V_N e tensão interna E_0 , iguais a $3,8kV$, reatância de 5% , potência nominal de $10MVA$ e frequência de $60Hz$. Adicionalmente, o barramento do gerador é usado como referência angular no instante da falta e a impedância característica (Z_{AL}) do alimentador possui resistência de $0,19\Omega/km$ e reatância de $0,38\Omega/km$. A partir desses dados, você deve determinar a alavanca de tempo AT a ser ajustada no relé de sobrecorrente temporizado que será usado na proteção do alimentador, para tanto, você deve assumir que o relé tem um tempo de atuação de 10 ciclos, a corrente i_{LIMIAR} previamente ajustada é de $145A$ e que ele obedeça à curva de tempo inverso, dada pela Equação 3.1.

$$T_{OP} = \left(\frac{0,14}{(i_{cc_normalizado})^{0,02} - 1} \right) \times AT \quad (3.1)$$

O desafio está lançado, assim, fornecemos um conteúdo com informações adicionais sobre relés de sobrecorrente aplicados nas redes de distribuição. Embarque conosco nessa empreitada sempre buscando fontes bibliográficas auxiliares para um maior aprofundamento no tema. Estude com afinco e motivação, pois o estudo é uma raiz que deve ser regada diariamente.

Não pode faltar

Relés de sobrecorrente - predominância na distribuição

Quando tratamos da proteção das redes de distribuição primárias, somos levados a pensar em dispositivos como elos fusíveis, religadores, seccionadores e *Network Protector* (para redes subterrâneas), contudo, não devemos esquecer a importância do relé digital. Devido à topologia majoritariamente radial dessas redes, os relés digitais de sobrecorrente têm predominância nos esquemas de proteção. Salientamos que a teoria já apresentada sobre esses relés, no contexto dos sistemas de transmissão, não perde sua generalidade no âmbito da distribuição. Nesse caso, a única diferença se remete à magnitude do fluxo da corrente de curto-circuito que, para sistemas de distribuição, é muito menor. Como o nome já indica, o relé de sobrecorrente é projetado para operar quando a magnitude da corrente de falta, que flui por um alimentador ou ramal, atinge um valor superior à corrente de sensibilização do relé (I_{LIMAR}). Assim como nos sistemas de transmissão, os relés de sobrecorrente aplicados na distribuição também são classificados como instantâneos ou temporizados. Com relação aos temporizados, as curvas de operação do tipo inversa, muito inversa e extremamente inversa são comumente empregadas (MAMEDE; MAMEDE, 2011).

É de suma importância salientar que os relés de sobrecorrente são inerentemente não seletivos, visto que eles podem detectar condições de sobrecorrente não apenas na seção do alimentador sob sua responsabilidade, mas também em seções adjacentes. Para contornar essa problemática, a seletividade entre relés de sobrecorrente pode ser obtida com base no ajuste da corrente I_{LIMAR} , no ajuste do tempo de operação ou na combinação de ambos, dependendo das características operativas de Tempo x Corrente. Deve-se ressaltar que relés direcionais de sobrecorrente que se diferem dos relés clássicos de sobrecorrente pelo fato de levarem em consideração a direção da corrente de falta, também podem ser empregados nas redes de distribuição para melhorar a seletividade dos esquemas de proteção. Eles são

bem-vindos, sobretudo, devido à atual conjuntura de integração massiva de geração distribuída (GD) nessas redes.



Exemplificando

Um relé de sobrecorrente digital é alocado no primário de um transformador de distribuição que está conectado a um alimentador. Busca-se coordená-lo com outro relé digital alocado a jusante, isto é, no secundário do transformador, cujo tempo de operação foi previamente ajustado em 0,5 segundos. Para tanto, deve-se considerar que o relé do primário atua com um retardo de 55% a partir do tempo de atuação do relé no secundário. Assumindo que haja uma falta no lado secundário, cuja corrente referida ao primário é 1534 A, determine a alavanca de tempo AT do relé primário sabendo que ele foi ajustado com $I_{LIMIAR} = 120A$ e obedece a uma curva muito inversa, cuja equação é mostrada da seguinte forma:

$$T_{OP} = \frac{13,5}{i_{cc_normalizado} - 1} \times AT. \quad (3.2)$$

Como base nos dados fornecidos, o tempo de operação do relé alocado no primário é $T_{OP} = 0,775s$, ou seja, ele deve atuar de modo seletivo após 0,275s do tempo de operação do relé no secundário. O valor da corrente de curto-circuito normalizada vista pelo relé do primário é igual a

$$i_{cc_normalizado} = \frac{1534A}{120A} = 12,783. \quad (3.3)$$

Portanto, a alavanca de tempo (AT) da curva dada em (3.2), referente à atuação do relé no primário, é igual a

$$AT = \frac{T_{OP} \times (i_{cc_normalizado} - 1)}{13,5} = \frac{0,775 \times (12,783 - 1)}{13,5} = 0,676s \quad (3.4)$$

Reiteramos que o ajuste da corrente I_{LIMIAR} em relés de sobrecorrente utilizados nas redes de distribuição obedece, em geral, a uma regra prática. Uma vez que I_{LIMIAR} é a corrente mínima de excitação do relé, nunca, jamais, em tempo algum, seu valor pode ser inferior à corrente máxima de carregamento do alimentador ou ramal, pois, caso essa condição não seja obedecida, o relé pode atuar sem a devida necessidade, podendo comprometer o suprimento de energia a blocos de consumidores durante uma condição de carga pesada. Dessa forma, para determinar com segurança o valor de I_{LIMIAR} , podemos multiplicar o numerador da relação de transformação (RTC) do TC conectado ao relé pelo coeficiente K_{LIMIAR} , de modo que o resultado seja superior à

corrente máxima de carregamento. Comumente, o valor de K_{LIMIAR} é inferior a 2, mas, outros valores podem ser utilizados de acordo com a necessidade de cada esquema de proteção (obs.: *para informações adicionais sobre relés de sobrecorrente, você pode ver as Seções 1.1 e 1.2*).



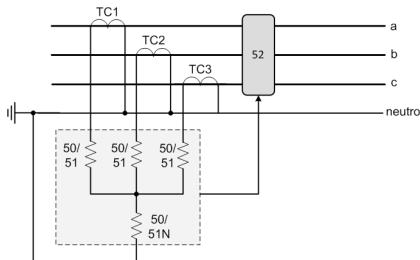
Exemplificando

Um alimentador de distribuição possui carregamento máximo de 200 A. Sabendo que na sua extremidade inicial é instalado um relé conectado a um transformador de corrente (TC) com $RTC = 500/10$, determine o valor de K_{LIMIAR} uma vez que I_{LIMIAR} tenha um valor 60% superior ao da corrente de carregamento máximo.

Nesse caso, podemos inferir que $I_{LIMIAR} = 320A$, portanto, para o cálculo prático de K_{LIMIAR} , podemos levar em consideração o valor do numerador da relação RTC cujo resultado será

$$K_{LIMIAR} = \frac{320A}{500A} = 0,64. \quad (3.5)$$

Figura 3.9 | Diagrama de conexão de relés de sobrecorrente em alimentador trifásico



Fonte: elaborada pelo autor.

Por vezes, podemos nos perguntar como é realizada a conexão dos relés de sobrecorrente em um alimentador trifásico de distribuição, haja vista que na maioria das vezes levamos em conta apenas o diagrama unifilar por motivos de simplicidade. Na prática, quatro relés de sobrecorrente e três TCs são exigidos para detectar todos os tipos possíveis de curtos-circuitos.

Três dos relés são conectados às fases do alimentador, um por fase, e o quarto é conectado ao circuito residual dos TCs, como mostra a Figura 3.9. Os relés alocados nas fases podem desempenhar tanto a função 50 (instantâneo) como a 51 (temporizado), da mesma forma, essas funções podem ser desempenhadas pelo relé alocado no circuito residual que está conectado ao condutor neutro.



Pesquise mais

A seguir, você encontrará um excelente material de domínio público fornecido por um fabricante mundial de dispositivos de proteção.

Recomendamos a leitura das 13 primeiras páginas para que você possa aprofundar seu conhecimento sobre relés de sobrecorrente no âmbito das redes de distribuição primárias.

GE POWER MANAGEMENT. **Distribution system feeder overcurrent protection.**

Relés de religamento e de bloqueio

O relé de religamento trabalha em conjunto com o relé de sobrecorrente. Em síntese, o relé de religamento atua de modo automático para que o disjuntor seja religado, uma vez que este foi operado pelo relé de sobrecorrente. A operação do relé de religamento pode ser instantânea ou temporizada, ou seja, da forma como ele foi programado, ele pode religar automaticamente o disjuntor ou esperar um intervalo de tempo de segurança para tentar religá-lo. Em geral, o número de tentativas de religamentos pode variar entre 0 e 3. Em resumo, quando o disjuntor é acionado pelo relé de sobrecorrente, o relé de religamento começa seu trabalho, dando início ao religamento do disjuntor. Caso a falta não seja extinta antes da última tentativa programada de religamento, o relé entra em modo de bloqueio e o disjuntor permanecerá aberto, isolando permanentemente a seção da rede sob sua responsabilidade até que o problema seja resolvido (CEMIG, 2017). Com relação aos relés de bloqueio, são comumente empregados no desarme de um circuito ou equipamento que não pode ser posto novamente em operação sem que haja a devida inspeção ou reparo da situação que provocou o bloqueio, como um curto-circuito. Uma vez disparado, o relé de bloqueio impede que comandos auxiliares sejam realizados, liberando-os apenas quando ele receber um sinal de liberação do estado de intertravamento, que pode ser manual ou elétrico. Os relés de bloqueio têm grande utilidade na proteção de elementos críticos encontrados nas redes de distribuição, tais como: transformadores de potência, disjuntores, alimentadores, ramais laterais e bancos de capacitores.

Relés de alta impedância

Um dos maiores perigos que pode ocorrer nas redes aéreas de distribuição primárias está associado com o rompimento de um condutor energizado que entra em contato com um solo composto por uma superfície pouco condutiva. Dependendo do tipo de superfície (areia, concreto, asfalto, terra, cascalho, etc.), um arco elétrico é formado, como ilustram as Figuras 3.10 e 3.11, tendendo a gerar uma elevada impedância resultante. Assim, uma alta impedância produz uma baixa corrente de falta que pode ser inferior tanto

à corrente I_{LIMIAR} ajustada nos relés de sobrecorrente, quanto à corrente de ruptura dos elos fusíveis. Aqui temos um grande problema, pois, caso a falta não seja detectada, teremos um condutor energizado ao solo trazendo severos riscos à integridade de transeuntes e propriedades.

Figura 3.10 | Arco formado em terra seca



Fonte: SELINC (2018, p. 6).

Figura 3.11 | Arco formado em areia molhada



Fonte: SELINC (2018, p. 6).

De acordo com norma técnica encontrada em (ANEEL, 2014), a queda de condutores no solo representa a segunda causa de acidentes fatais no setor elétrico brasileiro, perdendo apenas para acidentes elétricos na construção civil. Por esta razão, as concessionárias de distribuição estão cada vez mais empenhadas na elaboração de esquemas de proteção que visem detectar faltas de alta impedância nas suas redes, contudo, essa tarefa não é tão trivial como se imagina. Como exemplo, temos a Tabela 3.3, na qual são mostrados os resultados de testes experimentais relativos à análise da magnitude da corrente de falta em função do tipo de solo em que o condutor entra em contato. Claramente, o asfalto seco, o concreto comum e a areia seca representam os piores cenários, pois a magnitude da corrente de falta é extremamente baixa, tornando improvável a atuação de um relé de sobrecorrente ou de um elo fusível. Até mesmo no melhor cenário, associado ao concreto armado, a magnitude da corrente de falta não atinge valores elevados.

Tabela 3.3 | Corrente de falta em relação à superfície de contato do condutor energizado

Superfície	Corrente de falta (A)
Asfalto seco	$\cong 0$
Concreto comum	$\cong 0$
Areia seca	$\cong 0$
Areia molhada	15
Gramma seca	25
Gramma molhada	50
Concreto armado	75

Fonte: General Electric (2018, p. 3).

Surgindo como esperança para tentar contornar toda essa problemática, modernos relés digitais de alta impedância foram concebidos. Em essência, esses relés utilizam poderosos algoritmos de tratamento e processamento de sinais que buscam inferir uma larga porcentagem de faltas de alta impedância. Um exemplo proeminente é o relé desenvolvido a partir do dispositivo denominado *Monitor Digital de Alimentador*, que usa uma elevada frequência de amostragem dos sinais de corrente em conjunto com um poderoso microprocessador RISC para obter a resposta em frequência necessária para detecção de arcos elétricos. Em essência, o dispositivo incorpora nove sofisticados algoritmos de detecção de faltas de alta impedância com sistema especialista de detecção de arcos. Salienta-se que faltas de alta impedância somente requerem sinais relativos às correntes trifásicas e de retorno do alimentador. Quando um condutor entra em contato com o solo, os algoritmos buscam inferir eventos relacionados com a perda de carga precedida pela formação de um arco persistente. A formação de arco faz com que surtos de energia sejam registrados em todo o espectro de frequência das correntes. Os arcos geram algumas características e assinaturas que são distintas de outras condições, dessa forma, os algoritmos são empregados para reconhecerem e detectarem determinados padrões (GENERAL ELECTRIC, 2018).



Assimile

Modernos relés digitais de alta impedância não usam apenas um algoritmo para inferir a ocorrência de uma falta dessa natureza, na prática, ele executa vários algoritmos concomitantemente, cujos resultados são avaliados para se inferir os padrões característicos dos arcos elétricos formados pelo contato de um condutor energizado com o solo. Vários métodos matemáticos são empregados na elaboração desses algoritmos, contudo, as Redes Neurais Artificiais (RNA) são frequentemente utilizadas.

Proteção de subestações de distribuição

As subestações (SEs) de distribuição são consideradas como elementos centrais no que tange o suprimento de energia aos consumidores finais, pois, caso uma falta aconteça em um de seus equipamentos, um elevado número de consumidores poderá ficar desprovido de energia. Visando mitigar essa possibilidade, a elaboração de esquemas de proteção para subestações deve obrigatoriamente levar em consideração o arranjo e a reconfiguração da sua topologia interna por meio da combinação entre chaves de transferência e disjuntores de

potência. Quando uma subestação é suprida por um único alimentador de subtransmissão, conforme a Figura 3.12 (a), em geral, apenas um disjuntor de proteção é empregado no primário do transformador. Esse esquema de proteção tem baixa confiabilidade, pois para qualquer falta que venha acometer o alimentador de subtransmissão, haverá perda no suprimento de energia. Uma maneira de aumentar a confiabilidade consiste na duplicação dos alimentadores de subtransmissão, sendo um conectado através de uma chave Normalmente-Aberta (NA) e o outro por uma chave Normalmente-Fechada (NF), como mostra a Figura 3.12 (b). Dessa forma, para qualquer falta que venha acometer o alimentador de serviço, o esquema de proteção deve abrir a chave NF e, em seguida, fechar a chave NA, fazendo a transferência da alimentação da subestação. Salienta-se que ambos alimentadores devem possuir a capacidade de suprir, sem exceder seus limites operativos, toda a carga alimentada pela subestação (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

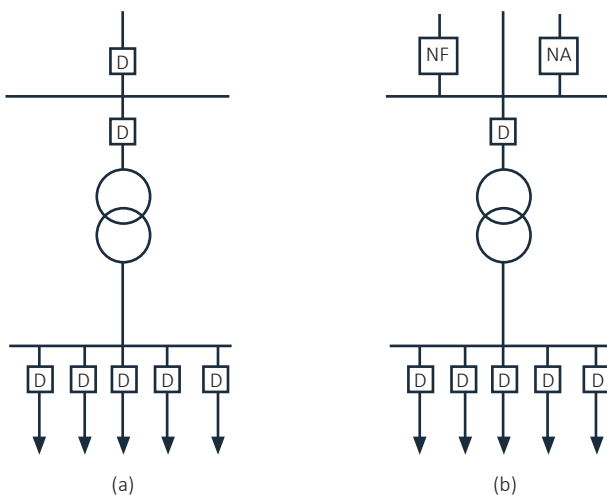


Refleta

Você poderia fornecer três motivos pelos quais todo esquema de proteção de subestação deve obrigatoriamente levar em consideração o arranjo e a reconfiguração das linhas e barramentos?

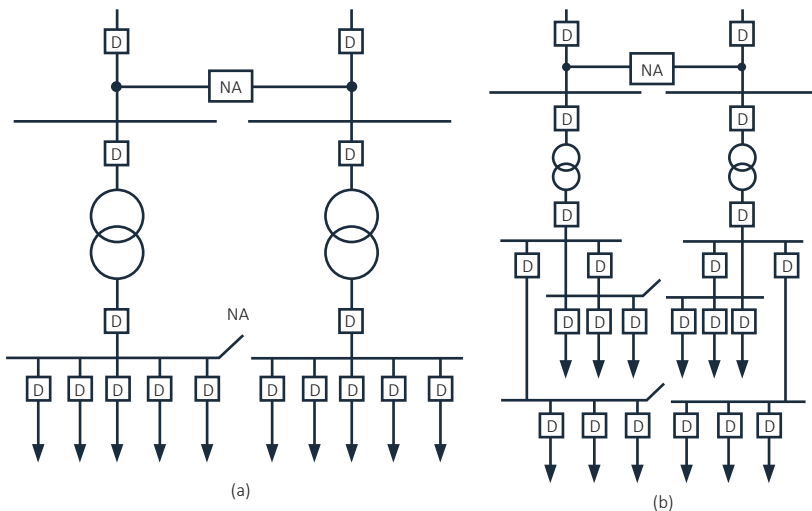
Em regiões de elevada densidade de carga aumenta-se o número de transformadores para assegurar uma maior confiabilidade e maior flexibilidade de operação. Na Figura 3.13 (a), temos o diagrama unifilar de uma subestação dotada com dois alimentadores de subtransmissão, dois transformadores, barramentos primários (alta tensão) independentes e barramento secundário (baixa tensão) seccionado. Caso uma falta ocorra em um dos transformadores, a proteção diferencial do mesmo deve atuar isolando-o. Em seguida, a chave NA a montante é fechada, assim como a chave de seccionamento do barramento secundário, dessa forma, todas as redes de distribuição primárias da subestação serão supridas por um único transformador. Ressalta-se que cada um dos transformadores deve ter capacidade suficiente para suprir toda a demanda da subestação. Melhorias significativas na confiabilidade dos esquemas de proteção aplicados a subestações podem ser adquiridas caso a subestação tenha um arranjo com barramentos duplicados, como ilustrado na Figura 3.13 (b). Nesse arranjo, os circuitos de saída são distribuídos em vários barramentos, então, sob condição de falta, a transferência de blocos de carga entre os transformadores pode ser efetivada com segurança (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Figura 3.12 | a) SE com suprimento único, b) SE com suprimento duplo



Fonte: adaptada de Kagan, Oliveira e Robba (2010, p. 10).

Figura 3.13 | a) SE com barra simples seccionada, b) SE com barramentos duplicados



Fonte: adaptada de Kagan, Oliveira e Robba (2010, p. 11-12).

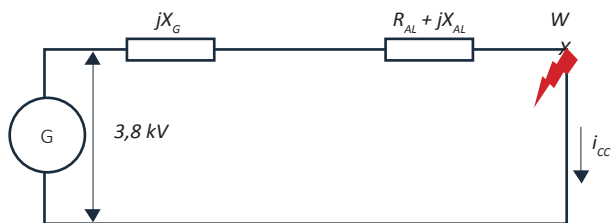
Sem medo de errar

Vamos relembrar a situação-problema apresentada no início da seção. Nela, você recebe a missão de determinar a alavanca de tempo (AT) a ser ajustada em um relé de sobrecorrente que será usado na proteção do

alimentador de uma concessionária. Sabe-se que o tempo máximo de atuação do relé é de 10 ciclos, a corrente I_{LIMAR} previamente ajustada é igual a 145 A e o mesmo obedece a uma curva de tempo inverso. Você deve assumir o caso em que o alimentador irá conectar um gerador monofásico a um bloco de cargas, contudo, antes de se estabelecer a conexão com a carga, um curto-circuito se origina na extremidade final do alimentador próxima à carga. Os dados dos elementos da rede são: gerador com tensão nominal, V_N e tensão interna E_0 iguais a $3,8kV$, reatância de 5%, potência nominal de $10MVA$ e frequência de $60Hz$. O cabeamento do alimentador tem comprimento $L=1,5km$ e impedância característica (Z_{AL}) com resistência de $0,19\Omega/km$ e reatância de $0,38\Omega/km$.

Claramente, a referida situação consiste no ajuste de relé de sobrecorrente com base no cálculo da corrente de curto-circuito que flui pelo alimentador. Para tanto, a determinação do fasor da corrente de falta pode ser obtido por meio da simples análise do circuito resultante mostrado na Figura 3.14.

Figura 3.14 | Circuito elétrico resultante



Fonte: elaborada pelo autor.

