

- 4.1 Introdução
- 4.2 Sistema de Subtransmissão
- 4.3 Subestações de Energia Elétrica
 - 4.3.1 Classificação das Subestações
 - 4.3.2 Localização de uma Subestação
 - 4.3.3 Equipamentos de uma Subestação
 - 4.3.3.1 Barramentos
 - 4.3.3.2 Disjuntor
 - 4.3.3.3 Religador
 - 4.3.3.4 Fusível
 - 4.3.3.5 Seccionalizador
 - 4.3.3.6 Chave Seccionadora
 - 4.3.3.7 Chave de Aterramento
 - 4.3.3.8 Pára-raios
- 4.4 Sistema de Proteção
 - 4.4.1 Características dos Sistemas de Proteção
 - 4.4.2 Relés
 - 4.4.3 Funções de Proteção
 - 4.4.4 Coordenação de Dispositivos de Proteção
 - 4.4.4.1 Coordenação de Fusíveis Serie
 - 4.4.4.2 Coordenação entre Religador e Fusível
 - 4.4.4.3 Coordenação entre Disjuntor e Fusível
 - 4.4.4.4 Coordenação entre Religador e Seccionalizador
- 4.5 Transformador
 - 4.5.1 Transformador Monofásico
 - 4.5.2 Transformador Trifásico
- 4.6 Reguladores de Tensão
- 4.7 Sistema de Distribuição em Alta Tensão
- 4.8 Sistema de Automação Digital - SDA
 - 4.8.1 Arquitetura de um Sistema SCADA
 - 4.8.2 Evolução dos SDA
 - 4.8.3 Hierarquia de um SDA
 - 4.8.4 Norma IEC61850

4.1 Introdução

O sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil é operado por 67 empresas dentre as quais 9 estão na região norte, 11 na região nordeste, 5 na região centro-oeste, 22 na região sudeste e 17 na região sul do país.

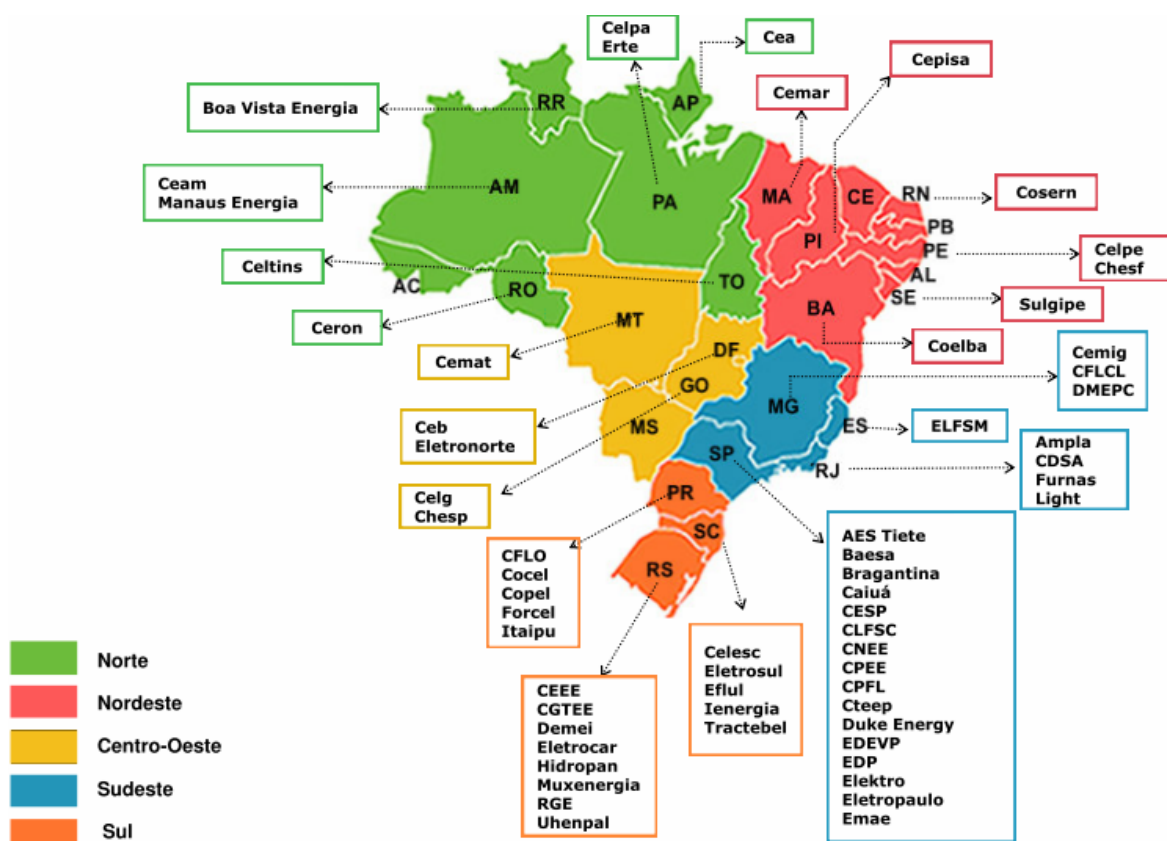


Figura 4.1 Concessionárias brasileiras de energia elétrica.

O sistema de distribuição brasileiro é regulado por um conjunto de regras dispostas em Resoluções da Aneel e no documento intitulado Procedimentos de Distribuição – PRODIST com vistas a subsidiar os acessantes do sistema de distribuição, a saber, consumidores e produtores de energia, distribuidoras de energia e agentes importadores e exportadores de energia, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica e estabelecendo critérios e indicadores de qualidade.

O PRODIST é composto por oito módulos:

- Módulo 1 Introdução
- Módulo 2 Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
- Módulo 3 Acesso aos Sistemas de Distribuição
- Módulo 4 Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição
- Módulo 5 Sistemas de Medição

Módulo 6 Informações Requeridas e Obrigações
 Módulo 7 Perdas Técnicas Regulatórias
 Módulo 8 Qualidade da Energia Elétrica

O sistema de distribuição de energia elétrica é parte do sistema elétrico situado entre o sistema de transmissão e a entrada de energia dos consumidores. O diagrama simplificado de um sistema de distribuição, mostrado na Figura 4.2, apresenta a integração do sistema de distribuição com a Rede Básica, os níveis usuais de tensão de distribuição e os agentes envolvidos do setor de energia elétrica.

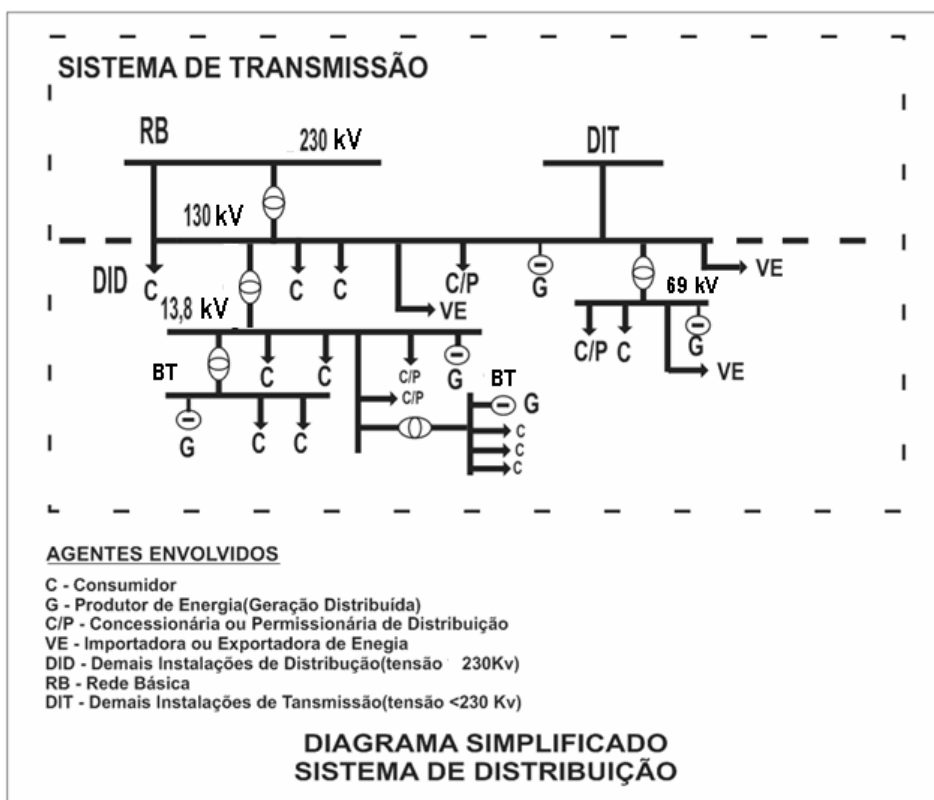


Figura 4.2 Sistema de distribuição e os agentes envolvidos.

As tensões de conexão padronizadas para alta tensão (AT) e média tensão (MT) do sistema de distribuição são: 130 kV (AT), 69 kV (AT), 34,5 kV (MT) e 13,8 kV (MT). As tensões nominais padronizadas em baixa tensão são mostradas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Tensões Nominais Padronizadas de Baixa Tensão – Prodlist Módulo 3

Sistema	Tensão Nominal (V)
Trifásico	220 / 127
	380 / 220
Monofásico	254 / 127
	440 / 220

O sistema de distribuição pode ser dividido em componentes como ilustrado na Figura 4.3:

- Sistema de Subtransmissão
- Subestações de Distribuição
- Sistema de Distribuição Primário (Alimentadores de Distribuição)
- Transformadores de Distribuição
- Sistema de Distribuição Secundário
- Ramais de ligação.

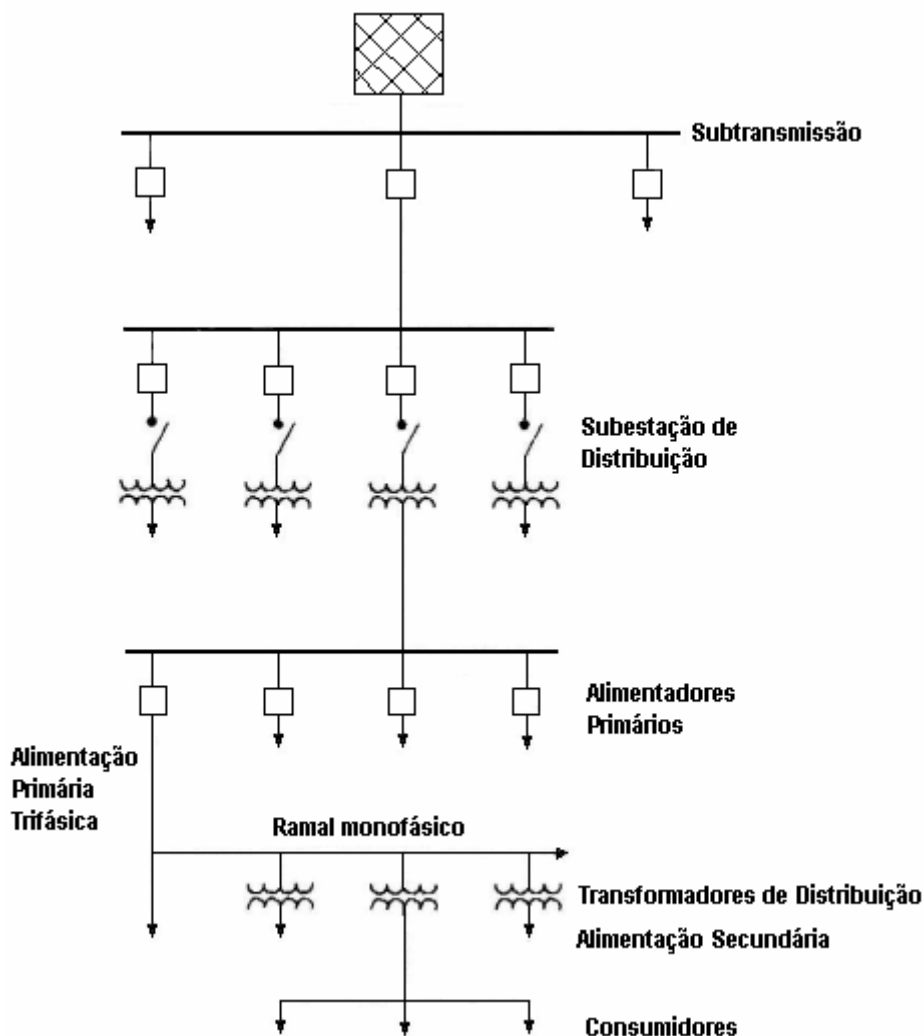


Figura 4.3 Diagrama Unifilar de um Sistema de Distribuição

4.2 Sistema de Subtransmissão

O sistema de Subtransmissão é parte do Sistema de Distribuição entre os Sistemas de Transmissão e as Subestações de Distribuição. A maioria desses sistemas utiliza tensões de 69 a 138 kV. As topologias utilizadas na subtransmissão são:

- Radial
- Radial com recurso
- Anel (*loop*)
- Reticulado (*grid or network*).

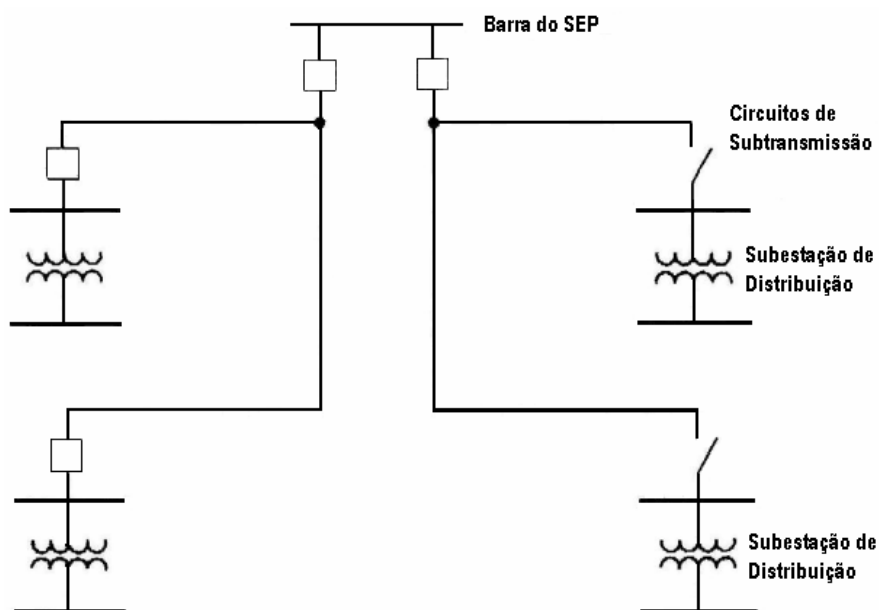


Figura 4.4 Diagrama unifilar de um sistema de subtransmissão radial.

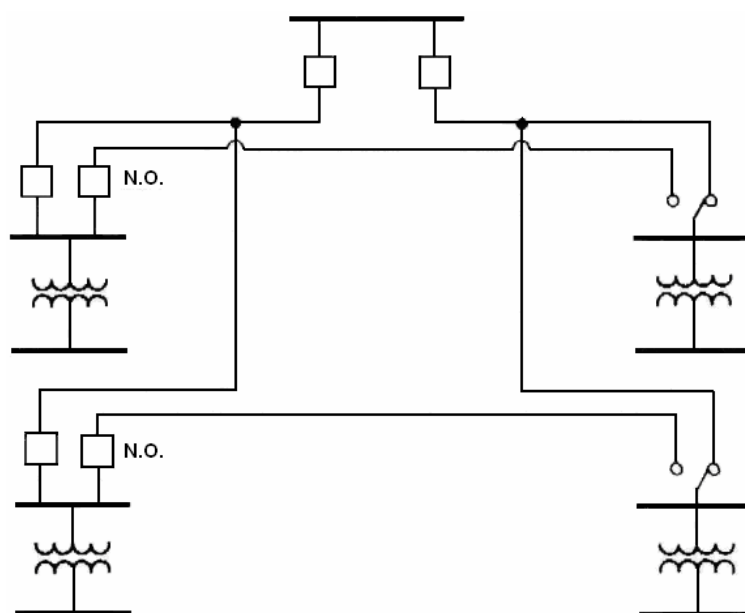


Figura 4.5 Diagrama unifilar de um sistema de subtransmissão radial com recurso.

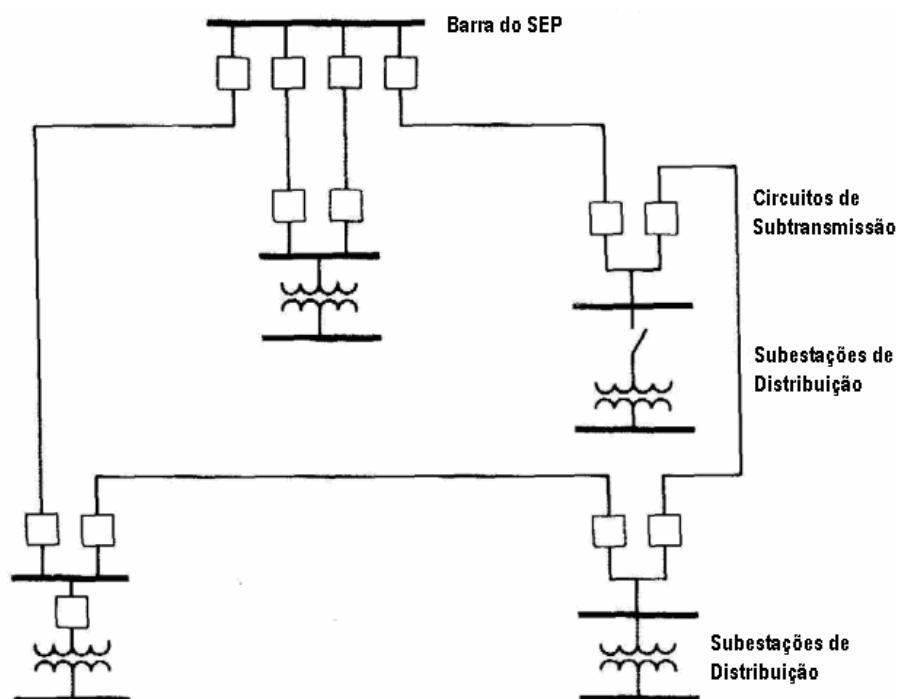


Figura 4.6 Diagrama unifilar de um sistema de subtransmissão em anel.

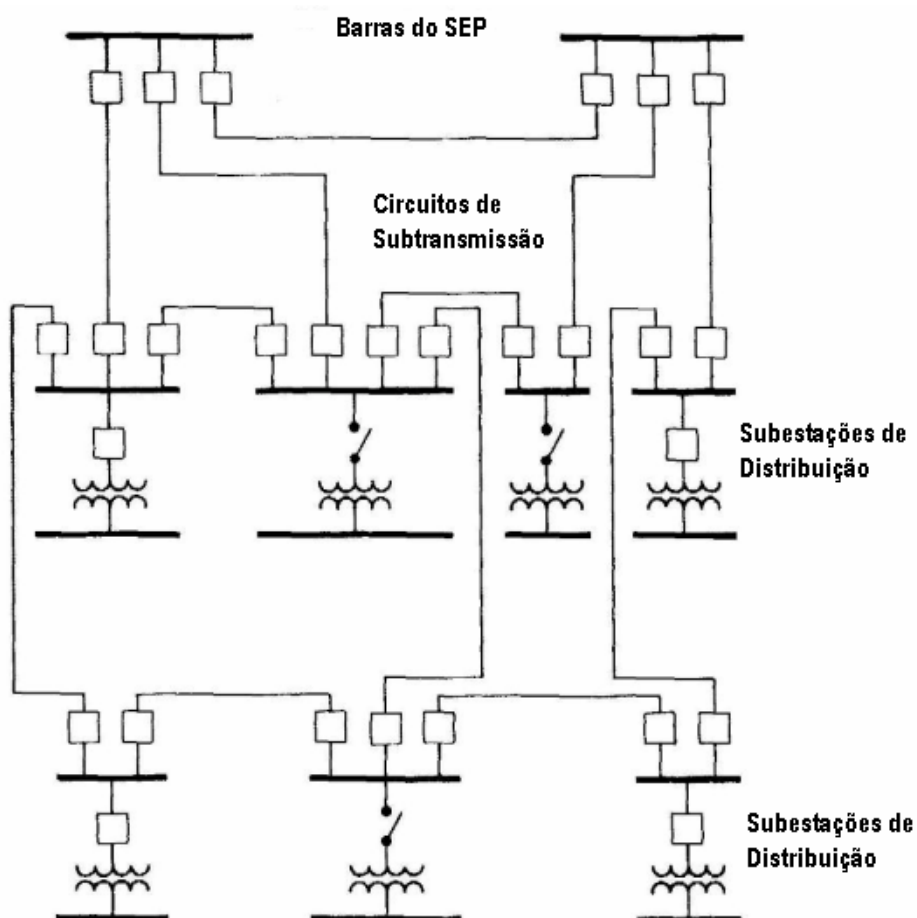


Figura 4.7 Diagrama unifilar de um sistema de subtransmissão em reticulado.

4.3 Subestações

“Conjunto de instalações elétricas em média ou alta tensão que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios, destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas.” [Prodist]

As subestações (SE) são pontos de convergência, entrada e saída, de linhas de transmissão ou distribuição. Com frequência, constituem uma interface entre dois subsistemas.

As linhas que abastecem as subestações de distribuição da Coelce e consumidores classe A-3 (classe de tensão 72,5kV) têm origem a partir das subestações 230/69kV. O subsistema elétrico suprido através de cada uma destas subestações define uma região elétrica de operação, também denominada de ponto de entrega ou ponto de suprimento em 69kV.

Atualmente há três pontos de entrega em 69kV em operação na Cidade de Fortaleza (Fortaleza, Delmiro Gouveia e Pici II), um na Região Metropolitana de Fortaleza (Cauipe), um na região Norte do Estado (Sobral II) e cinco nas regiões Centro, Centro-Oeste e Sul do Estado (Milagres, Icó, Banabuiú, Russas II e Tauá).

4.3.1 Classificação das SE:

A) Quanto à Função:

- SE de Manobra
 - Permite manobrar partes do sistema, inserindo ou retirando-as de serviço, em um mesmo nível de tensão.
- SE de Transformação
 - SE Elevadora
 - Localizadas na saída das usinas geradoras.
 - Elevam a tensão para níveis de transmissão e sub-transmissão (transporte econômico da energia).
 - SE Abaixadora
 - Localizadas na periferia das cidades.
 - Diminuem os níveis de tensão evitando inconvenientes para a população como: rádio interferência, campos magnéticos intensos, e faixas de passagem muito largas.
- SE de Distribuição:
 - Diminuem a tensão para o nível de distribuição primária (13,8kV – 34,5kV).

- Podem pertencer à concessionária ou a grandes consumidores.
- SE de Regulação de Tensão
 - Através do emprego de equipamentos de compensação tais como reatores, capacitores, compensadores estáticos, etc.
- SE Conversoras
 - Associadas a sistemas de transmissão em CC (SE Retificadora e SE Inversora)

B) Quanto ao Nível de Tensão:

- SE de Alta Tensão – tensão nominal abaixo de 230kV.
- SE de Extra Alta Tensão - tensão nominal acima de 230kV.

C) Quanto ao Tipo de Instalação:

- Subestações Desabrigadas - construídas a céu aberto em locais amplos ao ar livre.



Figura 4.8 Subestação de Alta Tensão Desabrigada.

- Subestações Abrigadas - construídas em locais interiores abrigados.



Figura 4.9 Subestação Abrigada.

- Subestações Blindadas
 - Construídas em locais abrigados.
 - Os equipamentos são completamente protegidos e isolados em óleo ou em gás (ar comprimido ou SF₆).



Figura 4.10 Subestação Compacta.

As denominadas subestações compactas utilizam gás isolante, em geral, o SF₆ (hexafluoreto de enxofre) em seus dispositivos de manobra, conferindo-lhes um elevado grau de compactação, podendo chegar a até 10% de uma SE convencional. Ex. Subestação de Itaipu.

O gás SF₆ é um possível contribuidor para o efeito estufa (23.000 vezes maior do que o CO₂ em um período de tempo de 100 anos) e

de duração de 3.200 anos, o que contribui para mudanças no clima. Reduzir a emissão de SF₆ é significativa para a proteção climática.

D) Quanto à Forma de Operação.

- a. Subestações com Operador
 - i. Exige alto nível de treinamento de pessoal
 - ii. Uso de computadores na supervisão e operação local só se justifica para instalações de maior porte.
- b. Subestações Semi-Automáticas
 - i. Possuem computadores locais ou intertravamentos eletro-mecânicos que impedem operações indevidas por parte do operador local.
- c. Subestações Automatizadas
 - i. São supervisionadas à distância por intermédio de computadores e SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisiton*).

4.3.2 Localização de Subestações

Considerações quanto a escolha de local para instalação de SE:

- Localização ideal: centro de carga;
- Facilidade de acesso para linhas de subtransmissão (entradas) e linhas de distribuição (saídas) existentes e futuras;
- Espaço para expansão;
- Regras de uso e ocupação do solo;
- Minimização do número de consumidores afetados por descontinuidade de serviço; etc.

4.3.3 Equipamentos de uma Subestação

São vários os equipamentos existentes em uma SE, tais como:

- Barramentos
- Linhas e alimentadores
- Equipamentos de disjunção: disjuntores, religadores, chaves.
- Equipamentos de transformação: transformadores de potência, transformadores de instrumentos – transformador de potencial e de corrente, e transformador de serviço.
- Equipamentos de proteção: relés (primário, retaguarda e auxiliar), fusíveis, pára-raios e malha de terra.

- Equipamentos de compensação: reatores, capacitores, compensadores síncronos, compensadores estáticos.

Em uma subestação cada equipamento é identificado por um código que identifica o tipo de equipamento, faixa de tensão, e a posição dentro da subestação.

A nomenclatura mais usual utilizada nos diagramas unifilares, em geral é constituída de quatro dígitos XYZW. O primeiro dígito X indica o tipo de equipamento como descrito na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 Código para Tipo de Equipamento

Código	Equipamento
0	Equipamento não interruptor (trafo, reator, linha, gerador, etc.)
1	Disjuntor
2	Religador
3	Chave seccionadora
4	Chave fusível
5	Chave a óleo
6	Chave de aterramento rápido
7	Pára-raio
8	Transformador de potencial (TP)
9	Transformador de corrente (TC)

Segundo dígito Y, apresentado na Tabela 4.3, define a tensão de operação do equipamento, sendo que no caso de transformadores será considerada a maior tensão de operação. Abaixo as faixas mais usuais e as cores utilizadas nos diagramas unifilares.

Tabela 4.3 Código de Tensão de Operação do Equipamento.

Código	Faixa de Tensão	Cor
1	1kV a 25 kV (13,8 kV)	Laranja
2	51 kV a 75 kV (69 kV)	Verde
3	76 kV a 150 kV (138 kV)	Preto
4	151 kV a 250 kV (230 kV)	Azul
5	251 kV a 550 kV (500 kV)	Vermelho

O terceiro dígito Z, Tabela 4.4, indica o tipo de equipamento, enquanto o quarto dígito W indica a seqüência ou posição do equipamento.

Tabela 4.4 Código da Função ou Nome do Equipamento

Código	Equipamento	Seqüência
A	Transformador de aterramento	A1 a A9
B	Barramento	B1 a B9

D	Equipamento de transferência	D1 a D9
E	Reator	E1 a E9
G	Gerador	G1 a G9
K	Compensador Síncrono	K1 a K9
H	Banco de Capacitor	H1 a H9
PO	Pára-raios	PO-1 a PO-9
R	Regulador de tensão	R1 a R9
T	Transformador de força	T1 a T5
T	Transformador de serviço auxiliar	T6 a T9
X	Conjunto de medição	X1 a X9
U	Transformador de potencial	U1 a U9
Z	Transformador de corrente	Z1 a Z9
W	Resistor de aterramento	W1 a W9

As letras (C, F, I, J, L, M, N, P, S, V e Y) são utilizadas para nomear linhas de transmissão ou de distribuição, guardando, quando possível associação ao nome da instalação.

O quinto caractere é um traço de união (-). Quando existirem dois equipamentos similares na mesma tensão de operação conectados a um terceiro equipamento estes serão identificados através do 6° caractere.