Como a tensão no barramento do gerador é tida como referência angular, temos como fasor resultante

$$\hat{E}_0 = 3,8\angle 0^\circ kV. \quad (3.6)$$

A impedância total (Z_T), do circuito monofásico a 2 fios é dada por

$$\begin{aligned} Z_T &= R_{AL} + j(X_G + X_{AL}) \\ R_{AL} &= 0,19 \times 1,5 \times 2 = 0,57\Omega \\ X_{AL} &= 0,38 \times 1,5 \times 2 = 1,14\Omega \\ X_G &= 0,05 \times \frac{(3,8kV)^2}{10MVA} = 0,0722\Omega \\ Z_T &= 0,57 + j1,212\Omega = 1,339\angle 64,81^\circ\Omega \end{aligned} \quad (3.7)$$

Portanto, o fasor da corrente de curto-circuito é expresso por

$$\hat{I}_{cc} = \frac{\hat{E}_0}{Z_T} = \frac{3,8\angle 0^\circ kV}{1,339\angle 64,81^\circ\Omega} = 2,837\angle -64,81^\circ kA. \quad (3.8)$$

Como relé de sobrecorrente leva em conta apenas a magnitude da corrente de falta para fins de ajuste, a alavanca de tempo (AT) é expressa por

$$AT = \frac{T_{OP} \times \left(\left(\frac{|\hat{I}_{CC}|}{i_{LIMLAR}} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14}. \quad (3.9)$$

O tempo de atuação T_{OP} do relé é igual a 10 ciclos, ou seja, como a frequência do gerador é 60Hz, teremos $T_{OP} = 0,166s$. De posse de todos esses dados, você pode determinar o valor da alavanca de tempo (AT) a ser ajustada no relé, cujo resultado é dado pela Equação 3.10.

$$AT = \frac{0,166s \times \left(\left(\frac{2,837kA}{145A} \right)^{0,02} - 1 \right)}{0,14} = 0,0729s. \quad (3.10)$$

Realizando esses passos de cálculo, você está apto a apresentar para a concessionária o correto ajuste que deve ser realizado no relé de sobrecorrente para que o alimentador possa ser protegido corretamente.

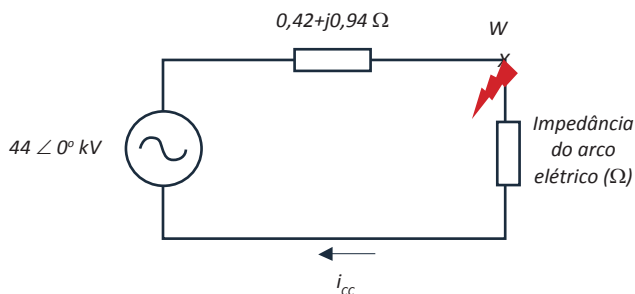
Avançando na prática

Dificuldade de detecção de faltas de alta impedância usando relés de sobrecorrente

Descrição da situação-problema

Você faz parte de uma equipe de engenheiros escolhida para elaborar os esquemas de proteção para uma concessionária de distribuição. Em um dado momento, você se deparou com uma situação em que era necessário avaliar a proteção contra faltas de alta impedância para um alimentador de 44kV. No caso, o ponto mais propenso à ruptura de cabo está localizado acima de uma superfície formada por areia seca com resistividade de 3kΩ/m e que, devido à altura dos postes, no máximo, 2m de cabo entra em contato com o solo. Assumindo, hipoteticamente, que o arco elétrico resultante possui impedância proporcional à resistividade do solo, o circuito equivalente, visto no ponto de ruptura W , é representado pela Figura 3.15.

Figura 3.15 | Circuito elétrico resultante visto no ponto de ruptura do cabo do alimentador



Fonte: elaborada pelo autor.

Para realizar tal proteção, um membro da equipe sugeriu, por questões de custo, a utilização de um relé de sobrecorrente instantâneo ajustado com $i_{LIMAR} = 15A$. Você corroboraria com a sugestão?

Resolução da situação-problema

Com base nos dados, você pode assumir que a impedância do arco elétrico é igual a $6k\Omega$. Claramente, pode-se notar que a impedância do arco é muito superior à impedância do cabeamento, sendo a principal componente que limita a corrente de falta. Dessa forma, resolvendo o circuito equivalente, a magnitude da corrente de falta é dada por

$$|\hat{I}_{cc}| = \left| \frac{44kV}{6000 + (0,42 + j0,94)} \right| = 7,333A. \quad (3.11)$$

Você pode constatar que a corrente originada pela falta de alta impedância é inferior à corrente de sensibilização do relé, assim, você deve informar ao membro que fez a sugestão que não é aconselhado aplicar relés de sobrecorrente na detecção desse tipo de falta, mas sim, modernos e robustos relés digitais que empregam vários algoritmos de detecção de padrões associados com esse tipo de falta. Além, você deve deixar claro que, no âmbito da proteção, a segurança e a confiabilidade devem estar em primeiro lugar, já os custos ficam em segundo.

Faça valer a pena

1. Falhas de alta impedância são extremamente perigosas pelo fato de não serem fáceis de detectar. Quando um condutor energizado entra em contato com uma superfície com baixa propriedade de condução, a magnitude da corrente de falta tende a ser muito baixa. Dessa forma, transeuntes e propriedades correm sérios riscos de acidentes graves. Portanto, é de suma importância conhecer as características

e as peculiaridades dessas faltas, assim como o princípio operativo de relés de alta impedância que são utilizados na detecção desse tipo de falta.

Considere as proposições a seguir sobre relés e faltas de alta impedância:

- I – A corrente originada por uma falta de alta impedância tem magnitude suficiente para ser detectada por um relé analógico de alta impedância dotado com um algoritmo baseado na Transformada Discreta de Fourier (TDF).
- II – O relé digital de alta impedância executa algoritmos que trabalham juntos para detectar padrões associados com arcos elétricos formados pelo contato do condutor energizado com a superfície de contato do solo.
- III – A corrente de falta originada por um condutor energizado que entra em contato com uma superfície de concreto armado é inferior à corrente de falta originada pelo contato do condutor com areia seca.
- IV – Uma falta de alta impedância sempre será detectada quando for aplicada a coordenação entre um relé de sobrecorrente direcional e um relé de alta impedância.

Dentre as proposições, aquela(s) que está(ão) correta(s) é (são):

- a) II.
- b) I, II.
- c) III.
- d) I, IV.
- e) I, II III, IV.

2. Relés digitais de sobrecorrente são extremamente versáteis no que tange a sua característica operativa. Dependendo do esquema de proteção a ser elaborado, por exemplo, para alimentadores ou ramais das redes de distribuição primárias, é possível programá-los de acordo com a necessidade exigida, em outras palavras, os esquemas de proteção possuem uma característica adaptativa.

Um relé digital de sobrecorrente temporizado, representado pela Equação 3.12, será usado na proteção de um alimentador de distribuição, cuja corrente máxima permissível de curto-circuito é $1,4kA$. Deseja-se que o tempo de atuação T_{OP} , do relé seja igual a 20,4 ciclos na frequência de $60Hz$, com alavanca de tempo AT igual a $0,3s$. Determine a alternativa que expressa os valores dos parâmetros k e α a serem parametrizados no relé, assumindo uma corrente $i_{LIMIAR} = 120A$.

$$T_{OP} = \frac{k}{(i_{cc_normalizado})^\alpha - 1} \times AT. \quad (3.12)$$

- a) $k = 0,14$ e $\alpha = 0,02$.

- b) $k = 13,5$ e $\alpha = 1$.
- c) $k = 0,18$ e $\alpha = 0,06$.
- d) $k = 16,5$ e $\alpha = 0,5$.
- e) $k = 0,5$ e $\alpha = 16,5$.

3. A potência instalada S_{INST} de uma subestação de distribuição com múltiplos transformadores é definida como sendo a soma das potências nominais S_{NOM} de todos os transformadores. A potência firme, S_{FIRME} , representa a potência que a subestação pode suprir quando da saída de serviço do maior transformador existente na subestação. Esses conceitos são de extrema importância no âmbito da proteção de subestações, pois, caso haja uma falta no transformador de maior potência, a topologia da subestação deve ser reconfigurada por meio da combinação entre chaves de transferência e disjuntores de potência, a fim de que os demais transformadores possam suprir toda a demanda da subestação.

Uma subestação com " n " transformadores com potências nominais $S_{NOM}(i)$, com $i = 1, \dots, n$, perde seu transformador " k " de maior potência. Nessas condições, o esquema de proteção da subestação reconfigura a topologia interna da mesma e transfere a potência do transformador " k " para os demais transformadores que passam a operar com 40% de sobrecarga. Qual das alternativas define a equação da potência firme, S_{FIRME} , da subestação?

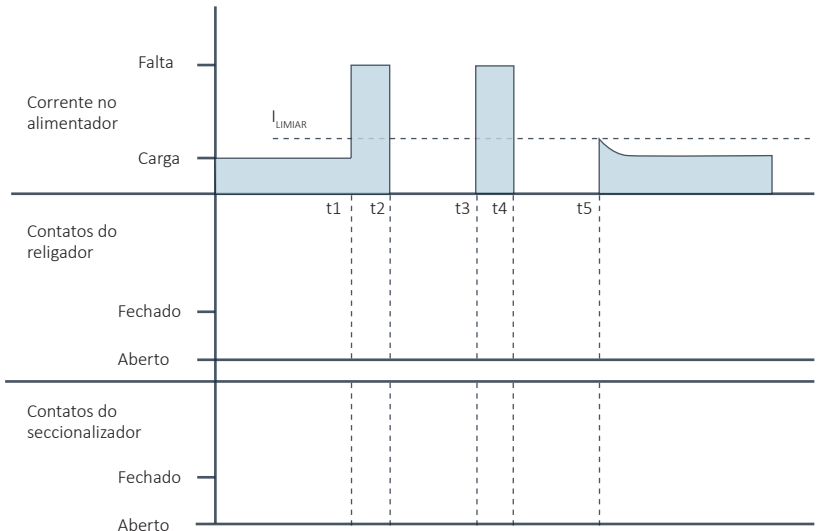
- a) $S_{FIRME} = \frac{1}{4} \times \sum_{i=1, n} S_{NOM}(i)$.
- b) $S_{FIRME} = 0,40 \times \sum_{i=1, n} S_{NOM}(i)$.
- c) $S_{FIRME} = 0,40 \times \sum_{\substack{i=1, n \\ i \neq k}} S_{NOM}(i)$.
- d) $S_{FIRME} = 1,40 \times \sum_{i=1, n} S_{NOM}(i)$.
- e) $S_{FIRME} = 1,40 \times \sum_{\substack{i=1, n \\ i \neq k}} S_{NOM}(i)$.

Coordenação da proteção das redes de distribuição primárias

Diálogo aberto

A coordenação segura e confiável dos dispositivos de proteção usados nas redes primárias é um fator de vital importância para as concessionárias, haja vista que em uma condição de falta uma má coordenação provoca um erro de interpretação nos dispositivos de proteção sobre quem e a que momento cada um deve atuar. Face ao exposto, você, reconhecido pelo renomado conhecimento sobre coordenação, recebe a tarefa de uma concessionária para realizar a análise gráfica da coordenação religador \times seccionizador em um dado alimentador. A Figura 3.16 mostra, de modo simplificado, a corrente no alimentador para uma ocorrência de falta. Sabe-se que o religador possui operação fixada em 3 religamentos e ele é alocado no alimentador principal, enquanto o seccionizador possui 2 operações, sendo alocado no ramal lateral do alimentador. Diante dessas informações, você deve fornecer para a concessionária os gráficos de operação do religador e do seccionizador, assim como informar o local onde ocorreu a falta, ou seja, no alimentador ou no ramal lateral.

Figura 3.16 | Análise gráfica da coordenação religador \times seccionizador



Fonte: adaptada de Couto, Duarte e Jeunon (2006, p. 4).

Mais uma vez, há um desafio a ser solucionado, e, para lhe ajudar nessa empreitada, fornecemos um conteúdo com informações essenciais sobre a coordenação religador \times seccionalizador aplicada a redes de distribuição primárias. Porém, é de suma importância que você estude os demais conteúdos da seção com atenção e afinco. Também, não hesite em pesquisar fontes bibliográficas auxiliares que podem ser encontradas na literatura especializada. Lembre-se que estudar é preciso, portanto, por meio do estudo, você terá uma grande chance de alcançar todos os seus objetivos e realizações.

Não pode faltar

Coordenação elo fusível \times elo fusível

Na coordenação *elo fusível \times elo fusível*, dois elos estão em série, em que o primeiro é denominado protegido e o segundo protetor, como mostra a Figura 3.17. Quando correntes de falta se originam na zona de proteção do elo protetor, este deve atuar em um curto intervalo de tempo para evitar o rompimento ou a danificação permanente do elo protegido (CEMIG, 2017).

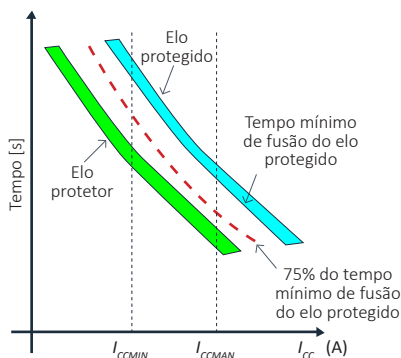
Figura 3.17 | *Elo fusível (protegido) \times elo fusível (protetor)*



Fonte: adaptada de CEMIG (2017, p. 60).

O critério que deve ser obrigatoriamente empregado na coordenação *elo fusível \times elo fusível* baseia-se no fato de que o tempo total para mitigação da falta despendido pelo elo protetor não pode exceder 75% do tempo mínimo de fusão do elo protegido, para o mesmo nível de corrente, como mostra Figura 3.18. A título de informação, o tempo total para mitigação da falta despendido pelo elo protetor se refere ao tempo total para extinção do arco elétrico no seu interior. Esse critério garante que o elo protetor mitigue completamente o curto-circuito antes que o elo protegido seja afetado de alguma forma. Em essência,

Figura 3.18 | Critério para coordenação *elo fusível \times elo fusível*



Fonte: adaptada de CEMIG (2017, p. 59).

o fator de 75% visa compensar os efeitos provocados ao elo protegido por excessivas correntes de carregamento pela temperatura ambiente, ou mesmo pela fadiga do seu filamento, provocada por efeito térmico, quando curtos-circuitos ajusante geram magnitudes de corrente de falta que não são suficientes para provocar a completa fusão do filamento. A coordenação entre dois ou mais fusíveis pode ser obtida, sem grandes dificuldades, por suas curvas características de $\text{Tempo} \times \text{Corrente}$, que variam segundo a especificação do elo fusível, ou seja, tipo K, T ou H (CEMIG, 2017) (HOSSEINZADEH, 2008).



Assimile

Tenha em mente que 75% é um *fator de redução*, pois a curvatura que define o tempo mínimo de fusão do elo protegido será multiplicada por 0,75, assim, teremos uma nova curvatura que, em geral, irá se localizar entre as curvas operativas de $\text{Tempo} \times \text{Corrente}$ dos elos empregados.

É de suma importância salientar que a coordenação entre elos fusíveis também pode ser obtida através do uso de tabelas simplificadas. Dessa forma, a análise da coordenação se torna simples e direta, apesar de ser menos precisa, pois, menos dados são considerados. Diante disso, muitos engenheiros de proteção preferem a análise baseada na equação exata ou aproximada das curvaturas, pois, quando tratamos essas informações com ferramentas computacionais, fica mais fácil extrair diversas características. Discordâncias a parte, o emprego de tabelas pode ser considerado, desde que o engenheiro julgue a factibilidade da sua aplicação. Na Tabela 3.4 são mostrados os dados de coordenação entre elos fusíveis do tipo K. Sabendo o valor da máxima corrente de falta que fluirá por um alimentador ou ramal, basta apenas escolher adequadamente os elos fusíveis.

Tabela 3.4 | Coordenação entre elos fusíveis do tipo K

Elo a montante	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
Elo a jusante	Corrente máxima de falta (A)												
6K	190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K		210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K			300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K				320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K						500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K							660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K								850	1700	2800	3900	5800	9200

Elo a montante	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
Elo a jusante	Corrente máxima de falta (A)												
40K									1100	2200	3900	5800	9200
50K										1450	3900	5800	9200
65K											2400	5800	9200
80K												4500	9200
100K												2000	9100
140K													4000

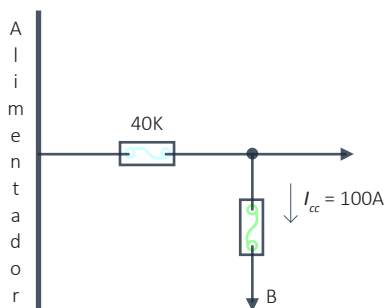
Fonte: CEMIG (2017, p. 60).



Exemplificando

Com base nos dados fornecidos na Tabela 3.4, determine o elo fusível que pode ser empregado na coordenação com o elo fusível lateral de 40K se a corrente máxima de falta for 1100 A no ponto B do circuito mostrado na Figura 3.19. Sabendo que, para o referido valor da corrente de falta, o tempo mínimo de fusão do elo protegido é 0,35s, determine o tempo de mitigação da falta despendido pelo elo protetor para que o critério de coordenação de 75% seja assegurado.

Figura 3.19 | Circuito da rede primária



Fonte: elaborada pelo autor.

De acordo com os dados, pode-se inferir que 40K é o elo protegido, enquanto que o fusível a ser determinado é o elo protetor. Assim, com base na Tabela 3.4, o elo de 20K responde às exigências do problema. Uma vez que o 40K possui um tempo mínimo de fusão de 0,35s para a referida corrente de falta, o tempo mitigação da falta (T_{MF}) pelo elo de 20K, de modo a obedecer ao critério de 75%, é dado por

$$T_{MF} < 0,35s \times 0,75 \Rightarrow T_{MF} < 0,2625s \quad (3.15)$$



Pesquisa mais

Você é convidado a ler as páginas 60-61 da referência a seguir para informações adicionais sobre tabelas de coordenação entre elos fusíveis, tais como: coordenação entre elos fusíveis do tipo K e H, coordenação entre elos fusíveis do tipo T e coordenação entre elos fusíveis do tipo T e H.

Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). **Norma de distribuição:** proteção de sobrecorrentes do sistema de distribuição de média tensão da Cemig. Belo Horizonte, 2017.

Coordenação *religador* × *elo fusível*

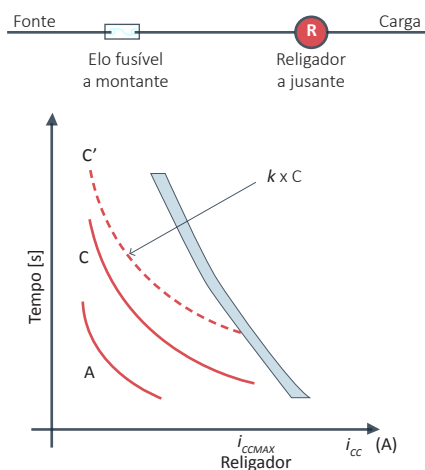
De acordo com Hosseinzadeh (2008), os critérios para determinar a coordenação *religador* × *elo fusível* dependem da posição relativa desses dispositivos, ou seja, se o elo está a montante e o religador a jusante ou vice-versa. Para uma melhor compreensão, abordaremos esses critérios nos parágrafos seguintes.

Elo fusível a montante e religador a jusante

Quando o elo fusível se encontra a montante do religador, todas as operações do religador devem ser mais rápidas do que o tempo mínimo de fusão do elo, em outras palavras, o elo fusível deve suportar, sem se danificar, todas as operações rápidas e lentas de religamentos executadas pelo religador na tentativa de mitigar faltas transitórias. Para assegurar tal coordenação, faz-se o uso de fatores multiplicativos (k) aplicados à curva

lenta do religador de modo a torná-la ainda mais lenta, todavia, a curva resultante ainda será mais rápida do que a curva do elo fusível, como ilustra a Figura 3.20. Salienta-se que o fator multiplicativo visa compensar a fadiga do elo fusível em decorrência das operações sucessivas do religador.

Figura 3.20 | Critério para coordenação entre elo fusível a montante e religador a jusante



Fonte: adaptada de Hosseinzadeh (2008, p. 12).

Religador a montante e elo fusível a jusante

De acordo com o CEMIG (2017), o procedimento para coordenar um religador a montante e um elo fusível a

jusante é realizado segundo os seguintes critérios (exemplificados na Figura 3.21):

1. Para todos os valores da corrente de falta que fluem pelo elo fusível, o tempo mínimo de fusão do elo deve ser superior ao tempo de atuação do religador na curva rápida. Contudo, em geral, aplica-se o fator multiplicativo k para tornar um pouco mais lenta a curva rápida de modo que ela intercepte a curva de tempo mínimo de fusão do elo.
 - ✓ Na prática, este critério estabelece a máxima corrente de falta que assegura a coordenação, cujo valor se encontra no ponto de interseção entre a curva de tempo mínimo de fusão do elo e a curva rápida do religador.
 - ✓ Para valores de corrente de curto-circuito acima do ponto de interseção das curvas, a coordenação perde sua efetividade, contudo, a seletividade é mantida uma vez que o elo fusível entra em fusão.
2. Para todos os valores da corrente de falta que fluem pelo elo fusível, o tempo total de extinção do arco no seu interior deve ser menor que o tempo de atuação do religador na curva temporizada lenta.
 - ✓ Este critério estabelece a corrente mínima de falta que assegura a coordenação, cujo valor se encontra no ponto de interseção entre a curva de tempo total de extinção do arco e a curva temporizada lenta do religador.

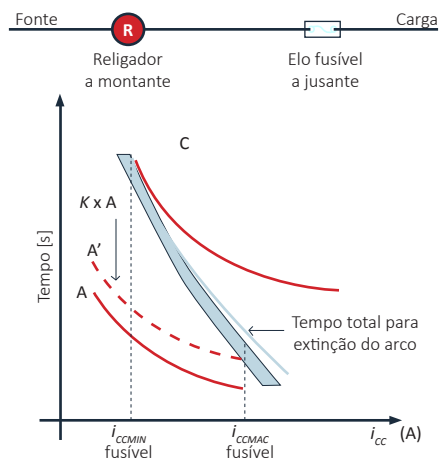
É de suma importância salientar que para os tipos de coordenação apresentados, a ocorrência de um curto-circuito permanente exige que o religador dê tempo suficiente ao elo fusível para que este possa fundir, dessa forma, evita-se que o elo se funda parcialmente criando severos problemas na coordenação (CEMIG, 2017).