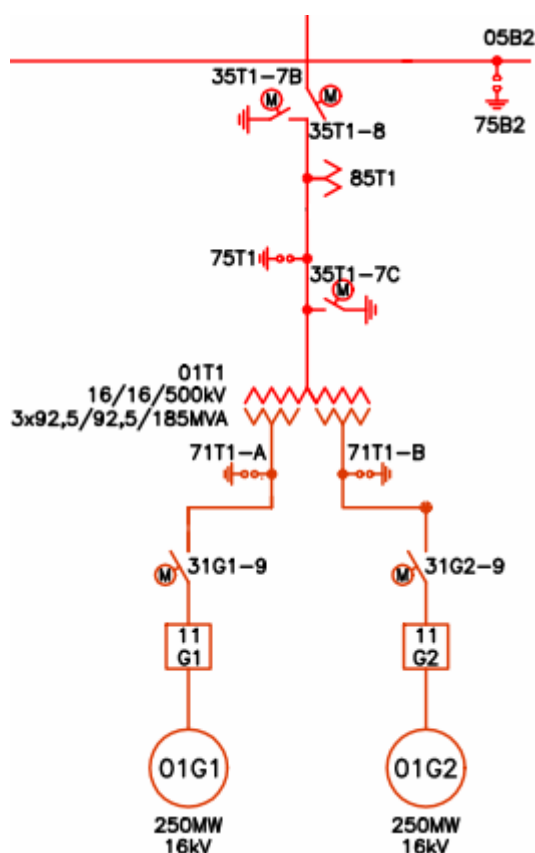


Figura 4.11 Código de equipamento em diagrama unifilar.

A Figura 4.11 apresenta parte do diagrama unifilar da SE Luiz Gonzaga, pertencente à Chesf, para exemplificação do uso de códigos de equipamentos (ver diagrama unifilar da SE ULG).

Tabela 4.5 Código de equipamento para o diagrama unifilar da Figura 4.11.

Código	Descrição			
01G1	0: Gerador	1: 16kV	G1: posição do gerador 1	
11G1	1: Disjuntor	1: 16kV	G1: disjuntor na posição G1	
31G1	3: Chave seccionadora	1: 16kV	G1: chave na posição G1	
71T1-A	7: Pára-raio	1: 16kV	T1: pára-raio na posição T1	A: enrolamento de T1
01T1	0: Transformador	1: 16kV	T1: posição do transformador 1	
05B2	0: Barramento	5: 500kV	B2: barra 2	
35T1-7C	3: Chave seccionadora	5: 500kV	T1: chave do trafo de força	7: chave de aterramento C: posição da chave no enrolamento C do trafo
85T1	8: Transformador de corrente	5: 500kV	T1: disjuntor na posição do transformador 1	

Obs.: no caso dos geradores, o valor da tensão de geração é especificado no diagrama unifilar.

As subestações (SE) são compostas por conjuntos de elementos, com funções específicas no sistema elétrico, denominados vãos (*bays*) que permitem a composição da subestação em módulos.

As SE distribuidoras, usualmente, são compostas pelos seguintes vãos: entrada de linha (EL); saída de linha (SL); barramentos de alta e média tensão (B2 e B1); vão de transformação (TR); banco de capacitor ou vão de regulação (BC) e saída de alimentador (AL).

Cada vão da subestação deve possuir dispositivos de proteção (relés) e equipamento de disjunção com a finalidade de limitar os impactos proporcionados por ocorrências no sistema elétrico tais como: descargas atmosféricas, colisão, falhas de equipamentos, curtos-circuitos, etc.

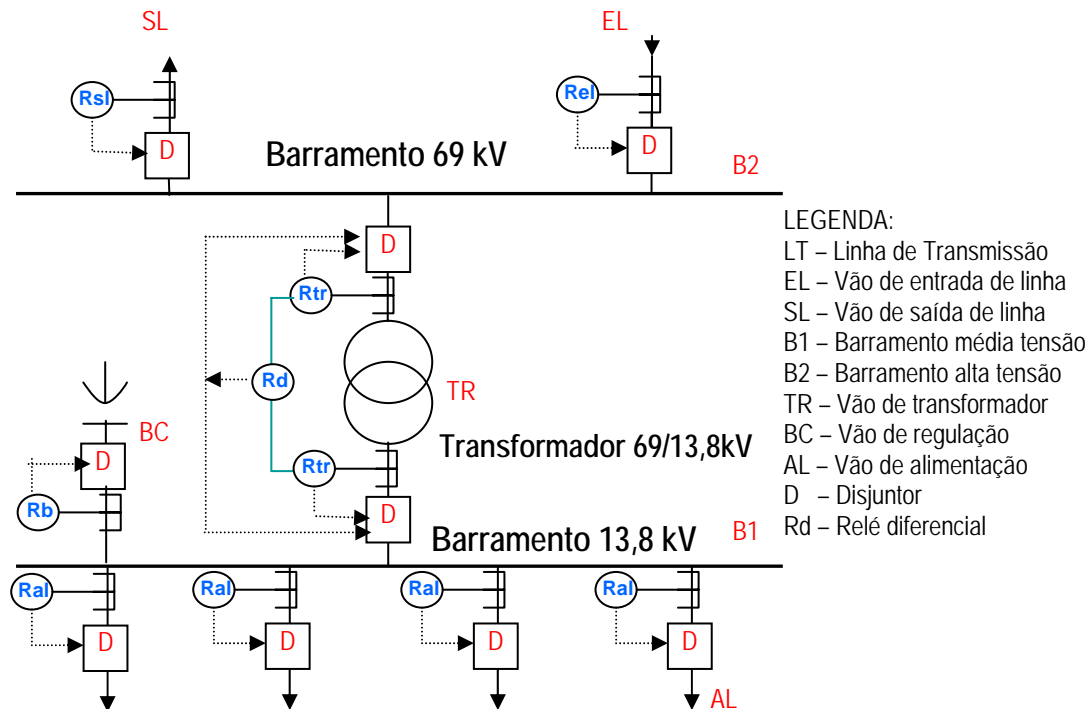


Figura 4.12 Diagrama Simplificado de uma Subestação Típica de Distribuição.

Em uma subestação os serviços auxiliares são de grande importância para a operação adequada e contínua da SE. Os serviços auxiliares são do tipo:

- Serviços Auxiliares de Corrente Alternada
 - Fonte: Transformador de Serviços Auxiliares - 13.800/380-220 V
 - Carga:
 - Casa de Comando
 - Iluminação/Tomada do Pátio
 - Retificador, etc.
- Serviços Auxiliares de Corrente Contínua
 - Fonte: Retificador/Carregador e Banco de Bateria - 125 Vcc.
 - Cargas:
 - Componentes do Sistema Digital (relés, etc.)
 - Funcionais dos equipamentos;
 - Motores dos equipamentos.
 - Iluminação de emergência

Como regra geral, as funções em uma subestação são:

- Monitoração de "status" de equipamentos.
- Medição.
- Proteção de linha, transformadores, barra, reator, perda de sincronismo etc.

- Supervisão das proteções.
- Religamento automático.
- Localização de falha na linha.
- Telecomandos.
- Proteção de falha de disjuntor.
- Intertravamentos.
- Monitoração de sobrecarga em transformadores.
- Controle de tensão.
- Fluxo de reativos.
- Corte seletivo de cargas.
- Sincronização.
- Alarmes em geral.
- Registro de seqüência de eventos.
- Oscilografia.
- Interface humana.
- Impressão de relatórios.
- Interface com os Centros de Operação de Sistema.
- Autodiagnose.

4.3.3.1 Barramentos

Os barramentos são condutores reforçados, geralmente sólidos e de impedância desprezível, que servem como centros comuns de coleta e redistribuição de corrente.

A denominação arranjo é usada para as formas de se conectarem entre si as linhas, transformadores e cargas de uma subestação.

No desenvolvimento do projeto de uma subestação, devem ser considerados requisitos como disponibilidade, manutenibilidade, flexibilidade operacional do sistema e custo, que de acordo com o grau de complexidade requerido, existem inúmeras topologias de subestação que podem ser adotadas. A denominação arranjo ou topologia de uma SE é usada para as formas de se conectarem entre si as linhas, transformadores e cargas de uma subestação. A seguir serão apresentados os arranjos mais comuns para as SE:

- Barramento simples
- Duplo barramento simples
- Barramento simples seccionado
- Barramento principal e de transferência
- Barramento duplo com um disjuntor

- Barramento duplo com disjuntor duplo
- Barramento duplo de disjuntor e meio
- Barramento em anel

A) Barramento Simples

É a configuração mais simples, mais fácil de operar e menos onerosa, com um único disjuntor manobrando um único circuito. Todos os circuitos se conectam a uma mesma barra. Pode ser também a configuração de menor confiabilidade, uma vez que uma falha no barramento provocará a paralisação completa da subestação. A designação de singelo se dá além de uma única barra, um único disjuntor para cada circuito, i.é., disjuntor singelo.

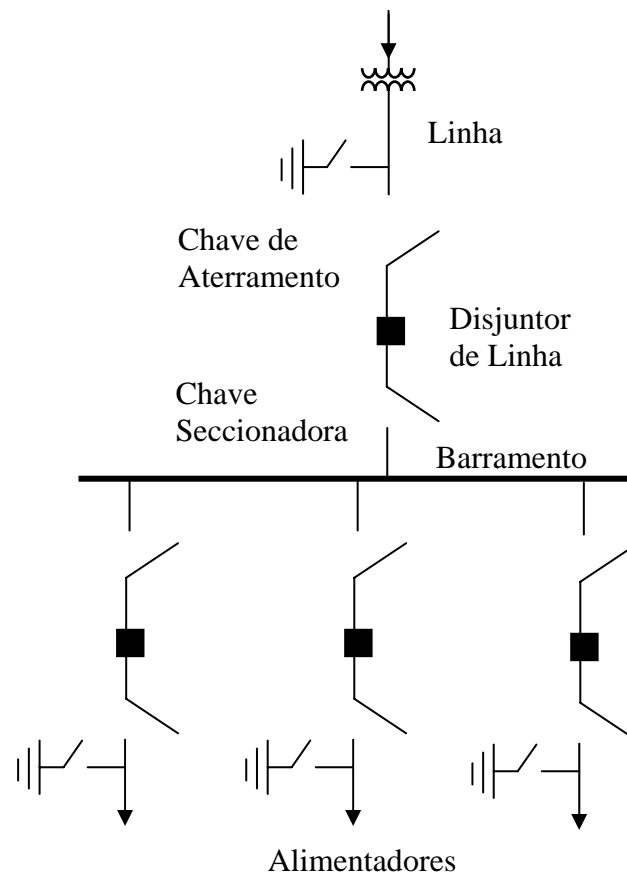


Figura 4.13 Arranjo de Barramento Singelo.

Características:

- Mais simples, mais econômico, e menos seguro;
- A subestação possui uma só barra de AT e/ou BT;
- Utilizado em SEs de pequena potência;

- Todos os circuitos conectam-se a uma única barra com um disjuntor para cada circuito;
- Recomendável apenas para o caso de se admitir cortes de fornecimento.

Vantagens:

- Instalações simples;
- Manobras simples, normalmente ligar e desligar circuitos alimentadores;
- Custo reduzido.

Desvantagens:

- Baixa confiabilidade;
- Falha ou manutenção no barramento resulta no desligamento da subestação;
- Falha ou manutenção nos dispositivos do sistema requerem a desenergização das linhas ligadas a ele;
- A ampliação do barramento não pode ser realizada sem a completa desenergização da subestação;
- Pode ser usado apenas quando cargas podem ser interrompidas ou se tem outras fontes durante uma interrupção;
- A manutenção de disjuntor de alimentadores interrompe totalmente o fornecimento de energia para os consumidores correspondentes.

B) Duplo Barramento Simples

É indicado para instalações consumidoras com grupos de carga essenciais e não prioritárias.

Características:

- Indicado para instalações consumidoras que requerem alta confiabilidade para cargas essenciais;
- Aceitam desligamentos rotineiros para cargas não essenciais;
- Encontradas nas subestações consumidoras do tipo hospital, hotel e muitos tipos de indústria.

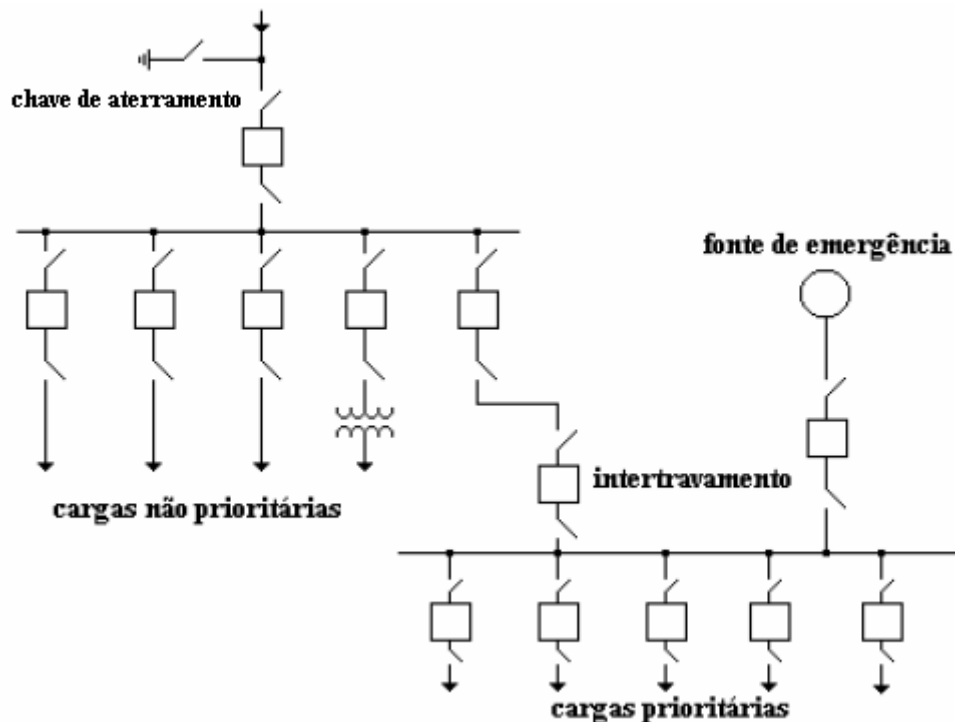


Figura 4.14 Arranjo de Duplo Barramento Simples.

Vantagens:

- Flexibilidade de conexão de circuitos para a outra barra;
- Qualquer disjuntor pode ser retirado de serviço para manutenção;
- Fácil recomposição.

Desvantagem:

- Custo mais elevado;
- Falha no disjuntor de linha ou no barramento a ele ligado implica em perda das cargas não prioritárias devido à presença de disjuntor de intertravamento.

C) Barramento Simples Seccionado

O arranjo de barramento simples com disjuntor de junção ou barra seccionada consiste essencialmente em seccionar o barramento para evitar que uma falha provoque a sua completa paralisação, de forma a isolar apenas o elemento com falha da subestação. Quando está sendo feita a manutenção em um disjuntor o circuito fica desligado.

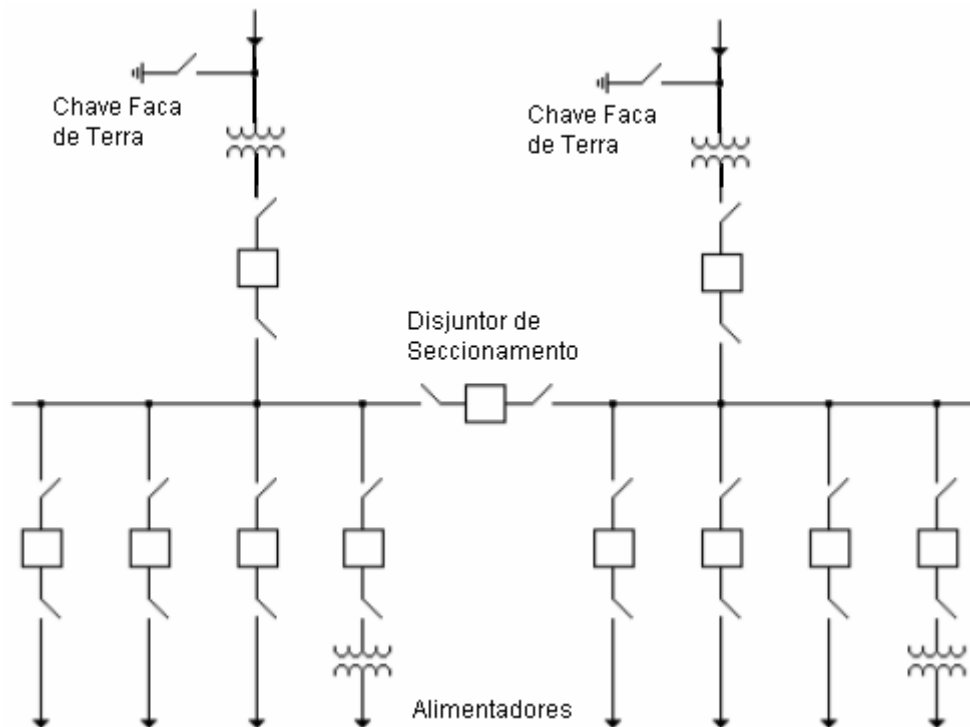


Figura 4.15 Configuração Barra Simples com Disjuntor de Interligação.

Características:

- Presença de um disjuntor de barra;
- Flexibilidade para manobras no ato da manutenção;
- Este arranjo é indicado para funcionar com duas ou mais fontes de energia.

Vantagens:

- Maior continuidade no fornecimento;
- Maior facilidade de execução dos serviços de manutenção;
- Em caso de falha na barra, somente são desligados os consumidores ligados à seção afetada.

Desvantagens:

- A manutenção de um disjuntor deixa fora de serviço a linha correspondente;
- Esquema de proteção é mais complexo.

D) Barramento Principal e de Transferência

O barramento principal da subestação é ligado a um barramento auxiliar através de um disjuntor de transferência. A finalidade do disjuntor de transferência é garantir a proteção de um vão (entrada de linha ou saída de linha) quando o equipamento de disjunção principal

(disjuntor ou religador) associado a este vão é retirado de serviço para manutenção.

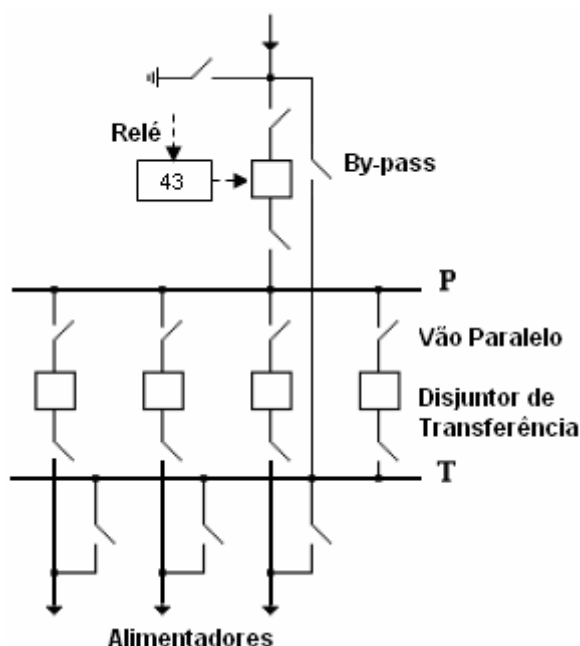


Figura 4.16 Configuração Barra Principal (P) e de Transferência (T).

Em condições normais de funcionamento, o vão de entrada de linha supre a barra principal através do disjuntor principal e das chaves seccionadoras associadas a este disjuntor, que se encontram normalmente fechadas. Existe mais uma chave associada ao disjuntor de entrada de linha que é a de "by-pass" que se encontra normalmente aberta.

Em uma situação de emergência, em que o disjuntor principal é retirado de serviço para manutenção, a entrada de linha é conectada à barra auxiliar através do fechamento da chave seccionadora de "by-pass" e do disjuntor de transferência, após uma seqüência de chaveamento pré-estabelecida pelo órgão de operação do sistema elétrico, assim o disjuntor de transferência substitui o disjuntor principal.

A transferência da proteção do disjuntor principal do vão para o disjuntor de transferência pode ser realizada através de uma função da transferência da proteção (função 43) ou através de mudança no ajuste do relé associado ao disjuntor de transferência.

A função de transferência da proteção, genericamente denominada função 43, pode assumir um dos seguintes estados: *Normal* (N), *Em Transferência* (ET) e *Transferido* (T). Se o comando de abertura enviado pelo relé encontra a função 43 no estado N, o relé atua diretamente sobre o disjuntor principal. Caso a função 43 esteja na

posição ET, o sinal de abertura é enviado para o disjuntor principal e para o disjuntor de transferência, e quando a função 43 está na posição T, o sinal enviado comanda a abertura somente do disjuntor de transferência.

O relé multifunção de entrada de linha quando sente uma falta e esta atinge o valor de atuação da proteção (corrente de “pick-up”), envia um sinal de abertura (“trip”) para o disjuntor associado (disjuntor principal e/ou disjuntor de transferência), de acordo com a posição da função de transferência da proteção, Normal, Em Transferência e Transferido.

Vantagens:

- Qualquer disjuntor pode ser retirado de serviço para manutenção.

Desvantagens:

- Requer um disjuntor extra para conexão com a outra barra.
- Falha no barramento principal resulta no desligamento da subestação.
- As manobras são relativamente complicadas quando se deseja colocar um disjuntor em manutenção.

E) Barramento Duplo com um Disjuntor

Arranjo para instalações de grande porte e importância. A manutenção é feita sem a perda dos circuitos de linha de saída. Cada linha pode ser conectada a qualquer barra.

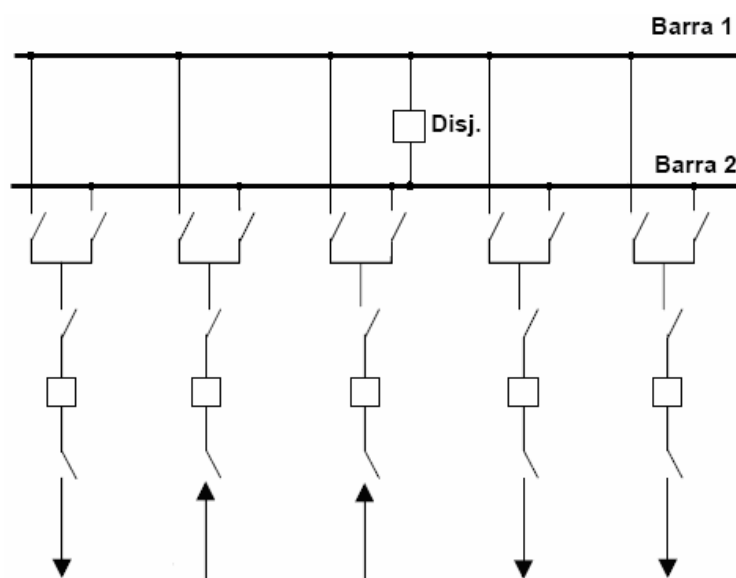


Figura 4.17 Barramento Duplo com um Disjuntor.

Vantagens:

- Permite alguma flexibilidade com ambas as barras em operação.
- Qualquer uma das barras poderá ser isolada para manutenção.
- Facilidade de transferência dos circuitos de uma barra para a outra com o uso de um único disjuntor de transferência e manobras com chaves.

Desvantagens:

- Requer um disjuntor extra de transferência para conexão com a outra barra;
- São necessárias quatro chaves por circuito;
- Falha no disjuntor de transferência pode colocar a subestação fora de serviço.

F) Barramento Duplo com Disjuntor Duplo

Cada circuito é protegido por dois disjuntores separados. Isto significa que a operação de qualquer disjuntor não afetará mais de um circuito.

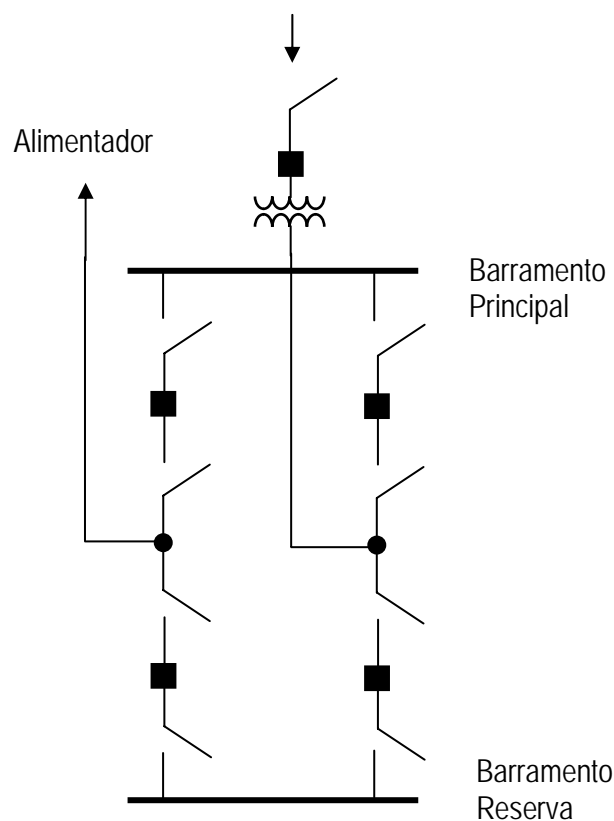


Figura 4.18 Configuração de Barramento Duplo – Dupla Proteção.

Este tipo de arranjo tem um alto nível de confiabilidade, mas é mais caro sua construção. A SE é suprida por linhas de subtransmissão que alimentam a SE através de transformador com disjuntor de alta

tensão. Há duas barras nesse arranjo de SE. O alimentador pode ser suprido por qualquer uma das barras. A barra principal é energizada durante operação normal e a barra de reserva é usada durante situações de manutenção e emergência. Se uma falta ocorre na barra principal, o disjuntor do lado de baixa tensão do transformador operará desenergizando a barra. O disjuntor normalmente fechado do alimentador primário ligado à barra principal é então manualmente aberto pela equipe de campo. Subsequentemente o suprimento é transferido para a barra reserva pelo fechamento do disjuntor alternativo do lado de baixa tensão do transformador e o correspondente disjuntor do alimentador primário. O serviço é interrompido durante o tempo em que é realizada a manobra manual.

Características:

- Aplica-se em instalações de grande potência;
- Continuidade de fornecimento;
- Utilizado em subestações de EHV (extra-alta tensão).

Vantagens:

- Arranjo mais completo;
- Muito mais flexível;
- Maior confiabilidade;
- Qualquer uma das barras pode ser retirada de serviço a qualquer tempo para manutenção sem retirada de circuitos de serviço.

Desvantagem:

- Alto custo.

G) Barramento de Disjuntor e Meio

Para subestação de transmissão, a configuração “disjuntor e meio” é a solução tradicional utilizada na maioria dos países. No arranjo em disjuntor e meio são três disjuntores em série ligando uma barra dupla, sendo que cada dois circuitos são ligados de um lado e outro do disjuntor central de um grupo. Três disjuntores protegem dois circuitos (isto é, existem $1\frac{1}{2}$ disjuntores por circuito) em uma configuração com dois barramentos. Neste caso, como existem duas barras, a ocorrência de uma falha em uma delas não provocará o desligamento de equipamento, mas apenas retirará de operação a barra defeituosa.

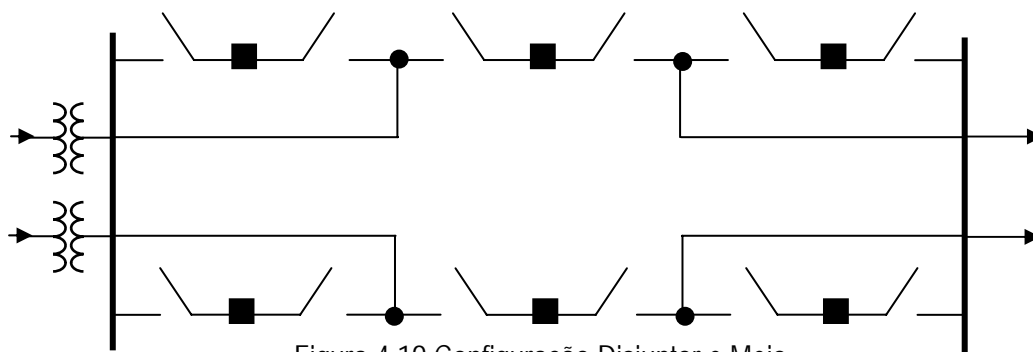


Figura 4.19 Configuração Disjuntor e Meio.

A vantagem deste esquema é que qualquer disjuntor ou qualquer uma das duas barras pode ser colocado fora de operação sem interrupção do fornecimento. Para uma melhor compreensão da configuração de disjuntor e meio, imagine um circuito de entrada e um circuito de saída em que duas barras estão presentes, à semelhança da configuração anterior – barramento duplo. A fim de garantir uma confiabilidade maior para o sistema, seriam necessários quatro disjuntores para dois circuitos com duas barras quando a configuração disjuntor e $\frac{1}{2}$ não for adotada.

Características:

- Equivalente ao barramento duplo anterior, mas com uma importante simplificação;
- Utilização de um disjuntor e meio para cada entrada e saída, ao contrário de dois disjuntores por circuito no arranjo anterior;
- Mais econômico e tem praticamente a mesma confiabilidade;
- É mais utilizado no Brasil nos sistemas de 500 kV e 765 kV.

Vantagens

- Maior flexibilidade de manobra;
- Rápida recomposição;
- Falha em um dos barramentos não retira os circuitos de serviço.