Coordenação

relogador \times seccionalizador

Uma vez que a operação dos seccionalizadores não

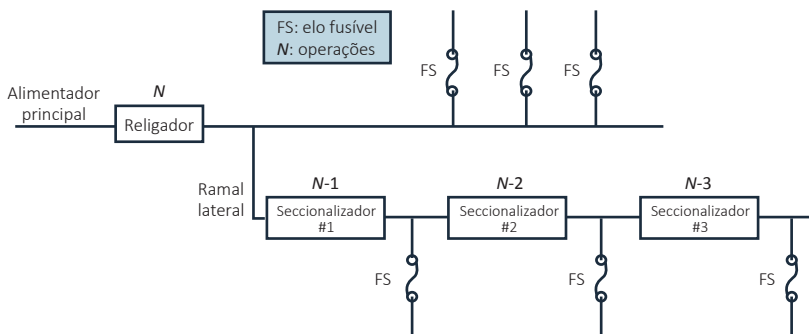
Figura 3.21 | Critério para coordenação religador a montante \times elo fusível a jusante



Fonte: adaptada de Hosseinzadeh (2008, p.14).

se baseia em curvas características de Tempo \times Corrente sua coordenação, evidentemente, não requer uma análise das mesmas. Neste caso, o critério de coordenação baseia-se no número de operações efetuadas pelo religador. Sabe-se que a atuação do religador fundamenta-se na combinação de operações rápidas e lentas, por exemplo, $2A + 2B$ (duas operações em A e duas em B), nessas condições o seccionizador deve ser ajustado com uma operação a menos que a do religador, em outras palavras, se o religador executar N operações, o seccionizador realizará $N - 1$. Vamos esclarecer os fatos, se um religador é programado para quatro operações de abertura e uma falta permanente ocorrer a jusante do seccionizador, este atuará e isolará a falta após a terceira abertura do religador, permitindo que o religador reenergize o restante do circuito. Todavia, é imprescindível que o religador seja sensibilizado pela corrente de curto-circuito na zona de proteção do seccionizador, uma vez que este tem sua operação condicionada ao número de operações do religador. Na hipótese do religador não ser sensível à corrente de curto-circuito na zona do seccionizador, teremos em mãos graves problemas de coordenação. Em síntese, para que haja coordenação, três requisitos devem ser considerados: a) a corrente mínima de atuação do religador, b) o número de contagens do seccionizador e c) o tempo de memória do seccionizador. Se seccionizadores forem colocados em série em um mesmo alimentador ou ramal, cada um deve ser ajustado de modo a ter uma contagem a menos que o anterior posicionado mais próximo ao religador (CEMIG, 2017), como mostra a Figura 3.22.

Figura 3.22 | Coordenação com seccionizadores em série



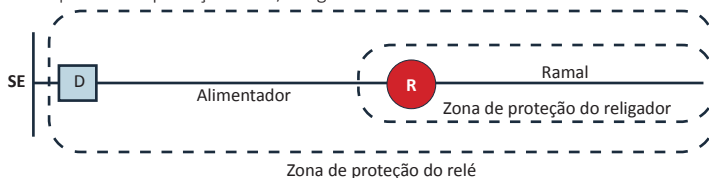
Fonte: elaborada pelo autor.

Coordenação religador \times relé

A coordenação entre o relé e o religador é assegurada quando o relé não opera o disjuntor (D) enquanto o religador executa a sua sequência de operação. Contudo, caso o religador falhe na mitigação da falta, o relé deve

atuar como dispositivo de *backup*, assim, o emprego desses dois dispositivos faz alusão ao conceito da proteção de retaguarda, ou seja, temos uma sobreposição entre as zonas de proteção desses dispositivos, como ilustra a Figura 3.23.

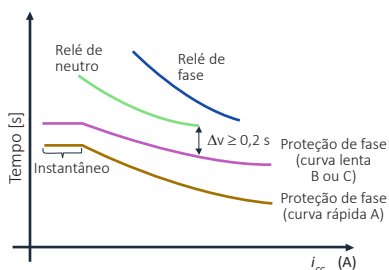
Figura 3.23 | Zonas de proteção: relé / religador



Fonte: adaptada de CEMIG (2017, p. 51).

Relembrando que, na prática, quatro relés de sobrecorrente devem ser conectados a um alimentador trifásico a fim de detectar todos os tipos possíveis de curtos-circuitos e que estes podem desempenhar tanto a função 50 (instantâneo) como a 51 (temporizado), então, a coordenação deve levar em conta essas características. De acordo com o CEMIG (2017), os relés de fase e de neutro da unidade instantânea devem ser ajustados em função da máxima corrente

Figura 3.24 | Coordenação religador \times relé



Fonte: adaptada de CEMIG (2017, p. 52).

assegurar que o religador complete todo o seu ciclo de operação antes que o relé possa atuar. No entanto, é imprescindível que a corrente mínima de atuação do religador seja igual ou menor que a corrente de sensibilização do relé (I_{LIMIAR}), ademais, as curvas características do religador devem estar, no mínimo, $0,2s$ abaixo das curvas do relé em toda a faixa de coordenação, conforme a Figura 3.24.

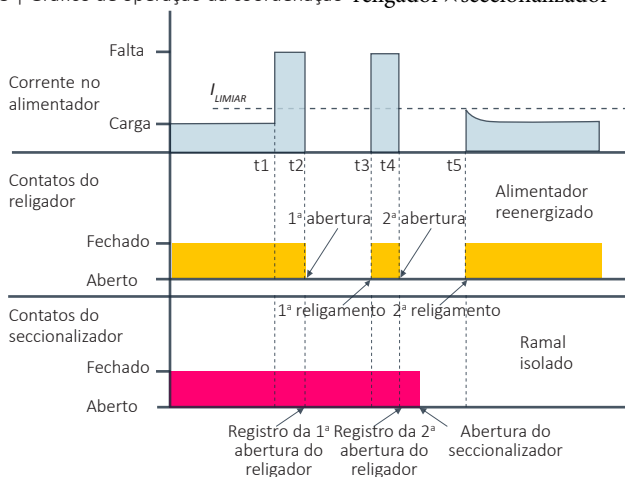


Refleta

Na coordenação religador \times elo fusível, a posição relativa (a montante ou a jusante) desses dispositivos impacta diretamente na análise da coordenação. Diante disso, você acha que haveria mudanças na forma de avaliar a coordenação religador \times relé se o religador fosse posto a montante do relé?

Vamos relemburar a situação-problema apresentada no início da seção. Nela, você é incumbido de realizar a análise gráfica da coordenação religador \times seccionizador em um dado alimentador de uma concessionária de distribuição. Sabe-se que o religador possui operação fixada em 3 religamentos, sendo alocado no alimentador principal, enquanto o seccionizador possui 2 operações e ele está alocado no ramal lateral do alimentador. De posse dessas informações, você deve fornecer para a concessionária os gráficos de operação do religador e do seccionizador, assim como informar o local onde ocorreu a falta, ou seja, no alimentador ou no ramal lateral. Pois bem, a representação gráfica da operação do religador e do seccionizador, com base na corrente que flui pelo alimentador, é mostrada na Figura 3.25. Para $t < t_1$, a corrente no alimentador está em regime permanente caracterizando uma operação normal, portanto, tanto o religador como o seccionizador mantêm seus contatos fechados. Em $t = t_1$ ocorre uma falta, assim, há uma rápida operação do religador ainda com seus contatos fechados, porém, em $t = t_2$ o religador abre seus contatos. Nesse momento, o seccionizador registra a primeira abertura do religador, contudo, ele ainda mantém seus contatos fechados. Passado o tempo morto do religador, $t_2 < t < t_3$, o religador volta a fechar seus contatos em $t = t_3$, mas, a corrente de falta ainda está presente, assim, o religador abre seus contatos em $t = t_4$. Dessa forma, o seccionizador registra mais uma abertura do religador, ou seja, a segunda abertura, portanto, como o seccionizador possui duas operações, seus contatos se abrem dentro de um pequeno intervalo de tempo após a segunda abertura do religador. Em $t = t_5$ ocorre o segundo religamento do religador e, a partir desse instante, a corrente no alimentador volta para sua faixa normal de operação.

Figura 3.25 | Gráfico de operação da coordenação religador \times seccionizador



Fonte: adaptada de Couto, Duarte e Jeunon (2006, p. 4).

Com base na análise realizada, você está apto a inferir que a falta ocorreu no ramal lateral, no qual o seccionizador foi instalado, haja vista que o alimentador principal é reenergizado quando o seccionizador abre permanentemente seus terminais.

Avançando na prática

Avaliação do valor limite da corrente de falta que assegura a coordenação entre elos fusíveis

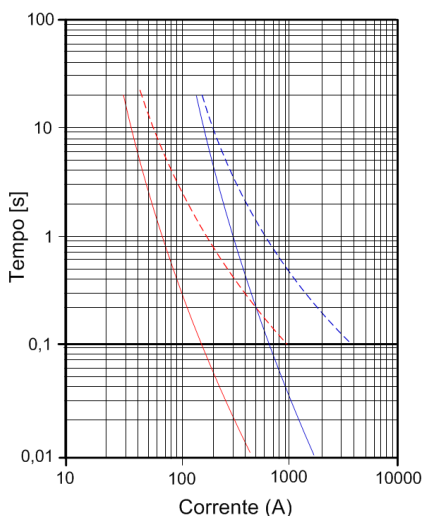
Descrição da situação-problema

Por vezes, o fator de redução de 75% não assegura a perfeita coordenação entre elos fusíveis para todos os valores da corrente de falta que pode fluir pelo elo protetor. Sabendo disso, uma concessionária de distribuição contrata seus serviços para que você analise as curvas características de Tempo \times Corrente (Figura 3.26) de dois elos fusíveis que serão utilizados na proteção de um alimentador. Para ambos os elos, é assumido que a curva do tempo máximo de fusão e a curva do tempo total para extinção do arco se sobreponham. Sendo assim, você deve informar para a concessionária o valor máximo da corrente de falta que pode fluir pelo alimentador, de modo que a coordenação entre os elos ainda possa ser assegurada.

Resolução da situação-problema

Analisando atentamente o gráfico, você pode observar que a curva do tempo máximo de fusão do elo protetor (vermelho tracejado) coincide a curva do tempo mínimo de fusão do elo protegido (azul sólido) no ponto em que a corrente de falta é igual a 500A, portanto, você pode inferir que para uma corrente de falta $\geq 500A$, a coordenação baseada no fator de redução de 75% perde sua

Figura 3.26 | Curvas características de Tempo \times Corrente dos elos fusíveis



Fonte: elaborada pelo autor.

efetividade. Para uma corrente de falta de $400A$, o tempo máximo de fusão do elo protetor é $0,3s$, enquanto o tempo mínimo de fusão do elo protegido é $0,45s$, assim, $0,3s < (0,45s \times 0,75 = 0,3375s)$. Com base nos resultados, você deve informar para a concessionária que a coordenação entre os elos é *mantida com segurança* para correntes de falta $\leq 400A$.

Faça valer a pena

1. O tempo total para mitigação da falta despendido por um elo fusível se refere ao tempo total de extinção do arco elétrico no seu interior, dessa forma, na coordenação elo fusível \times elo fusível, o elo protetor deve mitigar completamente o curto-circuito antes que o elo protegido seja afetado de alguma maneira. Por questões de segurança, emprega-se o critério baseado no fator de 75% que visa compensar os efeitos provocados ao elo protegido devido, por exemplo, a correntes excessivas de carregamento, temperatura ambiente e fadigas por efeito térmico.

Um esquema de proteção baseado na coordenação elo fusível \times elo fusível é aplicado a um alimentador de distribuição. Para uma dada corrente de curto-circuito, o elo protetor despende um tempo t_1 para a total mitigação da falta. Nessas condições, qual equação descreve o critério a ser adotado para garantir a coordenação segura entre o elo protetor e o elo protegido?

- a) $t_1 \geq 1,75 \times t_2$, sendo t_2 o tempo mínimo de fusão do elo protetor.
- b) $t_1 < 1,75 \times t_2$, sendo t_2 o tempo máximo de fusão do elo protegido.
- c) $t_1 < 0,75 \times t_2$, sendo t_2 o tempo mínimo de fusão do elo protegido.
- d) $t_1 > 0,75 \times t_2$, sendo t_2 o tempo mínimo de fusão do elo protetor.
- e) $t_1 > \left(\frac{1}{75}\right) \times t_2$, sendo t_2 o tempo máximo de fusão do elo protetor.

2. Na coordenação religador \times elo fusível, independentemente da posição relativa desses dispositivos, o elo fusível deve suportar, sem se danificar, todas as operações rápidas do religador enquanto este tentar mitigar faltas transitórias. Contudo, na operação lenta do religador, a posição relativa dos dispositivos deve ser levada em consideração na análise da coordenação.

Considere as seguintes proposições sobre a coordenação religador \times elo fusível:

- I – A posição relativa dos dispositivos modifica a análise desse tipo de coordenação.
- II – Assumindo o elo fusível a montante e o religador a jusante, as operações do religador devem ser mais lentas que o tempo máximo de fusão do elo.
- III – Assumindo religador a montante e o elo fusível a jusante, todas as operações do religador devem ser mais rápidas que o tempo mínimo de fusão do elo.

- IV – Assumindo o religador a montante e o elo fusível a jusante, o tempo mínimo de fusão do elo deve ser superior ao tempo de atuação do religador na curva rápida.
- V – Assumindo o religador a montante e o elo fusível a jusante, o tempo total de extinção do arco no seu interior deve ser menor que o tempo de atuação do religador na curva lenta.

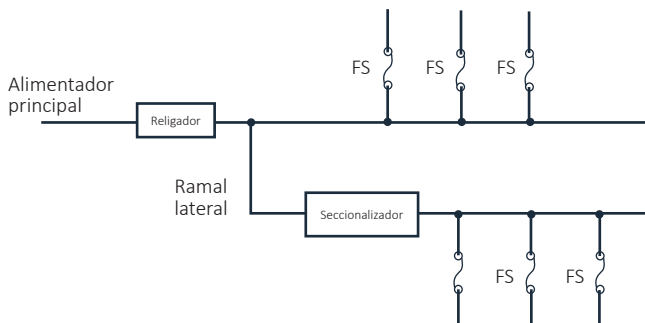
Dentre as proposições, aquela(s) que está(ão) correta(s) é (são):

- I.
- I, II.
- II, IV.
- I, II, V.
- I, IV, V.

3. Na coordenação religador \times seccionizador, temos uma relação simbiótica, para tanto, exige-se o conhecimento da corrente mínima de operação do religador e o número de vezes, contados pelo seccionizador, em que o religador tentou reenergizar o circuito. Em outras palavras, o seccionizador monitora as operações do religador para que, por meio dessas informações, ele possa estabelecer a sua própria operação. Em virtude dos fatos, não há necessidade do emprego de curvas Tempo \times Corrente na análise desse tipo de coordenação, pois, em geral, a análise pode ser realizada através da avaliação gráfica da corrente que flui pela seção da rede de distribuição protegida por esses dispositivos.

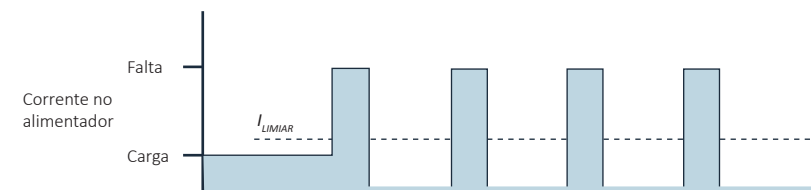
Um esquema de proteção utilizando um religador e um seccionizador será empregado na seção de uma rede de distribuição primária, como ilustra a Figura 3.27. Sabe-se que o religador é programado para realizar três operações de religamento, enquanto o seccionizador realiza duas operações. De posse do gráfico da corrente no alimentador, mostrado na Figura 3.28, determine a alternativa que expressa a correta análise do curto-circuito.

Figura 3.27 | Esquema de proteção da seção da rede de distribuição



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 3.28 | Gráfico da corrente no alimentador



Fonte: elaborada pelo autor.

- a) O curto-circuito ocorre no ramal lateral e, após duas tentativas de religamento do religador e uma operação do seccionalizador, o circuito sob falta é isolado.
- b) O curto-circuito ocorre no ramal lateral e, após as três tentativas de religamento do religador, o seccionalizador entra em modo de bloqueio isolando o circuito sob falta.
- c) O curto-circuito ocorre no ramal lateral e, após uma tentativa de religamento do religador e uma operação do seccionalizador, os dois dispositivos entram em modo de bloqueio.
- d) O curto-circuito ocorre no alimentador principal a montante da posição do religador e após duas tentativas de religamento do religador e duas operações do seccionalizador o ramal lateral é isolado. O religador realiza mais um religamento de modo a reenergizar toda a seção.
- e) O curto-circuito ocorre no alimentador principal a jusante do religador e após duas tentativas de religamento do religador o seccionalizador entra em modo de bloqueio. O religador realiza um terceiro religamento, contudo, o curto circuito ainda está presente. Na quarta abertura o religador isola toda a seção da rede.

Referências

Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). **Norma de distribuição: Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig**. Belo Horizonte, 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Situação atual da segurança do trabalho e da população relativa às distribuidoras de energia elétrica e discussão de aprimoramento da regulamentação**. 2014.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). **Norma de distribuição: proteção de sobrecorrentes do sistema de distribuição de média tensão da Cemig**. Belo Horizonte, 2017.

COUTO, E., DUARTE, J., JEUNON, E. **Seccionalizadores Eletrônicos Monofásicos Tipo Cartucho Uma Alternativa de Bom Desempenho e Baixo Custo**. Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte, 2006.

GE POWER MANAGEMENT. **Distribution system feeder overcurrent protection**. Disponível em: <http://apps.geindustrial.com/publibrary/checkout/GET-6450?TNR=White%20Papers|GET-6450|generic>. Acesso em: 5 fev. 2019.

HOSSEINZADEH, H. **Distribution System Protection**. University of Western Ontario, 2008.

KAGAN, N., OLIVEIRA, C.; ROBBA, E. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010.

MAMEDE, J; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

SELINC (Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.). **Arc Sense™ Technology (AST): High-Impedance Fault Detection**. Disponível em: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Flyers/Arc-Sense_PF00160.pdf?v=20161031-143656. Acesso em: 5 fev. 2019.

Unidade 4

Cálculo de curtos-circuitos em sistemas de transmissão e distribuição

Convite ao estudo

As redes elétricas de transmissão e distribuição estão sujeitas a cinco tipos de curtos-circuitos. Primeiro, os três condutores de um sistema trifásico podem tornar-se eletricamente conectados entre si. Isso é igualmente conhecido como um curto-circuito trifásico (falta fase-fase-fase). Segundo, apenas dois conectores podem estar eletricamente conectados entre si, o que constitui um curto-circuito entre fases (falta fase-fase). Terceiro, dois condutores tornam-se eletricamente conectados a terra (falta fase-fase-terra). Quarto, um único condutor está eletricamente conectado a terra (falta fase-terra) e, por fim, o quinto tipo está associado com faltas ocasionadas por descargas atmosféricas. O segundo, terceiro e quarto tipos de curtos-circuitos são denominados de faltas assimétricas. Embora as conexões elétricas relativas a cada tipo de curto-circuito possam apresentar impedâncias diferentes, cálculos de curto-circuito baseiam-se em uma impedância nula no ponto em que ocorreu a falta. Em outras palavras, supõe-se um curto-circuito perfeito. Para evitar os efeitos danosos de um curto-circuito, as redes elétricas devem ser protegidas de tal modo que a seção sob falta seja isolada o mais rápido possível do restante do sistema. Relembramos que isso é conseguido pelo uso de relés, que operam os disjuntores de potência. Para proteger a rede elétrica, os relés são ajustados para atuarem, de modo coordenado, durante um período de tempo após a ocorrência da falta. Variando-se o tempo necessário para o relé operar, pode-se obter a atuação seletiva dos disjuntores. Para o ajuste dos relés e o correto dimensionamento dos disjuntores, os valores das correntes de curto-circuito, para as quais esses dispositivos atuam, devem ser conhecidos. Em geral, diferentes valores de correntes ocorrem para faltas simétricas e assimétricas. Usualmente, a falta simétrica fornece o menor valor da corrente de curto-circuito (exceto quando o sistema não tem, praticamente, terras). Portanto, os ajustes dos relés são frequentemente baseados em faltas simétricas, pois é desejável proteger a rede para o menor valor da corrente de falta. Se o relé aciona o disjuntor para a corrente mínima de falta, obviamente fará funcioná-lo para a mais alta corrente de falta, porém o inverso não é verdadeiro. Como o disjuntor deve interromper a mais alta corrente de falta que possa existir, o dimensionamento do disjuntor

é determinado pela maior corrente de falta possível, sendo esta usualmente gerada por faltas assimétricas (fase-fase, fase-fase-terra ou fase-terra). Obviamente, a determinação das correntes de curto-circuito é exigida para o correto ajuste dos relés e a seleção apropriada dos disjuntores de potência.

Face ao exposto, o tema relativo ao estudo de curtos-circuitos será aprofundado nesta unidade, para tanto, as três seções estão divididas da seguinte forma: na seção 1, apresentamos a teoria matemática clássica baseada no método das componentes simétricas e no atemporal teorema de Thévenin. Na seção 2, apresentam-se os conceitos básicos de faltas simétricas e, da mesma forma, para faltas assimétricas na seção 3. Ao término desta unidade, você será capaz de conhecer e compreender os fundamentos matemáticos básicos sobre o cálculo de curtos-circuitos e o dimensionamento de disjuntores de proteção.