Desvantagens:

- Demasiado número de operações envolvidas no ato de chaveamento e religamento dos equipamentos envolvidos.

Os dois últimos esquemas são mais confiáveis por envolverem dois barramentos separados, em contrapartida aos custos envolvidos.

H) Barramento em Anel

Barramento que forma um circuito fechado por meio de dispositivos de manobras. Este esquema também secciona o barramento, com menos um disjuntor, se comparada com a configuração de barramento simples seccionado. O custo é aproximadamente o mesmo que a de barramento simples e é mais confiável, embora sua operação seja mais complicada. Cada equipamento (linha, alimentador, transformador) é alimentado por dois disjuntores separados. Em caso de falha, somente o segmento em que a falha ocorre fica isolado. A desvantagem é que se um disjuntor estiver desligado para fins de manutenção, o anel estará aberto, e o restante do barramento e os disjuntores alternativos deverão ser projetados para transportar toda a carga. Cada circuito de saída tem dois caminhos de alimentação, o tornado mais flexível.

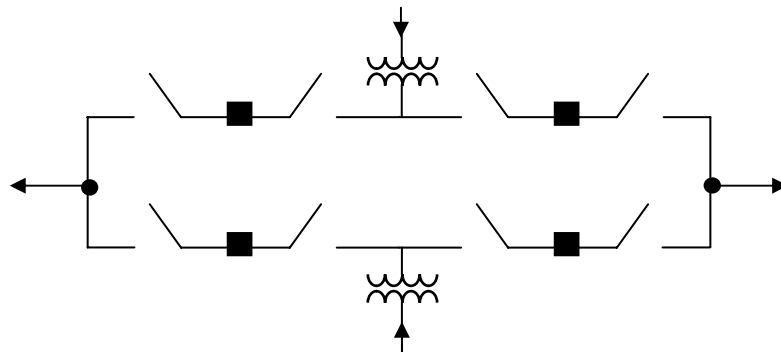


Figura 4.20 Configuração de Barramento em Anel.

Vantagens:

- Flexibilidade na manutenção dos disjuntores, podendo qualquer disjuntor ser removido para manutenção sem interrupção da carga;
- Necessita apenas um disjuntor por circuito;
- Não utiliza conceito de barra principal;
- Grande confiabilidade.

Desvantagens:

- Se uma falta ocorre durante a manutenção de um disjuntor o anel pode ser separado em duas seções;
- Religamento automático e circuitos de proteção são relativamente complexos.

Tabela 4.6 Sumário de Características de Arranjos de Barras.

Arranjo	Confiabilidade	Custo	Área Disponível
<i>Barra Simples</i>	Menor confiabilidade Falhas simples podem ocasionar o desligamento completo da SE	Menor custo Menor número de componentes	Menor área Menor número de componentes
<i>Barra Principal e de Transferência</i>	Baixa confiabilidade Semelhante à da barra simples, porém, uma melhor flexibilidade na operação e manutenção	Custo Moderado Poucos componentes	Pequena área Poucos componentes
<i>Barra Dupla, Disjuntor Simples</i>	Confiabilidade Moderada	Custo Moderado Número de componentes um pouco maior	Área moderada Número de componentes um pouco maior
<i>Barra Dupla, Disjuntor Duplo</i>	Alta confiabilidade Falhas simples isolam apenas um circuito	Custo Elevado Número de componentes duplicado	Grande área Dobro do número de componentes
<i>Barra Dupla, Disjuntor e Meio</i>		Custo Moderado Número de componentes um pouco maior	Grande área Maior número de componentes por circuito
<i>Barra em Anel</i>		Custo Moderado Número de componentes um pouco maior	Área Moderada Aumenta com o número de circuitos

4.3.3.2 Disjuntor

Dispositivo de manobra e proteção que permite a abertura ou fechamento de circuitos de potência em quaisquer condições de operação, normal e anormal, manual ou automática. Os equipamentos de manobra são dimensionados para suportar correntes de carga e de curto-circuito nominais.

Valores de Placa:

- Tensão nominal
- Freqüência nominal
- Corrente nominal
- Capacidade de interrupção em curto-circuito simétrico
- Tempo de interrupção em ciclos: 3-8 ciclos em 60 Hz

A corrente de disparo ($I_d > 1,25 I_{nom}$). A corrente de disparo I_d deve ser menor que a capacidade de condução de corrente dos condutores do circuito (função do condutor).

A Figura 4.21 ilustra o circuito de acionamento de um disjuntor. O relé detecta a condição de anormalidade, usando para tanto os transformadores de instrumentos. Na Figura 4.21 o relé é ligado ao secundário de um TC. O primário do TC conduz a corrente de linha da fase protegida. Quando a corrente de linha excede um valor pré-ajustado os contatos do relé são fechados. Neste instante a bobina de

abertura do disjuntor (*tripping coil*), alimentada por uma fonte auxiliar, é energizada abrindo os contatos principais do disjuntor.

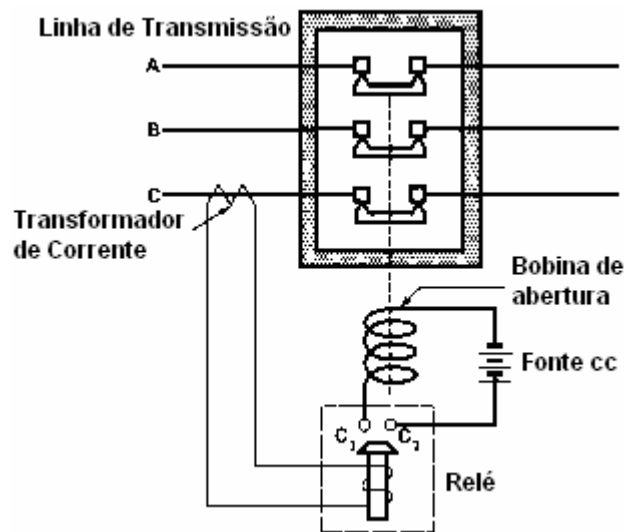


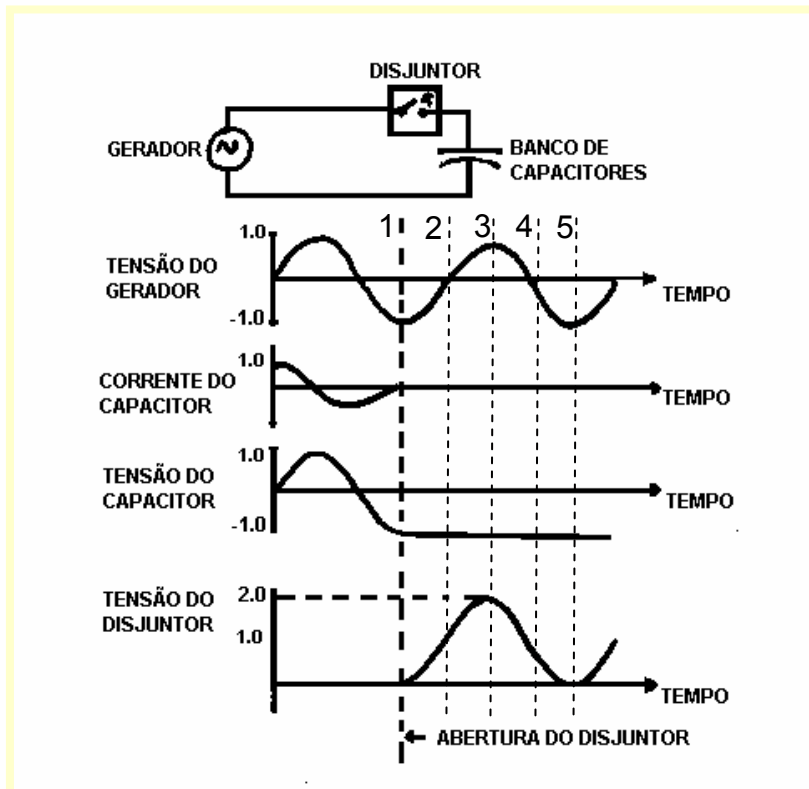
Figura 4.21 Circuito de Acionamento de um Disjuntor.

Durante a abertura dos contatos principais do disjuntor são necessários uma rápida desionização e resfriamento do arco elétrico. Para que a interrupção da corrente seja bem sucedida é necessário que o meio extintor retire mais energia do arco elétrico estabelecido entre os contatos que a energia nele (arco) dissipada pela corrente normal ou de curto-circuito. Para que a corrente seja interrompida com sucesso é necessário que a tensão suportável do dielétrico ao longo do tempo seja maior que a tensão de restabelecimento que ocorre nos terminais do dispositivo de interrupção.

A tensão que cresce através dos contatos em separação é denominada de tensão de restabelecimento (*Recovery Voltage*). Quando o restabelecimento do dielétrico crescer mais rapidamente do que a tensão de restabelecimento do sistema, o arco extinguirá na próxima passagem por zero da corrente, e o circuito será aberto com sucesso. Caso contrário, a corrente será re-estabelecida através de um arco entre os contatos.

Para o circuito da Figura 4.22, predominantemente capacitivo (condição de abertura de disjuntor de linha longa a vazio), a corrente estará adiantada de 90° em relação à tensão da fonte V_G . O disjuntor interrompe a corrente no valor zero, quando as tensões V_G e V_C se encontram em um valor máximo negativo. O capacitor, isolado da fonte, retém sua carga, isto é, sua tensão permanece constante em -1,0 p.u. durante algum tempo após a interrupção. Os contatos levam em média 3 ciclos para abrir totalmente. Durante o processo de

abertura a recuperação dielétrica do meio deve ser mais rápida que a elevação de tensão para que não haja reinício de circulação de corrente.



Tensão nos
Contatos do Disjuntor

$$V_{CH1} = -V_G - (-V_{cap}) = 0$$

$$V_{CH2} = 0 - (-V_{cap}) = V_{max}$$

$$V_{CH3} = V_G - (V_{cap}) = 2V_{max}$$

$$V_{CH4} = 0 - (-V_{cap}) = V_{max}$$

$$V_{CH5} = -V_G - (-V_{cap}) = 0$$

Figura 4.22 Tensão de restabelecimento nos contatos do disjuntor.

Os disjuntores são classificados e denominados segundo a tecnologia empregada para a extinção do arco elétrico. Os tipos comuns de disjuntores são:

A) Disjuntores a sopro magnético

- Usados em média tensão até 24kV, principalmente montados em cubículos.

B) Disjuntores a óleo

- Possuem câmaras de extinção onde se força o fluxo de óleo sobre o arco;
- Os disjuntores a grande volume de óleo (GVO) são empregados em média e alta tensão até 230kV;
- Os disjuntores GVO têm grande capacidade de ruptura em curto-circuito;
- Os disjuntores a pequeno volume de óleo (PVO) cobrem em média tensão praticamente toda a gama de capacidade de ruptura de até 63kA.

C) Disjuntores a vácuo

- Ausência de meio extintor gasoso ou líquido;
- O vácuo apresenta excelentes propriedades dielétricas, portanto a extinção do arco será de forma mais rápida;
- A erosão de contato é mínima devido à curta duração do arco;
- Podem fazer religamentos automáticos múltiplos;
- Grande relação de capacidade de ruptura / volume tornando-os apropriados para uso em cubículos.

D) Disjuntores a ar comprimido

- As suas características de rapidez de operação (abertura e fecho) aliadas às boas propriedades extintoras e isolantes do ar comprimido, bem como a segurança de um meio extintor não inflamável, quando comparado ao óleo, garantem uma posição de destaque a estes disjuntores nos níveis de alta tensão.
- Têm como desvantagem o alto custo do sistema de geração de ar comprimido e uso de silenciadores quando instalados próximos a residências.

E) Disjuntores a SF₆ (Hexafluoreto de enxofre)

- SF₆ é um gás incolor, inodoro, não inflamável, estável e inerte até cerca de 5000°C comportando-se como um gás nobre.
- Durante o movimento de abertura forma-se um arco elétrico que deve ser extinto através de sopro do gás. A força de separação dos contatos simultaneamente aciona o pistão que produz o sopro sobre o arco.



Figura 4.23 Disjuntor a Gás SF₆.

4.3.3.3 Religador

É um dispositivo interruptor auto-controlado com capacidade para:

- Detectar condições de sobrecorrente;
- Interromper o circuito se a sobrecorrente persiste por um tempo pré-especificado, segundo a curva $t \times I$;
- Automaticamente religar para re-energizar a linha;
- Bloquear depois de completada a seqüência de operação para o qual foi programado.

Como o nome sugere um religador automaticamente religa após a abertura, restaurando a continuidade do circuito mediante faltas de natureza temporária ou interrompendo o circuito mediante falta permanente.

A Tabela 4.7 apresenta dados estatísticos de um sistema de distribuição para os tipos de faltas e a composição das mesmas.

Tabela 4.7 Estatística para os Tipos de Faltas e suas Composições.

Tipo	% de Ocorrência	Permanentes (%)	Transitórias (%)
Trifásicas	02	95	05
Bifásicas	11	70	30
Fase-terra	79	20	80
Outros	08	-	-

O princípio de funcionamento de um religador pode ser descrito como:

- Opera quando detecta correntes de curto-circuito, desligando e religando automaticamente os circuitos um número pré-determinado de vezes.
- A falta é eliminada em tempo definido pela curva de operação do relé, instantânea ou temporizada.
- Os contatos são mantidos abertos durante determinado tempo, chamado *tempo de religamento*, após o qual se fecham automaticamente para re-energização da linha. Na operação instantânea (*fast tripping*) em geral não há contagem de tempo para fechamento dos contatos do relé (*fast reclosing*) - tempo típico de 12 a 30 ciclos, tempo mínimo de 3 a 6 ciclos. Muitos relógios digitais são capazes de suportar interrupções de duração de até 30 ciclos. A operação instantânea visa economizar a queima de fusíveis.

- Se, com o fechamento dos contatos, a corrente de falta persistir, a seqüência abertura/fechamento é repetida até três vezes consecutivas e, após a quarta abertura, os contatos ficam abertos e travados ou bloqueados.
- O novo fechamento só poderá ser manual.

A prática comum de uso de religadores automáticos pelas concessionárias de energia elétrica tem reduzido a duração das interrupções de patamares de 1h para menos de 1 min, acarretando em benefícios para as concessionárias quanto aos valores de seus indicadores de continuidade.

Os religadores podem ser instalados quer em subestações de distribuição ou em circuitos de distribuição, basicamente em circuitos radiais.

Normalmente os religadores são projetados para ter uma seqüência de religamento de no mínimo uma até quatro operações e ao fim da seqüência completa a abertura final bloqueará a seqüência.

Se ajustado para quatro operações, com seqüência típica de quatro disparos e três religamentos, a seqüência de operação pode ser:

- Uma rápida ou instantânea (1I) e três retardadas ou temporizadas (3T);
- Duas rápidas (2I) e duas retardadas (2T);
- Três rápidas (3I) e uma retardada (1T);
- Todas rápidas (4I);
- Todas retardadas (4T);

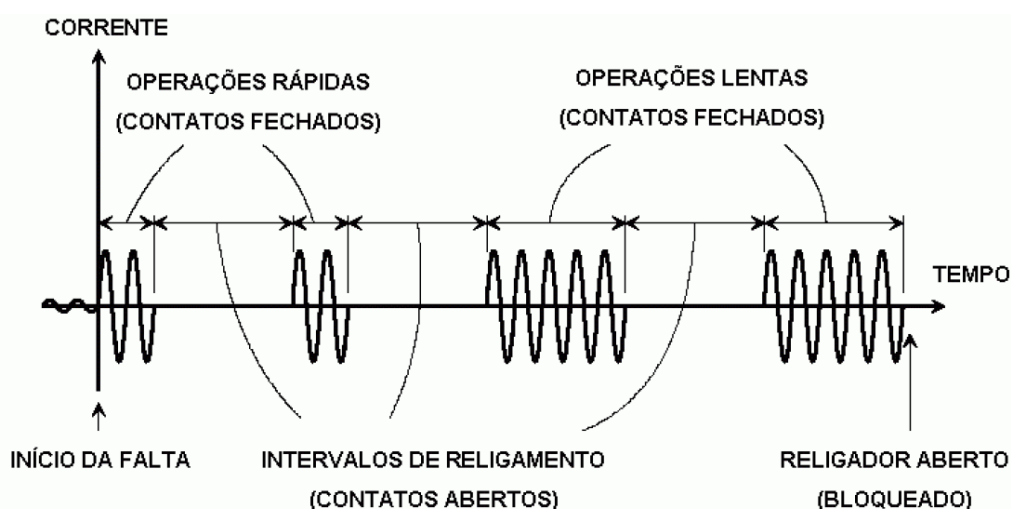


Figura 4.24 Seqüência de Operação do Religador Automático.

É possível ser ajustado no relé de proteção qual função será a responsável pela ativação dos ciclos de religamento. Ou seja, é possível definir, por exemplo, que o primeiro ciclo de religamento será ativado pela unidade de sobrecorrente instantânea de fase e que os demais ciclos serão ativados pela unidade de sobrecorrente temporizada de fase. Analogamente o mesmo comentário pode ser estendido às unidades de neutro, ou de terra de alta sensibilidade.

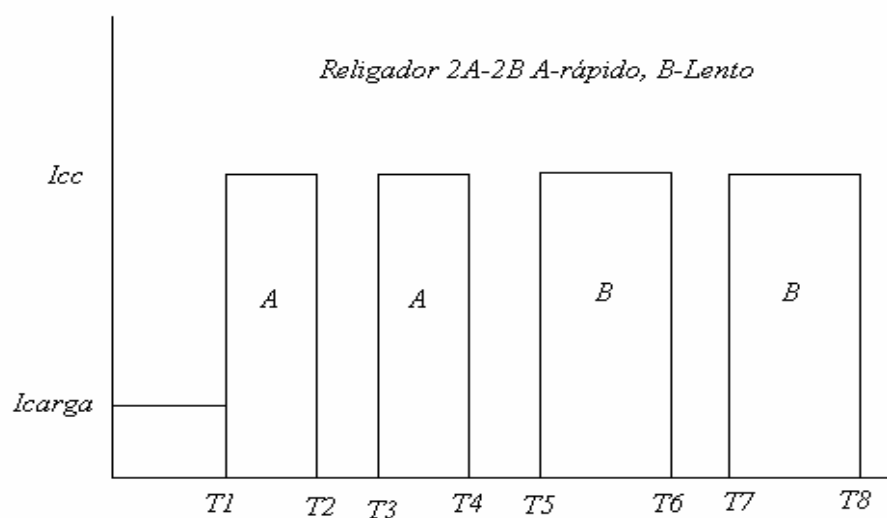


Figura 4.25 Sequência de Operação de Religador.

Observe que a operação rápida (ou instantânea) e retardada refere-se ao tempo em que os contatos permanecem fechados.

- Operação Instantânea
 - A falta é eliminada em tempo definido pela curva tempo x corrente de operação instantânea.
 - O tempo de religamento ou tempo morto é o menor possível, com duração típica de 18 a 30 ciclos – não há contagem de tempo para o fechamento dos contatos.
 - Elimina a falta antes que qualquer fusível a jusante tenha a chance de operar.
- Operação Temporizada
 - Elimina a falta em tempo definido pela curva corrente x tempo de operação temporizada.
 - Oferece tempo para atuação do fusível isolando a seção em falta – contatos fechados.

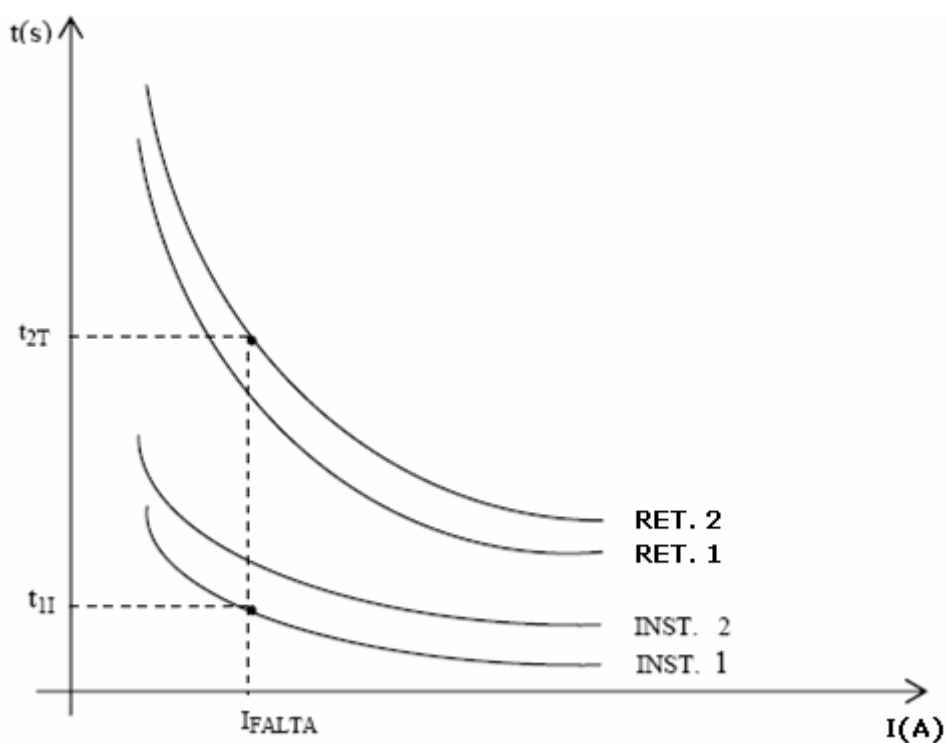


Figura 4.26 Curvas Características de Religador: tempos dependentes.

Em uma seqüência de operação real tem-se:

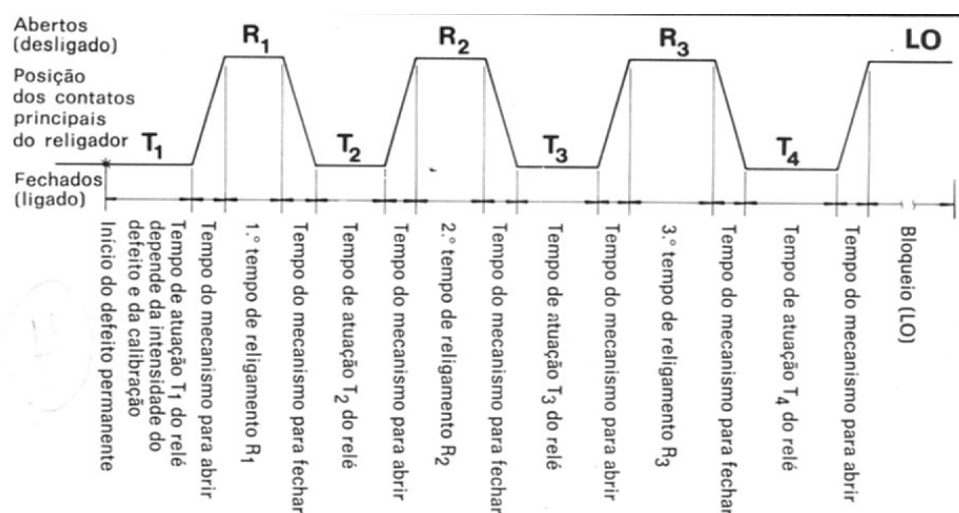


Figura 4.27 Seqüência de Religamento com Bloqueio.

O intervalo típico de ajuste para o tempo de religamento (R) está entre 0,1s e 300 s¹. O tempo de religamento permite a regeneração do meio dielétrico para extinção do arco elétrico no decorrer do ciclo de operação do religador. A Figura 4.28 apresenta um ciclo de operação com 4 tentativas e intervalos de 5s, 15s e 30s entre religamentos.

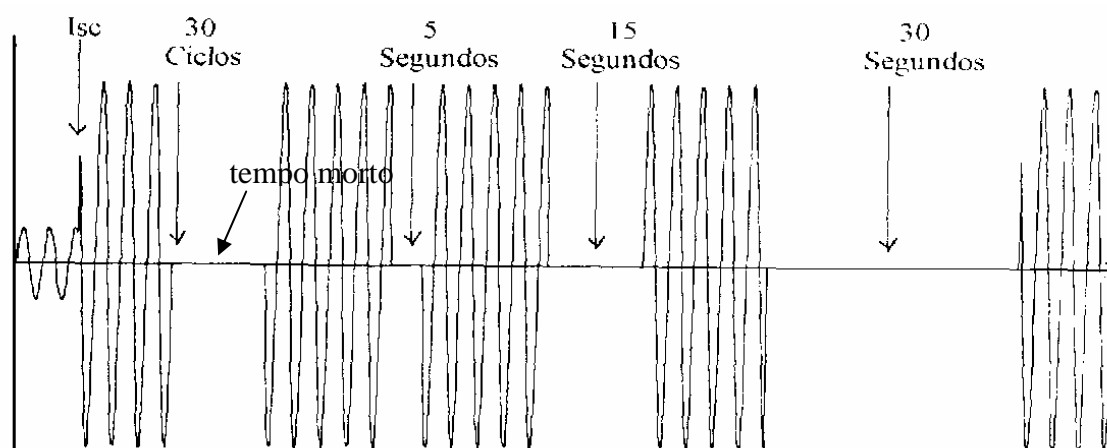


Figura 4.28 Diagrama Unifilar de um Sistema de Distribuição
Filosofia de Proteção.

Um arranjo comumente adotado pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica para alimentadores primários consiste na alocação de religadores automáticos no alimentador principal e de fusíveis de expulsão de ação retardada nos ramos laterais.

- Uma falta temporária quer no alimentador principal quer no ramal será eliminada pelo religador, e o suprimento será automaticamente restaurado.
- Uma falta permanente no ramal será eliminada pelo fusível de expulsão.
- Uma falta permanente no alimentador principal será eliminada pelo religador pela ação de bloqueio.

¹ Schneider Electric Industries SAS. Sepam Series 40 – Merlin Gerin – Installation and User's manual – Ref PCRED 301006EN/2 – ART. 08556, Grenoble, França, 2003.

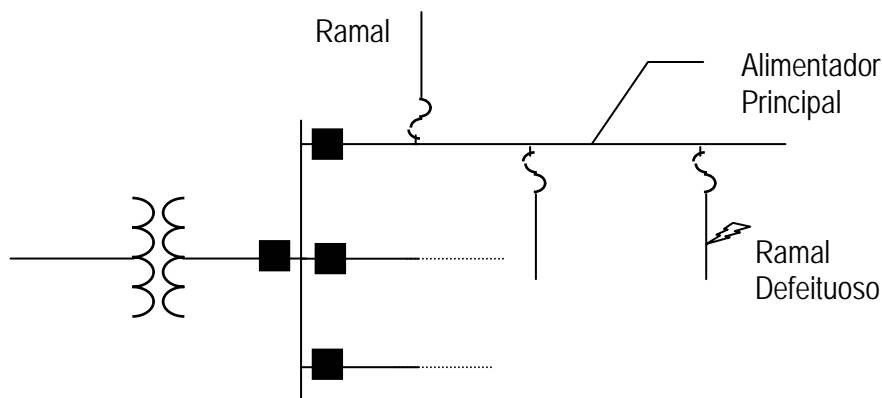


Figura 4.29 Diagrama Unifilar de Alimentador.

4.3.3.4 Fusíveis

O mais básico elemento de proteção de sobrecorrente é um fusível. Os fusíveis são relativamente baratos e isentos de manutenção. Por estas razões, eles são largamente usados por muitas concessionárias de distribuição para proteger transformadores e ramais de alimentadores laterais.

A função principal dos fusíveis é operar mediante faltas permanentes e isolar (seccionar) a seção faltosa da porção sem defeito. Os fusíveis são posicionados de modo que a menor seção do alimentador é separada.

Consiste em filamento ou lâmina de um metal ou liga metálica de baixo ponto de fusão, intercalado em um ponto determinado do circuito. E este se funde por *efeito Joule* quando a intensidade de corrente elétrica aumenta em razão de um curto-circuito ou sobrecarga.

As principais características dos fusíveis são:

- Corrente nominal - corrente que o fusível suporta continuamente sem interromper. Esse valor é marcado no corpo do fusível.
- Corrente de curto circuito - corrente máxima que deve circular no circuito e que deve ser interrompida instantaneamente.
- Capacidade de ruptura (kA) - valor de corrente que o fusível é capaz de interromper com segurança. Não depende da tensão nominal da instalação.
- Tensão nominal - tensão para a qual o fusível foi construído.
- Resistência de contato – valor de resistência entre o contato da base e o fusível. Normalmente, eventuais aquecimentos que podem provocar a queima do fusível.

Tipos de fusíveis:

- Segundo a característica de desligamento:
 - Efeito rápido - são destinados à proteção de circuitos em que não ocorre variação considerável de corrente quando do acionamento do circuito. Ex. circuitos puramente resistivos.
 - Efeito retardado - suportam por alguns segundos a elevação do valor da corrente, caso típico que ocorre na partida de motores em que a corrente de partida pode atingir de 5 a 7 vezes a corrente nominal.
- Segundo a tensão de alimentação:
 - Baixa tensão
 - Alta tensão



Figura 4.30 Fusíveis de baixa tensão.