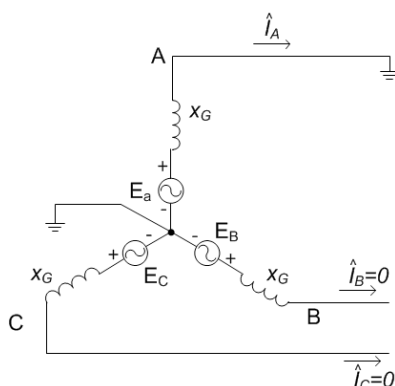
Componentes simétricas e teorema de Thévenin

Diálogo aberto

Os curtos-circuitos assimétricos representam a maior parcela das faltas que acometem os sistemas elétricos, sendo preponderante a falta fase-terra. Esse tipo de falta acomete, indiscriminadamente, os sistemas de transmissão e de distribuição, portanto, há uma verdadeira preocupação por parte de agentes do setor elétrico, concessionárias e permissionárias, no que tange à avaliação do impacto dessa falta em suas redes.

Sabendo que é notoriamente reconhecido pelo seu conhecimento no estudo de curtos-circuitos, você é contratado pelo setor de planejamento de uma concessionária de distribuição para realizar o cálculo analítico de uma falta assimétrica fase-terra em um gerador elétrico. A equipe de planejamento solicita que você assuma uma falta na fase *A* de um gerador em *Y* fortemente aterrado operando em vazio, como ilustra a Figura 4.1. Deseja-se que você determine as componentes simétricas das correntes de linha associadas aos fasores \hat{I}_A , \hat{I}_B e \hat{I}_C , onde $\hat{I}_A = I \angle \alpha$, $\hat{I}_B = 0$ e $\hat{I}_C = 0$, sendo I o módulo da corrente de curto-circuito \hat{I}_A e α é a defasagem dessa corrente em relação a qualquer eixo arbitrário de referência. Você é instruído a assumir que as três correntes de linha podem ser consideradas como um sistema trifásico desequilibrado, mesmo que duas delas sejam nulas.

Figura 4.1 | Caso particular de correntes trifásicas desequilibradas em um gerador



Fonte: adaptada de Kerchner e Corcoran (1976, p. 552).

O desafio está lançado, assim, para ajudá-lo nessa tarefa, fornecemos um conteúdo com informações essenciais sobre o estudo do cálculo de curtos-circuitos em sistemas elétricos, tendo como base o método das componentes simétricas e o teorema de Thévenin. Embarque conosco nessa empreitada, contudo, é de suma valia ressaltar que você deve pesquisar fontes bibliográficas auxiliares que podem ser encontradas na literatura especializada. Lembre-se de estudar com afinco e motivação, apesar de, por vezes, ser difícil. Tente sempre buscar foco e nunca desanime nos seus estudos, pois todo amanhã é o amanhã de um novo recomeço.

Não pode faltar

Componentes simétricas de fasores assimétricos

Em 1918, uma das mais poderosas ferramentas para lidar com circuitos polifásicos desequilibrados foi proposta pelo Dr. C. L. Fortescue, em uma reunião do American Institute of Electrical Engineers, na qual ele apresentou o trabalho intitulado *Método de componentes simétricas aplicado à solução de circuitos polifásicos* (FORTESCUE, 1918). Desde então, o método assumiu grande importância, tendo sido objeto de muitos artigos e investigações experimentais, sobretudo no campo da proteção do sistema elétrico. Uma vez que faltas assimétricas originadas por curtos-circuitos fase-fase, fase-fase-terra e fase-terra geram fasores trifásicos desequilibrados, o método das componentes simétricas simplifica o procedimento de cálculo para obtenção da corrente de falta, assim, até hoje, ele é empregado tanto em cálculos analíticos quanto em algoritmos robustos para avançados relés de proteção. O trabalho de Fortescue prova que um sistema desequilibrado de n fasores correlacionados pode ser decomposto em n sistemas de fasores equilibrados, denominados de componentes simétricas dos fasores originais. Os n fasores de cada conjunto de componentes são iguais em módulo e os ângulos entre os fasores adjacentes do conjunto são iguais. Embora o método seja aplicável a qualquer sistema polifásico desequilibrado, vamos restringir sua aplicabilidade aos sistemas trifásicos. De acordo com o teorema de Fortescue, três fasores desequilibrados de um sistema trifásico podem ser substituídos por três sistemas equilibrados de fasores. Os conjuntos equilibrados de fasores são:

- componentes de sequência positiva, consistindo de três fasores iguais em módulo, defasados de 120° entre si e tendo a mesma sequência de fases (sentido de rotação) que os fasores originais desequilibrados;
- componentes de sequência negativa, consistindo de três fasores iguais em módulo, defasados de 120° entre si e tendo a sequência de fases (sentido de rotação) oposta à dos fasores originais desequilibrados;

- componentes de sequência zero, consistindo de três fasores iguais em módulo e com defasagem zero entre si (paralelos).

É costume, ao resolver um problema por componentes simétricas, designar as três fases do sistema por A , B e C , de tal maneira que a sequência de fases das tensões e correntes no sistema seja ABC . Portanto, a sequência de fases das componentes de sequência positiva dos fasores desequilibrados é ABC e a sequência de fases das componentes de sequência negativa, ACB . Se os fasores originais são tensões, eles podem ser designados por \check{V}_A , \check{V}_B e \check{V}_C . Caso sejam correntes, designamos por \check{I}_A , \check{I}_B e \check{I}_C . Os três conjuntos de componentes simétricas recebem ainda os índices 1 para os de sequência positiva, 2 para os de sequência negativa e 0 para os de sequência zero. Dessa forma, teremos os conjuntos \check{V}_{A1} , \check{V}_{B1} e \check{V}_{C1} para os de sequência positiva, \check{V}_{A2} , \check{V}_{B2} e \check{V}_{C2} para os de sequência negativa e \check{V}_{A0} , \check{V}_{B0} e \check{V}_{C0} para os de sequência zero. Sem perda de generalidade, fasores representando correntes são designados por \check{I} com os mesmos índices atribuídos às tensões. Como conclusão, cada um dos fasores do conjunto desequilibrado original é igual à soma de suas componentes, dessa forma, podemos estabelecer a seguinte relação (STEVENSON, 1974):

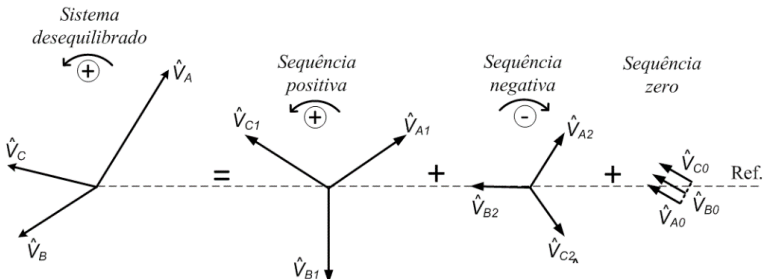
$$\check{V}_A = \check{V}_{A1} + \check{V}_{A2} + \check{V}_{A0} \quad (4.1)$$

$$\check{V}_B = \check{V}_{B1} + \check{V}_{B2} + \check{V}_{B0} \quad (4.2)$$

$$\check{V}_C = \check{V}_{C1} + \check{V}_{C2} + \check{V}_{C0} \quad (4.3)$$

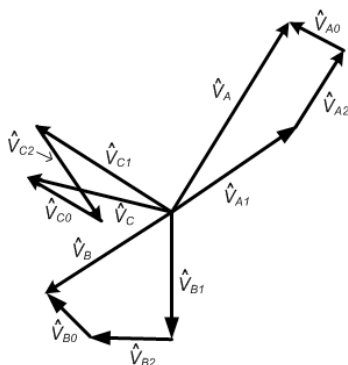
A síntese do conjunto dos três fasores desequilibrados, de acordo com as Equações (4.1)-(4.3), é mostrada graficamente nas Figuras 4.2-4.3. Os três conjuntos de fasores equilibrados que são as componentes simétricas dos três fasores desequilibrados estão mostrados na Figura 4.2. A soma fasorial das componentes que geram os fasores desequilibrados resultantes é mostrada na Figura 4.3.

Figura 4.2 | Três conjuntos de fasores equilibrados que constituem as componentes simétricas de três fasores desequilibrados



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 245).

Figura 4.3 | Soma fasorial das componentes simétricas



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p 245).

As vantagens da análise dos sistemas elétricos pelo método das componentes simétricas tornar-se-ão evidentes gradualmente, à medida que aplicarmos o método ao estudo das faltas assimétricas. Neste momento, é suficiente dizer que o método consiste em determinar as componentes simétricas da corrente de falta. Então, podem ser determinados os valores de corrente e tensão nos vários pontos do sistema. É de suma importância salientar que o método é relativamente simples e conduz a previsões bastante apuradas sobre o comportamento do sistema elétrico (STEVENSON, 1974).



Assimile

Por vezes somos levados a acreditar que transformações, mudanças de variáveis, mudanças de base e decomposições dificultam a solução de um problema matemático, contudo, tenha em mente que, na verdade, elas simplificam drasticamente o procedimento de cálculo.

Sistemas em sequência positiva, negativa e zero

• Positiva

Como previamente declarado, o sistema equilibrado de fasores que tem a mesma sequência de fases do sistema original desequilibrado é denominado sistema de sequência positiva. Portanto, a partir desse momento, iremos assumir que o sistema original obedece à sequência de fases *ABC* e gira no sentido positivo ou anti-horário. Dessa forma, os fasores de sequência positiva estão completamente determinados quando o módulo e o ângulo de fase de

qualquer um deles são conhecidos. Os fasores de qualquer sistema trifásico equilibrado podem ser convenientemente relacionados uns aos outros com o emprego do operador $a = 1\angle 120^\circ$, ou seja, quando esse operador é aplicado a qualquer fasor, gira-o em 120° no sentido positivo ou anti-horário. Sem perda de generalidade, se o operador $a^2 = 1\angle 240^\circ$ for aplicado a qualquer fasor, gira-o por 240° no sentido positivo, o que é, logicamente, equivalente a uma rotação de 120° no sentido negativo. Caso, por exemplo, \check{V}_{A1} tiver sido determinado, o sistema de sequência positiva pode ser escrito simplesmente como:

$$\check{V}_{A1} = \check{V}_{A1} \quad (4.4)$$

$$\check{V}_{B1} = a^2 \times \check{V}_{A1} = \check{V}_{A1} \angle -120^\circ \quad (4.5)$$

$$\check{V}_{C1} = a \times \check{V}_{A1} = \check{V}_{A1} \angle -240^\circ \quad (4.6)$$

• Negativa

Como já mencionado, o sistema equilibrado de fasores trifásicos que é oposto, em sequência de fases, ao dos fasores originais é denominado sistema de sequência negativa. Uma vez que o sistema de sequência negativa é equilibrado, ele estará completamente determinado quando o módulo e o ângulo de fase de um dos fasores forem conhecidos. Caso, por exemplo, \check{V}_{A2} tiver sido determinado, o sistema de sequência negativa poderá ser escrito da seguinte forma

$$\check{V}_{A2} = \check{V}_{A2} \quad (4.4)$$

$$\check{V}_{B2} = a \times \check{V}_{A2} = \check{V}_{A2} \angle -240^\circ \quad (4.5)$$

$$\check{V}_{C2} = a^2 \times \check{V}_{A2} = \check{V}_{A2} \angle -120^\circ. \quad (4.6)$$

• Zero

O sistema restante consiste em três fasores paralelos, idênticos em módulo e ângulo de fase. Esses fasores formam o que é conhecido como sistema unifásico ou de sequência zero, e têm significado especial em certos problemas físicos. Para tanto, é suficiente considerar os fasores de sequência zero como componentes dos fasores originais desequilibrados. Portanto, deve-se assumir a seguinte relação:

$$\check{V}_{A0} = \check{V}_{A0} \quad (4.7)$$

$$\check{V}_{B0} = \check{V}_{A0} \quad (4.8)$$

$$\check{V}_{C0} = \check{V}_{A0}. \quad (4.9)$$

- **Combinando os sistemas**

Substituindo adequadamente as Equações (4.4)-(4.9) nas Equações (4.1)-(4.3) resulta

$$\check{V}_A = \check{V}_{A1} + \check{V}_{A2} + \check{V}_{A0} \quad (4.10)$$

$$\check{V}_B = a^2 \times \check{V}_{A1} + a \times \check{V}_{A2} + \check{V}_{A0} \quad (4.11)$$

$$\check{V}_C = a \times \check{V}_{A1} + a^2 \times \check{V}_{A2} + \check{V}_{A0}. \quad (4.12)$$

Cuja representação matricial é dada por:

$$\begin{bmatrix} \check{V}_A \\ \check{V}_B \\ \check{V}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \check{V}_{A0} \\ \check{V}_{A1} \\ \check{V}_{A2} \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} \check{V}_A \\ \check{V}_B \\ \check{V}_C \end{bmatrix} = [F] \times \begin{bmatrix} \check{V}_{A0} \\ \check{V}_{A1} \\ \check{V}_{A2} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

- **Cálculo de \check{V}_{A1}**

A resolução de um sistema não equilibrado de fasores em suas componentes simétricas é um processo essencialmente geométrico, portanto, diversos métodos foram propostos pelos quais a resolução pudesse ser efetuada. Contudo, nenhum método geométrico apresenta a elegância e simplicidade do método baseado na álgebra dos números complexos. Antes de procedermos com o método algébrico, deve-se compreender que certas operações são executadas apenas com o fim de se obter a relação $(1 + a + a^2) = 0$. Várias simplificações podem, assim, serem obtidas quando certas quantidades são reunidas para se obter essa relação.

Se a Equação (4.11) é multiplicada por a , resulta:

$$a \times \check{V}_B = a^3 \times \check{V}_{A1} + a^2 \times \check{V}_{A2} + a \times \check{V}_{A0} \quad (4.14)$$

ou, como $a^3 = 1$

$$a \times \check{V}_B = \check{V}_{A1} + a^2 \times \check{V}_{A2} + a \times \check{V}_{A0} \quad (4.15)$$

Se a Equação (4.12) é multiplicada por a^2 , obtém-se:

$$a^2 \times \check{V}_C = a^3 \times \check{V}_{A1} + a^4 \times \check{V}_{A2} + a^2 \times \check{V}_{A0} \quad (4.16)$$

ou, como $a^4 = a$

$$a^2 \times \check{V}_C = \check{V}_{A1} + a \times \check{V}_{A2} + a^2 \times \check{V}_{A0} \quad (4.17)$$

Somando-se as Equações (4.10), (4.15) e (4.17), resulta:

$$\check{V}_A + a \times \check{V}_B + a^2 \times \check{V}_C = 3 \times \check{V}_{A1} + (1 + a + a^2) (\check{V}_{A2} + \check{V}_{A0}) \quad (4.18)$$

Assim, \check{V}_{A1} é dado por

$$\check{V}_{A1} = \frac{1}{3} (\check{V}_A + a \times \check{V}_B + a^2 \times \check{V}_C) = \frac{1}{3} (\check{V}_A + \check{V}_B \times 1 \angle 120^\circ + \check{V}_C \times 1 \angle 240^\circ) \quad (4.19)$$

Sem grandes dificuldades, procedimentos similares podem ser realizados para a obtenção de \check{V}_{A2} e \check{V}_{A0} , cujos resultados são

$$\check{V}_{A2} = \frac{1}{3} (\check{V}_A + a^2 \times \check{V}_B + a \times \check{V}_C) = \frac{1}{3} (\check{V}_A + \check{V}_B \times 1 \angle 240^\circ + \check{V}_C \times 1 \angle 120^\circ) \quad (4.20)$$

$$\check{V}_{A0} = \frac{1}{3} (\check{V}_A + \check{V}_B + \check{V}_C). \quad (4.21)$$

Cuja representação matricial é dada por:

$$\begin{bmatrix} \check{V}_{A0} \\ \check{V}_{A1} \\ \check{V}_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \check{V}_A \\ \check{V}_B \\ \check{V}_C \end{bmatrix} \quad (4.22)$$



Refleta

Com base na teoria apresentada até o presente momento, quais seriam os procedimentos de cálculos necessários para a determinação das Equações (4.20) e (4.21)? (*Obs: tenha sempre em mente a relação $(1 + a + a^2) = 0$*)



Exemplificando

Assumindo que certo sistema trifásico apresenta sequência de fases *ABC* e tem as seguintes componentes simétricas de correntes de linhas:

$$\check{I}_{A0} = 3,61 \angle -146,31^\circ \text{ A} \quad (4.23)$$

$$\check{I}_{A1} = 13,11 \angle 26,80^\circ \text{ A} \quad (4.24)$$

$$\check{I}_{A2} = 4,12 \angle -71,61^\circ \text{ A} \quad (4.25)$$

Obtenha as correntes de linha do referido sistema.

A solução desse exemplo é bastante simples, bastando apenas utilizarmos as Equações (4.10)-(4.12) ou o sistema matricial (4.13), assim:

$$\begin{aligned} \check{I}_A &= \check{I}_{A0} + \check{I}_{A1} + \check{I}_{A2} \\ &= 3,61 \angle -146,31^\circ + 13,11 \angle 26,80^\circ + 4,12 \angle -71,61^\circ = 10 \text{ A} \end{aligned} \quad (4.26)$$

$$\begin{aligned}\check{I}_B &= \check{I}_{A0} + a^2 \times \check{I}_{A1} + a \times \check{I}_{A2} \\ &= 3,61 \angle -146,31^\circ + 1 \angle -120^\circ \times 13,11 \angle 26,80^\circ + 1 \angle 120^\circ \times 4,12 \angle -71,61^\circ \\ &= 12,04 \angle -94,76^\circ \text{ A}\end{aligned}\quad (4.27)$$

$$\begin{aligned}\check{I}_C &= \check{I}_{A0} + a \times \check{I}_{A1} + a^2 \times \check{I}_{A2} \\ &= 3,61 \angle -146,31^\circ + 1 \angle 120^\circ \times 13,11 \angle 26,80^\circ + 1 \angle -120^\circ \times 4,12 \angle -71,61^\circ \\ &= 18,97 \angle 161,57^\circ \text{ A}\end{aligned}\quad (4.28)$$

É de suma importância ressaltar que cálculos simples como o apresentado regem o estudo de curtos-circuitos em sistemas elétricos.

Potência de curto-circuito trifásico

A magnitude da corrente de curto-circuito trifásico é obtida por meio da aplicação do teorema de Thévenin assumindo como tensão equivalente a própria tensão de fase ($V_f = V_L / \sqrt{3}$), portanto:

$$I_{CC} = \frac{V_{Th(V)}}{x_{Th(\Omega)}} = \frac{V_L}{\sqrt{3} \times x_{Th(\Omega)}} \text{ (A)} \quad (4.29)$$

Considerando $V_{base(V)} = V_{L(V)}$ e $S_{base(MVA)} = S_{3\phi}$, a Equação (4.29) pode ser reescrita como:

$$I_{CC3\phi(pu)} = \frac{I_{CC(A)}}{I_{base(A)}} = \frac{\frac{V_{L(V)}}{\sqrt{3} \times x_{Th(\Omega)}}}{\frac{S_{base(MVA)}}{\sqrt{3} \times V_{base(V)}}} = \frac{\frac{V_{L(V)}}{\sqrt{3} \times (x_{Th(pu)} \times V_{base(V)}^2 / S_{base(MVA)})}}{\frac{S_{base(MVA)}}{\sqrt{3} \times V_{base(V)}}} = \frac{1}{x_{Th(pu)}} \Rightarrow I_{CC(A)} = \frac{I_{base(A)}}{x_{Th(pu)}} \quad (4.30)$$

A potência de curto-circuito trifásico é definida pela seguinte equação:

$$S_{CC3\phi} = \sqrt{3} \times V_L \times I_{CC} \text{ (MVA)} \quad (4.31)$$

cuja representação em p.u. é dada por:

$$S_{CC3\phi(pu)} = \frac{S_{CC3\phi(A)}}{S_{base(MVA)}} = \frac{\sqrt{3} \times V_{L(V)} \times I_{CC(A)}}{S_{base(MVA)}} = \frac{\sqrt{3} \times V_{L(V)} \times \left(\frac{I_{base(A)}}{x_{Th(pu)}} \right)}{S_{base(MVA)}} = \frac{V_{L(V)}}{V_{base(V)} \times x_{Th(pu)}} = \frac{1}{x_{Th(pu)}} \quad (4.32)$$

Portanto, em p.u., a potência trifásica de curto-circuito é numericamente igual à corrente de curto-circuito.



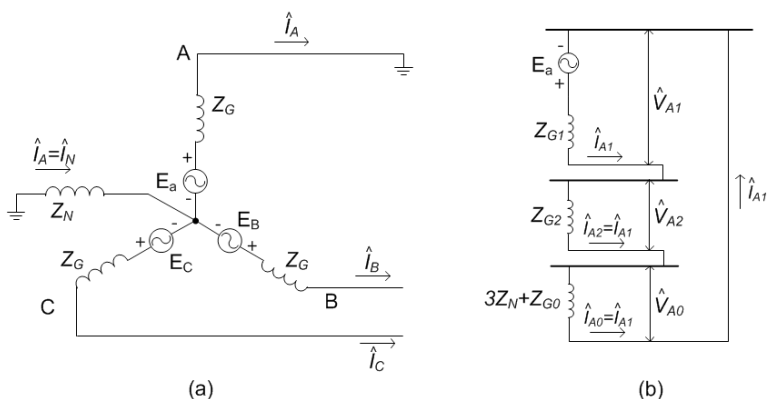
Pesquise mais

Você é convidado a ler as páginas 153-166 da referência Castro e Tanaka (1992), pois nela encontram-se relevantes informações sobre a teoria das componentes simétricas, cuja aplicabilidade é direta no estudo de curtos-circuitos assimétricos (fase-fase, fase-fase-terra e fase-terra) que acometem os sistemas elétricos.

Simplificação do cálculo de curtos-circuitos usando componentes simétricas e teorema de Thévenin

Quando lidamos com o método das componentes simétricas para o estudo de curtos-circuitos, devemos ter em mente a necessidade de adequar o circuito sob falta de modo a garantir a efetiva aplicabilidade do método. Entende-se como adequação o fato de modelar linhas de transmissão, geradores e transformadores em sequência positiva, negativa e zero. Fazendo-se isso, o cálculo da corrente de falta se torna mais simples e ao mesmo tempo a precisão dos resultados é mantida sem a necessidade de executar laboriosos cálculos matemáticos baseados, por exemplo, em equações diferenciais. Para facilitar a compreensão, a Figura 4.4 (a) mostra um gerador aterrado por meio de um reator. Quando ocorre uma falta na fase *A* envolvendo a terra, nas linhas circulam as correntes associadas aos fasores \hat{I}_A , \hat{I}_B e \hat{I}_C , além de \hat{I}_N que circula pelo neutro do gerador. Portanto, a Figura 4.4 (b) mostra a ligação dos circuitos de sequência para o cálculo da corrente de falta. Observe a simplicidade do circuito a ser resolvido. Salienta-se que a teoria envolvida para a determinação do circuito mostrado na Figura 4.4 (b) será apresentada posteriormente.

Figura 4.4 | (a) Diagrama do gerador trifásico. (b) Ligação dos circuitos de sequência



Fonte: adaptada de Grainger e Stevenson (1994, p. 273).

O atemporal teorema de Thévenin afirma que qualquer circuito linear bilateral de dois terminais (bipolo) pode ser substituído por um circuito equivalente formado por uma fonte de tensão em série com uma impedância. A sua importância para o estudo de curtos-circuitos se remete ao fato de que o circuito equivalente, visto a partir do ponto onde ocorreu a falta, apresenta o mesmo comportamento do circuito original que, por muitas vezes, é bastante complexo. Assim, o cálculo da corrente de falta pode ser efetuado por meio da resolução de um circuito elétrico simplificado. No caso, a tensão equivalente é tomada no ponto em que ocorreu a falta, devendo-se levar em consideração se a falta ocorre com circuito elétrico aberto ou sob carga. Adicionalmente, a impedância equivalente é dada pela correlação entre as impedâncias de linhas de transmissão e geradores vista no ponto onde ocorreu a falta. Simples assim!

Sem medo de errar

Vamos relembrar a situação-problema apresentada no início da seção. Nela, você é contratado pelo setor de planejamento de uma concessionária de distribuição para realizar o cálculo analítico de uma falta assimétrica, entre a fase A e a terra, em um gerador elétrico em Y fortemente aterrado operando em vazio. Você deve determinar as componentes simétricas das correntes de linha associadas aos fasores \check{I}_A , \check{I}_B e \check{I}_C , onde $\check{I}_A = I\angle\alpha A$, $\check{I}_B = 0A$ e $\check{I}_C = 0A$, sendo I o módulo da corrente de curto-circuito \check{I}_A e α é a defasagem dessa corrente em relação a qualquer eixo arbitrário de referência. Para tanto, você deve considerar que as correntes de linhas são desequilibradas, mesmo que duas delas sejam nulas.

Pois bem, você deve mostrar para o setor de planejamento da concessionária que a solução do problema é relativamente simples, uma vez que as componentes de sequência positiva do sistema de fasores originais são dadas por:

$$+a \times \check{I}_B + a^2 \times \check{I} = \frac{1}{3}(I\angle\alpha + 0 \times 1\angle 120^\circ + 0 \times 1\angle 240^\circ) = \frac{1}{3} \times I\angle\alpha \text{ A} \quad (4.33)$$

$$\check{I}_{B1} = \frac{1}{3} \times I\angle\alpha - 120^\circ \text{ A} \quad (4.34)$$

$$\check{I}_{C1} = \frac{1}{3} \times I\angle\alpha + 120^\circ \text{ A} \quad (4.35)$$

As componentes de sequência negativa são:

$$\frac{1}{3}(\check{I}_A + a^2 \times \check{I}_B + a \times \check{I}_C) = \frac{1}{3}(I \angle \alpha + 0 \times 1 \angle 240^\circ + 0 \times 1 \angle 120^\circ) = \frac{1}{3} \times I \angle \alpha \text{ A} \quad (4.36)$$

$$\check{I}_{B2} = \frac{1}{3} \times I \angle \alpha + 120^\circ \text{ A} \quad (4.37)$$

$$\check{I}_{C1} = \frac{1}{3} \times I \angle \alpha + 120^\circ \text{ A} \quad (4.38)$$

As componentes de sequência zero são:

$$\check{I}_{A0} = \check{I}_{B0} = \check{I}_{C0} = \frac{1}{3} \times I \angle \alpha \text{ A} \quad (4.39)$$

Adicionalmente, as seguintes relações devem ser mostradas:

$$\check{I}_{A1} + \check{I}_{A2} + \check{I}_{A0} = \check{I}_A = I \angle \alpha \text{ A} \quad (4.40)$$

$$\check{I}_{B1} + \check{I}_{B2} + \check{I}_{B0} = \check{I}_B = 0 \text{ A} \quad (4.41)$$

$$\check{I}_{C1} + \check{I}_{C2} + \check{I}_{C0} = \check{I}_C = 0 \text{ A} \quad (4.42)$$

Você deve informar que componentes simétricas como as demonstradas são empregadas no cálculo de curtos-circuitos assimétricos do tipo fase-terra. Adicionalmente, você deve afirmar que, por meio da decomposição dos fasores originais em suas componentes, a simplificação da análise é garantida, mesmo se o gerador for fortemente aterrado por meio de um reator.

Avançando na prática

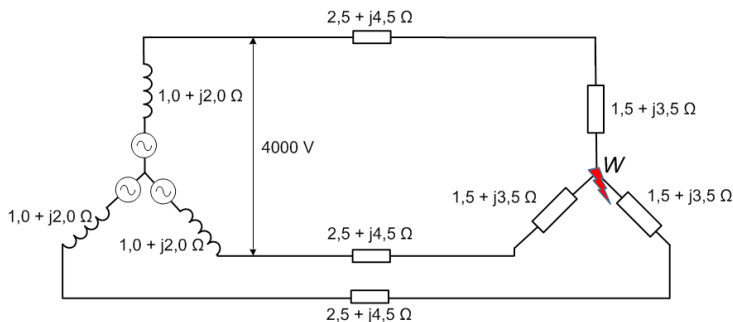
Cálculo de curto-circuito com base na simplificação produzida pelo teorema de Thévenin

Descrição da situação-problema

Usualmente, o cálculo de curto-circuito trifásico (falta simétrica) é usado no ajuste dos relés digitais, pois, sob certas circunstâncias, obtêm-se valores menores para as correntes de falta. Nesse contexto, você recebe a tarefa de realizar o cálculo de curto-circuito no circuito elétrico mostrado na Figura 4.5, que pertence a uma concessionária de distribuição. Deseja-se que um gerador trifásico alimente uma carga trifásica sem neutro, carga esta que é tida como essencial pela concessionária. A concessionária solicita que você determine a magnitude da corrente de falta $(|\check{I}_{CC}|)$, caso um curto-circuito

se origine no ponto W . De posse do resultado, você deve determinar a corrente i_{LIMIAR} a ser ajustada nos relés de proteção da carga, sabendo que i_{LIMIAR} representa 57,5% da corrente de falta.

Figura 4.5 | Circuito trifásico sob análise

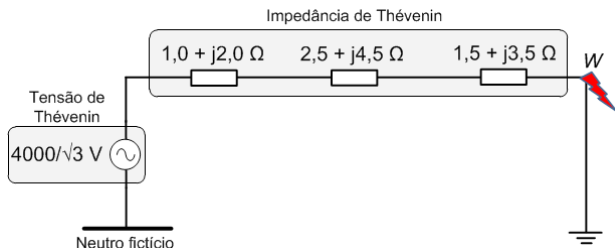


Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução da situação-problema

Observe que o gerador e a carga são equilibrados, portanto, todos os cálculos serão feitos por fase, dessa forma, o circuito equivalente de Thévenin, visto no ponto da falta, é mostrado na Figura 4.6. Claramente, você pode inferir a simplificação realizada. Assumindo o ponto comum do gerador como um neutro fictício, a tensão equivalente de Thévenin é igual à tensão de fase do gerador e a impedância equivalente vista no ponto da falta é igual à soma das impedâncias do gerador, da linha e da carga.

Figura 4.6 | Circuito equivalente de Thévenin



Fonte: elaborada pelo autor.

Como conseguinte, o cálculo que você deve realizar para a determinação da corrente de falta não exige grandes dificuldades, como mostra a Equação (4.43). De posse do resultado, a corrente de ajuste dos relés é mostrada na Equação (4.44). Realizando esses procedimentos, você está apto a mostrar o seu saber-fazer no âmbito da proteção de sistemas elétricos.

$$|\check{I}_{CC}| = \frac{4000/\sqrt{3}}{(1,0 + j2,0) + (2,5 + j4,5) + (1,5 + j3,5)} = 206,56 \text{ A} \quad (4.43)$$

$$i_{LMIAR} = 0,575 \times |\check{I}_{CC}| = 118,77 \text{ A} \quad (4.44)$$

Faça valer a pena

1. De acordo com Castro e Tanaka (1992), por serem equilibrados e simétricos por natureza, tanto em condições de regime permanente como na ocorrência de curtos-circuitos trifásicos, os sistemas trifásicos podem, em essência, ser representados usando-se apenas uma de suas fases e o neutro. Todavia, tal afirmativa perde sua validade na ocorrência de faltas assimétricas (fase-fase, fase-fase-terra e fase-terra), as quais provocam desequilíbrio nos sistemas. Face ao exposto, as componentes simétricas surgem como ferramenta matemática essencial no estudo de curtos-circuitos e o conhecimento da sua teoria é uma exigência para os profissionais que trabalham com a proteção das redes elétricas.

Considere as proposições abaixo sobre o método das componentes simétricas:

- I. Qualquer grupo desequilibrado de n fasores associados, do mesmo tipo, pode ser resolvido em $n + 1$ grupos de fasores equilibrados.
- II. O sistema trifásico equilibrado de fasores, na mesma sequência de fases do sistema desequilibrado original é denominado sistema de sequência negativa.
- III. O sistema simétrico de fasores paralelos é chamado de sistema de sequência positiva.
- IV. As componentes simétricas são empregadas na simplificação do cálculo da corrente de curto-circuito de faltas assimétricas (fase-fase, fase-fase-terra e fase-terra).
- V. Dentre as proposições, assinale a alternativa que contém todas as opções corretas.
 - a) I.
 - b) I, II.
 - c) IV.
 - d) II, IV.
 - e) I, III, IV.

2. Como um sistema trifásico desequilibrado original pode ser decomposto em três sistemas equilibrados simétricos, é válida a seguinte relação inversa: a soma dos sistemas simétricos equilibrados resulta no sistema trifásico desequilibrado original. Em essência, o teorema de Fortescue assegura que os fasores associados com as componentes simétricas podem ser obtidos a partir dos fasores originais e, da mesma forma, os fasores originais podem ser obtidos a partir de suas componentes.

Um sistema trifásico de fasores, \check{I}_{AB} , \check{I}_{BC} e \check{I}_{CA} , associado com correntes de falta de linha, está de tal forma desequilibrado que $\check{I}_{AB1} = 4000 \angle -60^\circ A$, $\check{I}_{AB2} = 2000 \angle 180^\circ A$ e $\check{I}_{AB0} = 0A$. Determine os módulos das correntes de falta \check{I}_{AB} , \check{I}_{BC} e \check{I}_{CA} .

- a) $|\check{I}_{AB}| = 3464A$, $|\check{I}_{BC}| = 3464A$ e $|\check{I}_{CA}| = 6000A$
- b) $|\check{I}_{AB}| = 6000A$, $|\check{I}_{BC}| = 3464A$ e $|\check{I}_{CA}| = 3464A$
- c) $|\check{I}_{AB}| = 3464A$, $|\check{I}_{BC}| = 6000A$ e $|\check{I}_{CA}| = 3464A$
- d) $|\check{I}_{AB}| = 6000A$, $|\check{I}_{BC}| = 6000A$ e $|\check{I}_{CA}| = 3464A$
- e) $|\check{I}_{AB}| = 6000A$, $|\check{I}_{BC}| = 6000A$ e $|\check{I}_{CA}| = 0A$

3. Em essência, o estudo de curto-circuito visa determinar a corrente de falta, contudo, a potência de curto-circuito também é um importante parâmetro a ser determinado. No caso específico das faltas simétricas, uma vez assumindo os cálculos em p.u., a potência trifásica de curto-circuito é numericamente igual à corrente de falta.

Um curto-circuito trifásico se origina em uma carga trifásica. Sabendo que impedância equivalente vista no ponto da falta é igual a $z_{eq} = (5,5 + j11,2) \Omega$, determine a magnitude da potência de curto-circuito trifásico, em MVA., assumindo os seguintes valores de base: $V_{base} = 13,8 \text{ kV}$ e $S_{base} = 10 \text{ MVA}$.

- a) $S_{CC3\phi} = 15,262 \text{ MVA}$
- b) $S_{CC3\phi} = 16,549 \text{ MVA}$
- c) $S_{CC3\phi} = 17,522 \text{ MVA}$
- d) $S_{CC3\phi} = 18,391 \text{ MVA}$
- e) $S_{CC3\phi} = 19,582 \text{ MVA}$

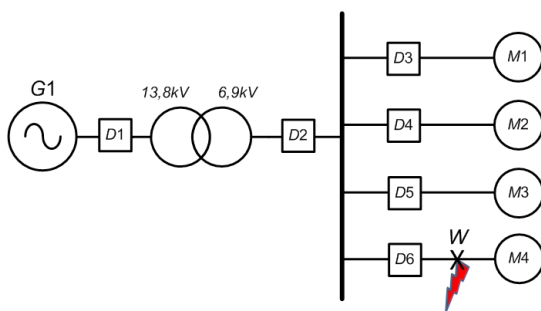
Curto-circuito simétrico

Diálogo aberto

Um dos piores cenários de faltas trifásicas está associado com curtos-circuitos em sistemas com máquinas síncronas, dessa forma, é de suma importância realizar estudos de curto-circuito para determinar as especificações dos dispositivos de proteção, em especial disjuntores.

Uma vez que você faz parte da divisão de proteção de uma empresa que atua no ramo de geração e transmissão de energia elétrica na bacia amazônica, você recebe a tarefa de realizar o estudo de curto-circuito do sistema mostrado na Figura 4.7. Um gerador de 25 MVA, 13,8 kV, com reatância subtransitória $X''_d = 15\%$ é ligado, por meio de um transformador, a uma barra que alimenta quatro motores idênticos.

Figura 4.7 | Diagrama unifilar do sistema elétrico



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 240).

Cada motor tem reatância subtransitória e transitória iguais a $X''_d = 20\%$ e $X'_d = 30\%$, respectivamente, numa base de 5MVA e 6,9kV. Os valores nominais do transformador trifásico são de 25MVA, 13,8kV–6,9kV, com reatância de dispersão de 10%. A tensão na barra dos motores é 6,9kV, quando ocorre uma falta no ponto W. Nessa condição, você deve determinar:

- A corrente subtransitória na falta.
- A corrente subtransitória no disjuntor D6.
- A corrente instantânea no disjuntor D6.

- d. O dimensionamento do disjuntor $D6$ para que a corrente seja interrompida em 5 ciclos.

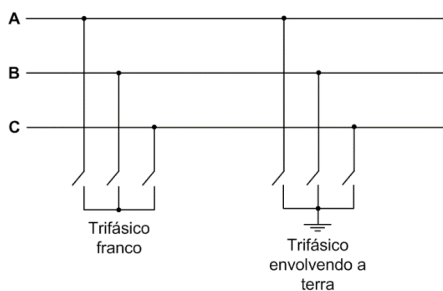
Mais uma vez, você tem um desafio a resolver, assim, para ajudá-lo nessa empreitada, fornecemos um conteúdo com informações básicas sobre o cálculo de curtos-circuitos trifásicos e sobre o dimensionamento de disjuntores de proteção. Contudo, não hesite em pesquisar fontes bibliográficas auxiliares que podem ser encontradas na literatura especializada. Saiba que pedras sempre surgirão na sua jornada acadêmica, porém, você deve, de alguma maneira, transformá-las no alicerce das suas aspirações.

Não pode faltar

Curto-circuito trifásico (fase-fase-fase)

Um curto-circuito trifásico descreve a condição em que os três condutores de um sistema trifásico estão eletricamente conectados entre si. Tal curto-circuito pode ser igualmente denominado de falta simétrica ou falta sólida. Dependendo da configuração do sistema trifásico, ou seja, com ou sem o condutor neutro, o curto-circuito trifásico pode ser considerado como franco ou envolvendo a terra, como ilustra a Figura 4.8. Segundo Kerchner e Corcoran (1976), esse tipo de falta é relativamente incomum e, em geral, ela fornece os menores valores de correntes de curto-circuito (exceto quando a rede não tem, praticamente, terras). Face ao exposto, o cálculo de faltas simétricas é frequentemente empregado no ajuste de relés, contudo, não estranhe quando você encontrar referências bibliográficas que afirmem que curtos-circuitos trifásicos fornecem elevadas correntes de falta. Tenha em mente que isso depende muito do tipo de circuito elétrico que está sendo analisado.

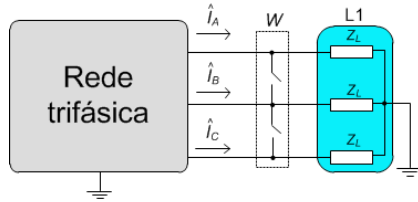
Figura 4.8 | Tipos de curtos-circuitos trifásicos



Fonte: elaborada pelo autor.

Segundo a literatura especializada, um curto-circuito trifásico pode ser modelado com base em apenas uma das fases do sistema trifásico, todavia, por vezes, essa constatação pode não ser tão trivial. Face ao exposto, tomamos de posse o método das componentes simétricas para prová-la como verdadeira. Seja uma rede trifásica alimentando uma carga equilibrada (L1) com impedância por fase igual a Z_L , como mostra a Figura 4.9. Assumindo uma falta trifásica no ponto W , as correntes das três fases ainda serão equilibradas.

Figura 4.9 | Circuito empregado para análise matemática de curtos-circuitos trifásicos



Fonte: elaborada pelo autor.

Calculando as componentes simétricas das correntes, assumindo que a sequência de fases é ABC e que a corrente na fase A seja tomada como referência, temos:

$$\check{I}_A = \check{I}_A \quad (4.50)$$

$$\check{I}_B = a^2 \times \check{I}_A = \check{I}_A \angle -120^\circ \quad (4.51)$$

$$\check{I}_C = a \times \check{I}_A = \check{I}_A \angle -240^\circ \quad (4.52)$$

Reescrevendo as Equações (4.50)-(4.52) na forma matricial, resulta:

$$\begin{bmatrix} \check{I}_A \\ \check{I}_B \\ \check{I}_C \end{bmatrix} = \check{I}_A \times \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} \quad (4.53)$$

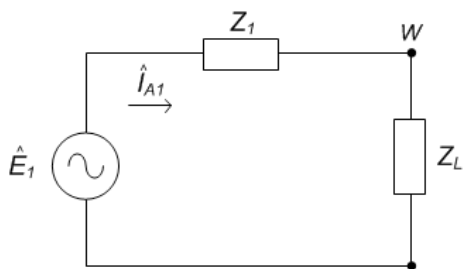
Relembrando a relação $(1 + a + a^2) = 0$, as componentes simétricas associadas ao sistema (4.53) são iguais a:

$$\begin{bmatrix} \check{I}_{A0} \\ \check{I}_{A1} \\ \check{I}_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \check{I}_A \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{bmatrix} \check{I}_{A0} \\ \check{I}_{A1} \\ \check{I}_{A2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \check{I}_A \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.54)$$

De acordo com o sistema (4.54), podemos constatar que em um curto-circuito trifásico há apenas a corrente de sequência positiva, visto que as correntes de sequência zero e negativa são nulas, em outras palavras, estas

últimas não contribuem para a corrente resultante de falta. Dessa forma, o circuito equivalente visto no ponto W é mostrado na Figura 4.10:

Figura 4.10 | Circuito equivalente visto no ponto W



Fonte: elaborada pelo autor.