- Segundo a tecnologia de fusão:
 - Fusíveis de expulsão
 - Fusíveis limitadores de corrente

A diferença essencial entre as duas tecnologias está na maneira em que o arco elétrico é extinto. A maioria dos fusíveis usados em sistemas de distribuição é do tipo expulsão. Os fusíveis de expulsão são basicamente formados por uma estrutura de suporte, o elo fusível, e um tubo para confinar o arco elétrico. O elo fusível é diretamente aquecido pela passagem de corrente sendo destruído quando a corrente excede um valor pré-determinado. O interior do tubo é preenchido por uma fibra desionizante. Na presença de uma falta, o elo fusível funde produzindo um arco elétrico e gases desionizantes. Os gases ao serem expelidos pelos terminais do tubo arrastam e

expelem as partículas que mantêm o arco. Desta forma, o arco é extinto no momento em que o zero da corrente é alcançado.

Um fusível limitador de corrente dissipa a energia no arco em um ambiente fechado, tipicamente fundindo uma areia especial dentro de um tubo isolante. Este processo extingue o arco rapidamente, forçando a corrente para zero de forma antecipada em cerca de $\frac{1}{4}$ de ciclo. O tubo é construído de resina composto de fibra de vidro – epóxi capaz de suportar as pressões durante o processo de interrupção sem ruptura do encapsulamento.

Os fusíveis limitadores de corrente são em geral usados em equipamentos elétricos em que a corrente de falta é muito alta e uma falta interna resulta em uma séria falha. Como são mais caros que os fusíveis de expulsão, a aplicação dos fusíveis limitadores de corrente é em geral limitada a locais em que a corrente de falta excede 2000 a 3000A.



Figura 4.31 Fusíveis limitadores de corrente para circuitos e transformadores.

O principal objetivo de fusíveis limitadores de corrente é prevenir danos devido ao excesso de corrente de falta.

Os fusíveis de sistemas de potência são montados em chaves com contatos fixos e móveis além do elo fusível que protege o circuito contra correntes de faltas.

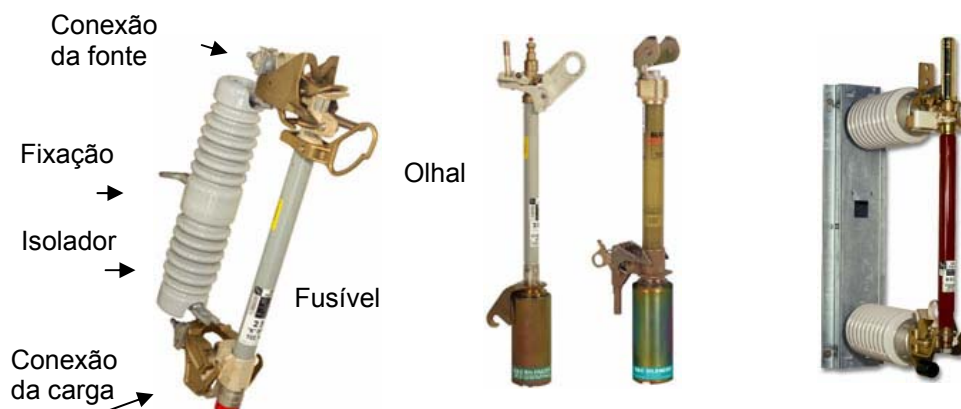


Figura 4.32 (a) Chave Fusível em Circuitos de Distribuição
(b) Chave com Fusível em SE.

A curva característica inversa de tempo x corrente de um fusível define o tempo para o fusível operar para diferentes níveis de corrente de falta. O tempo decresce quando o nível de corrente aumenta. A curva característica tempo x corrente de um fusível é normalmente dada como uma banda entre duas curvas como mostra a Figura 4.33. A curva mais a esquerda o tempo de fusão mínimo, enquanto que a curva mais a direita representa o tempo de eliminação máximo para diferentes níveis de corrente.

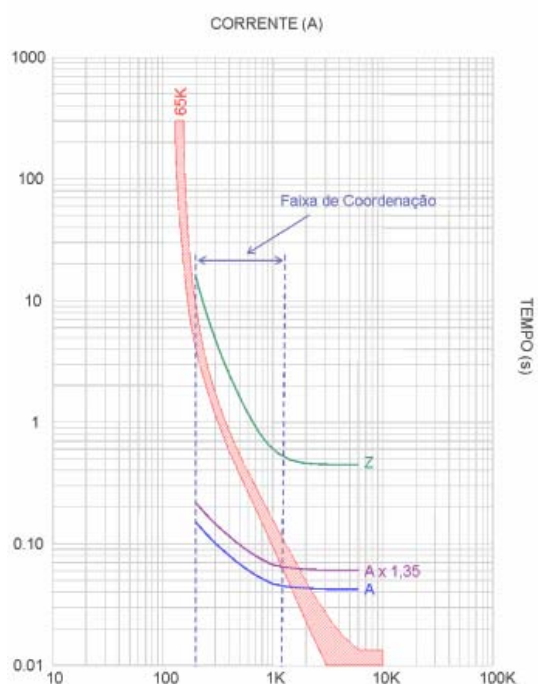


Figura 4.33 A característica inversa tempo x corrente de um fusível dita a forma da característica de outros dispositivos para coordenação serie de sobrecorrente.

Os fusíveis apresentam vantagem sobre os disjuntores quanto ao custo. Outra vantagem é que os fusíveis podem interromper com segurança correntes de curto-circuitos mais altas que os disjuntores e

em menor tempo. Uma desvantagem é a necessidade de reposição do fusível após isolação da falta.

4.3.3.5 Chaves Seccionalizadoras

Os seccionalizadores automáticos são dispositivos projetados para operar em conjunto com religadores, ou com disjuntor comandado por relés de sobrecorrente dotados da função de religamento (função 79).

Diferentemente do religador/disjuntor, o seccionizador automático não interrompe a corrente de defeito. O seccionizador automático abre seus contatos quando o circuito é desenergizado pelo religador/disjuntor situado à sua retaguarda (montante). O seccionizador é ligado a certa distância do religador/disjuntor no seu lado de carga. A cada vez que o religador interrompe a corrente de falta, o seccionizador conta a interrupção e, após um pré-determinado número de interrupções, abre seus contatos antes da abertura definitiva do religador. Desta forma, um trecho sob condições de falta permanente é isolado, permanecendo o religador e os demais trechos em operação normal.

Considere a seguinte situação para o circuito representado na Figura 4.34. Uma falta permanente F ocorre no alimentador principal, na zona de proteção do religador e do seccionizador. O religador está ajustado para quatro disparos, e o seccionizador está ajustado para três contagens.

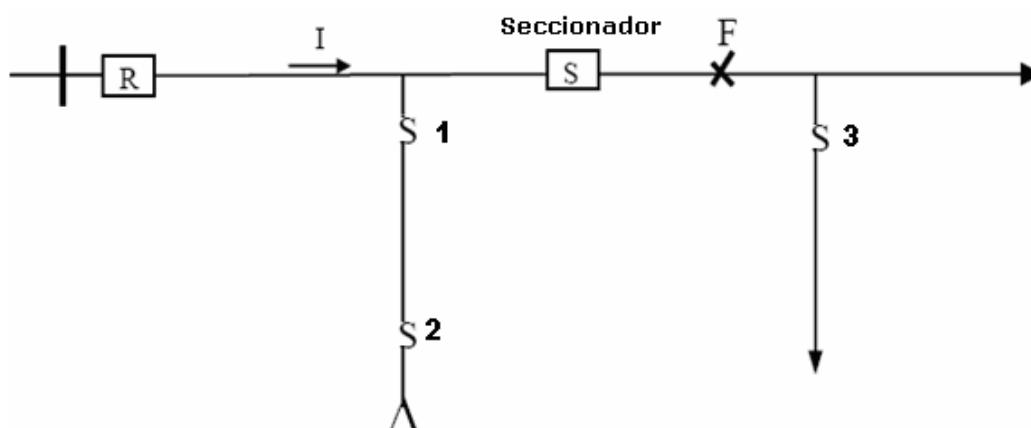


Figura 4.34 Seccionizador Ligado à Jusante do Religador.

O seccionizador deverá isolar a área defeituosa (toda a área a sua jusante) logo após o religador efetuar o terceiro desligamento conforme Figura 4.35.

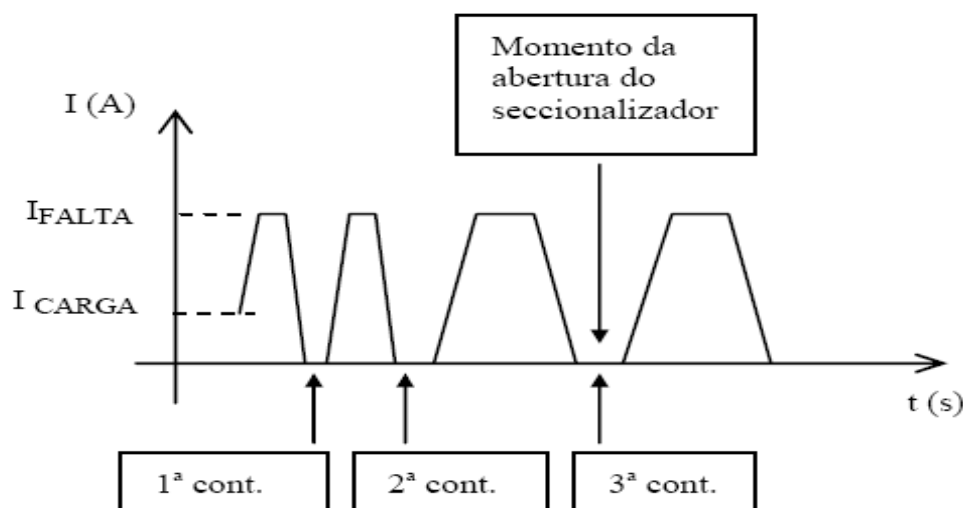


Figura 4.35 Princípio de Coordenação Religador x Seccionador.

É importante observar que na abertura do seccionador (após a terceira contagem), o circuito está desenergizado pelo religador dispensando dotar o seccionador de capacidade de interrupção de corrente de curto-circuito, o que o torna mais barato do que um religador ou disjuntor.

4.3.3.6 Chaves Elétricas

As chaves elétricas são dispositivos de manobra, destinados a estabelecer ou interromper a corrente em um circuito elétrico. São dotadas de contatos móveis e contatos fixos e podem ou não ser comandadas com carga.

As chaves para operação sem carga são denominadas de chaves a seco e embora não interrompem correntes de carga, as chaves a seco podem interromper correntes de excitação de transformadores (a vazio) e pequenas correntes capacitivas de linhas sem carga.

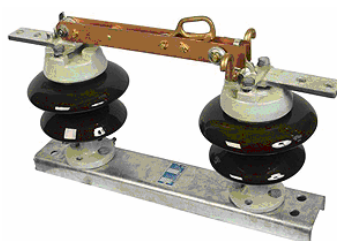


Figura 4.36 Chave Seccionadora Unipolar de SE com Acionamento por Vara de Manobra.

As chaves seccionadoras são normalmente fornecidas para comando por bastão de manobra. As chaves podem ser comandadas remotamente e acionadas a motor.

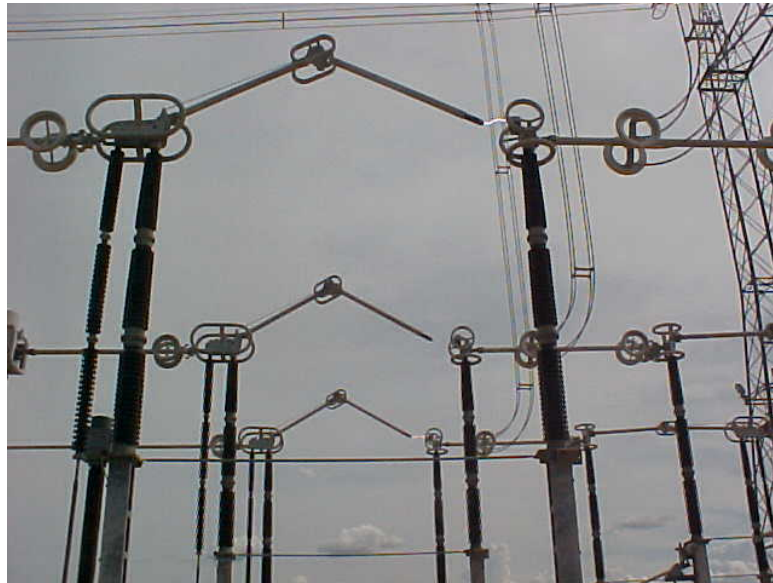


Figura 4.37 Arco Elétrico durante Abertura sem Carga de Chave Seccionadora na SE Luiz Gonzaga (500 kV).

A presença de arco elétrico durante a abertura da chave seccionadora na subestação Luiz Gonzaga da CHESF é decorrente do efeito de indução presente na subestação.

4.3.3.7 Chaves de Aterramento

São chaves de segurança que garantem que uma linha seja aterrada durante operação de manutenção na linha. As chaves de aterramento são operadas (abrir e fechar) somente quando a linha está desenergizada e é utilizada para que se evitem energizações indesejadas do *bay*, localizado no extremo oposto, como também para eliminação das induções devido à proximidade de linhas ou em função de sobretensões de origem atmosféricas, as quais podem assumir valores perigosos.

4.3.3.8 Pára-Raios

São em geral localizados nas entradas de linha, saídas de linhas e na extremidade de algumas barras de média tensão de subestações para proteção contra sobretensões promovidas por chaveamentos e descargas atmosféricas no sistema. Os pára-raios são também localizados nos transformadores de distribuição.

Pára-raios e supressores de surtos de tensão são ambos dispositivos para proteção de equipamentos contra sobretensões transitórias. Os supressores de surtos (TVSS – *Transient Voltage Surge Suppressors*)

são em geral dispositivos usados na carga. Um pára-raio em geral tem maior capacidade de energia.

Originalmente, os pára-raios eram constituídos apenas de espaçamentos (*gaps*) preenchidos por ar ou um gás especial. Mediante um transitório de tensão a isolação do meio é rompida e corrente flui através dos *gaps* estabelecendo uma condição de falta com tensão próxima a zero por um intervalo de tempo de no mínimo $\frac{1}{2}$ ciclo. Posteriormente resistores não lineares de SiC (silicon carbide) foram introduzidos em série aos espaçamentos dos pára-raios como elementos dissipadores de energia. Os resistores não-lineares diminuem rapidamente sua impedância com o aumento da tensão. O uso de resistores não-lineares melhorou o desempenho dos pára-raios limitando a tensão, i.e., evitando que caísse próximo a zero. O desenvolvimento da tecnologia MOV (Metal Oxide Varistor) permitiu melhorar as características da descarga sem o desenvolvimento de transitórios impulsivos que levava à falha de isolação dos equipamentos. A vantagem dos MOV sobre os dispositivos baseados em *gaps* é que a tensão não é reduzida abaixo do nível de condução quando se inicia a condução da corrente de surto.



Figura 4.38. Pára-raios de Estação Polimérico e de Porcelana.

4.4 Sistema de Proteção

A função de um esquema de proteção em um sistema elétrico de potência é detectar falta e isolar a área afetada no menor tempo possível, de forma confiável e com mínima interrupção possível.

Os objetivos de um Sistema de Proteção são:

- Segurança pessoal;
- Manter a integridade dos equipamentos;
- Isolar a parte afetada do restante do sistema;

- Assegurar a continuidade de fornecimento.

4.4.1 Requisitos do Sistema de Proteção

As propriedades que descrevem as características funcionais de um sistema de proteção são:

- Seletividade
- Rapidez ou Velocidade
- Sensibilidade
- Confiabilidade
- Custo

A) Seletividade: é a propriedade da proteção em discriminar e somente desconectar do sistema a parte atingida pelo defeito. A seletividade é a principal condição para assegurar ao consumidor um serviço seguro e contínuo por desconectar a menor seção da rede necessária para isolar a falta. A seletividade determina a coordenação da proteção.

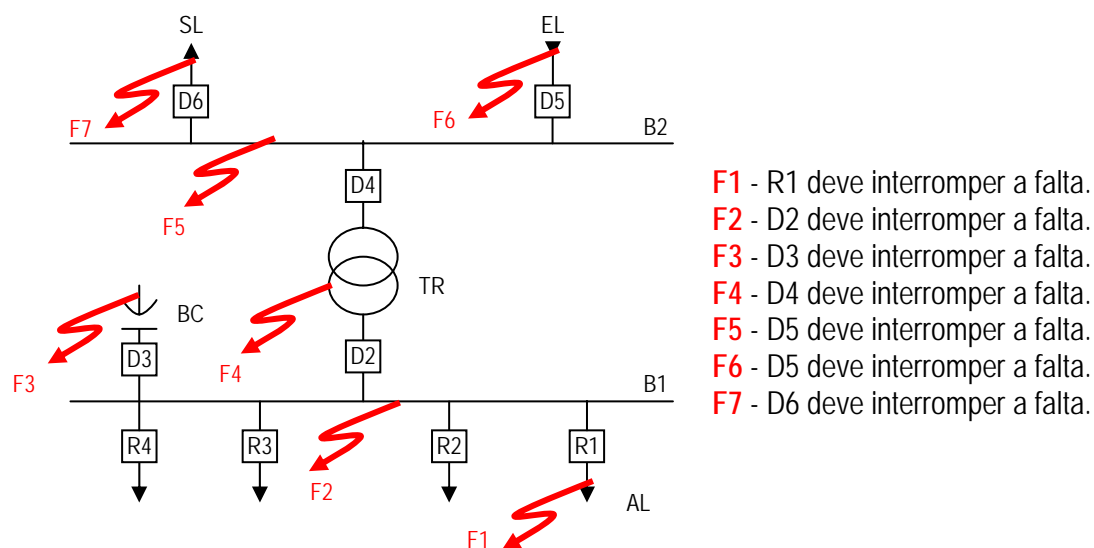


Figura 4.39 Esquema de Seletividade da Proteção.

Premissas da seletividade:

- Solicitação de todas as proteções situadas entre a fonte e o ponto de defeito.
- Não solicitação das proteções que se encontram do ponto de defeito em diante.
- Somente a proteção mais próxima ao ponto de defeito deve atuar:
 - Isolando completamente o componente defeituoso.

- Desligando a menor porção do sistema elétrico.

B) Rapidez e Velocidade - capacidade de resposta do sistema de proteção dentro do menor tempo possível de modo a:

- Minimizar o tempo de duração da falta e conseqüente perigo para os equipamentos.
- Assegurar a continuidade do suprimento e a manutenção de condições normais de operação nas partes não afetadas do sistema.
- Auxiliar na manutenção da estabilidade do sistema pela remoção do distúrbio antes que este se espalhe e conduza a uma perda de sincronismo e conseqüentemente ao colapso do sistema de potência.
- Evitar ou diminuir a extensão dos danos no sistema dado que a energia liberada durante uma falta é proporcional ao quadrado da corrente e à duração da falta ($R \cdot I^2 \cdot t$).

Quanto menor o tempo de permanência da falta, maior poderá ser o carregamento do sistema.

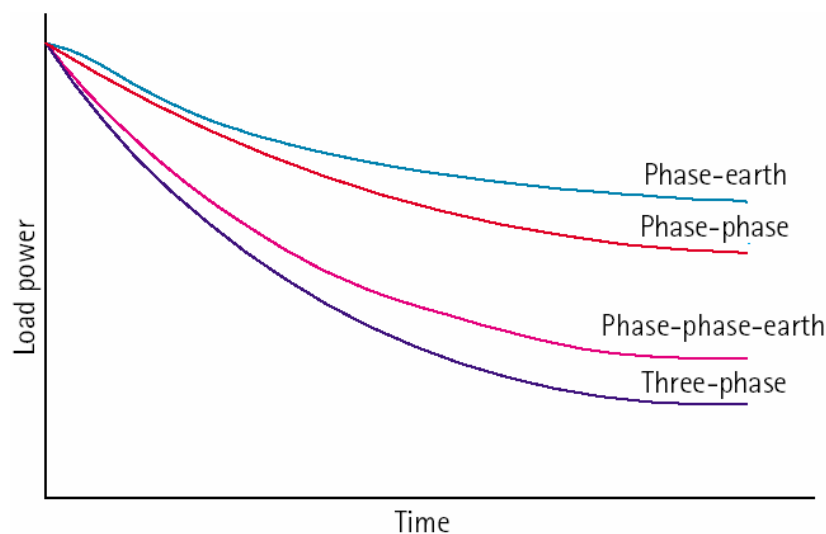


Figura 4.40 Curva de potência versus tempo de atuação da proteção.

C) Sensibilidade - é a capacidade do sistema de proteção de identificar uma condição anormal que excede um valor limite ou de *pick-up* para a qual inicia uma ação de proteção quando as quantidades sentidas excedem o valor limite. A sensibilidade refere-se ao nível mínimo de operação - corrente, tensão, potência, etc. - de relés ou de esquemas de proteção. É a capacidade de resposta dentro de uma faixa esperada de ajuste, ou seja, é a

capacidade da proteção responder às anormalidades nas condições de operação, e aos curtos-circuitos para os quais foi projetada.

$$F_s = \frac{I_{SC,min}}{I_{pick-up}}$$

em que

F_s	Fator de sensibilidade da proteção.
$I_{sc,min}$	Valor de corrente de curto-circuito no extremo mais afastado da falta.
$I_{pick-up}$	Valor mínimo de corrente especificada no relé, que sensibiliza a proteção causando o início da operação em relés eletrônicos e digitais, ou causando a partida dos contatos móveis em relés eletromecânicos. O valor de <i>pick-up</i> é o valor determinado para o relé operar.

O relé ou esquema de proteção² é considerado sensível se os parâmetros de operação são baixos – F_s alto.

A sensibilidade deve ser tal que a proteção perceba um curto-circuito que ocorra na extremidade do circuito mesmo que o defeito seja de pequena intensidade.

D) Confiabilidade - probabilidade que a proteção atuará corretamente quando requerida, distinguindo entre situações de falta e condições normais de operação.

Confiabilidade:

- i. É a certeza de uma operação correta mediante ocorrência de uma falta - o relé deve operar na presença de falta que está dentro da zona de proteção;
- ii. É o grau de certeza de não omissão de disparo.

Segurança - é o grau de certeza de não haver operação indesejada - o relé não deve operar desnecessariamente para falta fora da zona de proteção ou na ausência de falta no sistema.

Segurança é a probabilidade de uma função ser executada quando desejada. O sistema de proteção deve ser seguro, ou seja, em caso de defeito ou condição anormal, a proteção nunca deve falhar ou realizar uma operação falsa.

² Esquema de proteção – coleção de equipamentos de proteção incumbidos de uma determinada função e inclui todos os equipamentos (relés, TCs, TPs, baterias, etc.) necessários para o funcionamento do esquema de proteção.

A operação incorreta ou intempestiva de um dispositivo pode ser atribuída a:

- Projeto incorreto:
 - i. Do sistema de proteção.
 - ii. Do relé.
- Ajuste incorreto.
- Testes incorretos.
- Instalação incorreta.
- Degradação em serviço.

E) Custo – máxima proteção ao menor custo possível.

4.4.2 Relés

Os relés de proteção são dispositivos responsáveis pelo gerenciamento e monitoramento das grandezas elétricas em um determinado circuito. Os relés são projetados para sentir perturbações no sistema elétrico e automaticamente executar ações de controle sobre dispositivos de disjunção a fim de proteger pessoas e equipamentos.

O sistema de proteção não é composto apenas pelo relé, mas por um conjunto de subsistemas integrados que interagem entre si com o objetivo de produzir a melhor atuação sobre o sistema, ou seja, isolar a área defeituosa sem que esta comprometa o restante do SEP. Estes subsistemas são formados basicamente por relés, disjuntores, transformadores de instrumentação e pelo sistema de suprimento de energia. A Figura 4.41 mostra a associação entre um relé de proteção e os demais componentes do sistema de proteção.

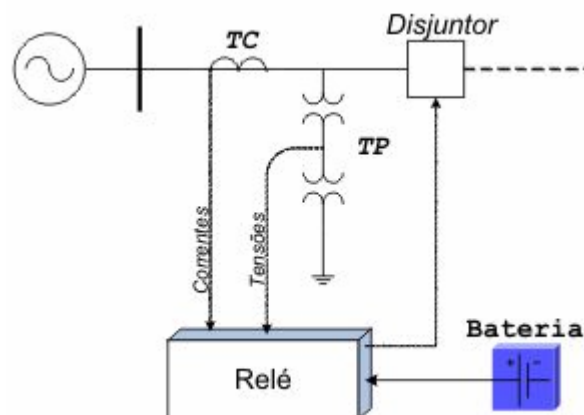


Figura 4. 41 Equipamentos de um sistema de proteção.

As principais funções de cada componente supracitado são:

- Relés: responsáveis pela lógica de atuação do sistema de proteção, que através das condições dos sinais de entrada, sejam tensão e/ou corrente, atuam ou não sobre os disjuntores locais ou remotos associados.
- Disjuntores: interrompem a passagem de corrente e isolam o ramo defeituoso do resto do sistema elétrico. Estes são caracterizados como as chaves de disjunção que interligam todo o sistema.
- Transformadores de instrumentação (transdutores): realizam a redução dos níveis de tensão e/ou corrente, reproduzem as formas de onda presentes no sistema elétrico e isolam os equipamentos a estes conectados, sem que haja perda de informação.
- Baterias (suprimento auxiliar): fornecem energia ao sistema de proteção em caso de falha do sistema supridor, de modo a garantir o funcionamento dos outros subsistemas associados.

Na realidade, os relés de proteção são considerados os mais importantes componentes do sistema de proteção, uma vez que a decisão lógica sobre a atuação em uma determinada região é feita por estes equipamentos. Por causa dessa importância para o sistema, os relés devem ser equipamentos extremamente confiáveis e robustos, pois suas funções só serão exigidas em condições anormais de operação, não sendo requeridos durante a operação normal do SEP. Contudo, o funcionamento dos relés depende diretamente dos transformadores de instrumentação a estes associados, ou seja, dos sinais fornecidos nos secundários dos transdutores que são a base de operação dos relés, sejam estes analógicos (TCs e TPs) ou digitais (TCs ópticos).

A função principal de um relé de proteção é enviar um sinal de disparo, através de um contato seco (SD), para uma bobina de abertura ou de mínima tensão dos disjuntores associados.

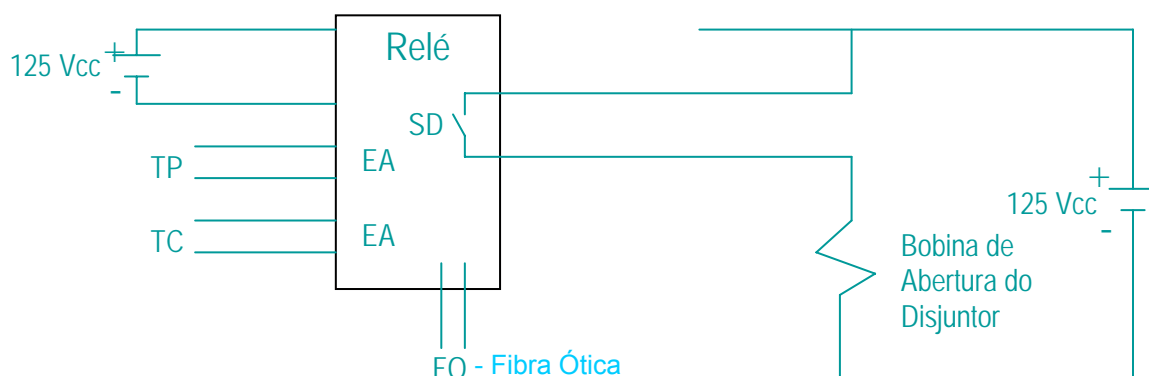


Figura 4.42 Terminais de Entrada e Saída do Relé.

Os relés de proteção atuam a partir da comparação dos dados medidos no sistema elétrico com valores pré-ajustados no próprio relé. Os relés recebem sinais de tensão e/ou sinais de corrente através de transformadores de instrumentos, TP e TC, respectivamente, compara com valores pré-definidos, e caso identifiquem a existência de alguma anormalidade, ou seja, as grandezas medidas pelo relé na zona de proteção sob a sua responsabilidade atingir valores acima ou abaixo dos valores pré-definidos, os relés enviam comandos de abertura (*trip*) para o(s) disjuntor(es) e este isola a parte do sistema elétrico sob falta, do restante do sistema. A parte do sistema elétrico a qual o relé deverá atuar no sentido de protegê-la é conhecida como zona de proteção.