De acordo com os resultados, a corrente de curto-circuito trifásico, $\check{I}_{3\phi CC}$, é dada por:

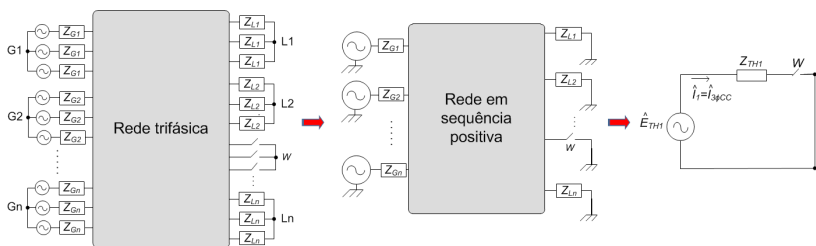
$$\check{I}_{3\phi CC} = \check{I}_A = \check{I}_{A1} = \frac{\check{E}_1}{\check{Z}_1 + \check{Z}_L} \quad (4.55)$$

Caso o curto-circuito no ponto W envolva a terra, a impedância Z_L pode ser desconsiderada, portanto:

$$\check{I}_{3\phi CC} = \check{I}_A = \check{I}_{A1} = \frac{\check{E}_1}{\check{Z}_1} \quad (4.56)$$

Sem perda de generalidade, a teoria apresentada pode ser aplicada a uma rede elétrica trifásica contendo múltiplos geradores e cargas, como mostra a Figura 4.11. Note a simplicidade em obter a corrente de falta trifásica, com base no circuito equivalente de Thévenin.

Figura 4.11 | Curto-circuito trifásico em rede com múltiplos geradores e cargas

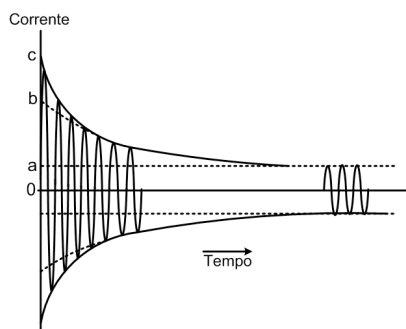


Fonte: elaborada pelo autor.

Correntes de curto-circuito e reatância de máquinas síncronas

De acordo com Stevenson (1974), quando uma falta se origina em um sistema elétrico, a corrente que circula é determinada pelas forças eletromotrizes internas dos geradores do circuito, por suas impedâncias e pelas impedâncias do circuito situadas entre os geradores e a falta. A corrente que circula em um gerador síncrono imediatamente após a ocorrência de uma falta, a que circula após alguns poucos ciclos, e a que persiste, ou de regime permanente, diferem entre si por causa do efeito da corrente de armadura no fluxo que gera a tensão na máquina. A corrente varia de maneira relativamente lenta desde seu valor inicial até o valor em regime permanente. Na Figura 4.12, temos o comportamento da corrente de curto-circuito ao longo do tempo de um gerador de 30 kW com tensão nominal de 208V operando em vazio. A distância $0a$ é o valor máximo da corrente de curto-circuito permanente. Esse valor, multiplicado por 0,707 resulta no valor eficaz $|I|$ da corrente de curto-circuito em regime permanente. A magnitude da tensão em vazio do gerador $|E_g|$ dividida pela corrente de regime $|I|$, é chamada reatância síncrona X_d do gerador. Nesse caso, a resistência da armadura, relativamente pequena, é desprezada. Se a envoltória da onda de corrente for retrocedida até o instante 0 e se desprezarmos alguns dos primeiros ciclos, associados com um rápido decaimento, a intersecção determina a distância $0b$. O valor eficaz da corrente, representado por essa intersecção, ou 0,707 vezes $0b$ em ampères, é chamado de corrente transitória $|I'|$. Dessa forma, podemos definir uma nova reatância da máquina, denominada de reatância transitória X'_d que é igual a $|E_g|/|I'|$ para um gerador operando em vazio. O valor eficaz determinado pela intersecção da envoltória da corrente com a ordenada $t=0$ é chamado de corrente subtransitória $|I''|$. Na Figura 4.12, essa corrente vale 0,707 vezes a ordenada $0c$. A corrente subtransitória é muitas vezes denominada de corrente eficaz simétrica inicial, denominação mais apropriada porque contém a ideia de desprezar a componente CC e tomar o valor eficaz da componente alternada da corrente imediatamente após a ocorrência da falta. A reatância subtransitória X''_d de um gerador operando em vazio é $|E_g|/|I''|$.

Figura 4.12 | Corrente de curto-circuito, em função do tempo, de um gerador de



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 228).



Assimile

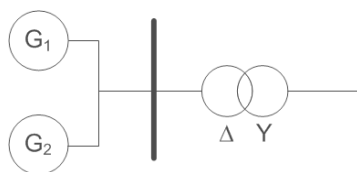
Como a corrente subtransitória está associada com o valor eficaz da componente alternada da corrente imediatamente após a ocorrência da falta, a reatância subtransitória obtida a partir dessa corrente é usualmente utilizada no cálculo do curto-circuito trifásico.



Exemplificando

Dois geradores são ligados em paralelo no lado de baixa tensão de um transformador trifásico Δ -Y, como mostra a Figura 4.13. O gerador 1 possui valores nominais de 50 MVA e 13,8 kV, enquanto que o gerador 2 tem valores de 25 MVA e 13,8 kV. Cada um deles apresenta uma reatância subtransitória de 25%. O transformador tem valores nominais de 75 MVA, 13,8 kV (Δ), 69 kV (Y), com reatância de dispersão de 10%. Antes da ocorrência da falta, a tensão no lado de alta do transformador é 66 kV. O transformador está sem carga e não existe corrente circulando entre os geradores. Determine a corrente subtransitória em cada gerador quando ocorre um curto-circuito trifásico no lado de alta tensão do transformador.

Figura 4.13 | Diagrama unifilar do sistema sob análise



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 230)

Tomando como base no circuito de alta tensão 69 kV e 75 MVA, a tensão base no lado de baixa será 13,8 kV.

Gerador 1:

$$X''_d = 0,25 \times \frac{75 \text{ MVA}}{50 \text{ MVA}} = 0,375 \text{ p.u.} \quad (4.57)$$

$$E_{g1} = \frac{66 \text{ kV}}{69 \text{ kV}} = 0,957 \text{ p.u.} \quad (4.58)$$

Gerador 2:

$$X''_d = 0,25 \times \frac{75 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}} = 0,750 \text{ p.u.} \quad (4.59)$$

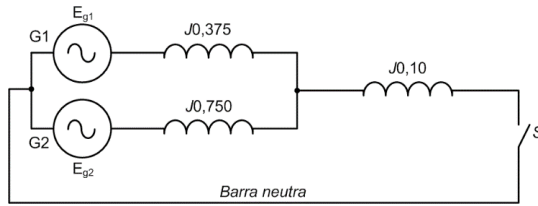
$$E_{g2} = \frac{66 \text{ kV}}{69 \text{ kV}} = 0,957 \text{ p.u.} \quad (4.60)$$

Transformador:

$$X = 0,10 \text{ p.u.} \quad (4.61)$$

A Figura 4.14, mostra o diagrama de impedância (reatâncias) antes da ocorrência da falta. A falta trifásica é simulada pelo fechamento da chave S.

Figura 4.14 | Diagrama de reatâncias



Fonte: adaptada de Stevenson (1974).

As tensões internas das duas máquinas podem ser consideradas em paralelo, uma vez que elas devem ser idênticas em módulo e ângulo de fase para não circular corrente entre as máquinas. A reatância subtransitória equivalente à associação paralelo é

$$\frac{0,375 \times 0,750}{0,375 + 0,750} = 0,25 \text{ p.u.} \quad (4.62)$$

Portanto, o fasor da corrente subtransitória poderá ser escrito, tomando E_s como referência:

$$\check{I}'' = \frac{0,957 \angle 0^\circ}{j0,25 + j0,10} = -j2,735 \text{ p.u.} \quad (4.63)$$

Como a corrente divide-se entre os dois geradores de maneira inversamente proporcional às respectivas impedâncias, temos:

Gerador 1:

$$\check{I}'' = -j2,735 \times \frac{0,750}{1,125} = -j1,823 \text{ p.u.} \quad (4.64)$$

Gerador 2:

$$\check{I}'' = -j2,735 \times \frac{0,375}{1,125} = -j0,912 \text{ p.u.} \quad (4.65)$$

Para determinar a corrente em ampères, os valores por unidade são multiplicados pela corrente de base do circuito, como segue:

Gerador 1:

$$|\check{I}^w| = 1,823 \times \frac{75 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 5,720 \text{ kA} \quad (4.66)$$

Gerador 2:

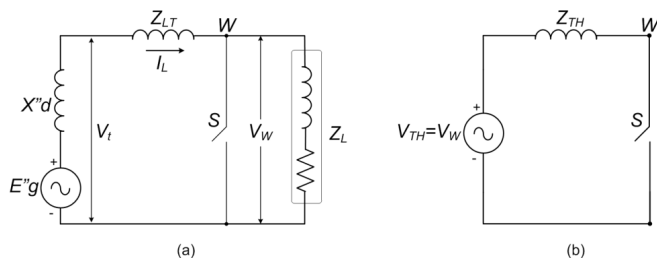
$$|\check{I}^w| = 0,912 \times \frac{75 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 2,860 \text{ kA} \quad (4.67)$$

É de suma importância salientar que a determinação das reatâncias do gerador, a partir de um oscilograma da corrente que circula quando um gerador é curto-circuitado em vazio, é apenas um dos vários métodos utilizáveis. Embora as reatâncias dos geradores não sejam constantes verdadeiras, pois dependem do grau de saturação do circuito magnético, seus valores permanecem geralmente dentro de certos limites aceitáveis para fins de teste e validação.

Curto-circuito trifásico em gerador com carga

O estudo precedente corresponde a um gerador operando em vazio, isso é, sem corrente, no momento da ocorrência de uma falta trifásica em seus terminais. Consideremos agora um gerador com carga quando ocorre uma falta. A Figura 4.15 (a) representa o circuito de um gerador conectado a uma carga trifásica equilibrada Z_L , por meio de uma linha de transmissão com impedância Z_{LT} . No ponto W , uma falta trifásica é simulada por meio do fechamento da chave S . Antes do fechamento, a corrente que circula é I_L , a tensão em W é assumida ser V_W e a tensão nos terminais do gerador, considerando a queda de tensão imposta pela reatância subtransitória, é V_t (STEVENSON, 1974).

Figura 4.15 | (a) Circuito original. (b) Circuito equivalente de Thévenin visto no ponto da falta



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 232).

Claramente, quando o teorema de Thévenin é aplicado ao circuito da Figura 4.15 (a), o circuito equivalente resultante, mostrado na Figura 4.15

(b), é formado por um único gerador e uma única impedância. O novo gerador possui uma tensão interna igual V_w , que consiste na tensão no ponto W antes da falta. A impedância é aquela vista a partir do ponto de aplicação da falta. Se for desejada a corrente inicial, as reatâncias subtransitórias devem ser empregadas (STEVENSON, 1974).



Refleta

Além do teorema de Thévenin, quais outros métodos utilizados na análise de circuitos elétricos poderiam ser empregados no cálculo de curtos-circuitos trifásicos?



Pesquise mais

Para um maior aprofundamento sobre o tema de curtos-circuitos trifásicos, você é convidado a ler as páginas 226-238 da referência bibliográfica atemporal Stevenson (1974).

Dimensionamento de disjuntores

De acordo com Stevenson (1974), a corrente subtransitória é a corrente eficaz simétrica inicial e não inclui a componente contínua da corrente de falta transitória. Dessa forma, para obter o cálculo exato do valor eficaz da corrente de falta, laboriosos cálculos são demandados, contudo, métodos aproximados são mais práticos e fornecem resultados com precisão aceitável. O método recomendado pelo IEEE Switchgear Committee leva em consideração a componente CC pela aplicação de um fator de multiplicação à corrente eficaz simétrica calculada. Na determinação da corrente que o disjuntor deve suportar imediatamente após a ocorrência de uma falta, chamada carga instantânea do disjuntor, a corrente eficaz inicial simétrica é calculada com base no teorema de Thévenin assumindo as reatâncias subtransitórias de geradores e motores (síncronos e de indução). Para tanto, a corrente que circula antes da falta deve ser desprezada. Na prática, o fator de multiplicação recomendado é 1,6, todavia, para tensões até 5kV emprega-se 1,5. Para disjuntores a ar comprimido com valor nominal de 600V ou menos, recomenda-se 1,25. Em essência o valor nominal do disjuntor é baseado na média de todas as três fases. No cálculo da corrente à qual é aplicado o fator de multiplicação, a fim de determinar a corrente nominal de interrupção, recomenda-se desprezar a reatância subtransitória, que é utilizada para os geradores, e a reatância transitória para os motores síncronos e de indução. Portanto, os fatores de multiplicação sugeridos para obter o valor nominal de interrupção dependem da velocidade do disjuntor. Para o caso

geral, os fatores recomendados são mostrados na Tabela 4.1. Caso os disjuntores estejam no barramento do gerador e a potência trifásica for superior a 500 MVA antes da aplicação de qualquer fator de multiplicação, para cada fator dado anteriormente deve ser acrescido o valor de 0,1.

Tabela 4.1 | Fatores recomendados de acordo com a velocidade do disjuntor

Disjuntores de 8 ciclos ou mais lentos	1,0
Disjuntores de 5 ciclos	1,1
Disjuntores de 3 ciclos	1,2
Disjuntores de 2 ciclos	1,4

Fonte: elaborada pelo autor.

Por motivos de simplicidade didática, o disjuntor também pode ser dimensionado com base na sua margem de segurança. Entende-se como margem de segurança o valor percentual que extrapola a corrente de curto-circuito, em outras palavras, assumindo, por exemplo, um disjuntor com margem de 20%, isso implica que a corrente mínima que ele deve suportar, sem se danificar, é 20% maior do que o valor da corrente de falta previamente calculado.

Sem medo de errar

Vamos relembrar a situação-problema apresentada no início da seção. Você faz parte da divisão de proteção de uma empresa que atua no ramo de geração e transmissão de energia elétrica na bacia amazônica, assim, lhe é incumbida a tarefa de realizar o estudo de curto-circuito de um sistema elétrico (ver Figura 4.7) formado por um gerador de 25 MVA, 13,8 kV, com reatância subtransitória $X''_d = 15\%$, ligado, por meio de um transformador, a uma barra que alimenta quatro motores idênticos. Cada motor tem reatância subtransitória e transitórias iguais a $X''_d = 20\%$ e $X'_d = 30\%$, respectivamente, numa base de 5 MVA e 6,9 kV. Os valores nominais do transformador trifásico são de 25 MVA, 13,8 kV – 6,9 kV, com reatância de dispersão de 10%. A tensão na barra dos motores é 6,9 kV, quando ocorre uma falta no ponto W . Nessa condição, você deve determinar: a) a corrente subtransitória na falta; b) a corrente subtransitória no disjuntor D_6 ; c) a corrente instantânea no disjuntor D_6 ; e d) o dimensionamento do disjuntor D_6 para que a corrente seja interrompida em 5 ciclos.

O procedimento de cálculo que você deve realizar deve ser executado da seguinte maneira:

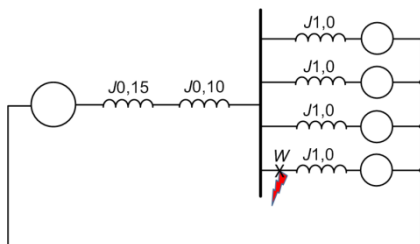
1. Para uma base de 25 MVA, 13,8 kV, no circuito do gerador, a base para os motores é 25 MVA, 6,9 kV. Portanto, as reatâncias para cada motor são:

$$X''_a = j0,20 \times \frac{25 \text{ MVA}}{5 \text{ MVA}} = j1,0 \text{ p.u.} \quad (4.68)$$

$$X'_a = j0,30 \times \frac{25 \text{ MVA}}{5 \text{ MVA}} = j1,5 \text{ p.u.} \quad (4.69)$$

A Figura 4.16 mostra o diagrama de reatância com os valores das reatâncias subtransitórias assinalados.

Figura 4.16 | Diagrama de reatâncias



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 240).

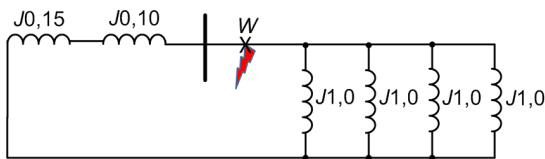
2. Para uma falta em W , a tensão e a impedância equivalente são dadas por:

$$V_w = V_{TH} = 1,0 \text{ p.u.} \quad (4.70)$$

$$Z_{TH} = j0,125 \text{ p.u.} \quad (4.71)$$

O cálculo da tensão é equivalente e direto, uma vez que a tensão original e a tensão de base no ponto de ocorrência da falta são iguais. A impedância pode ser obtida por meio da simples resolução do circuito mostrado na Figura 4.17.

Figura 4.17 | Circuito para determinação da impedância equivalente



Fonte: elaborada pelo autor.

Dessa forma, a corrente subtransitória na falta é igual a:

$$I'' = \frac{1,0}{j0,125} = -j8,0 \text{ p.u.} \quad (4.72)$$

A corrente de base no circuito de 6,9kV é:

$$\frac{25 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 6,9 \text{ kV}} = 2,090 \text{ kA} \Rightarrow I'' = 8 \times 2,090 \text{ kA} = 16,720 \text{ kA} \quad (4.73)$$

3. Através do disjuntor D_6 passa a contribuição do gerador e de três dos quatro motores, _atente que antes da falta os motores são cargas, porém, no instante da falta, devido às suas inércias, eles passam a ser considerados como geradores contribuindo para a corrente de falta. O gerador contribui com uma corrente de

$$-j8,0 \times \frac{0,25}{0,50} = -j4,0 \text{ p.u.} \quad (4.74)$$

Cada motor contribui com 25% do restante da corrente de falta, ou $-j1,0 \text{ p.u.}$. Portanto, a corrente subtransitória no disjuntor D_6 é

$$I'' = -j4,0 + 3 \times (-j1,0) = -j7,0 \text{ pu} = 7 \times 2,090 \text{ kA} = 14,630 \text{ kA} \quad (4.75)$$

4. A corrente instantânea no disjuntor D_6 é $1,6 \times 14,630 \text{ kA} = 23,450 \text{ kA}$.
5. Para calcular a corrente a ser interrompida, deve-se substituir a reatância subtransitória de $j1,0$ pela reatância de $j1,5$ no circuito do motor, então:

$$Z_{TH} = j \frac{0,375 \times 0,250}{0,375 + 0,250} = j0,15 \text{ p.u.} \quad (4.76)$$

O gerador contribui com uma corrente de

$$\frac{1}{j0,15} \times \frac{0,375}{0,625} = -j4,0 \text{ p.u.} \quad (4.77)$$

Cada motor contribui com uma corrente de

$$\frac{1}{4} \times \frac{1}{j0,15} \times \frac{0,250}{0,625} = -j0,67 \text{ p.u.} \quad (4.78)$$

O disjuntor deve ser dimensionado de tal forma que a corrente a ser interrompida por ele seja, no mínimo, igual a:

$$1,1 \times (4,0 + 3 \times 0,67) \times 2,090 \text{ kA} = 13,8 \text{ kA} \quad (4.79)$$

Como consequência, a potência de interrupção do disjuntor é:

$$\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kA} \times 6,9 \text{ kV} = 165 \text{ MVA} \quad (4.80)$$

De posse dos resultados, você está apto a mostrar para os demais membros da divisão de proteção da empresa as etapas necessárias para o cálculo de faltas trifásicas em sistemas com máquinas síncronas, assim como o dimensionamento de disjuntores.

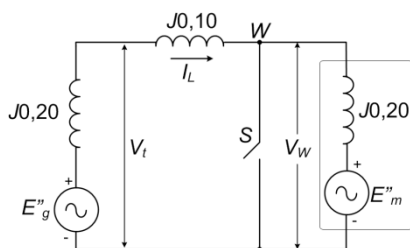
Avançando na prática

Curto-circuito trifásico levando em consideração as tensões internas das máquinas síncronas

Descrição da situação-problema

Você é o responsável técnico pela divisão de proteção de uma estatal brasileira e recebe a tarefa de realizar o cálculo de curto-circuito do sistema elétrico equivalente mostrado na Figura 4.18. Um gerador e um motor síncrono têm valores nominais de 30 MVA, 13,2 kV e ambos possuem reatâncias subtransitórias de 20%. A reatância da linha que os conecta é 10% na base dos valores nominais das máquinas. O motor está consumindo 20 MW com fator de potência de 0,8 adiantado e tensão terminal de 12,8 kV, quando ocorre uma falta trifásica entre seus terminais, representada pelo fechamento da chave S no ponto W . Você deve determinar a corrente subtransitória no gerador, no motor e na falta levando em consideração as tensões internas das máquinas.

Figura 4.18 | Circuito elétrico equivalente antes da falta



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 234).