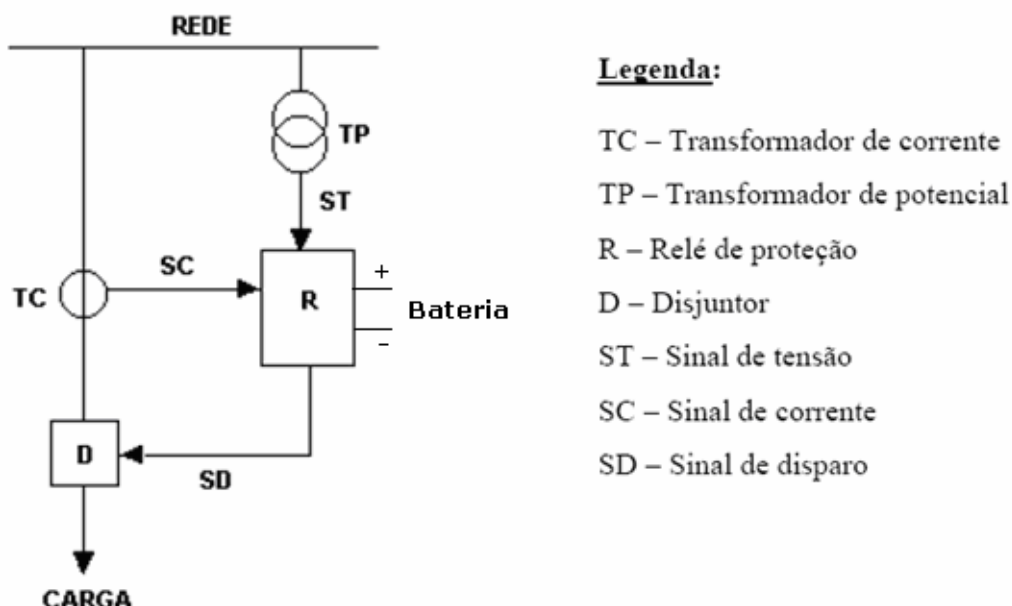


Figura 4.43 Associação entre Relé e Disjuntor.

As condições para atuação do relé são:

- Grandezas medidas ultrapassam os limites pré-definidos para partida do relé e,
- Tempo de duração da falta ultrapassa o valor de tempo pré-definido no relé.

4.4.3 Funções de Proteção

Os relés têm as suas funções de proteção identificadas por números, de acordo com a as normas IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), ANSI (*American National Standards Institute*) e IEC (*International Electrotechnical Commission*).

A Tabela 4.8 apresenta alguns dos códigos de funções de proteção padrão praticados pelo IEEE/ANSI.

Tabela 4.8 Principais Funções de Proteção Aplicadas em SE Distribuidora.

Função	Descrição
50	Função de sobrecorrente instantânea de fase
51	Função de sobrecorrente temporizada de fase
50N	Função de sobrecorrente instantânea de neutro
51N	Função de sobrecorrente temporizada de neutro
50/51NS	Função de sobrecorrente neutro sensível ³
51BF	Função de falha de disjuntor
46	Função de seqüência negativa
67	Função de sobrecorrente direcional de fase
67N	Função de sobrecorrente direcional de neutro
21	Função de proteção de distância
27	Função de subtensão
59	Função de sobretensão
79	Função de religamento
50BF	Função de falha do disjuntor
51G	Função de sobrecorrente de terra
87	Função de diferencial
61	Função de desequilíbrio de corrente
25	Função de sincronismo
26	Função temperatura do óleo
49	Função temperatura do enrolamento
63	Função de pressão do gás do transformador de potência
71	Função de nível do óleo
98	Função de oscilografia
43	Função transferência da proteção
86	Função de bloqueio
90	Função regulação automática de tensão

³ A referência zero do sistema para linhas de dados e outros sinais em geral representa o neutro sensível do sistema.

A filosofia geral de aplicação de relés em uma subestação é dividir o sistema elétrico em zonas separadas, que podem ser protegidas e desconectadas individualmente na ocorrência de uma falta, para permitir ao resto do sistema continuar em serviço se possível.

A lógica de operação do sistema de proteção divide o sistema de potência em várias zonas de proteção, cada uma requerendo seu próprio grupo de relés.

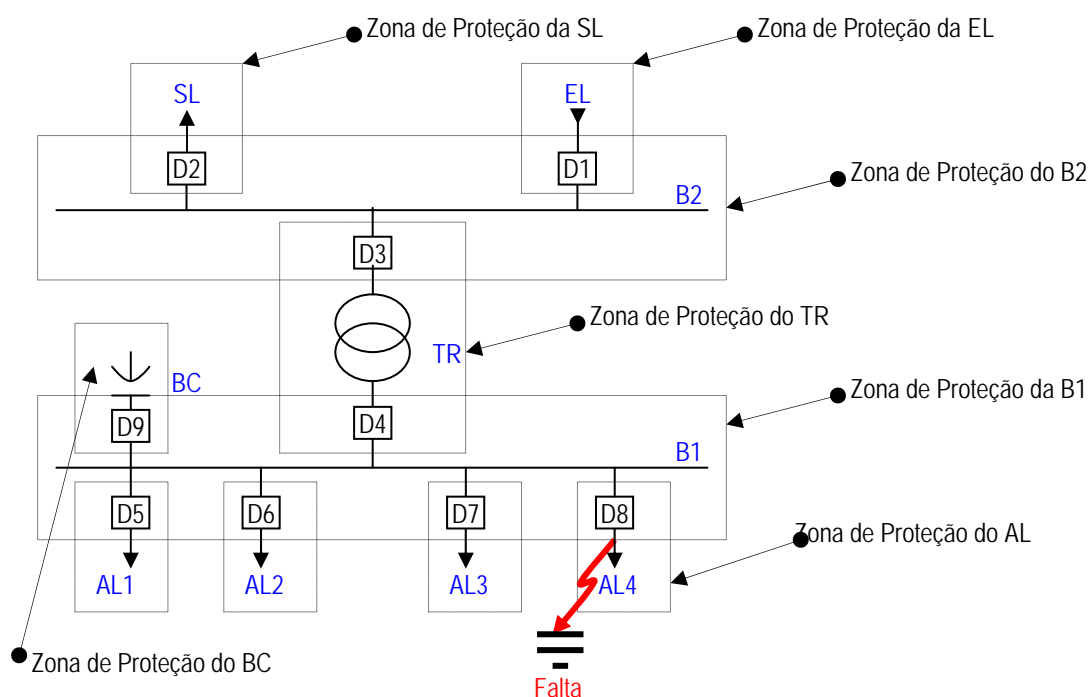


Figura 4.44. Zonas da Proteção Principal.

Alguns relés operam somente para faltas dentro de sua zona de proteção principal. Porém, existem relés que são capazes de detectar faltas dentro de uma zona particular e também fora dela, usualmente em zonas adjacentes, podendo ser usados como proteção de retaguarda da proteção principal. Um ponto essencial para garantir a confiabilidade do sistema, é o sistema de proteção que deve ser capaz de isolar qualquer que seja a falta, mesmo que a proteção principal associada não opere. Portanto, se possível, todo vão deve ser protegido pelos relés de proteção principal e de retaguarda.

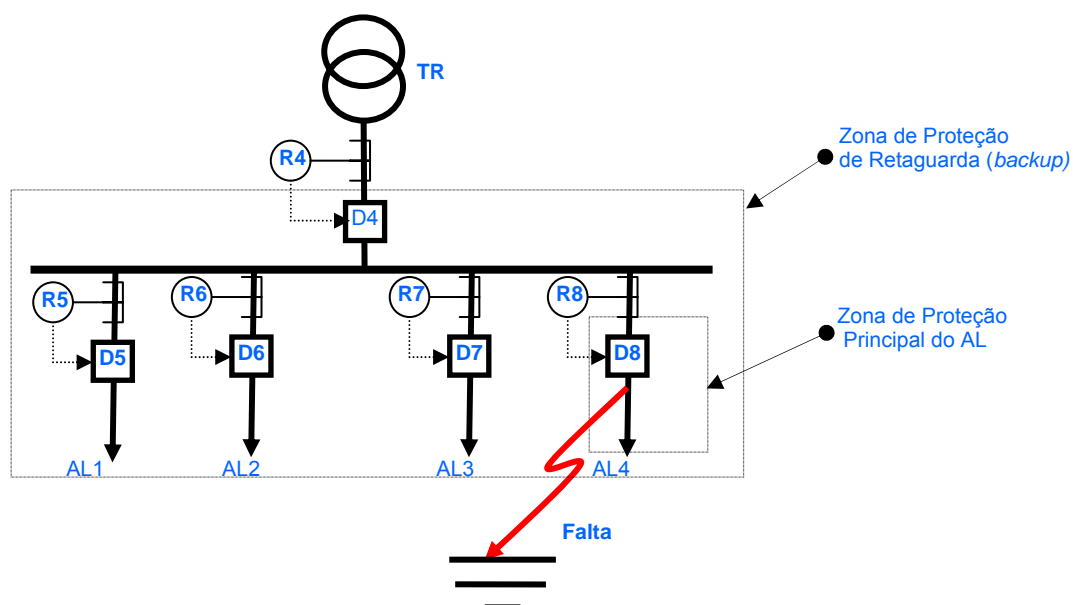


Figura 4.45 Zonas de Proteção Principal e de Retaguarda.

A proteção de retaguarda pode ser local ou remota, e corresponde a um equipamento ou sistema de proteção destinado a operar quando uma falta no sistema elétrico, por qualquer razão, não é isolada no devido tempo, pela proteção principal. Para realizar isto, o relé de proteção de retaguarda tem um elemento sensor que pode ser similar ou não ao do sistema de proteção principal, mas que também inclui um retardo de tempo que facilita reduzir a velocidade de operação do relé e deste modo permite a proteção principal operar primeiro.

Em uma subestação de distribuição as proteções normalmente encontradas nos vãos são:

a) Proteção de Entrada de Linha:

Sobrecorrente: 50/51, 50/51N, 67, 67N, 27, 59, medição e oscilografia.

b) Proteção de Saída de Linha:

Sobrecorrente: 50/51, 50/51N, 46, 67, 67N, 79, 50BF, medição e oscilografia.

Distância: 21, 50/51, 50/51N, 67, 67N, 79, 46, 50BF.

c) Proteção do Transformador:

Sobrecorrente - retaguarda: 50/51, 50/51N, 50BF, medição e oscilografia.

Diferencial: 87, 50/51, 50/51N, 51G, 50BF, medição e oscilografia.

Proteções intrínsecas do transformador: 63, 63A, 80, 49, 26, 71.

d) Proteção do Barramento de 15 kV:

Sobrecorrente: 50/51, 50/51N, 50BF, medição e oscilografia.

e) Proteção de Alimentadores:

Sobrecorrente: 50/51, 50/51N, 50/51NS, 46, 27, 79, 50BF, medição e oscilografia.

f) Proteção de Banco de Capacitores:

Sobrecorrente + Desequilíbrio: 50/51, 50/51N, 50/51NS, 46, 27, 59, 50BF, 61.

A Tabela 4.9 mostra um resumo dos vãos de uma subestação de distribuição típica e as funções de proteção mínimas associadas a cada vão.

Tabela 4.9 Funções de Proteção Associadas em Cada vão de uma SE Típica.

Vão	Funções de Proteção Mínimas
Entrada de Linha	50/51, 50/51N, 67/67N, 27, 59 e 50BF
Saída de Linha	21, 50/51, 50/51N, 67/67N, 46A, 79 e 50BF
Transformador	26, 49, 63, 63A, 71, 80, 50/51, 50/51N e 87
Barra de 15kV	50/51, 50/51N, 50BF
Alimentador	50/51, 50/51N, 50/51NS, 46, 46A, 27, 79 e 50BF

Uma das principais funções de proteção é a função de sobrecorrente. Segundo a norma IEC 60255-3, 1992 as curvas características de corrente são do tipo:

- Normal inversa,
- Muito inversa,
- Extremamente inversa,
- Tempo longo inverso e
- Moderadamente inversa.

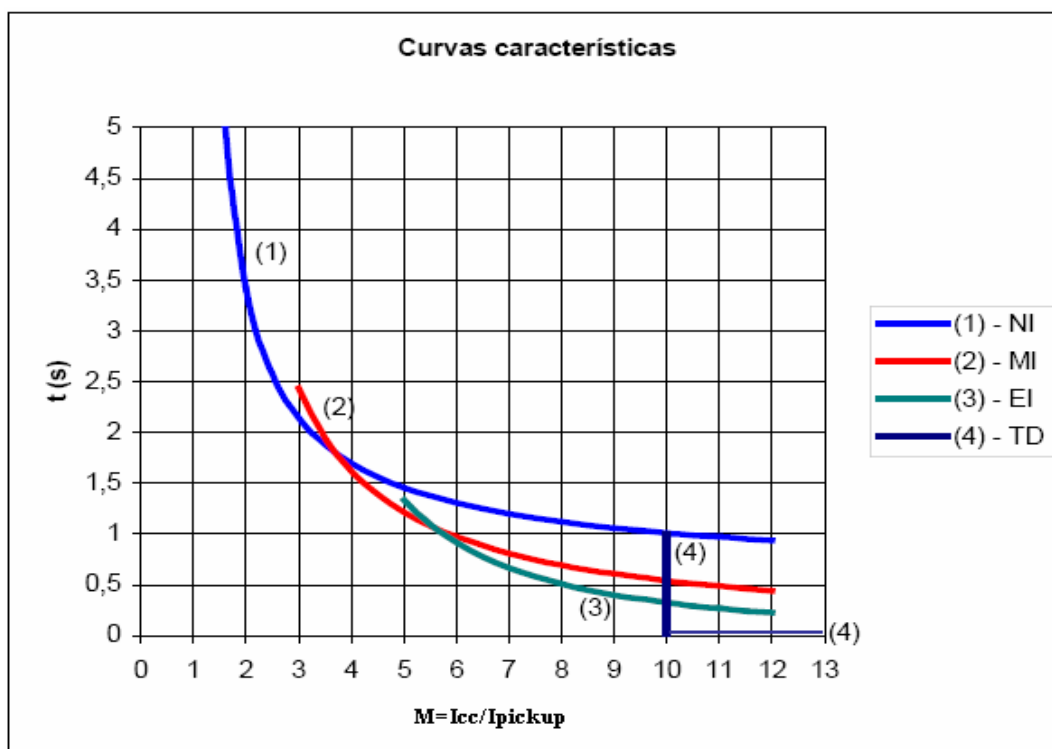


Figura 4.46 Exemplo de aplicação dos elementos de sobrecorrente.

Legenda:

NI - Curva normal inversa

MI - Curva muito inversa

EI - Curva extremamente inversa

TD - Tempo definido

Pelas curvas acima, desenhadas em um mesmo gráfico, observa-se que no intervalo entre $1,5 \leq M < 3,7$ a proteção será atuada pelo elemento 1 (normal inversa). Já no intervalo de $3,7 \leq M < 5,5$ a atuação da proteção ocorrerá pelo elemento 2 (muito inversa). Para relações de M entre 5,5 e 10, a atuação ocorrerá pelo elemento 3 e, finalmente, para correntes maiores do que 10 vezes a corrente de atuação, a unidade instantânea será a responsável pela operação.

As mais utilizadas são as curvas IEC normal inversa, muito inversa e extremamente inversa.

Na Figura 4.47 tem-se um exemplo do esquema de proteção das funções de sobrecorrente instantânea e temporizada 50/51, respectivamente, de fase e de neutro da saída de um alimentador radial. Os relés enviam sinal para o disjuntor 52.

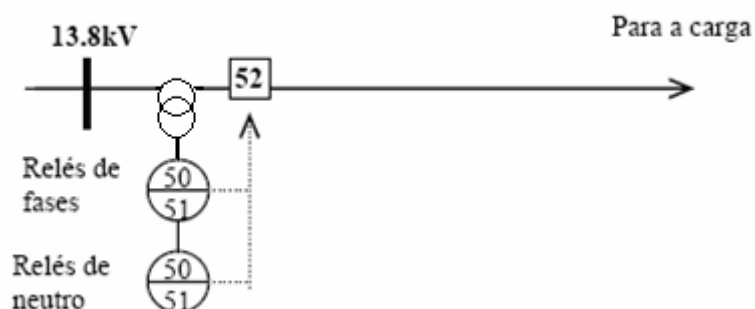


Figura 4.47 Diagrama Unifilar do Esquema de Proteção da Saída de um Alimentador Radial.

4.4.4 Coordenação de Dispositivos de Proteção de Sobrecorrente

A seletividade determina a coordenação da proteção. A *coordenação* da proteção é o relacionamento adequado entre as características e os tempos de operação dos dispositivos de proteção de um sistema ou parte de um sistema elétrico, ou de um equipamento elétrico de forma a garantir a seletividade (NBR 5660, 1996).

O princípio básico de proteção é a técnica de selecionar, coordenar, ajustar e aplicar os vários equipamentos e dispositivos protetores a um sistema elétrico, de forma a guardar entre si uma determinada relação, tal que uma anormalidade no sistema possa ser isolada, sem que outras partes do mesmo sejam afetadas.

A coordenação é o ato ou efeito de dispor dois ou mais dispositivos de proteção em série, segundo certa ordem, de forma a atuarem em uma seqüência de operação pré-estabelecida.

4.4.4.1 Coordenação de Fusíveis Série

O elo fusível protetor deve atuar primeiro, para isso o tempo total de interrupção dele deve ser menor que o tempo mínimo para a fusão do elo fusível protegido.

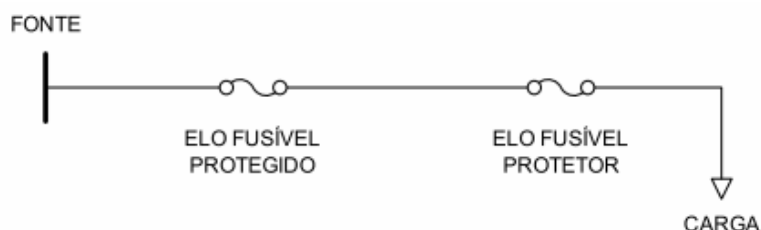


Figura 4.48 Coordenação entre Fusíveis.

4.4.4.2 Coordenação entre Religador e Fusível

O elo fusível não deve atuar durante a operação rápida do religador, mas na primeira operação temporizada deve ocorrer a fusão.

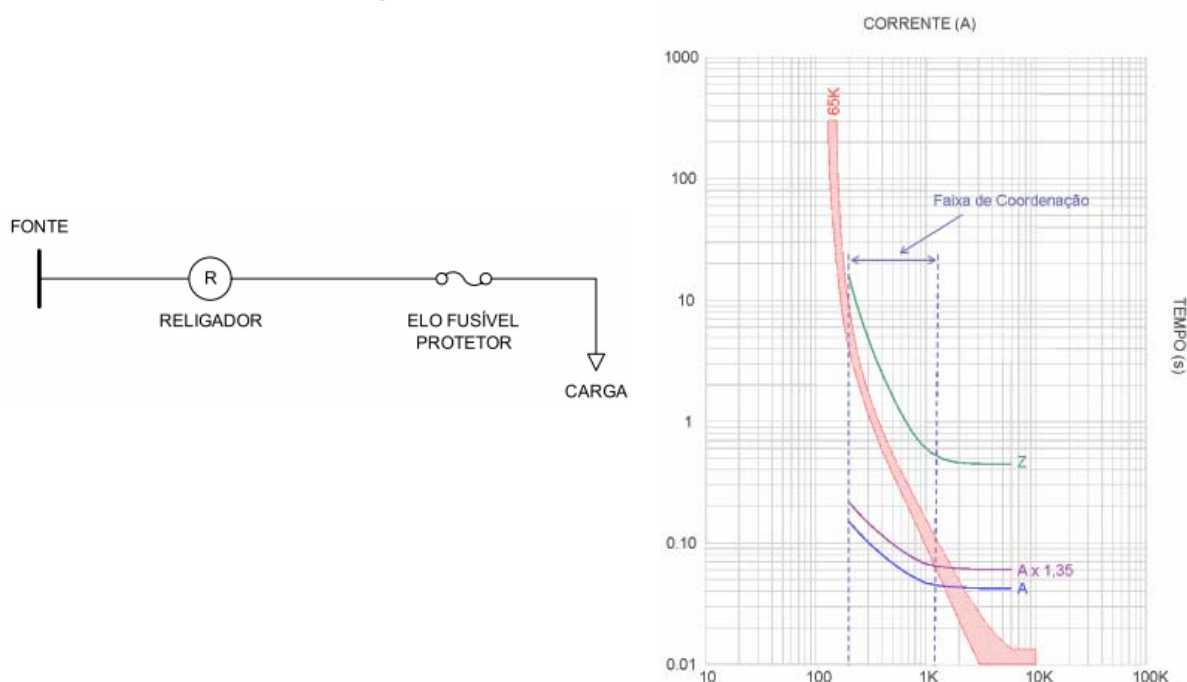


Figura 4.49 Coordenação entre Religador e Fusível.

4.4.4.3 Coordenação entre Disjuntor e Fusível

A Figura 4.50 apresenta, por exemplo, duas curvas de funcionamento, a de um disjuntor (D) e a de um fusível (F), coordenadas de modo que o fusível atue primeiro em caso de curto-circuito, mas que não atue em caso de pequena sobrecorrente, deixando que o disjuntor assegure essa proteção.

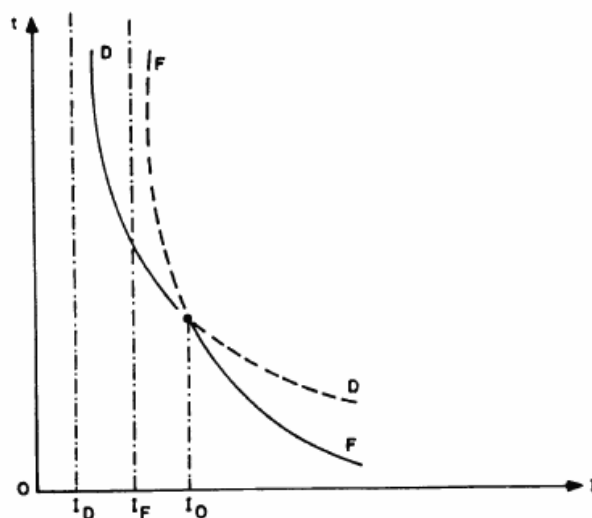


Figura 4.50 Coordenação entre Disjuntor e Fusível.

Pelo exame da Figura 4.50 verifica-se que, para qualquer corrente inferior a I_o , o disjuntor funciona primeiro, ao passo que, para intensidades superiores, o tempo de funcionamento do fusível é mais curto que o do disjuntor.

4.4.4.4 Coordenação entre Religador e Seccionizador

A coordenação é feita a partir do número de disparos do religador. Um seccionizador programado para operar após 3 disparos do religador, ao ocorrer o quarto disparo, o religador voltará a funcionar normalmente, pois a zona em que a falta ocorreu foi desligada pelo seccionizador.

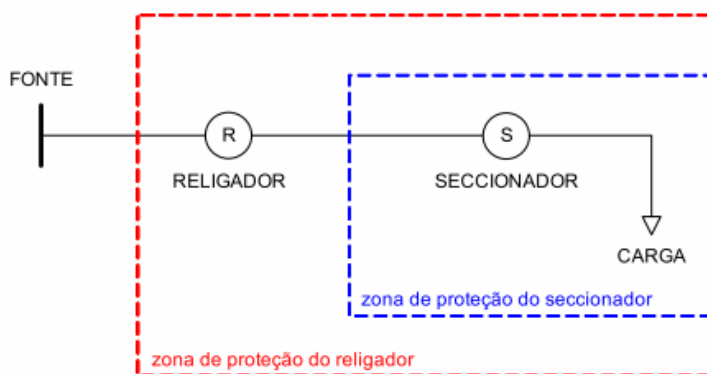


Figura 4.51 Coordenação entre Religador e Seccionizador.

4.5 Transformador

Os transformadores são equipamentos empregados para “elevar” ou “abaixar” as tensões entre os subsistemas de um sistema elétrico. O transformador é um conversor de energia eletromagnética, cuja operação pode ser explicada em termos do comportamento de um circuito magnético excitado por uma corrente alternada. Consiste de duas ou mais bobinas de múltiplas espiras enroladas no mesmo núcleo magnético, isoladas deste. Uma tensão variável aplicada à bobina de entrada (primário) provoca o fluxo de uma corrente variável, criando assim um fluxo magnético variável no núcleo. Devido a este é induzida uma tensão na bobina de saída (ou secundário). Não existe conexão elétrica entre a entrada e a saída do transformador.

Os transformadores são os equipamentos mais caros em uma subestação de transmissão ou de distribuição.

As principais partes componentes de um transformador de distribuição são: tanque com aletas de refrigeração, óleo isolante e refrigerante (óleo mineral); buchas de alta e baixa tensão, núcleo magnético, enrolamentos de alta e baixa tensão, tapes das bobinas do transformador (manual ou automático), e papel isolante envolvendo os condutores (bobinas) e as cabeças das bobinas.



Figura 4.52 Transformador de distribuição trifásico.

Os transformadores podem ser projetados para diferentes aplicações:

- Transformador de potência que será estudado com mais detalhe como unidade monofásica e trifásica.
- Transformador de instrumentação – projetado para aplicações de proteção, medição e faturamento, sendo construídos, em geral, de modo a garantir precisão e linearidade.
- Transformadores de comando e controle – são os transformadores de pulso, utilizados para disparar (gatilhar) tiristores ou comandar outros tipos de interruptores eletrônicos. Normalmente possuem relação 1:1 e seu objetivo principal é fornecer isolamento galvânica.
- Transformadores para baixa e alta frequência.

A Tabela 4.10 resume as características comparativas dos transformadores:

Tabela 4.10 Características comparativas de Transformadores

Características	Tipo	
	Alta Frequência	Baixa Frequência
Frequência de operação	kHz ou MHz	50/60 Hz
Material do núcleo	Ferrite ⁴ ou ar	Aço-silício laminado ou ligas amorfas
Aplicações	Fontes chaveadas Conversores de alta frequência	Sistemas de potência: Geração, transmissão e distribuição.

⁴ Ferrite é um material ferromagnético, composto de ferro, boro, bário, estrôncio ou molibdeno. Ferrite tem alta permeabilidade magnética, que forma ligas que guarda suas propriedades magnéticas bem melhor que ferro. São conhecidas como magnéticos cerâmicos.

Um transformador real apresenta os seguintes pressupostos:

- Os enrolamentos têm resistência.
- A permeabilidade do núcleo μ_c é finita, o que implica na existência de relutância magnética. Para uma permeabilidade do núcleo muito alta significa que uma quantidade desprezível de FMM (força magnetomotriz) é necessária para estabelecer o fluxo.
- O fluxo magnético não se mantém inteiramente confinado ao núcleo.
- O núcleo apresenta perdas de potência ativa e reativa.

4.5.1 Transformadores Monofásicos

O transformador, representado esquematicamente na Figura 4.53, é um equipamento estático que transporta energia elétrica, por indução eletromagnética, do primário (entrada) para o secundário (saída). Os valores da tensão e da corrente são alterados, porém, a potência, no caso do transformador ideal, e a frequência se mantêm inalterados.

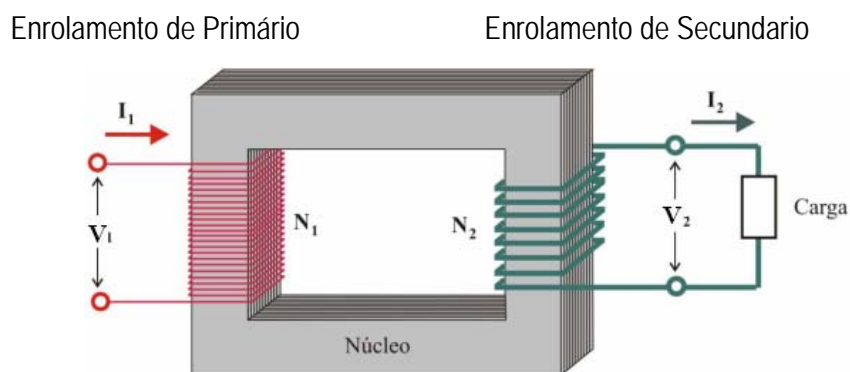


Figura 4.53 Representação Esquemática de um Transformador.

A Figura 4.54 apresenta um modelo de transformador em que todas as perdas são alocadas externamente aos enrolamentos e núcleo da máquina. Portanto, no modelo, enrolamentos e núcleo são ideais.

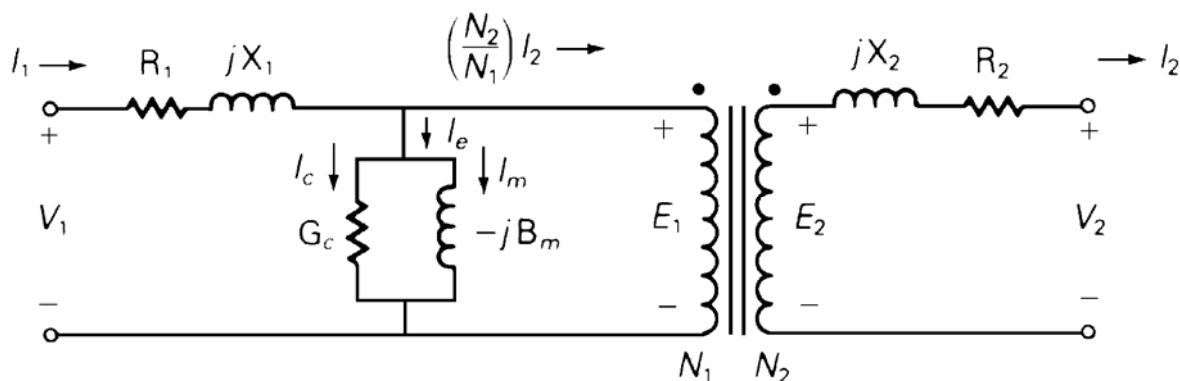


Figura 4.54 Circuito Equivalente de um Transformador Monofásico com Dois Enrolamentos.

Os enrolamentos de primário e secundário estão representados pelas bobinas N_1 e N_2 com seus respectivos números de espiras. O primário de um transformador é designado como aquele que recebe alimentação, i.é., está conectado à fonte. O secundário, por sua vez, alimenta ou supre a carga. Normalmente em um transformador real os dois enrolamentos são colocados juntos, abraçando o mesmo fluxo. Para maior clareza, representa-se na figura acima os enrolamentos primários e secundários separados, embora o fluxo seja o mesmo para ambos.

Os enrolamentos dos transformadores de potência são isolados e normalmente imersos em óleo. O óleo exerce duas funções:

- Agente refrigerante - dissipa calor do núcleo e dos enrolamentos.
- Agente isolante - impede as falhas entre espiras.

A capacidade de sobrecarga (MVA) de um transformador é limitada. É possível aumentar o valor de MVA de um transformador através de métodos de resfriamento: ventiladores de resfriamento e bombas de circulação de óleo.

O fluxo ϕ que enlaça os enrolamentos induz uma força eletromotriz (f.e.m.) nestes enrolamentos. Sendo o fluxo magnético ϕ senoidal, tem-se que a f.e.m. induzida é dada por:

$$\begin{aligned}
 e &= N \frac{d\phi}{dt} = N \frac{d(\phi_{\max} \sin \omega t)}{dt} \\
 &= N (2\pi f) \phi_{\max} \cos \omega t
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

O valor eficaz da f.e.m. induzida é dado por:

$$E = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} N \cdot \phi_{\max} \cdot f = 4,44 N \cdot \phi_{\max} \cdot f \quad (4.2)$$

Seja E_1 o valor eficaz da f.e.m. (força eletromotriz) induzida de primário e E_2 o valor eficaz da f.e.m. induzida de secundário, as quais são definidas como:

$$E_1 = 4,44 N_1 \cdot \phi_{\max} \cdot f \quad (4.3)$$

$$E_2 = 4,44 N_2 \cdot \phi_{\max} \cdot f \quad (4.4)$$

A relação entre E_1 e E_2 resulta em:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (4.5)$$

Em um transformador ideal, sem perdas, a potência aparente de primário, S_1 , é igual à potência aparente de secundário, S_2 . Isto significa que toda energia de primário é transferida ao secundário. Assim,

$$S_1 = E_1 I_1^* = S_2 = E_2 I_2^* \quad (4.6)$$

$$\frac{E_1}{E_2} = \left(\frac{I_2}{I_1} \right)^* = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (4.7)$$

Portanto, a relação de transformação 'a' é constante e igual à relação direta de tensões induzidas sendo inversamente proporcional ao conjugado da relação de correntes. Em um transformador monofásico, a relação de transformação de tensão é igual à relação de número de espiras. Nos transformadores trifásicos esta condição não é mantida, mas depende do tipo de conexão do transformador.

A relação de transformação 'a' embora definida como sendo o número de espiras da bobina de primário pelo número de espiras da bobina de secundário não é universal. Alguns autores a definem como sendo $a = N_2/N_1$. Ambas as definições estão corretas desde que usadas com clareza e consistência.

É importante ressaltar que as tensões induzidas são aproximadamente iguais às tensões terminais do transformador a vazio. Com o secundário aberto a f.e.m. E_2 é exatamente igual a V_2 , e a tensão V_1 é aproximadamente igual a E_1 conforme será apresentado a seguir. Para calcular a relação de transformação utiliza-se, portanto, as tensões terminais nominais. As tensões terminais sob condição de carga variam substancialmente de seus valores nominais devido à queda de tensão na impedância do transformador.

$$a = \frac{V_1}{V_2} = \left(\frac{I_2}{I_1} \right)^* = \frac{N_1}{N_2} \quad (4.8)$$

Exemplo 4.1

Um transformador possui 1000 e 500 espiras nos enrolamentos de alta e baixa tensão. Utilizando o transformador como elevador de tensão pede-se determinar a tensão no secundário quando se aplica no primário uma tensão de 220 V.

Solução:

Como o transformador é usado para elevar a tensão, tem-se que: $N_1=500$ e $N_2=1000$. A tensão de secundário é então obtida por:

$$V_2 = \left(\frac{N_2}{N_1} \right) \cdot V_1 = 2 \cdot 220 = 440 [V]$$

4.5.1.1 Correntes no Transformador

O enrolamento do primário tem resistência R_1 e ao ser percorrido por uma corrente apresenta uma queda de tensão que está em fase com a corrente. A corrente que circula o enrolamento primário causa uma perda de potência ativa dada por $I^2 R_1$.

Com o secundário do transformador em aberto e V_1 na referência angular, a corrente que flui no primário é chamada de corrente de excitação I_e . Esta corrente é constituída por duas componentes:

- Corrente de magnetização I_m , em fase com o fluxo, pois é responsável pelo estabelecimento do fluxo através do núcleo, podendo ser calculada pelas características do núcleo de ferro;
- Corrente de perda no núcleo I_c , que representa a potência dissipada nas perdas por histerese e por corrente parasita, e que está em fase com a tensão E_1 .

Um transformador real apresenta permeabilidade magnética finita, perdas por histerese e perdas por correntes parasitas. Essas imperfeições são representadas pelo ramo paralelo no lado primário, assim descrito: I_e , corrente de excitação composta pelas correntes I_m de magnetização, responsável por criar o fluxo mútuo ϕ_m . I_m está atrasada de 90° de E_1 ou V_1 para condição a vazio; e a corrente I_c que alimenta as perdas no núcleo está em fase com E_1 . O diagrama abaixo apresenta esta situação.

$$I_e = I_c - jI_m = (G_c - jB_m)E_1 = I_1 - \left(\frac{N_2}{N_1}\right)I_2 \quad (4.9)$$

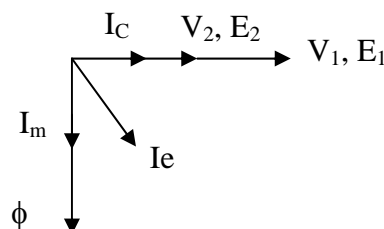


Figura 4.55 Diagrama Fasorial de um Transformador em Vazio.

G_c ou seu inverso R_c representa a perda no núcleo e o calor resultante das perdas, e B_m , ou seu inverso X_m , representa a medida de permeabilidade do núcleo do transformador. A corrente I_m que flui através de X_m representa a corrente de magnetização necessária para criar o fluxo mútuo ϕ_m no núcleo que induz as tensões E_1 e E_2 . Se a permeabilidade é alta, relutância é baixa, X_m é alta e B_m é baixa.

Note que quando o enrolamento 2 é aberto ($I_2 = 0$) e uma tensão V_1 é aplicada ao enrolamento 1, a equação 4.9 indica que I_1 terá duas componentes, I_c e I_m . É sob esta condição em que as tensões terminais são aproximadamente iguais às tensões induzidas uma vez que a corrente que flui no transformador é pequena produzindo uma pequena queda de tensão em sua impedância série.

Quando um transformador opera com carga, uma corrente I_2 circulará pela carga induzindo uma FMM \mathfrak{F}_2 no enrolamento conectado à carga. Para que o fluxo não varie uma FMM \mathfrak{F}_1 aparecerá no outro enrolamento levando ao aparecimento da corrente I'_1 , que é uma corrente adicional no primário. Para manter o fluxo no núcleo constante a nova FMM deve igualar à FMM devida somente a corrente de excitação I_e , ou seja:

$$N_1(I_e + I'_1) - N_2 I_2 = N_1 I_e \quad (4.10)$$

Portanto, tem-se no primário a corrente I_1 dada por: $I_e + I'_1$.

Em um transformador, a componente do fluxo que concatena o próprio enrolamento primário, porém não concatena o enrolamento secundário é denominado de fluxo de dispersão. O fluxo de dispersão contribui para uma redução ou queda nas f.e.m. induzidas nos enrolamentos do transformador. Para modelar a queda de tensão devido ao fluxo de dispersão, a reatância de dispersão X_1 é introduzida no modelo de circuito em série com o enrolamento 1.

$$\Delta v(t) = \frac{d\phi}{dt} = \frac{d\phi}{di} \cdot \frac{di}{dt} = L \frac{di}{dt} \quad (4.11)$$

A queda de tensão é dada pela variação do fluxo no tempo. Por ser o fluxo de dispersão através do ar, o termo $d\phi/di$ é linear, portanto constante e representado por L .

A queda de tensão $I_1(jX_1)$ é proporcional a I_1 e é adiantada de I_1 de 90° . Existe também uma perda de potência reativa $I_1^2 X_1$ associada com a reatância de dispersão.

Analogamente, a resistência R_2 e a reatância de dispersão X_2 está representada em série com o enrolamento 2.

Associado à corrente I_c está uma perda de potência ativa no núcleo que leva em conta as perdas por histerese e por correntes parasitas (*eddy current*) ou correntes de Foucault.

$$P_c = \frac{I_c^2}{G_c} = E_1^2 G_c \quad [\text{W}] \quad (4.12)$$

As perdas por histerese ocorrem devido à variação cíclica do fluxo no núcleo causando dissipação de calor. As perdas por histerese expressam o trabalho realizado pelo campo (H) para orientar os domínios de um material ferromagnético. Portanto, a energia gasta no alinhamento contínuo dos dipolos magnéticos constitui as perdas de histerese.

A Figura 4.56 mostra a curva de magnetização de um material ferromagnético. O ciclo traçado pela curva de magnetização é chamado de *ciclo de histerese*. Para um mesmo valor do campo, a imantação tem valor maior quando o campo decresce do que quando o campo cresce. Esse fenômeno é chamado histerese. (Histerese significa “atraso”). O valor de B quando o campo magnético H é zero é denominado de *densidade de fluxo remanescente* (B_r). O valor de H requerido para reduzir a densidade de fluxo B a zero é denominado de *força coercitiva* ou coercitividade (H_c).

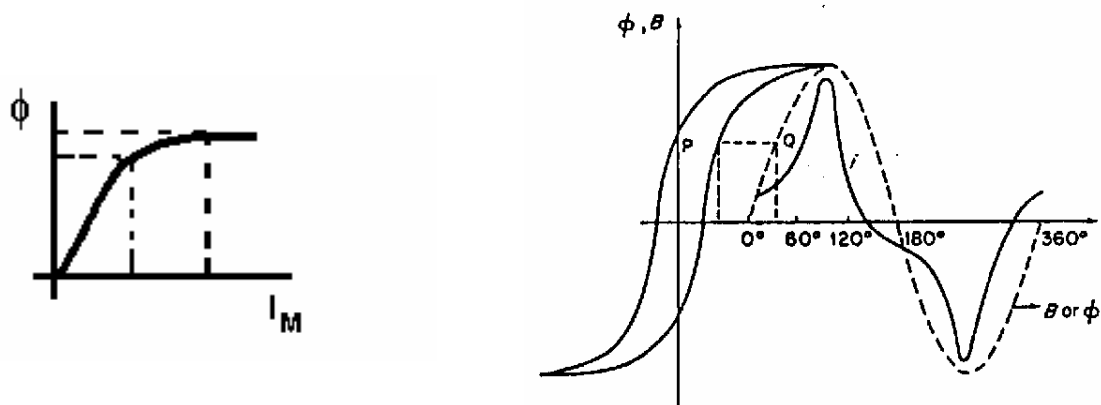


Figura 4.56 Fluxo Magnético Versus Corrente de Magnetização.

As perdas podem ser expressas como:

$$P_h = k_h f B_{MAX}^n Vol \quad (4.13)$$

em que k_h é uma constante que depende das unidades usadas na equação e do material, f é a frequência, B_{MAX} é a densidade de fluxo máxima, e Vol o volume do material magnético. O expoente ‘n’ conhecido como expoente de Steinmetz varia entre 1,5 e 2,5. O volume pode ser obtido pela massa do núcleo e a densidade do material magnético $Vol=M/\delta$.

As perdas por histerese podem ser reduzidas pelo uso de ligas de aço silício de grãos orientados.

As perdas por correntes parasitas ocorrem devido às correntes induzidas no interior do núcleo, perpendiculares ao fluxo, resultantes de tensão induzida no material magnético pelo fluxo magnético variante no tempo. A força eletromotriz ocasiona no núcleo uma circulação de corrente. Os materiais ferromagnéticos do núcleo, por sua vez, são também condutores de eletricidade, embora de baixa

condutividade quando comparada ao cobre. Devido à resistência finita do núcleo, ocorre dissipação de energia devido as perdas ôhmicas. Essas correntes não apenas resultam na perda de energia no material magnético, mas também exercem um efeito de desmagnetização no núcleo. A desmagnetização que é mais acentuada no centro da superfície transversal do núcleo aumenta a densidade do fluxo magnético na direção da superfície do material magnético. O resultado é a distribuição não uniforme do fluxo magnético no núcleo. Tais perdas podem ser reduzidas construindo o núcleo com lâminas de liga de aço. As lâminas do núcleo são recobertas com uma camada isolante a qual cria um caminho de alta resistência entre as lâminas. Quanto mais fina as lâminas, menores serão as correntes parasitas.

As perdas de *eddy* são expressas como:

$$P_{\text{eddy}} = k_e f^2 x^2 B_{\text{MAX}}^2 \text{Vol} \quad (4.14)$$

em que k_e é uma constante que depende das unidades usadas na equação e é função da resistividade do material, f é frequência, x é a espessura da lâmina, B_{MAX} é a densidade de fluxo máxima, e Vol o volume do material magnético.

A perda no núcleo magnético é então a soma da perda por histerese e a perda pelas correntes parasitas.

As perdas por histerese e Foucault contribuem para a elevação de temperatura do transformador. As perdas ativas totais nos transformadores de potência correspondem em cerca de até 0,4% da potência nominal.

Associada a I_m tem-se a perda de potência reativa expressa como:

$$Q_m = \frac{I_m^2}{B_m} = E_1^2 B_m \text{ [var]} \quad (4.15)$$

Esta potência reativa é necessária à magnetização do núcleo.

4.5.1.2 Transferência de Impedância

Sabe-se de 4.8 que:

$$V_1 = \frac{N_1}{N_2} \cdot V_2$$

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

A relação V_1/I_1 resulta em:

$$R'_1 + jX'_1 = \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2 (R_2 + jX_2) \quad (4.16)$$

Portanto, a impedância do secundário Z_2 pode ser transferida para o primário multiplicando Z_2 pelo quadrado da relação de transformação do transformador. $R'_1 + jX'_1$ é a impedância do secundário vista do primário.

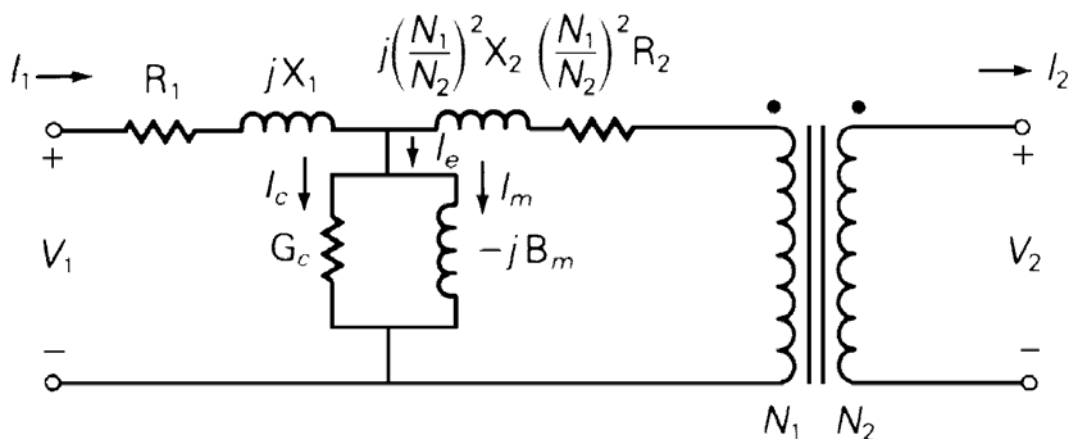


Figura 4.57 Circuito Equivalente T do Transformador.

A corrente de excitação ($I_e = I_c + I_m$) corresponde a apenas 5% da corrente nominal em transformadores de potência e é geralmente desprezada em estudos em sistemas de potência, a menos que seja de particular interesse a eficiência do transformador ou fenômenos relacionados à corrente de excitação.

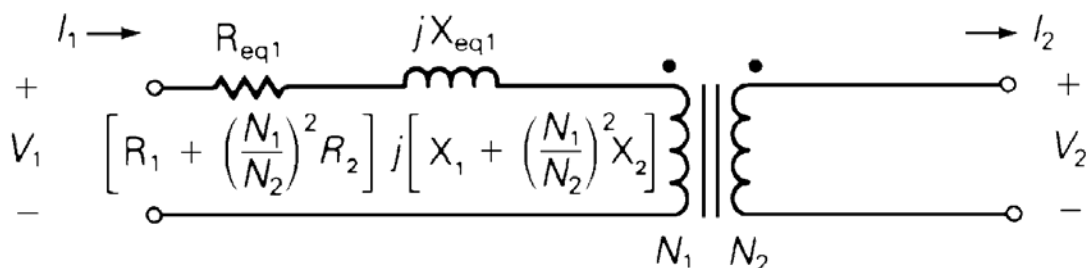


Figura 4.58 Circuito Equivalente Simplificado do Transformador.

A impedância equivalente série é, em geral, avaliada em testes de curto circuito com injeção de corrente nominal. Durante o ensaio de curto-circuito, em sendo a tensão de ensaio pequena em relação à nominal, as perdas no núcleo, que dependem da f.e.m induzida nos enrolamentos, podem ser completamente desprezadas⁵. A admitância paralela é avaliada em teste de circuito aberto quando aplicada tensão nominal.

Para transformadores com potência nominal acima de 500 kW, as resistências dos enrolamentos, que em geral são menores que as reatâncias de dispersão, são em geral desprezadas.

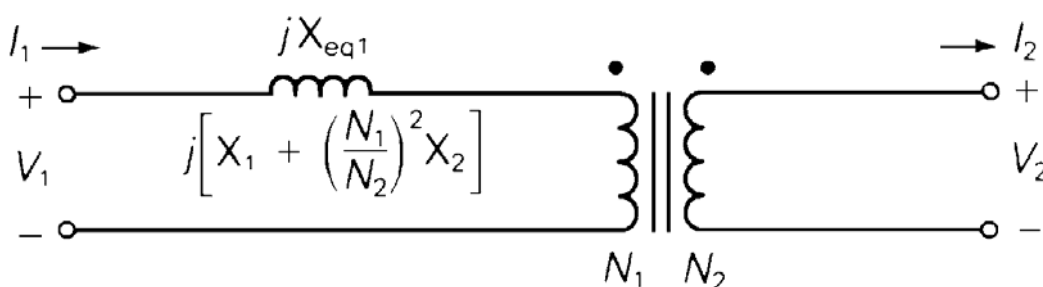


Figura 4.59 Circuito Equivalente Simplificado do Transformador.

Exemplo 4.2

Um grande transformador operando em vazio consome uma corrente de excitação I_e de 5A quando o primário é conectado a uma fonte de 120 V, 60 Hz. Através da leitura em um Wattímetro tem-se que as perdas no ferro são de 180 W. Calcule (a) a potência reativa absorvida pelo núcleo; (b) o valor de R_c e X_m ; (c) O valor de I_c , I_m e I_e .

Solução

(i) A potência aparente suprida pela fonte é de

$$S = V_1 \cdot I_e = 120 \times 5 = 600 \text{ VA}$$

As perdas no núcleo são

$$P_c = 180 \text{ W}$$

A potência reativa absorvida pelo núcleo é

$$Q_c = \sqrt{(S^2 - P_c^2)} = \sqrt{(600^2 - 180^2)} = 572 \text{ var}$$

⁵ Por ser o fluxo proporcional à f.e.m induzida.

(ii) A resistência correspondente às perdas no núcleo é

$$R_c = V_1^2/P_c = 120^2/180 = 80 \, \Omega$$

A reatância de magnetização é

$$X_m = V_1^2/Q_c = 120^2/572 = 25.2 \, \Omega$$

(iii) A corrente necessária para suprir as perdas no núcleo é

$$I_c = V_1/R_c = 120/80 = 1,5 \, A$$

A corrente de magnetização é

$$I_m = V_1/X_m = 120/25,2 = 4,8 \, A$$

A corrente de excitação é dada por

$$I_e = \sqrt{I_c^2 + I_m^2} = \sqrt{1,5^2 + 4,8^2} = 5 \, A$$

4.5.1.3 Polaridade

É a defasagem existente entre as tensões induzidas no primário e no secundário de um transformador monofásico. Se os sentidos destas tensões forem iguais, diz-se que o transformador possui polaridade subtrativa (Figura 4.60a); caso sejam contrárias, a polaridade é aditiva (Figura 4.60b).

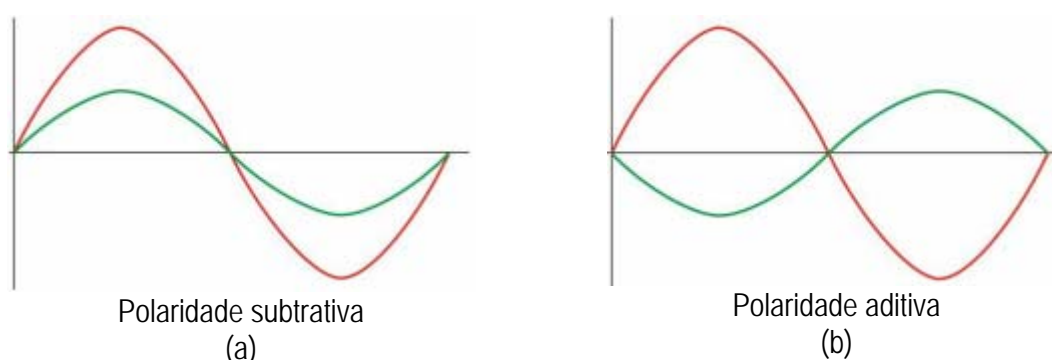


Figura 4.60 Polaridade de transformadores monofásicos.

A ABNT estabelece que os transformadores construídos no Brasil sejam de polaridade subtrativa. A polaridade depende do sentido dos enrolamentos das bobinas e das ligações internas das mesmas.

Segundo a norma ABNT NBR 5440, as potências padronizadas para transformadores de distribuição, em kVA, são:

- a) Transformador monofásico instalado em poste: 3; 5; 10; 15; 25; 37,5; 50; 75; 100.
- b) Transformador trifásico instalado em poste: 15; 30; 45; 75; 112,5; 150.
- c) Transformador trifásico instalado em plataforma: 225; 300; 500; 750; 1000.

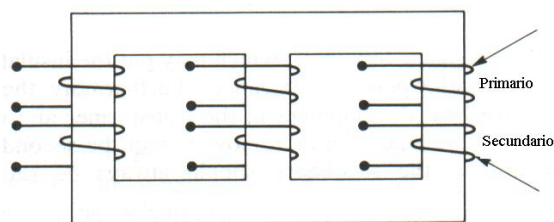
4.5.2 Transformadores Trifásicos

Em um sistema elétrico trifásico é necessário abaixar ou elevar a tensão em vários pontos do sistema. Essas transformações podem ser realizadas através de um transformador trifásico.

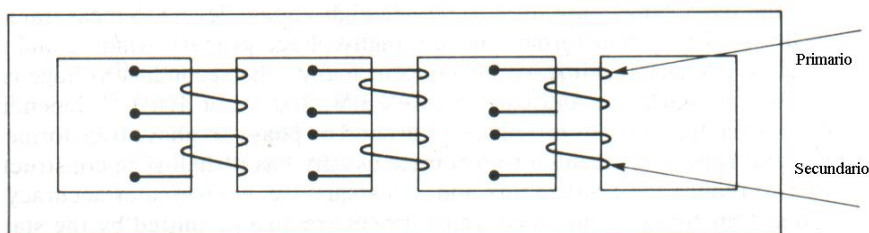


Figura 4.61 Transformador de Potência.

Os enrolamentos dos transformadores de potência são enrolados em núcleos do tipo envolvido e envolvente, como mostra a Figura 4.62a e 4.62b, respectivamente. A eficiência do núcleo envolvido é maior por ser o fluxo de dispersão menor.



(a)



(b)

Figura 4.62 Núcleo de Transformadores Trifásicos (a) Envolvido (b) Envoltente.

Três transformadores monofásicos iguais podem ser conectados para formar um banco trifásico de transformadores. A teoria é a mesma para um transformador trifásico, como para um banco trifásico de transformadores monofásicos. Uma unidade trifásica, i.é., com apenas um núcleo, contém menos ferro do que três unidades monofásicas e é, portanto mais barata. A Figura 4.63 apresenta três unidades monofásicas com espiras de primário e secundário e derivações para cada unidade monofásica.

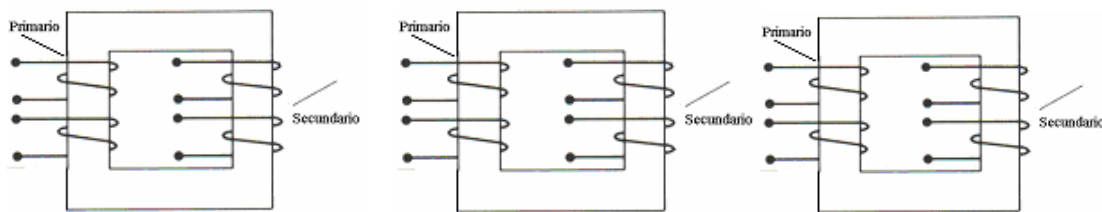


Figura 4.63 Banco Trifásico de Transformadores.

Em um transformador trifásico a relação entre a tensão de entrada e a tensão de saída depende não apenas da relação de transformação dos transformadores, mas depende da maneira como os enrolamentos estão conectados. São quatro os tipos básicos de conexões: Y-Y, Y-Δ, Δ-Y, Δ-Δ.

Em um transformador monofásico a relação de transformação é sempre um número real. Isto não é geralmente verdadeiro para um transformador trifásico. A relação de transformação trifásica pode ser complexa, da forma:

$$\frac{V_1}{V_2} = a = |a| \angle \alpha \quad (4.17)$$

A Equação 4.17 mostra que para uma relação de transformação complexa, $|a| \angle \alpha$, a transferência de tensão de primário para secundário, ou vice-versa, pode sofrer mudança não apenas em magnitude, mas também em ângulo de fase. Um ângulo α positivo indica que a tensão V_2 está atrasada de V_1 , i.é., o transformador entrega uma tensão atrasada.

Em um transformador trifásico ideal tem-se que:

$$3V_1 I_1^* = 3V_2 I_2^* \quad (4.18)$$

Para a corrente tem-se então:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{V_2^*}{V_1^*} = \frac{1}{a^*} = \frac{1}{|a|} \angle \alpha \quad (4.19)$$

Comparando as Equações 4.17 e 4.19, verifica-se que:

$$\angle I_1/I_2 = \angle V_1/V_2 = \angle \alpha \quad (4.20)$$

o que significa que um transformador trifásico sempre confere o mesmo defasamento para a corrente e tensão.

Com base nas Equações 4.17 e 4.19 tem-se que:

$$V_1 = |a| \angle \alpha \cdot V_2 \quad (4.21)$$

$$I_1 = \frac{1}{|a|} \angle \alpha \cdot I_2 \quad (4.22)$$

A relação entre as Equações 4.21 e 4.22 resulta em:

$$Z_1 = |a|^2 Z_2 \quad (4.23)$$

Portanto, não existe defasamento angular entre as impedâncias de primário e secundário de um transformador trifásico independente de qual seja o tipo de ligação.

O número de espiras dos enrolamentos de um transformador é um dado não fornecido em sua especificação. Em geral, as tensões de linha de entrada e de saída e a potência nominal trifásica são as especificações fornecidas.