Resolução da situação-problema

O procedimento de cálculo que você deve realizar deve seguir os seguintes passos:

Usando a tensão da falta V_w como fasor de referência

$$V_w = \frac{12,8kV}{13,2kV} = 0,97\angle 0^\circ \text{ p.u.} \quad (4.81)$$

$$I_{BASE} = \frac{30MVA}{\sqrt{3} \times 13,2kV} = 1,312 \text{ kA} \quad (4.82)$$

$$I_L = \frac{20MW}{0,8 \times \sqrt{3} \times 12,8kV} \angle \cos^{-1} 0,8 = 1,128\angle 36,9^\circ \text{ kA} \quad (4.83)$$

$$I_{LBASE} = \frac{1,128\angle 36,9^\circ \text{ kA}}{1,312 \text{ kA}} = 0,86\angle 36,9^\circ \text{ pu} = (0,69 + j0,52) \text{ p.u.} \quad (4.84)$$

Para o gerador

$$V_t = 0,970 + j0,1 \times (0,69 + j0,52) = (0,918 + j0,069) \text{ p.u.} \quad (4.85)$$

$$E_g'' = 0,918 + j0,069 + j0,2 \times (0,69 + j0,52) = (0,814 + j0,207) \text{ p.u.} \quad (4.86)$$

$$I_g'' = \frac{0,814 + j0,207}{j0,3} = (0,69 - j2,71) \text{ pu} = I_{BASE} \times (0,69 - j2,71) = (905 - j3550) \text{ A} \quad (4.87)$$

Para o motor

$$V_w = 0,97\angle 0^\circ \text{ p.u.} \quad (4.88)$$

$$E_m'' = 0,97 + j0 - j0,2 \times (0,69 + j0,52) = (1,074 - j0,138) \text{ p.u.} \quad (4.89)$$

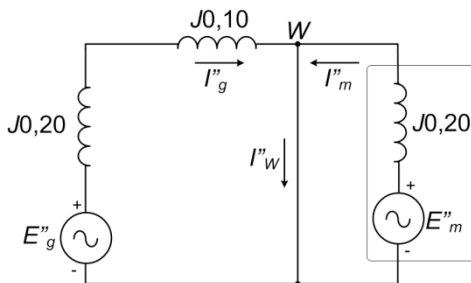
$$I_m'' = \frac{1,074 - j0,138}{j0,2} = (-0,69 - j5,37) \text{ pu} = I_{BASE} \times I_m'' (\text{pu}) = (-905 - j7050) \text{ A} \quad (4.90)$$

Na falta

$$I_w'' = I_g'' + I_m'' = 0,69 - j2,71 - 0,69 - j5,37 = -j8,08 \text{ pu} = I_{BASE} \times I_w'' (\text{pu}) = -j10,6 \text{ kA} \quad (4.91)$$

A Figura 4.19 mostra os sentidos de I_g'' , I_m'' , I_w''

Figura 4.19 | Circuito elétrico equivalente durante a falta



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 234).

Realizando cálculos simples como o mostrado, sem perda de generalidade, você será capaz de realizar cálculos mais complexos envolvendo múltiplas máquinas síncronas. Dessa forma, você sempre será bem querido na divisão de proteção da empresa em que você atuar.

Faça valer a pena

1. Um curto-circuito trifásico é considerado uma falta severa e, dependendo da intensidade, pode levar o sistema elétrico ao colapso operativo. Face ao exposto, é imprescindível conhecer a teoria envolvida no cálculo dessas faltas, haja vista que os resultados obtidos são empregados no ajuste de relés digitais e no dimensionamento de disjuntores.

Considere as proposições abaixo sobre curto-circuito trifásico:

- I. A intensidade da corrente de curto-circuito trifásico depende da tensão e da impedância equivalente de sequência negativa no ponto de ocorrência da falta.
- II. Os motores síncronos presentes em um sistema elétrico acometido por uma falta trifásica contribuirão para o cálculo da corrente de curto-circuito resultante.
- III. O curto-circuito trifásico é o tipo de falta mais comum que acomete os sistemas elétricos.
- IV. O teorema de Thévenin é a ferramenta matemática de base empregada no cálculo de curtos-circuitos trifásicos.

Dentre as proposições, aquela(s) que está(ão) correta(s) é (são):

- a) I
- b) I, II
- c) II, III
- d) II, IV
- e) I, II, III, IV

2. O teorema de Thévenin assegura que qualquer circuito linear bilateral de dois terminais pode ser substituído por um circuito equivalente formado apenas por uma fonte de tensão em série com uma impedância. A sua aplicabilidade no cálculo de curto-circuito trifásico garante uma equivalência no ponto de ocorrência da falta, levando em consideração apenas a tensão e a impedância em sequência positiva vistas nesse ponto.

Em um sistema elétrico trifásico, a tensão no ponto W antes da ocorrência de uma falta trifásica é igual a 0,7 p.u. . Sabendo que a corrente de falta trifásica é igual a 12,5 kA em uma seção em que a corrente de base é igual a 25 kA , a impedância equivalente de Thévenin, em sequência positiva, vista do ponto da falta, em p.u., é igual a:

- a) 0,76.
- b) 1,76.
- c) 1,40.
- d) 1,67.
- e) 1,06.

3. O cálculo de curtos-circuitos trifásicos envolvendo máquinas síncronas é modelado por meio de circuitos em sequência positiva levando-se em consideração as reatâncias subtransitórias internas das máquinas, assim como a reatância da linha que as conectam. Em essência, basta apenas aplicar os conceitos associados ao teorema de Thévenin no ponto de ocorrência da falta.

Um gerador e um motor síncrono possuem reatância subtransitória de 10% e possuem tensão nominal de 20 kV . A reatância da linha que os conecta é 20% . O motor está operando com tensão terminal de 19,6 kV , quando ocorre uma falta trifásica entre seus terminais, representado pelo ponto. Determine, em p.u., a magnitude da tensão ($|V_{TH}|$) e da impedância equivalente de Thévenin ($|Z_{TH}|$), assim como a corrente subtransitória ($|I''_{FALTA}|$) no ponto de ocorrência da falta.

- a) $|V_{TH}| = 0,89$ p.u. , $|Z_{TH}| = 0,21$ p.u. e $|I''_{FALTA}| = 4,23$ p.u.
- b) $|V_{TH}| = 0,79$ p.u. , $|Z_{TH}| = 0,34$ p.u. e $|I''_{FALTA}| = 2,32$ p.u. .
- c) $|V_{TH}| = 0,98$ p.u. , $|Z_{TH}| = 0,43$ p.u. e $|I''_{FALTA}| = 2,28$ p.u.
- d) $|V_{TH}| = 0,97$ p.u. , $|Z_{TH}| = 0,21$ p.u. e $|I''_{FALTA}| = 4,62$ p.u. .
- e) $|V_{TH}| = 0,98$ p.u. , $|Z_{TH}| = 0,12$ p.u. e $|I''_{FALTA}| = 8,17$ p.u. .

Curto-circuito assimétrico

Diálogo aberto

Temos visto que, no cálculo de faltas trifásicas (simétricas), a análise pode ser realizada por meio do teorema de Thévenin, levando-se em conta o circuito em sequência positiva dos elementos da rede. Contudo, quando faltas assimétricas ocorrem (fase-terra, fase-fase ou fase-fase-terra), os três circuitos em sequência (positiva, negativa e zero) devem ser considerados, cuja conexão estabelecida entre eles (série e/ou paralelo) depende do tipo da falta. Claramente, pode-se constatar que o método das componentes simétricas é de grande valia no cálculo de faltas assimétricas, pois, uma vez que estas faltas provocam a circulação de correntes desequilibradas na rede elétrica, o referido método as transforma em três sistemas equilibrados de fasores, permitindo que o procedimento de cálculo seja simples e direto. O estudo de faltas assimétricas é de suma importância no âmbito da proteção dos sistemas elétricos, pois é muito comum a ocorrência dessas faltas (DAS, 2002).

Sabendo disso, você, como membro da equipe de proteção e planejamento de uma concessionária de distribuição, deve realizar o cálculo de curto-circuito em um gerador elétrico de 20 MVA; 13,8 kV, com reatância subtransitória igual a 0,25 p.u. As reatâncias de sequência negativa e zero valem, respectivamente: 0,35 e 0,10 p.u. O neutro do gerador está solidamente aterrado. A sua tarefa é determinar as correntes subtransitórias e as tensões nas linhas quando uma falta fase-fase ocorre no gerador operando em vazio e com tensão nominal nos seus terminais. Para fins de cálculo, a resistência interna do gerador deve ser desprezada. É de suma importância salientar que, dependendo do tipo de falta assimétrica que acomete o gerador, o cálculo de curto-circuito empregado tem suas características e peculiaridades, dessa forma, você deve conhecer os fundamentos matemáticos necessários para garantir um correto dimensionamento da proteção de geradores síncronos.

Chegamos ao término da disciplina com mais um excelente desafio a resolver, portanto, para auxiliá-lo nessa empreitada, fornecemos um conteúdo com informações básicas, porém essenciais, sobre o cálculo de curtos-circuitos assimétricos fase-fase que acometem geradores elétricos. Na literatura especializada, você pode encontrar diversas fontes bibliográficas que podem ajudá-lo ainda mais na fixação do conteúdo, portanto, não hesite em pesquisar. Acredite sempre no seu potencial e vamos aprender juntos.

Modelos de circuitos em sequência

Nos sistemas elétricos de potência, a maioria das faltas que ocorrem é assimétrica. Essas faltas são caracterizadas pelo contato elétrico entre um dos condutores e a terra (falta fase-terra), entre dois dos condutores (falta fase-fase) ou entre dois dos condutores e a terra (falta fase-fase-terra). Como qualquer falta assimétrica provoca a circulação de correntes desequilibradas no sistema, o método das componentes simétricas é muito útil em uma análise que busque a determinação das correntes e das tensões em todas as partes do sistema após a ocorrência da falta. Dessa forma, torna-se necessário determinar e analisar os modelos de circuitos em sequência positiva, negativa e zero de geradores, transformadores, linhas de transmissão e cargas para que o cálculo da corrente de falta desequilibrada possa ser realizado (STEVENSON, 1974). Por motivos didáticos, trataremos apenas do modelo de sequência de geradores, cujo objetivo é facilitar a compreensão da análise de faltas assimétricas.

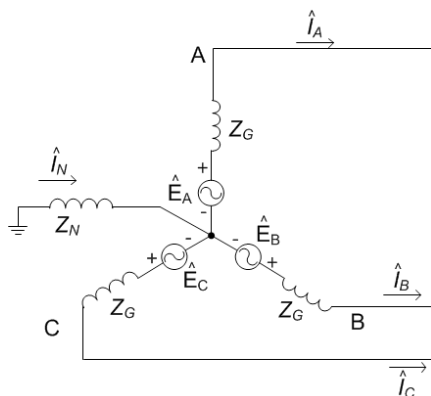


Pesquise mais

Para conhecer os modelos em sequência de transformadores, linhas de transmissão e cargas, você é convidado a ler as páginas 259-270 da atemporal referência: STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2. ed. São Paulo: MacGraw-Hill do Brasil, 1974.

A Figura 4.21 mostra um gerador operando em vazio, aterrado através de um reator. Quando uma falta ocorre nos seus terminais, nas linhas circulam as correntes associadas aos fasores \check{I}_A , \check{I}_B e \check{I}_C . Caso a falta envolva a terra, a corrente que circula através do reator é designada de \check{I}_N . É de suma importância salientar que uma ou duas dessas correntes podem ser nulas, porém, mesmo assim, elas podem ser decompostas por meio de suas componentes simétricas, independentemente do grau de desequilíbrio. No caso específico do gerador, é muito simples esquematizar os circuitos em sequência. As tensões geradas são apenas de sequência positiva, haja vista que o gerador é projetado para fornecer tensões trifásicas equilibradas, dessa forma, o circuito de sequência positiva é composto de uma FEM (força eletromotriz) em série com a impedância de sequência positiva do gerador. Evidentemente, os circuitos de sequência negativa e zero não possuem FEMs, contudo, as impedâncias do gerador para as correntes de sequência negativa e zero devem ser consideradas.

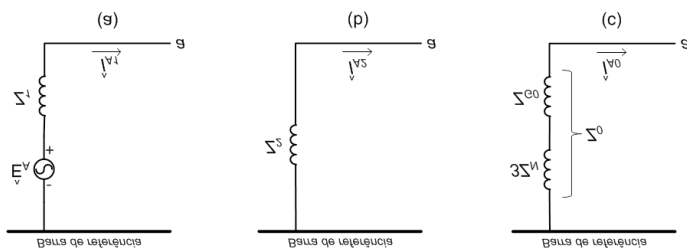
Figura 4.21 | Diagrama do circuito de um gerador em vazio aterrado por meio de um reator



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 260).

As componentes de seqüência da corrente são mostradas na Figura 4.22. Observe que elas estão circulando apenas pelas impedâncias de sua própria seqüência, como indicam os índices apropriados. Os circuitos de seqüência são monofásicos, através dos quais circulam as componentes simétricas das correntes desequilibradas. A FEM do circuito de seqüência positiva é a própria tensão nos terminais em vazio em relação ao neutro. Acerca da impedância (reatância) no circuito de seqüência positiva, ela pode ser tanto a reatância transitória, subtransitória ou síncrona, pois ela depende da condição a ser analisada (transitória, subtransitória ou de regime permanente). A barra de referência para os circuitos de seqüência positiva e negativa é o neutro do gerador, contudo, o neutro está aterrado. Sabendo que a corrente de seqüência zero é a única que circula na impedância entre o neutro e a terra, assume-se como barra de referência o ponto de terra do gerador. De acordo com a Figura 4.22(c), a corrente que circula pela impedância Z_N entre o neutro e a terra, é $3 \times \hat{I}_{A0}$, que consiste na soma das três correntes de seqüência zero ($\hat{I}_{A0} + \hat{I}_{B0} + \hat{I}_{C0}$). O circuito de seqüência zero, pelo qual supõe-se passar apenas a corrente de seqüência zero de uma fase, deve, portanto, ter uma impedância de $3 \times Z_N + Z_{G0}$, sendo Z_{G0} a impedância de seqüência zero por fase do gerador (STEVENSON, 1974).

Figura 4.22 | Circuitos de seqüência do gerador: (a) positiva, (b) negativa e (c) zero

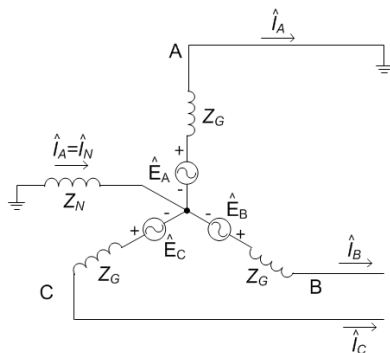


Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 261).

Cálculo de curto-circuito fase-terra

O diagrama de circuito para uma falta fase-terra em um gerador operando em vazio, com conexão em Y e neutro aterrado é mostrado na Figura 4.23, em que é assumido um curto-circuito entre a *fase – A* e a terra. Salienta-se que, sem perda de generalidade, as relações a serem desenvolvidas são válidas para qualquer fase arbitrária que seja designada como sendo a *fase – A*.

Figura 4.23 | Falta fase-terra em um gerador operando em vazio com neutro aterrado



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 273).

Sem dificuldades, pode-se constatar que as condições impostas pela falta são dadas pelas seguintes equações:

$$\check{I}_B = 0 \quad \check{I}_C = 0 \quad \check{V}_A = 0 \quad (4.97)$$

Uma vez que $\check{I}_B = 0$ e $\check{I}_C = 0$, as componentes simétricas da corrente são dadas por:

$$\begin{bmatrix} \check{I}_{A0} \\ \check{I}_{A1} \\ \check{I}_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \check{I}_A \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.98)$$

Dessa forma, temos que:

$$\check{I}_{A1} = \check{I}_{A2} = \check{I}_{A0} = \frac{\check{I}_A}{3} \quad (4.99)$$

Aplicando simples análises de circuitos elétricos, obtemos:

$$\begin{bmatrix} \check{V}_{A0} \\ \check{V}_{A1} \\ \check{V}_{A2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \check{E}_A \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \check{I}_{A1} \\ \check{I}_{A1} \\ \check{I}_{A1} \end{bmatrix} \quad (4.100)$$

Efetuada a multiplicação e a subtração das matrizes, chega-se à igualdade de duas matrizes coluna. Pré-multiplicando ambas as matrizes colunas pela matriz linha $[1 \ 1 \ 1]$, obtém-se:

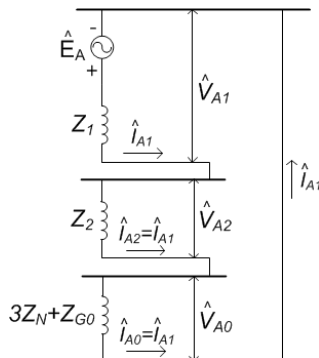
$$\check{V}_{A0} + \check{V}_{A1} + \check{V}_{A2} = -\check{I}_{A1} \times Z_0 + \check{E}_A - \check{I}_{A1} \times Z_1 - \check{I}_{A1} \times Z_2 \quad (4.101)$$

Sendo $\check{V}_A = \check{V}_{A0} + \check{V}_{A1} + \check{V}_{A2} = 0$, temos como resultado:

$$\check{I}_{A1} = \frac{\check{E}_A}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (4.102)$$

A simples Equação (4.102) é utilizada no cálculo de faltas assimétricas fase-terra que acometem geradores operando em vazio. Analisando atentamente a Figura 4.22, se os três circuitos em sequência estiverem em série, como mostra a Figura 4.24, as correntes e tensões resultantes satisfazem as equações desenvolvidas.

Figura 4.24 | Ligação dos circuitos em sequência para uma falta fase-terra



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 273).



Exemplificando

Um gerador de 20 MVA, 13,8 kV, tem sua reatância subtransitória igual a 0,25 pu. As reatâncias de sequência negativa e zero valem 0,35 e 0,10 pu, respectivamente. O neutro do gerador está solidamente aterrado. Determine a corrente subtransitória no gerador e as tensões entre as linhas para condições subtransitórias, no momento em que ocorre uma falta fase-terra nos terminais do gerador, quando ele estiver funcionando em vazio com tensão nominal. Despreze a resistência.

Na base de 20 MVA, 13,8 kV e $\check{E}_A = 1,0 \angle 0^\circ$ p.u., uma vez que a tensão interna é igual à tensão nos terminais em vazio. Então, em pu, temos:

$$\check{I}_{A1} = \frac{\check{E}_A}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{1,0 + j0}{j0,25 + j0,35 + j0,10} = -j1,43 \text{ p.u.} \quad (4.103)$$

$$\check{I}_A = 3 \times \check{I}_{A1} = -j4,29 \text{ p.u.} \quad (4.104)$$

$$\text{Corrente base} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 836 \text{ A} \quad (4.105)$$

A corrente subtransitória na linha A será:

$$\check{I}_A = -j4,29 \times 836 = -j3,585 \text{ kA} \quad (4.106)$$

As componentes simétricas da tensão da linha A à terra são:

$$\check{V}_{A1} = \check{E}_A - \check{I}_{A1} \times Z_1 = 1,0 + j0 - ((-j1,43) \times (j0,25)) = 0,643 \text{ p.u.} \quad (4.107)$$

$$\check{V}_{A2} = -\check{I}_{A2} \times Z_2 = -((-j1,43) \times (j0,35)) = -0,50 \text{ p.u.} \quad (4.108)$$

$$\check{V}_{A0} = -\check{I}_{A0} \times Z_0 = -((-j1,43) \times (j0,10)) = -0,143 \text{ p.u.} \quad (4.109)$$

As tensões entre linha e terra são:

$$\check{V}_A = \check{V}_{A1} + \check{V}_{A2} + \check{V}_{A0} = 0,643 - 0,50 - 0,143 = 0 \quad (4.110)$$

$$\check{V}_B = a^2 \times \check{V}_{A1} + a \times \check{V}_{A2} + \check{V}_{A0} = (-0,215 - j0,989) \text{ p.u.} \quad (4.111)$$

$$\check{V}_C = a \times \check{V}_{A1} + a^2 \times \check{V}_{A2} + \check{V}_{A0} = (-0,215 + j0,989) \text{ p.u.} \quad (4.112)$$

Portanto, as tensões entre linhas, em pu, valem:

$$\check{V}_{AB} = \check{V}_A - \check{V}_B = 0,215 + j0,989 = 1,01 \angle 77,7^\circ \text{ p.u.} \quad (4.113)$$

$$\check{V}_{BC} = \check{V}_B - \check{V}_C = 0 - j1,978 = 1,978 \angle 270^\circ \text{ p.u.} \quad (4.114)$$

$$\check{V}_{CA} = \check{V}_C - \check{V}_A = -0,215 + j0,989 = 1,01 \angle 102,3^\circ \text{ p.u.} \quad (4.115)$$

Em volts, as tensões após a falta serão:

$$\check{V}_{AB} = 1,01 \times \frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \angle 77,7^\circ = 8,05 \angle 77,7^\circ \text{ kV} \quad (4.116)$$

$$\check{V}_{BC} = 1,978 \times \frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \angle 270^\circ = 15,73 \angle 270^\circ \text{ kV} \quad (4.117)$$

$$\check{V}_{CA} = 1,01 \times \frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \angle 102,3^\circ = 8,05 \angle 102,3^\circ \text{ kV} \quad (4.118)$$

Antes da falta as tensões de linha estavam equilibradas e eram iguais a 13,8 kV. Por comparação com as tensões de linha após a falta, as tensões anteriores, com $\check{V}_{AN} = \check{E}_A$ como referência, são dadas por:

$$\check{V}_{AB} = 13,8 \angle 30^\circ \text{ kV} \quad \check{V}_{BC} = 13,8 \angle 270^\circ \text{ kV} \quad \check{V}_{CA} = 13,8 \angle 150^\circ \text{ kV} \quad (4.119)$$



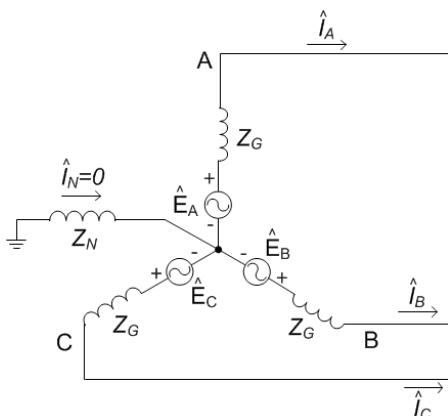
Refleta

Em geral, as análises empregadas em sistemas elétricos utilizam a sequência de fases ABC , o que não é diferente para o cálculo de faltas assimétricas. Contudo, caso a sequência de fases ACB seja empregada, quais seriam as variações impostas ao cálculo das faltas assimétricas?

Cálculo de curto-circuito fase-fase

O diagrama do circuito de uma falta entre dois condutores (fase-fase) em um gerador operando em vazio, ligado em Y , é ilustrado na Figura 4.25.