Os bornes externos dos transformadores são numerados com a utilização das letras “H” para a AT e “X” para BT. A ordem dos coeficientes é feita da esquerda para a direita, a partir da posição frontal à BT, ou seja, X_1 , X_2 e X_3 , e H_1 , H_2 e H_3 .

4.5.2.2 Transformador Ligado em Y-Y

A conexão em Y-Y de um banco trifásico de transformadores monofásicos é apresentada na Figura 4.64. Os terminais de saída de

corrente das bobinas de primário e secundário são ligados em um ponto comum.

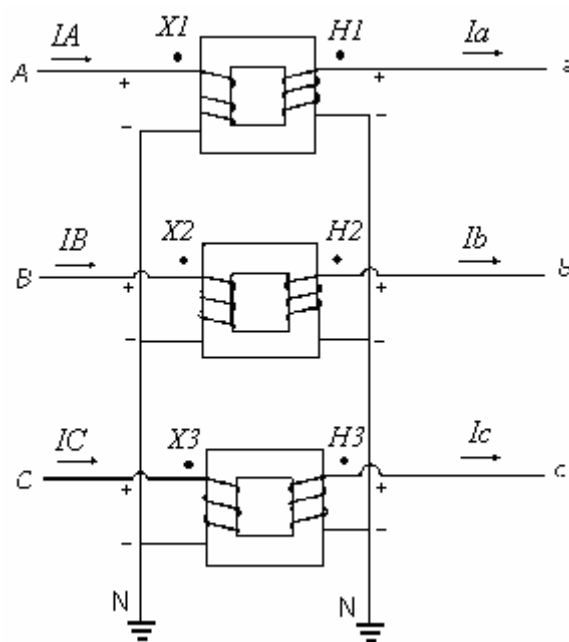


Figura 4.64 Banco de Transformadores Conectados em Y-Y.

O diagrama fasorial de um transformador trifásico conectado em Y-Y apresenta uma diferença apenas em magnitude entre as grandezas do primário e secundário. Os vetores correspondentes, AN-aN, BN-bN, CN-cN, apresentam o mesmo ângulo de fase porque compartilham do mesmo fluxo através das bobinas de primário e secundário.

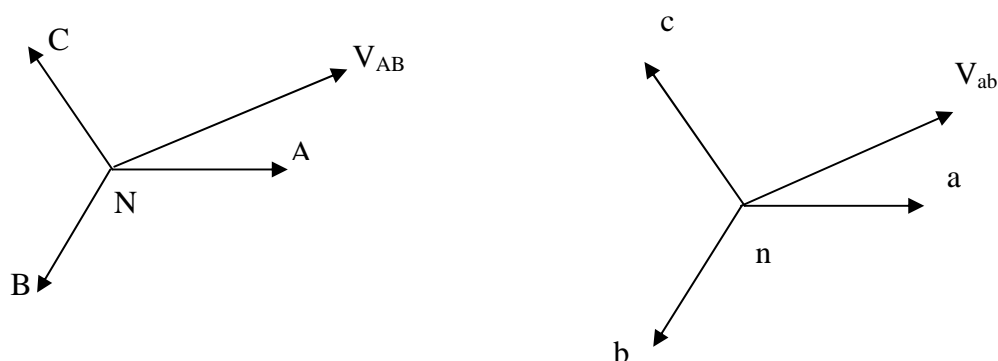


Figura 4.65 Diagrama Fasorial para Transformador com Ligação Y-Y.

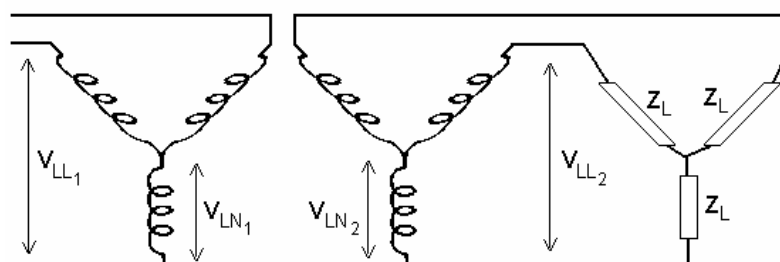


Figura 4.66 Transformador Trifásico Conectado Y-Y.

Segundo a ABNT, o triângulo das tensões é construído tomando-se como referencial o vetor de final dois (2) orientado para cima e o ângulo de deslocamento pela comparação dos dois vetores traçados a partir do centro geométrico de cada figura com a extremidade do vetor um (1). Considerando que no Brasil só se opera com transformadores de polaridade subtrativa, os deslocamentos angulares possíveis são de 0° e 30° .

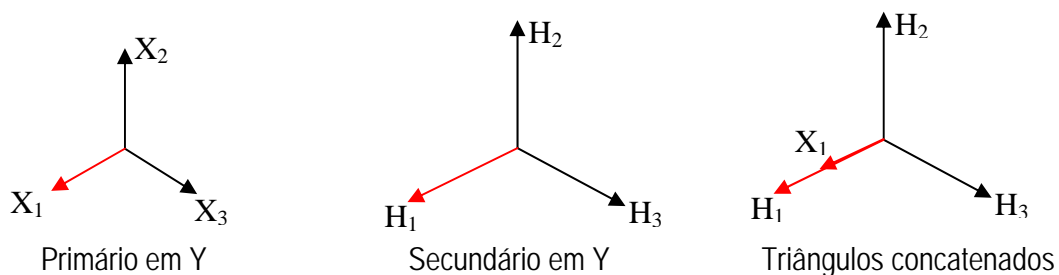


Figura 4.67 Deslocamento Angular para Transformador com Ligação Y-Y.

Note que a relação de transformação para um transformador trifásico com conexão Y-Y é dada quer pela relação de tensão linha-neutro de primário e secundário, quer pela relação de tensão linha-linha. A tensão de primário está em fase com a tensão de secundário.

Para uma carga trifásica Z_L equilibrada, conectada em Y no secundário do transformador, a transferência de Z_L para o primário do transformador é dada por:

$$Z'_L = Z_L \times \left(\frac{V_{LN,1}}{V_{LN,2}} \right)^2 = Z_L \times \left(\frac{V_{LL,1}}{V_{LL,2}} \right)^2 \quad (4.24)$$

O circuito equivalente por fase do transformador com impedância série equivalente vista do secundário é mostrado na Figura 4.68.

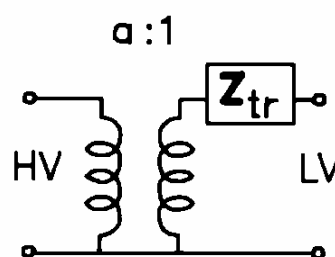


Figura 4.68 Circuito Equivalente Por Fase de Transformador Ligado em Y-Y.

O transformador ligado em Y-Y aterrado permite a circulação de componentes de corrente harmônicas de sequência zero, em particular de 180 Hz, que circula via neutro e pode causar problemas em circuitos de comunicação. Também, em caso de desbalanceamento no sistema, a corrente de desequilíbrio circulará pelo neutro.

4.5.2.2 Transformadores Trifásicos Ligados em Y- Δ

Um banco trifásico de transformadores de dois enrolamentos, conectado em Y- Δ é mostrado na Figura 4.69 a seguir.

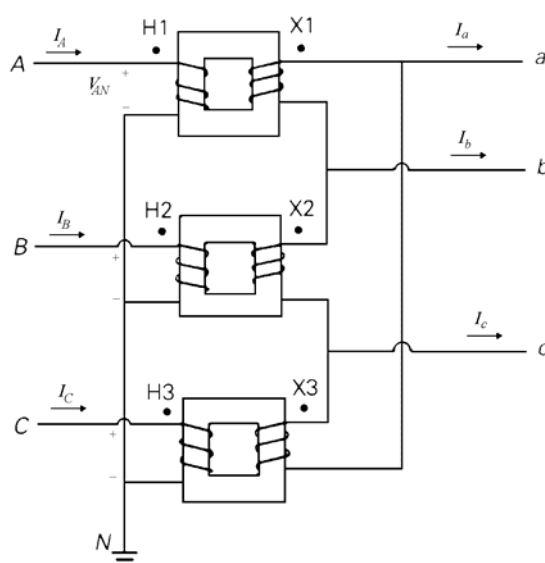


Figura 4.69 Banco Trifásico de Transformadores Y- Δ .

O diagrama vetorial do banco de transformadores é mostrado na Figura 4.70. As tensões no lado primário estão representadas em Y, i.é., V_{AN} , V_{BN} , V_{CN} . As tensões no lado secundário, V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} estão em fase respectivamente com V_{AN} , V_{BN} , V_{CN} , pois compartilham do mesmo fluxo magnético e por isto estão representadas vetorialmente pelo Δ . Observa-se que a tensão V_{an} do secundário está atrasada de 30° da tensão correspondente V_{AN} do primário.

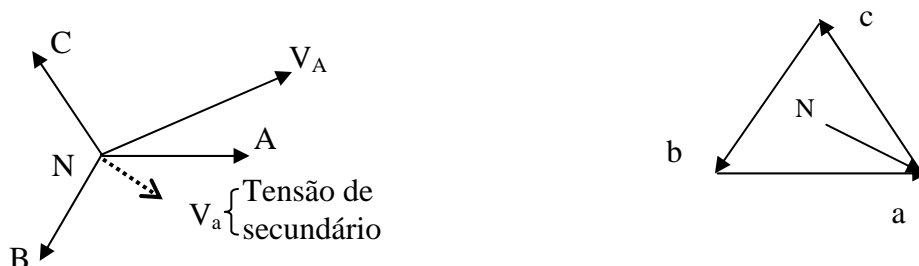


Figura 4.70 Diagrama Fasorial de Transformador Ligado em Y-Δ

Segundo a ABNT, o triângulo das tensões é construído como ilustrado na Figura 4.71.

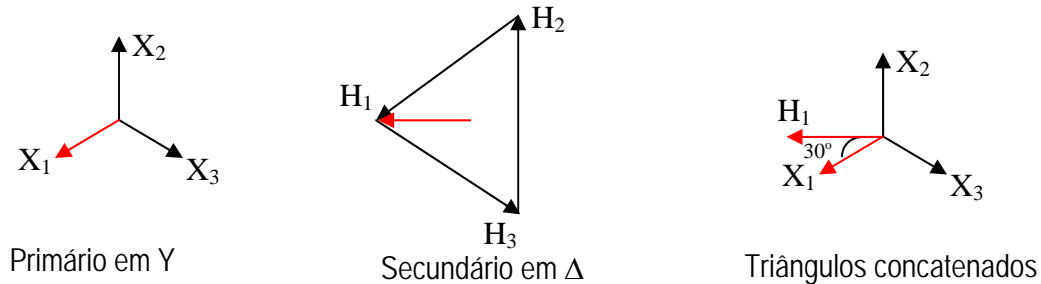


Figura 4.71 Deslocamento Angular para Transformador com Ligação Y-Δ.

Em um banco trifásico conectado em Y-Δ, a relação entre a tensão linha-neutro de primário e a tensão linha-neutro equivalente de secundário, tomando-se como referência a tensão V_{an} , é dada por:

$$\frac{V_{AN}}{V_{an}} = |a| \angle + 30^\circ \quad (4.25)$$

isto é, tensão de secundário V_{an} está atrasada de tensão de primário V_{AN} .

Na verdade, observando a Figura 4.69 verifica-se que:

$$V_{AN} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right) V_{ab} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right) \sqrt{3} V_{an} \angle + 30^\circ = \left(\frac{N_1}{\frac{N_2}{\sqrt{3}}} \right) \angle + 30^\circ \cdot V_{an} \quad (4.26)$$

Comparando-se as Equações 4.25 e 4.26 tem-se que $|a|$ em uma conexão Y-Δ é igual a:

$$|a| = \left(\frac{N_1}{\frac{N_2}{\sqrt{3}}} \right) = \left(\frac{\sqrt{3} N_1}{N_2} \right) \quad (4.27)$$

A relação de transformação em termos de tensão de linha é então:

$$\frac{V_{AN}}{V_{an}} = \frac{\frac{V_{AB}}{\sqrt{3}} \angle -30^\circ}{\frac{V_{ab}}{\sqrt{3}} \angle -30^\circ} = \frac{V_{AB}}{V_{ab}} = |a| \angle +30^\circ \quad (4.28)$$

A relação de transformação é a mesma para as tensões linha-neutro e para as tensões linha-linha. Diferentemente do que ocorre em um transformador Y-Y, em um transformador Y- Δ , além da diferença de magnitude entre as tensões primárias e secundárias existe ainda uma diferença de fase de 30° , estando a tensão do primário adiantada de 30° da tensão do secundário. Essa diferença de fase só torna-se relevante quando outro transformador é colocado em paralelo, o qual deverá observar o defasamento presente.

Assim, a relação de transformação de um transformador trifásico é obtida pela relação entre as tensões de linha de primário e secundário.

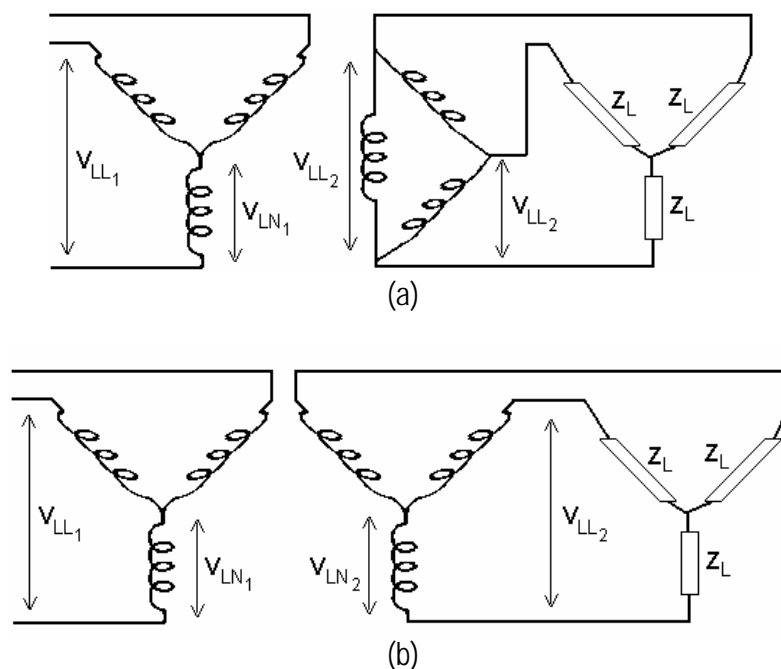


Figura 4.72 Transformador em (a) Ligado em Y- Δ e em (b) substituído por seu Equivalente Y-Y

Note que os transformadores da Figura 4.72 (a) com conexão Y- Δ e (b) com conexão Y-Y são equivalentes, sendo o número de espiras no secundário do equivalente Y em (b) reduzido em $\sqrt{3}$ ($N_2/\sqrt{3}$ onde N_2 é o número de espiras na conexão Δ para que um mesmo valor de tensão por espira seja mantido em relação à condição Δ (no Δ a

tensão por espira é V_{LL}/N_2 , e no Y equivalente a tensão por espira é $(V_{LL}/\sqrt{3})/(N_2/\sqrt{3})$.

A representação por fase do circuito equivalente do transformador Y- Δ é mostrado na Figura 4.73, com a impedância série referida ao secundário, desprezado o ramo shunt.

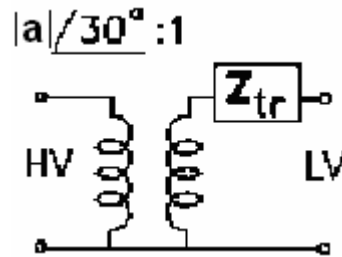


Figura 4.73 Circuito Equivalente Monofásico de Transformador Conectado em Y- Δ .

A ligação em delta nos transformadores Y- Δ elimina a componente de seqüência zero das correntes (componentes CC e harmônicas múltiplas de 3).

4.5.2.3 Transformadores Trifásicos Conectados em Δ -Y

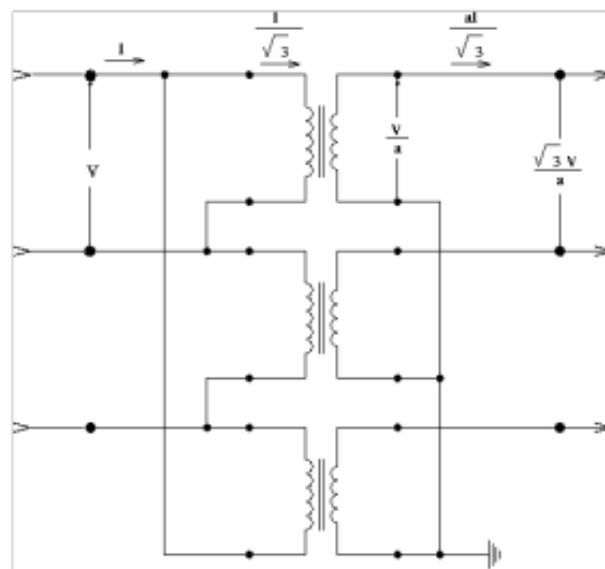


Figura 4.74 Ligação Trifásica Triângulo - Estrela.

Para um banco trifásico de transformadores conectado em Δ -Y, o diagrama fasorial e o circuito equivalente são mostrados a seguir.

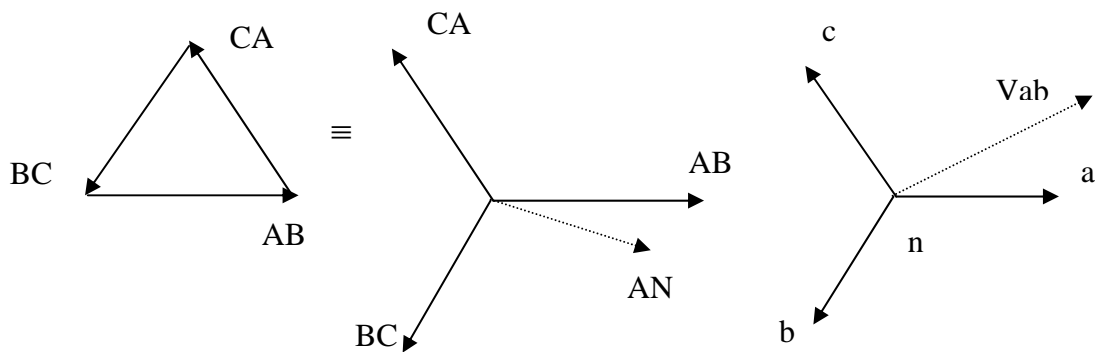


Figura 4.75 Diagrama Fasorial do Primário em Δ e Secundário em Y.

Segundo a ABNT, o triângulo das tensões é construído como ilustrado na Figura 4.76.

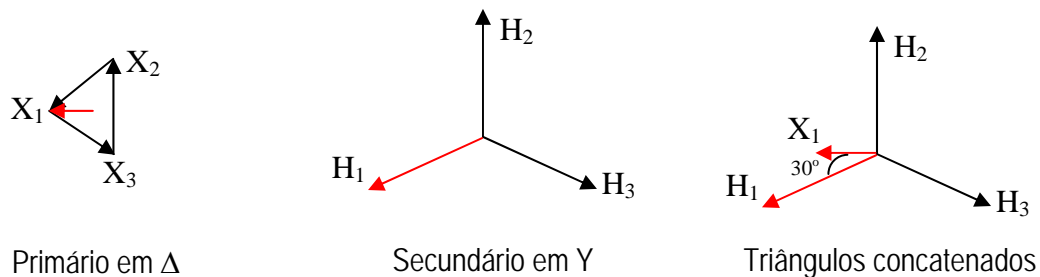


Figura 4.76 Deslocamento Angular para Transformador com Ligação Δ -Y.

A relação de transformação para o banco trifásico Δ -Y é dada por:

$$\frac{V_{AN}}{V_{aN}} = |a| \angle -30^\circ \quad (4.29)$$

$$\frac{V_{AN}}{V_{aN}} = \frac{\frac{V_{AB}}{\sqrt{3}} \angle -30^\circ}{\frac{V_{ab}}{\sqrt{3}} \angle -30^\circ} = \frac{V_{AB}}{V_{ab}} = |a| \angle -30^\circ \quad (4.30)$$

Assim, em um transformador Δ -Y a tensão de primário está atrasada de 30° em relação à tensão de secundário.

Para expressar a relação de transformação 'a' em termos do número de espiras, tem-se:

$$\frac{V_{AB}}{V_{aN}} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{\sqrt{3}V_{AN} \angle +30^\circ}{V_{aN}}$$

$$\frac{V_{AN}}{V_{aN}} = \left(\frac{N_1 / \sqrt{3}}{N_2} \right) \angle -30^\circ = |a| \angle -30^\circ \quad (4.31)$$

O circuito equivalente é mostrado na Figura 4.73 abaixo.

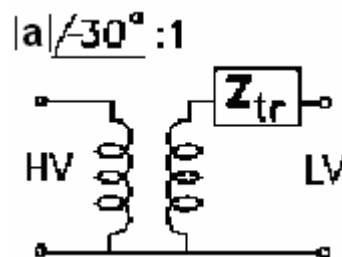


Figura 4.77 Circuito Equivalente Monofásico de Transformador Conectado em Δ -Y.

4.5.2.4 Transformadores Trifásicos Ligados em Δ - Δ

Para um banco conectado em Δ - Δ

$$a = \frac{V_{AB}}{V_{ab}} = \frac{V_{AN}}{V_{aN}} \quad (4.32)$$

e o circuito equivalente é o mesmo que para um banco trifásico conectado em Y-Y.

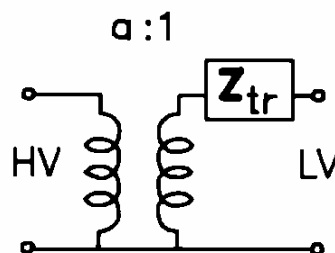


Figura 4.78 Circuito Equivalente Monofásico de Transformador Conectado em Δ - Δ .

Assim, a relação de transformação de transformadores trifásicos é sempre obtida pela relação entre as tensões de linha que é um dado de placa.

A defasagem entre as tensões de primário e secundário só assume importância quando transformadores são colocados em paralelo. Uma

importante consequência prática do defasamento de ângulo entre primário e secundário é que a operação de transformadores trifásicos em paralelo só é possível se as relações de magnitude e de ângulo de fase são iguais.

A Figura 4.xx mostra o exemplo de uma placa de identificação de um transformador trifásico de 750kVA, 60Hz, com tensões de linha de 13,8kV/220V, conectado em Δ -Y, com derivação na alta tensão.

WEG TRANSFORMADORES LTDA
BLUMENAU-SC CGCMF 82.642.521/0001-07
TRANSFORMADOR

Nº ANO TIPO

FASES 3 FREQ.: 60 Hz POTENCIA 750 kVA REFRIG. ONAN

TENSÕES SUPORTAVEL(S)(kV)	AT	BT
FREQ. INDUSTRIAL	34	10
IMPULSO ATMOSFERICO	95	—

DIAGRAMA VETORIAL
H2
H1 Δ H3 X1 X2 X3

IMPEDANCIA % A 75°C EM 13,8 kV E 750 kVA

TIPO OLEO ISOLANTE

VOLUME 555 l MANUAL N° 751

ELEVACAO MEDIA DE TEMPERATURA NOS ENROLAMENTOS/LIQUIDO ISOL. 55/55°C

NORMAS ABNT NBR 5356/1993

MASSAS APROX.
LIQ. ISOLANTE 500 kg
PARTE ATIVA 950 kg
TANQUE/ACES. 910 kg
TOTAL 2360 kg

ALTA TENSÃO			
TERMINAIS H1 H2 H3			
POS	UGA	V	A
1	a b	13800	31,4
2	b c	13200	32,8
3	c d	12600	34,4
4	d e	12000	36,1
5	e f	11400	38,0

BAIXA TENSÃO			
TERMINAIS X0 X1 X2 X3			
220/127 V		1968 A	

INDUSTRIA BRASILEIRA

Figura 4.79 Exemplo de placa de identificação de transformador.

4.5.2.5 Rendimento

O rendimento de um transformador é dado pela relação entre potência útil de saída e potência útil de entrada.

$$\begin{aligned}
 \eta\% &= \frac{P_{saída}}{P_{entrada}} = \frac{P_{entrada} - Perdas}{P_{entrada}} = 1 - \frac{Perdas}{P_{entrada}} \\
 &= \frac{|V_s||I_s|\cos\theta}{|V_s||I_s|\cos\theta + Perdas} = \frac{1}{1 + \frac{Perdas}{|V_s||I_s|\cos\theta}} \quad (4.33)
 \end{aligned}$$

em que $P_{saída} = |V_s||I_s|\cos\theta$ é a potência de saída por fase.

O rendimento depende dos valores da carga e do seu fator de potência. O rendimento fornecido pelo fabricante, segundo a ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), deve ser referente à carga nominal do transformador com fator de potência unitário.

As perdas em (4.33) referem-se àquelas nos enrolamentos e no núcleo do transformador. As perdas podem parecer insignificantes quando comparadas com a potência nominal do equipamento, porém, numa opção de compra, definem qual o melhor transformador a ser adquirido.

Desta forma, na escolha do transformador, não é suficiente apenas uma análise das condições comerciais dos diversos fabricantes, pois o custo das perdas pode levar a surpresas desagradáveis.

Este custo pode ser avaliado através do ‘preço capitalizado’ que inclui as perdas de energia dissipadas no cobre e no material ferromagnético dos transformadores, durante determinado período de funcionamento (normalmente 10 anos).

A capitalização objetiva mostrar ao usuário a influência das perdas do transformador nos gastos com energia consumida (desperdício). As fórmulas do preço capitalizado podem ser definidas pelo usuário, no entanto a concessionária em geral possui fórmulas já estudadas e ajustadas.

Uma fórmula usualmente empregada consiste em:

$$C_T = P_a + A \times P_n + B \times P_c$$

em que

C_T (R\$)	Custo total capitalizado
P_a (R\$)	Preço de aquisição do transformador
A	Fator de perdas no núcleo

P_n (kW)	Perdas no núcleo (em vazio)
B	Fator de perdas no cobre
P_c (kW)	Perdas no cobre (em carga)

A expressão leva em consideração os custos da energia, inflação, taxas e outros fatores econômicos, combinando o custo inicial de aquisição do transformador com os custos de operação, ao longo de sua vida útil.

A seguir exemplos reais de avaliação da importância da perda na comercialização de transformador para valores dos coeficientes A e B, e de perdas definidos como:

$$C_T = P_a + 2748,20 \times P_n + 1557,90 \times P_c$$

a) Transformador trifásico de 2500 kVA – 69/13,8kV

Fabricante	Preço (R\$)	P_{FE} (kW)	P_{CU} (kW)	C_t (R\$)
1	90.265,00	5,00	12,00	122.700,80
2	92.475,00	4,00	12,00	122.162,60
3	85.940,00	6,50	13,50	124.834,95

Verifica-se que o fabricante 3 ofertou o menor preço (4,8% abaixo do fabricante 1 e 7,0% abaixo do 2). Entretanto, após a aplicação da fórmula do preço capitalizado, que considera as perdas a vazio e no cobre, conclui-se que a melhor opção de compra é o transformador ofertado pelo fabricante 2, mesmo sendo o de maior custo inicial. Os menores gastos com energia consumida ao longo do período de operação do equipamento justificam a aquisição deste transformador.

b) Transformador trifásico de 15.000/20.000 kVA – 69/13,8kV

Fabricante	Preço (US\$)	P_{FE} (kW)	P_{CU} (kW)	PC (US\$)
1	236.000,00	12,20	85,70	403.040,07
2	217.615,00	18,00	104,00	429.104,20
3	240.115,00	18,50	72,50	403.904,45

Nesta simples análise observa-se que o fabricante 1, que possuía o preço inicial 8,4% superior ao 2, tornou-se a melhor opção de compra.

4.5.2.6 Regulação de Tensão

A regulação de tensão é a variação de tensão na saída do transformador quando a carga nominal é retirada. A regulação de tensão indica, portanto, a capacidade do transformador de manter tensão estável com a variação da carga desde a condição a vazio até plena carga. Normalmente seu valor é fornecido em percentual da tensão nominal de saída:

$$RV\% = 100 \cdot \frac{|V_2|^{Vazio} - |V_2|^{PC}}{|V_2|^{PC}} \bigg|_{|V_1|=cte} \quad (4.34)$$

sendo $|V_2|^{PC}$ a magnitude da tensão no secundário sob condição de plena carga, e $|V_2|^{Vazio}$ a magnitude da tensão no secundário sem carga ($I_2=0$), com a tensão no primário mantida constante.

A regulação de tensão de um transformador pode também ser avaliada para qualquer condição de carregamento. Neste caso, a Equação 4.34 é re-escrita.

$$RV\% = 100 \cdot \frac{|V_2|^{Vazio} - |V_2|^C}{|V_2|^C} \bigg|_{|V_1|=cte} \quad (4.35)$$

em que $|V_2|^C$ é a magnitude da tensão no secundário sob uma dada condição de carga, e $|V_2|^{Vazio}$ a magnitude da tensão no secundário sem carga ($I_2=0$) com a tensão no primário mantida constante.