Figura 4.25 | Falta fase-fase em um gerador operando em vazio com neutro aterrado



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, n. 276).

Assumindo uma falta entre as fases B e C , as seguintes equações expressam as condições de falta:

$$\check{V}_B = \check{V}_C \quad \check{I}_A = 0 \quad \check{I}_B = -\check{I}_C \quad (4.120)$$

Uma vez que $\check{V}_B = \check{V}_C$, as componentes simétricas da tensão são dadas por:

$$\begin{bmatrix} \check{V}_{A0} \\ \check{V}_{A1} \\ \check{V}_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \check{V}_A \\ \check{V}_B \\ \check{V}_C \end{bmatrix} \quad (4.121)$$

Dessa forma, temos que:

$$\check{V}_{A1} = \check{V}_{A2} \quad (4.122)$$

Sendo $\check{I}_B = -\check{I}_C$ e $\check{I}_A = 0$, as componentes simétricas da corrente são expressas por:

$$\begin{bmatrix} \check{I}_{A0} \\ \check{I}_{A1} \\ \check{I}_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -\check{I}_C \\ \check{I}_C \end{bmatrix} \quad (4.123)$$

Portanto, temos que:

$$\check{I}_{A0} = 0 \quad \check{I}_{A2} = -\check{I}_{A1} \quad (4.124)$$

Analisando atentamente o diagrama mostrado na Figura 4.26, pode-se comprovar que, em uma falta fase-fase, não existirá corrente percorrendo o neutro do gerador, portanto, a componente de sequência zero da corrente é nula, como mostrado na Equação (4.124). Aplicando simples análises de circuitos elétricos obtemos:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \check{V}_{A1} \\ \check{V}_{A1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \check{E}_A \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0 \\ \check{I}_{A1} \\ -\check{I}_{A1} \end{bmatrix} \quad (4.125)$$

Efetuada a multiplicação e a subtração das matrizes, chega-se à igualdade de duas matrizes coluna. Pré-multiplicando as matrizes resultantes pela matriz linha $[1 \ 1 \ -1]$, obtém-se:

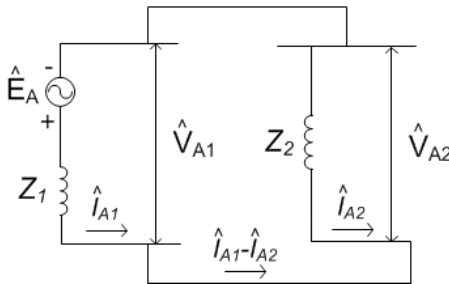
$$0 = \check{E}_A - \check{I}_{A1} \times Z_1 - \check{I}_{A1} \times Z_2 \quad (4.126)$$

Assim, temos que:

$$\hat{I}_{A1} = \frac{\hat{E}_A}{Z_1 + Z_2} \quad (4.127)$$

A Equação (4.127) é a equação especial utilizada para uma falta fase-fase. Ela indica a maneira pela qual os circuitos de seqüência são ligados para representar a falta. Uma vez que Z_0 não entra nas equações, o circuito de seqüência zero não é utilizado. Os circuitos em seqüência positiva e negativa devem ser conectados em paralelo uma vez que $\hat{V}_{A1} = \hat{V}_{A2}$. As ligações paralelas dos circuitos de seqüência positiva e negativa fazem $\hat{I}_{A1} = -\hat{I}_{A2}$. Na Figura 4.26, é apresentada a ligação dos circuitos de seqüência para uma falta fase-fase.

Figura 4.26 | Ligação dos circuitos em seqüência para uma falta fase-fase

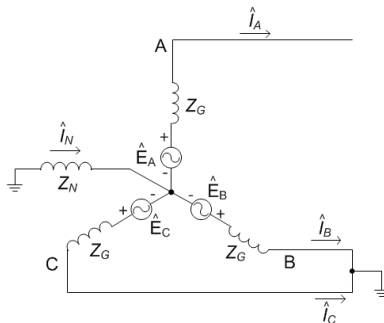


Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 273).

Cálculo de curto-circuito fase-fase-terra

Segundo Stevenson (1974), o diagrama do circuito para uma falta fase-fase-terra em um gerador operando em vazio, ligado em Y, com o neutro aterrado, é ilustrado na Figura 4.27.

Figura 4.27 | Falta fase-fase-terra em um gerador operando em vazio com neutro aterrado



Fonte: adaptada de Stevenson (1974, p. 276).

As fases envolvidas são B e C . As seguintes equações expressam as condições de falta:

$$\check{V}_B = 0 \quad \check{V}_C = 0 \quad \check{I}_A = 0 \quad (4.128)$$

Com $\check{V}_B = 0$ e $\check{V}_C = 0$, as componentes simétricas da tensão são expressas por:

$$\begin{bmatrix} \check{V}_{A0} \\ \check{V}_{A1} \\ \check{V}_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \check{V}_A \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.129)$$

Então, podemos obter as seguintes igualdades:

$$\check{V}_{A1} = \check{V}_{A2} = \check{V}_{A0} = \frac{\check{V}_A}{3} \quad (4.130)$$

Relembrando que:

$$\begin{bmatrix} \check{V}_{A0} \\ \check{V}_{A1} \\ \check{V}_{A2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \check{E}_A \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \check{I}_{A0} \\ \check{I}_{A1} \\ \check{I}_{A2} \end{bmatrix} \quad (4.131)$$

substituindo \check{V}_{A1} , \check{V}_{A2} e V_{A0} por $\check{E}_A - \check{I}_{A1} \times Z_1$ e pré-multiplicando ambos os termos de (4.131) por:

$$Z^{-1} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} 1/Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & 1/Z_2 \end{bmatrix} \quad (4.132)$$

obtemos:

$$\begin{bmatrix} 1/Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & 1/Z_2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \check{E}_A - \check{I}_{A1} \times Z_1 \\ \check{E}_A - \check{I}_{A1} \times Z_1 \\ \check{E}_A - \check{I}_{A1} \times Z_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & 1/Z_2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 0 \\ \check{E}_A \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \check{I}_{A0} \\ \check{I}_{A1} \\ \check{I}_{A2} \end{bmatrix} \quad (4.133)$$

Pré-multiplicando ambos os membros do sistema matricial (4.133) pela matriz linha $\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$ e observando que $\check{I}_{A1} + \check{I}_{A2} + \check{I}_{A0} = \check{I}_A$, temos:

$$\frac{\check{E}_A}{Z_0} - \check{I}_{A1} \times \frac{Z_1}{Z_0} + \frac{\check{E}_A}{Z_1} - \check{I}_{A1} + \frac{\check{E}_A}{Z_2} - \check{I}_{A1} \times \frac{Z_1}{Z_2} = \frac{\check{E}_A}{Z_1} \quad (4.134)$$

de onde obtemos:

$$\check{I}_{A1} \left(1 + \frac{Z_1}{Z_0} + \frac{Z_1}{Z_2} \right) = \frac{\check{E}_A (Z_2 + Z_0)}{Z_2 \times Z_0} \quad (4.135)$$

$$\check{I}_{A1} = \frac{\check{E}_A (Z_2 + Z_0)}{Z_1 \times Z_2 + Z_1 \times Z_0 + Z_2 \times Z_0} = \frac{\check{E}_A}{Z_1 + \left(\frac{Z_2 \times Z_0}{Z_2 + Z_0} \right)} \quad (4.136)$$

A Equação (4.136) é a equação especial utilizada para uma falta fase-fase-terra. Ela indica que os circuitos de sequência devem ser ligados em paralelo, como mostra a Figura 4.28, uma vez que as tensões de sequência positiva, negativa e zero são iguais na falta.



Assimile

A teoria apresentada mostra que, dependendo do tipo de falta assimétrica, o cálculo da corrente de curto-circuito é realizado por meio de simples arranjos série e/ou paralelo dos circuitos em sequência.

Sem medo de errar

Vamos relembrar a situação-problema apresentada no início da seção. Você, como membro da equipe de proteção e planejamento de uma concessionária de distribuição, deve realizar o cálculo de curto-circuito em um gerador elétrico de 20 MVA, 13,8 kV, com reatância subtransitória igual a 0,25 pu. As reatâncias de sequência negativa e zero valem, respectivamente: 0,35 e 0,10 pu. O neutro do gerador está solidamente aterrado. A sua tarefa é determinar as correntes subtransitórias e as tensões nas linhas quando uma falta fase-fase ocorre no gerador operando em vazio e com tensão nominal nos seus terminais. Para fins de cálculo, é aconselhado desprezar a resistência interna do gerador.

Com base nas informações do problema, e na teoria sobre faltas fase-fase apresentada na seção, o procedimento de cálculo deve ser realizado da seguinte forma:

Primeiramente, você deve determinar as componentes simétricas das correntes para obter o valor de cada corrente, assim:

$$\check{I}_{A1} = \frac{1,0 + j0}{j0,25 + j0,35} = -j1,667 \text{ p.u.} \quad (4.137)$$

$$\check{I}_{A2} = -\check{I}_{A1} = j1,667 \text{ p.u.} \quad (4.138)$$

$$\check{I}_{A0} = 0 \quad (4.139)$$

$$\check{I}_A = \check{I}_{A1} + \check{I}_{A2} + \check{I}_{A0} = -j1,667 + j1,667 = 0 \quad (4.140)$$

$$\check{I}_B = a^2 \times \check{I}_{A1} + a \times \check{I}_{A2} + \check{I}_{A0} = (-2,892 + j0) \text{ p.u.} \quad (4.141)$$

$$\check{I}_C = -\check{I}_B = (2,892 + j0) \text{ p.u.} \quad (4.142)$$

A corrente de base é dada por:

$$\text{Corrente base} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 836 \text{ A} \quad (4.143)$$

Portanto, as correntes \check{I}_A , \check{I}_B e \check{I}_C , em kA, são iguais a:

$$\check{I}_A = 0 \quad (4.144)$$

$$\check{I}_B = -2,892 \times 836 = 2,420 \angle 180^\circ \text{ kA} \quad (4.145)$$

$$\check{I}_C = 2,892 \times 836 = 2,420 \angle 0^\circ \text{ kA} \quad (4.146)$$

As componentes simétricas da tensão são:

$$\check{V}_{A1} = \check{V}_{A2} = 1 - (-j1,667) \times (j0,25) = 0,584 \text{ p.u.} \quad (4.147)$$

$$\check{V}_{A0} = 0 \quad (\text{neutro aterrado}) \quad (4.148)$$

Portanto, as tensões entre linha e terra e entre linhas são:

$$\check{V}_A = \check{V}_{A1} + \check{V}_{A2} + \check{V}_{A0} = 0,584 + 0,584 = 1,168 \angle 0^\circ \text{ p.u.} \quad (4.149)$$

$$\check{V}_B = a^2 \times \check{V}_{A1} + a \times \check{V}_{A2} + \check{V}_{A0} = -0,584 \text{ p.u.} \quad (4.150)$$

$$\check{V}_C = \check{V}_B = -0,584 \text{ p.u.} \quad (4.151)$$

$$\check{V}_{AB} = \check{V}_A - \check{V}_B = 1,168 + 0,584 = 1,752 \angle 0^\circ \text{ p.u.} \quad (4.152)$$

$$\check{V}_{BC} = \check{V}_B - \check{V}_C = -0,584 + 0,584 = 0 \text{ p.u.} \quad (4.153)$$

$$\check{V}_{CA} = \check{V}_C - \check{V}_A = -0,584 - 1,168 = 1,752 \angle 180^\circ \text{ p.u.} \quad (4.154)$$

As tensões entre linhas, expressa em volts, valem:

$$\check{V}_{AB} = 1,752 \times \frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 13,95 \angle 0^\circ \text{ kV} \quad (4.155)$$

$$\check{V}_{BC} = 0 \text{ kV} \quad (4.156)$$

$$\check{V}_{CA} = -1,752 \times \frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 13,95 \angle 180^\circ \text{ kV} \quad (4.157)$$

De posse dos resultados, você e sua equipe podem dimensionar adequadamente a proteção de geradores síncronos contra faltas assimétricas do tipo *fase – fase*.

Avançando na prática

Procedimento de cálculo falta fase-fase-terra

Descrição da situação-problema

Você é o responsável técnico pela divisão de proteção de uma empresa de distribuição e lhe é solicitada a tarefa de realizar um treinamento sobre cálculo de faltas assimétricas para os engenheiros e técnicos recém-contratados. Dentre os cálculos a serem apresentados, é solicitado um enfoque especial na falta fase-fase-terra. Para tanto, você deve realizar o cálculo de curto-circuito em um gerador elétrico de 20 mVA, 13,8 kV, com reatância subtransitória igual a 0,25 p.u. As reatâncias de sequência negativa e zero valem 0,35 e 0,10 p.u., respectivamente. O neutro do gerador está solidamente aterrado. A sua tarefa é determinar as correntes subtransitórias e as tensões de linha na ocorrência de uma falta entre duas fases e terra, quando o gerador está operando em vazio e funcionando na tensão nominal. Para facilitar a compreensão dos presentes, você pode desprezar a resistência interna do gerador.

Resolução da situação-problema

A componente de sequência positiva da corrente de falta é expressa por:

$$\check{I}_{A1} = \frac{\check{E}_A}{Z_1 + \left(\frac{Z_2 \times Z_0}{Z_2 + Z_0} \right)} = \frac{1,0 + j0}{j0,25 + \left(\frac{j0,35 \times j0,10}{j0,35 + j0,10} \right)} = -j3,05 \text{ pu} \quad (4.158)$$

Uma vez que as componentes simétricas da tensão são iguais, temos como resultado:

$$\check{V}_{A1} = \check{V}_{A2} = \check{V}_{A0} = \check{E}_A - \check{I}_{A1} \times Z_1 = 1 - (-3,05) \times (j0,25) = 0,237 \text{ pu} \quad (4.159)$$

Dessa forma, as componentes de sequência negativa e zero da corrente são iguais a:

$$\check{I}_{A2} = -\frac{\check{V}_{A2}}{Z_2} = -\frac{0,237}{j0,35} = j0,68 \text{ pu} \quad (4.160)$$

$$\check{I}_{A0} = -\frac{\check{V}_{A0}}{Z_0} = -\frac{0,237}{j0,10} = j2,37 \text{ pu} \quad (4.161)$$

Com base nas componentes simétricas obtidas, as correntes originais são numericamente iguais a:

$$\check{I}_A = \check{I}_{A1} + \check{I}_{A2} + \check{I}_{A0} = -j3,05 + j0,68 + j2,37 = 0 \quad (4.162)$$

$$\check{I}_B = a^2 \times \check{I}_{A1} + a \times \check{I}_{A2} + \check{I}_{A0} = 4,81 \angle 132,5^\circ \text{ pu} \quad (4.163)$$

$$\check{I}_C = a \times \check{I}_{A1} + a^2 \times \check{I}_{A2} + \check{I}_{A0} = 4,81 \angle 47,5^\circ \text{ pu} \quad (4.164)$$

$$\check{I}_N = 3 \times \check{I}_{A0} = 3 \times j2,37 = j7,11 \text{ pu} \quad (4.165)$$

Da mesma forma para as tensões, obtemos:

$$\check{V}_A = \check{V}_{A1} + \check{V}_{A2} + \check{V}_{A0} = 3 \times \check{V}_{A1} = 3 \times j0,237 = 0,711 \text{ pu} \quad (4.166)$$

$$\check{V}_B = \check{V}_C = 0 \text{ pu} \quad (4.167)$$

$$\check{V}_{AB} = \check{V}_A - \check{V}_B = 0,711 \text{ pu} \quad (4.168)$$

$$\check{V}_{BC} = 0 \text{ pu} \quad (4.169)$$

$$\check{V}_{CA} = \check{V}_C - \check{V}_A = -0,711 \text{ pu} \quad (4.170)$$

Expressando em ampères e volts, temos como resultado:

$$\check{I}_A = 0 \text{ A} \quad (4.171)$$

$$\check{I}_B = 836 \times 4,81 \angle 132,5^\circ = 4,025 \angle 132,5^\circ \text{ kA} \quad (4.172)$$

$$\check{I}_C = 836 \times 4,81 \angle 47,5^\circ = 4,025 \angle 47,5^\circ \text{ kA} \quad (4.173)$$

$$\check{I}_N = 836 \times 7,11 \angle 90^\circ = 5,950 \angle 90^\circ \text{ kA} \quad (4.174)$$

$$\check{V}_{AB} = 0,711 \times \frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 5,66 \angle 0^\circ \text{ kV} \quad (4.175)$$

$$\check{V}_{BC} = 0 \text{ V} \quad (4.176)$$

$$\check{V}_{CA} = -0,711 \times \frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 5,66 \angle 180^\circ \text{ kV} \quad (4.177)$$

Com base no procedimento de cálculo realizado, você pode demonstrar para os engenheiros e técnicos recém-contratados que toda falta assimétrica fase-fase-terra que acomete um gerador operando em vazio e fortemente aterrado pode ser modelada com a conexão em paralelo dos circuitos em sequência (positiva, negativa e zero) do gerador.

Faça valer a pena

1. O método das componentes simétricas é a ferramenta matemática básica no cálculo de faltas assimétricas que acometem, em especial, geradores. Em essência, ele é empregado para determinar os circuitos em sequência que são conectados convenientemente de acordo com o tipo de falta. Dessa forma, é de suma importância que o profissional de proteção do sistema elétrico esteja familiarizado com a teoria empregada no cálculo de curtos-circuitos assimétricos.

Considere as proposições abaixo sobre curtos-circuitos assimétricos em geradores operando em vazio:

- I. A corrente de falta originada por um curto-circuito fase-terra nos terminais de um gerador pode ser calculada por meio da conexão série dos circuitos em sequência positiva e negativa do gerador.
- II. A corrente de falta originada por um curto-circuito fase-fase nos terminais de um gerador pode ser calculada por meio da conexão série dos três circuitos em sequência (positiva, negativa e zero) do gerador.
- III. A corrente de falta originada por um curto-circuito fase-fase-terra nos terminais de um gerador pode ser calculada por meio da conexão paralela dos três circuitos em sequência (positiva, negativa e zero) do gerador.

Dentre as proposições, aquela(s) que está(ão) correta(s) é(são):

- a) I
- b) II
- c) III
- d) I, II
- e) I, III

2. Dentre os curtos-circuitos assimétricos, as faltas fase-terra são mais comuns. Quando esse tipo de falta acomete um gerador, a avaliação da corrente de falta pode ser obtida pela conexão série dos circuitos em sequência do gerador. Na prática, os próprios valores nominais do gerador são considerados como valores de base

durante os cálculos, porém, valores de base diferentes podem ser eventualmente utilizados.

Um gerador, fortemente aterrado, de 30 MVA, 17 kV, tem sua reatância subtransitória igual a 0,18 p.u. As reatâncias de sequência negativa e zero valem, respectivamente: 0,25 e 0,1 p.u. Determine a corrente subtransitória, em ampères, no gerador no momento em que ocorre uma falta entre a *fase – A* e a terra, quando ele estiver funcionando em vazio com tensão nominal. Despreze a resistência interna do gerador e assuma tensão de base de 20 kV.

- a) 3,16 KA.
- b) 3,26 KA.
- c) 3,36 KA.
- d) 3,46 KA.
- e) 4,16 kA.

3. O cálculo de curto-circuito assimétrico provocado por faltas fase-fase, que acometem geradores operando em vazio e fortemente aterrados, leva em consideração a conexão paralela dos circuitos em sequência positiva e negativa desses geradores. Contudo, tenha em mente que, apesar da conexão ser paralela, o valor da corrente de falta é obtido por meio da análise de circuitos em série.

Um gerador, fortemente aterrado, de 15 MVA, 13,8 kV, apresenta reatância subtransitória no eixo direto igual a 0,15 e reatâncias de sequência negativa e zero iguais a 0,28 e 0,08 p.u., respectivamente. Determine a magnitude das correntes subtransitórias, em ampères quando ocorre uma falta entre as fases *B – C*, uma vez que o gerador esteja operando em vazio. (A *fase – A* é usada como referência, a sequência de fases é *ABC* e a resistência interna do gerador deve ser desprezada).

- a) $\check{I}_A = 0, \check{I}_B = 2,52 \text{ kA}, \check{I}_C = 2,52 \text{ kA} .$
- b) $\check{I}_A = 2,15 \text{ kA}, \check{I}_B = 0, \check{I}_C = 2,15 \text{ kA} .$
- c) $\check{I}_A = 2,15 \text{ kA}, \check{I}_B = 2,15 \text{ kA}, \check{I}_C = 0 .$
- d) $\check{I}_A = 2,25 \text{ kA}, \check{I}_B = 2,25 \text{ kA}, \check{I}_C = 2,25 \text{ kA} .$
- e) $\check{I}_A = 2,25 \text{ kA}, \check{I}_B = 2,25 \text{ kA}, \check{I}_C = 0 .$

Referências

- CASTRO, C. A.; TANAKA, M. R. **Circuitos de corrente alternada** – um curso introdutório. Campinas: Editora da UNICAMP, 1992.
- DAS, J. C. **Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics**. New York: Marcel Dekker, 2002.
- FORTESCUE, C. L. Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase. Networks. **AIEE Transactions**, v. 37, p. 1.027-1.040, 1918.
- GRAINGER, J.; STEVENSON, W. **Power System Analysis**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- KAGAN, N., OLIVEIRA, C.; ROBBA, E. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010.
- KERCHNER, R. M.; CORCORAN, G. F. **Circuitos de corrente alternada**. Editora Globo, São Paulo, 1976.
- STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. São Paulo: MacGraw-Hill do Brasil, 1974.

ISBN 978-85-522-1435-9



9 788552 214359 >