A regulação depende do fator de deslocamento da carga, indutivo ou capacitivo.

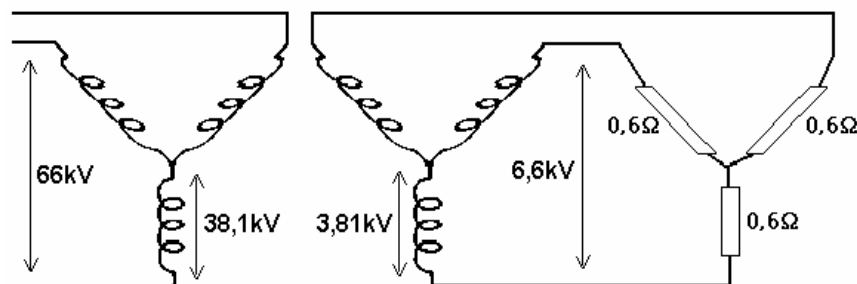
4.6 Reguladores de Tensão

A tensão ao longo de alimentadores é normalmente controlada por reguladores de tensão. Esses reguladores são auto-transformadores com tapes ou derivações em seus enrolamentos. Tipicamente, o regulador é usado para elevar ou abaixar a tensão por um intervalo de até 10%. Um regulador pode ser operado em modo manual ou modo automático. No modo manual, a tensão de saída pode ser manualmente elevada ou abaixada no painel de controle do regulador. No modo automático, o mecanismo de controle do regulador ajusta os

tapes para assegurar que a tensão monitorada mantenha-se dentro de certa faixa.

Exemplo 4.3

Seja um transformador Y-Y composto de três transformadores monofásicos de 25MVA, 38,1/3,81kV. Uma carga balanceada resistiva de $0,6\Omega$ por fase está ligada em Y ao secundário do transformador. Qual o valor da carga vista do primário?

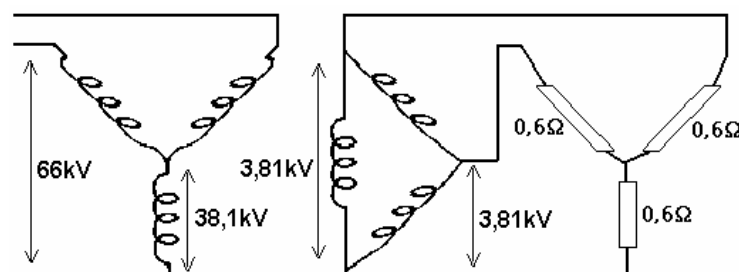


Cada resistor de $0,6\Omega$ é considerado como conectado diretamente através do enrolamento de 3,81kV. No lado do primário a impedância medida de linha para neutro é

$$Z_{L,1} = 0,6 \left(\frac{38,1}{3,81} \right)^2 = 0,6 \left(\frac{66}{6,6} \right)^2 = 60\Omega$$

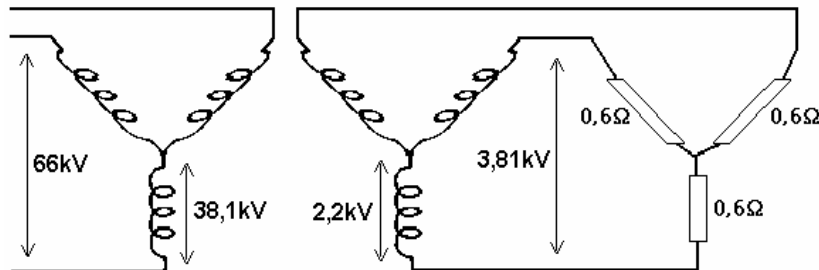
Exemplo 4.4

Se o mesmo transformador do Exemplo 4.3 é conectado em Y- Δ para a mesma carga resistiva de $0,6\Omega$, determine a impedância da carga vista do primário.



Observe que o enrolamento de secundário do transformador do Exemplo 4.4 é submetido à tensão de linha de 3,81kV.

O transformador Y- Δ pode ser substituído por um Y-Y com relação de transformação para cada enrolamento sendo 38,1/2,2kV. Note que a impedância de secundário passou a ser o equivalente Y, portanto 3 vezes menor que a impedância da conexão delta.



A resistência de cada fase da carga vista do primário do transformador é obtida como:

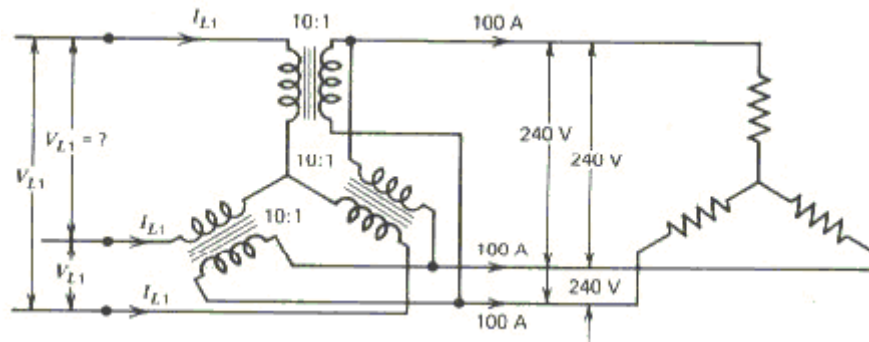
$$Z_{L,1} = 0,6 \left(\frac{38,1}{2,2} \right)^2 = 0,6 \left(\frac{66}{3,81} \right)^2 = 180\Omega$$

O fator multiplicativo é o quadrado da relação entre tensões linha-linha e não o quadrado das relações de espiras dos enrolamentos individuais do transformador Y- Δ .

A conclusão que se pode deduzir é que para transferir o valor ôhmico de impedância do nível de tensão de um lado de um transformador trifásico para o nível de tensão do outro lado, o fator multiplicativo é o quadrado da razão entre tensões linha-linha ou entre tensões de fase independente se o transformador está conectado em Y-Y ou Y- Δ .

Exemplo 4.5

Três transformadores ideais são conectados em Y- Δ como mostra o diagrama abaixo. A carga conectada ao secundário é balanceada. A corrente eficaz de linha é de 100A. A relação de espiras é 10. Determine: (a) a relação de transformação de tensão; (b) as tensões de linha de primário; (c) as correntes de linha de primário; (d) a potência aparente de saída.



A relação de espiras é dada por:

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{AN}}{V_{ab}} = \frac{\left(\frac{V_{AB}}{\sqrt{3}} \right) \angle -30^\circ}{V_{ab}} \Rightarrow \frac{V_{AB}}{V_{ab}} = \frac{\sqrt{3}N_1}{N_2} \angle +30^\circ$$

A relação de tensão entre primário e secundário é defasada de 30° , estando a tensão de primário adiantada de $+30^\circ$ em relação à tensão de secundário. Note que é preciso aumentar o número de espiras do primário de $\sqrt{3}$ para suportar a tensão de linha V_{AB} . A mesma relação de transformação é obtida quando se considera as tensões de fase.

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{AN}}{V_{ab}} = \frac{V_{AN}}{\sqrt{3}V_{aN} \angle +30^\circ} \Rightarrow \frac{V_{AN}}{V_{aN}} = \frac{\sqrt{3}N_1}{N_2} \angle +30^\circ$$

Portanto, a relação de transformação de tensão é:

$$a = \sqrt{3} \times 10 \angle +30^\circ = 17,3 \angle +30^\circ$$

Como a carga está submetida a uma tensão de linha de magnitude igual a 240 V, implica que:

$$V_{AN} = (17,3 \angle +30^\circ) \cdot \frac{240}{\sqrt{3}} \angle 0^\circ = 2400 \angle +30^\circ \text{ [V]}$$

$$V_{BN} = (17,3 \angle +30^\circ) \cdot \frac{240}{\sqrt{3}} \angle -120^\circ = 2400 \angle -90^\circ \text{ [V]}$$

$$V_{CN} = (17,3 \angle +30^\circ) \cdot \frac{240}{\sqrt{3}} \angle +120^\circ = 2400 \angle +150^\circ \text{ [V]}$$

As tensões de linha no primário:

$$V_{AB} = \sqrt{3}V_{AN} \angle +30^\circ = \sqrt{3} \times 2400 \angle +60^\circ [V]$$

$$V_{BC} = \sqrt{3} \times 2400 \angle -60^\circ [V]$$

$$V_{CA} = \sqrt{3} \times 2400 \angle +180^\circ [V]$$

A corrente eficaz de linha no secundário é de 100A. Como a carga é resistiva, a corrente de 100A está em fase com a tensão de fase do secundário.

A relação entre as correntes de primário e secundário é dada por:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{a^*} = \frac{1}{17,3} \angle +30^\circ$$

Assim

$$I_A = \left(\frac{1}{17,3} \angle +30^\circ \right) \cdot 100 \angle 0^\circ [A]$$

$$I_B = \left(\frac{1}{17,3} \angle +30^\circ \right) \cdot 100 \angle -120^\circ [A]$$

$$I_C = \left(\frac{1}{17,3} \angle +30^\circ \right) \cdot 100 \angle +120^\circ [A]$$

A potência de saída é calculada como:

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \cdot |V_{L,2}| \cdot |I_{L,2}| \angle \theta$$

Como a carga é resistiva, o ângulo de defasagem entre tensão de fase e corrente de fase na carga Y é zero, e $\theta=0^\circ$.

Então:

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \cdot 240 \cdot 100 = 41,569 \text{ kVA}$$

Exemplo 4.6

Considere no Exemplo 4.5 que as tensões de linha de secundário estão em seqüência negativa. Calcule a relação de transformação de tensão do transformador Y-Δ.

Tensões de seqüência negativa:

$$V_{ab} = 240 \angle 30^\circ \text{ [V]}$$

$$V_{bc} = 240 \angle +150^\circ \text{ [V]}$$

$$V_{ca} = 240 \angle -90^\circ \text{ [V]}$$

Como as tensões de fase do primário estão em fase com as correspondentes tensões de linha do secundário, tem-se que:

$$\frac{V_{AN}}{V_{ab}} = 10 \therefore V_{AN} = 10 \times 240 \angle 30^\circ = 2400 \angle 30^\circ \text{ [V]}$$

$$\frac{V_{BN}}{V_{bc}} = 10 \therefore V_{BN} = 2400 \angle +150^\circ \text{ V}$$

$$\frac{V_{CN}}{V_{ca}} = 10 \therefore V_{CN} = 2400 \angle -90^\circ \text{ V}$$

Como as tensões de linha são obtidas a partir das tensões de fase, tem-se que:

$$V_{AB} = V_{AN} - V_{BN} = 2400 \angle 30^\circ - 2400 \angle +150^\circ = \sqrt{3} \cdot 2400 \angle 0^\circ \text{ [V]}$$

$$V_{BC} = V_{BN} - V_{CN} = \sqrt{3} \cdot 2400 \angle +120^\circ \text{ [V]}$$

$$V_{CA} = V_{CN} - V_{AN} = \sqrt{3} \cdot 2400 \angle -120^\circ \text{ [V]}$$

A relação de transformação de tensão:

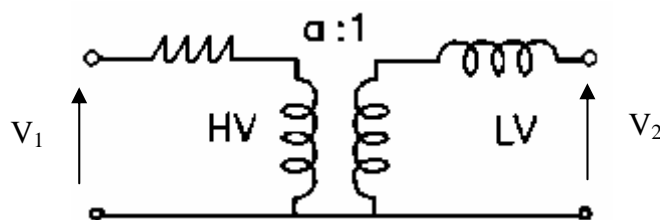
$$\frac{V_{AB}}{V_{ab}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2400 \angle 0^\circ}{240 \angle 30^\circ} = 17,3 \angle -30^\circ$$

Portanto, a relação de transformação para a seqüência negativa de um transformador conectado em Y-Δ mostra que a tensão de linha de primário está atrasada de 30° da tensão de linha de secundário.

Exemplo 4.7

Um transformador trifásico de 50 MVA, 161/69 kV, tem uma resistência equivalente por fase de $2,59 \Omega$ referida ao primário e uma reatância equivalente por fase de $9,52 \Omega$ referida ao secundário.

- (a) Quando o transformador está fornecendo 50 MVA a um fator de potência de 0,8 atrasado, em 69 kV, qual deve ser a tensão em seus terminais de entrada?
 (b) Qual é a regulação a plena carga para este fator de potência?
 (c) Qual a regulação de tensão para as mesmas condições de (b) exceto que a carga tem fator de potência de 0,8 adiantado?
 (d) Qual é a perda no cobre a plena carga?



Utilizando o modelo monofásico:

$$\begin{aligned} E_2 &= V_2 + (R_{eq,2} + jX_{eq,2}) \cdot I_2 \\ &= \frac{69 \times 10^3}{\sqrt{3}} \angle 0^\circ + (0,477 + j9,52) \cdot 418,37 \angle -36,87^\circ \\ &= 42,497 \angle 4,14^\circ \text{ kV} \end{aligned}$$

Sendo

$$\begin{aligned} R_{eq,2} &= \frac{1}{a^2} R_{eq,1} = \left(\frac{69}{161} \right)^2 \cdot 2,59 = 0,476 [\Omega] \\ I_2 &= \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} |V_L|} \angle -\cos^{-1}(FPD) = \frac{50 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 69 \times 10^3} \angle -\cos^{-1}(0,8) \\ &= 418,37 \angle -36,87^\circ [A] \end{aligned}$$

Referindo E_2 ao primário tem-se que:

$$\begin{aligned} E_{1,LN} &= V_{1,LN} = \left(\frac{161}{69} \right) E_{2,LN} = 99,44 \text{ kV} \angle 4,14^\circ \\ V_{1,LL} &= \sqrt{3} V_{1,LN} \angle +30^\circ = 172,24 \text{ kV} \angle 34,14^\circ \end{aligned}$$

Como os parâmetros do transformador estão todos referidos ao secundário, então a tensão de entrada V_1 é igual à f.e.m. de primário E_1 .

b) Para o cálculo da regulação de tensão tem-se que em plena carga quando no secundário a tensão é de 39,84kV (ou 69 kV linha-linha) a tensão E_2 é de 42,497 kV como calculado anteriormente. Se a carga for levada a zero (condição a vazio) estando em E_2 uma tensão de 42,497 kV, a tensão na saída do transformador será de 42,50kV. Assim, a regulação de tensão será de:

$$RV\% = \left(\frac{42,50 - 39,84}{39,84} \right) \cdot 100 = 6,67\%$$

Note que a tensão de saída para operação em plena carga com $FP=0,8$ ind é menor que para a condição a vazio.

c) Para uma carga de 50MVA e fator de potência 0,8 capacitivo, tem-se:

$$\begin{aligned} E_2 &= V_2 + (R_{eq,2} + jX_{eq,2}) \cdot I_2 \\ &= \frac{69 \times 10^3}{\sqrt{3}} \angle 0^\circ + 9,53 \angle 87,13^\circ \times 418,37 \angle 36,87^\circ \\ &= 39,84 \times 10^3 \angle 0^\circ + 3987,07 \angle 124^\circ = 39840 - 2229,54 + j3305,43 \\ &= 37610,46 + j3305,43 = 37,76 \angle 5,02^\circ \text{ [kV]} \end{aligned}$$

$$RV\% = \left(\frac{37,76 - 39,84}{39,84} \right) \cdot 100 = -5,22\%$$

Note que para a condição de operação em plena carga com $FP=0,8$ adiantado, a tensão na saída do transformador é maior que para a condição de operação a vazio, resultando em um valor de regulação negativa.

d) A corrente da carga no secundário é igual a $I_2 = 418,37 \angle -36,87^\circ$ A para $FP=0,8$ ind. A resistência equivalente dos enrolamentos referida ao secundário é de $0,477\Omega$. Assim, a perda no cobre por fase é igual a:

$$P_{CU} = 0,477 \cdot (418,37)^2 = 83,49 \text{ kW}$$

A perda total é $3 \times P_{CU}$, i.e., 250,47W, cerca de 0,5% da potência nominal do transformador.

4.7 Redes de Distribuição

As redes de distribuição usam duas topologias básicas:

- a) Rede Radial também denominada de tipo antena. O princípio de operação é baseado em uma única fonte de suprimento. Isto significa que todas as unidades consumidoras são alimentadas a partir de um único alimentador. Esse arranjo é particularmente usado para distribuição em MT em áreas rurais. Essa configuração possibilita um suprimento de baixo custo para unidades consumidoras de baixa densidade de carga com grande dispersão geográfica. A configuração radial é normalmente usada em sistemas de distribuição aérea.
- b) Rede em Anel Aberto. Nesta configuração são usadas várias linhas de alimentação. Isto significa que dois possíveis caminhos elétricos podem suprir qualquer unidade consumidora, cada caminho é ativado a qualquer tempo, e a alimentação de retaguarda é dada pelo uso de outro anel. Esta configuração é em geral empregada em sistemas de distribuição subterrânea e em áreas urbanas densamente populosas.
- c) Rede em Anel Fechado. A operação de dois circuitos alimentadores em anel fechado pode resolver problemas como melhor distribuição da carga, redução da queda de tensão na hora da ponta do sistema e influenciar na postergação da necessidade de investimento de reforma na rede devido a alimentadores estarem chegando ao limite de queda de tensão ou de carregamento.

A operação de dois circuitos alimentadores em anel fechado consiste na interligação dos alimentadores através de uma chave de manobra existente na rede, normalmente operando na posição “Aberta”, e que tem uma extremidade ligada na rede de um alimentador e a outra extremidade ligada na rede de outro alimentador. Este tipo de operação já é um recurso adotado nas redes de distribuição, geralmente para se interligar duas redes de 13,8kV ou superior. Entretanto, manter uma interligação em anel fechado entre dois alimentadores, embora possa trazer vantagens na qualidade de energia em relação ao nível de tensão e perdas, contribui mais fortemente no agravamento dos índices de continuidade, em casos de defeitos na rede troncal, desligando todo o circuito em anel.

Como alternativa à chave de manobra pode-se um religador para fechamento do anel. Adicionalmente, cada alimentador pode ser dividido em duas partes convenientes (função da quantidade e importância da carga de cada alimentador) colocando-se um religador. A estrutura básica de dois alimentadores operando em anel fechado, utilizando diagrama unifilar, está mostrada na Figura 4.80.

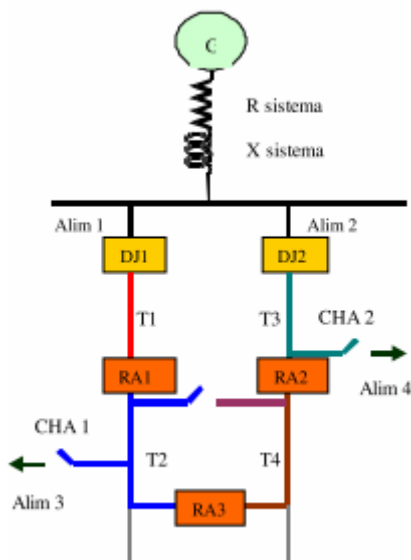


Figura 4.80. Estrutura básica de operação de 2 alimentadores em anel fechado.
Religador convencional como chave de fechamento do anel

O religador de fechamento do anel – RA3 deve operar sem religamento, ficando o restante da proteção operando como se o circuito fosse operado em estrutura radial. O religador RA3 deve coordenar com RA1 e RA2 respectivamente, abrindo sempre que ocorrer trecho defeito em qualquer trecho.

Em caso de qualquer defeito o anel sempre será aberto por RA3 antes da seqüência de religamento do outro equipamento que também operou, e o ciclo de religamento fará as tentativas de restabelecer a energia, verificando se a causa do defeito foi transitória. Acrescentando tele sinalização e tele operação dos equipamentos, em caso de operação por defeito transitório, esta informação será do conhecimento do Centro de Operações que comandará o retorno do fechamento da configuração em anel, caso o defeito tenha sido transitório e RA3 não seja programado com religamento.

A Tabela 4.11 mostra os ganhos obtidos desta configuração, ou seja, além dos ganhos de redistribuição do carregamento, melhoria de tensão, acrescenta redução da área desligada para defeitos

permanentes troncais somente nos trechos T2 e T4, devido à inclusão dos religadores RA1 e RA2.

Tabela 4.11. Trechos desligados no anel fechado usando três religadores convencionais.

Alim	Defeito no trecho	Abertura	Desliga
1	T 1	DJ1 e RA3	Alim 1
1	T 2	RA1 e RA3	Trecho T2
2	T 3	DJ2 e RA3	Alim 2
2	T 4	RA2 e RA3	Trecho T4

4.8 Sistema Digital de Automação

Os sistemas de automação de subestações e redes de energia elétrica modernos são implementados com arquitetura de sistemas abertos (uso de padrões de domínio público, i.e., não proprietários), baseados em processamento distribuído, possibilitando um crescimento modular e atualização a baixos custos.

O termo SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) na automação refere-se a sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados composto por um ou mais computadores e software de aplicação monitorando e controlando um processo. Os processos podem incluir processos industriais de:

- Manufatura,
- Geração de energia,
- Transmissão e distribuição de energia elétrica
- Refino de petróleo,
- Distribuição de água,
- Coleta e tratamento de esgoto,
- Linhas de óleo e gás, e
- Grandes sistemas de comunicação.

O objetivo principal dos sistemas SCADA é propiciar uma interface de alto nível do operador com o processo informando-o "em tempo real" de todos os eventos de importância da planta.

Os principais sistemas de supervisão oferecem três funções básicas:

- Funções de supervisão: incluem todas as funções de monitoramento do processo tais como: sinóticos animados, gráficos

de tendência de variáveis analógicas e digitais, relatórios em vídeo e impressos, etc.

- Funções de operação: incluem ligar e desligar equipamentos e seqüência de equipamentos, operação de malhas PID, mudança de modo de operação de equipamentos, etc.
- Funções de controle:
 - Controle DDC ("Digital Direct Control") – todas as operações de entrada e saída são executadas diretamente através de cartões de I/O ligados diretamente ao barramento do micro, ou por remotas mais simples.
 - Controle Supervisório - os algoritmos de controle são executados pela unidade terminal remota (UTR), mas os set-points para as malhas de controle são calculados dinamicamente pelo sistema de supervisão de acordo com o comportamento global do processo.

Uma das funções do sistema SCADA é receber informações de mudanças de estados do sistema elétrico e de falhas e atuações de equipamentos e dispositivos de proteção e controle da subestação, tais como atuação das funções de proteção, estado dos disjuntores, falhas de relés e disjuntores, etc. A partir das informações recebidas, os operadores realizam os diagnósticos das ocorrências no sistema elétrico.

4.8.1 Arquitetura de um Sistema SCADA

Alguns elementos são básicos em um sistema SCADA como:

- Estação de supervisão (PC),
- Equipamento de controle com I/O (UTR - Unidades Terminais Remotas, CLP - Controlador Lógico Programável, Relés, IED - Dispositivo Eletrônico Inteligente) e,
- Infra-estrutura de comunicação (*hubs*, *switches*, *gateways*, meio físico, etc.).

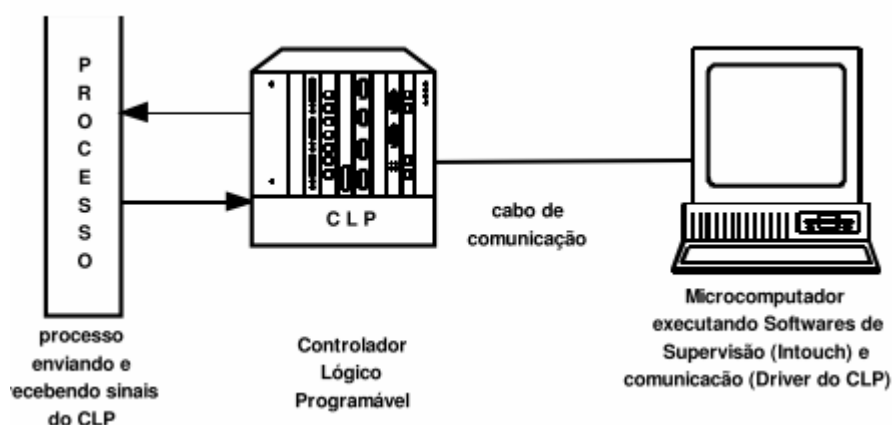


Figura 4.81 Esquema básico do sistema SCADA

Um sistema SCADA pode compreender mais de uma estação de supervisão, podem existir estações específicas para relatórios, gráficos de tendência, controle estatístico do processo, entre outros.

A infra-estrutura de comunicação pode utilizar diversas tecnologias de transmissão de dados e até mesmo utilizar redes redundantes para aumentar a disponibilidade do sistema. Rede Ethernet é em geral aceita como rede local de comunicação (LAN). Padrões industriais Profibus e LON são usados com sucesso na Europa enquanto DNP3.0 and Modbus são preferidos nos EUA. Recentemente, Ethernet com TCP/IP foi introduzido.

Além disso, todo o sistema pode ser monitorado a distância por meio da rede WAN. A sincronização do tempo baseada em GPS é usada para precisão do tempo. A Figura 4.82 exemplifica a flexibilidade da arquitetura de um sistema SCADA.

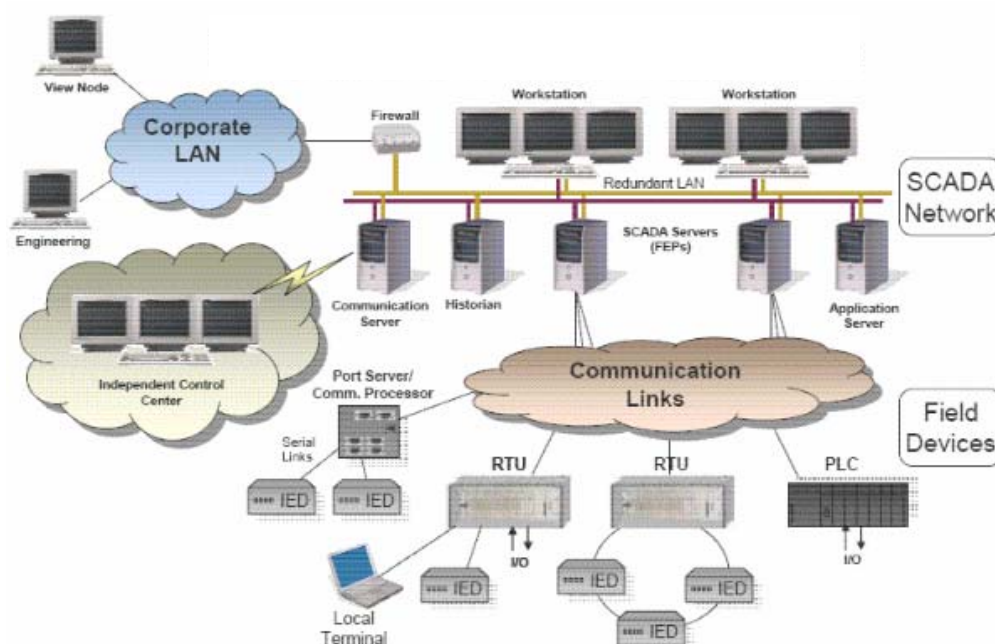


Figura 4.82. Exemplo da flexibilidade da arquitetura de um sistema SCADA

Nesta arquitetura as informações coletadas pelas UTRs, IEDs e PLCs são colocadas na rede de comunicação, à disposição dos demais membros da rede, onde o servidor de banco de dados (SBD) zelará pelo armazenamento e disseminação seletiva das informações. A interação do operador com o sistema se faz por meio dos servidores de interface humana (IH) e a comunicação, tanto com os equipamentos de campo, quanto com os níveis hierárquicos superiores, é efetuada pelo servidor de comunicação (SC).

Dependendo da aplicação, esses módulos podem ou não ser redundantes ou ainda ter suas funções concentradas num único hardware.

Os servidores de IH são máquinas equipadas com um ou mais monitores de vídeo colorido de alta resolução, impressora gráfica, teclado alfanumérico, mouse, atuando como console de operação. O console de operação proporciona ao operador todas as facilidades necessárias ao comando e supervisão da subestação, possibilitando a execução de atividades do tipo:

- Supervisão do sistema elétrico da subestação
- Execução do controle remoto de disjuntores e relés de bloqueio
- Comando remoto dos tapes de transformadores equipados com comutadores
- Controle remoto do nível de reativos e de tensão nos barramentos da subestação
- Supervisão da atuação dos relés de proteção
- Alteração das curvas de atuação dos relés digitais
- Reconhecimento e inibição de mensagens de alarmes
- Acesso a todas as telas de diagramas unifilares, tabulares e de tendência, etc.

4.8.2 Evolução dos Sistemas Digitais de Automação

Tradicionalmente as subestações eram protegidas por relés eletromecânicos. Os tradicionais sistemas SCADA empregam unidades terminais remotas (UTRs) como concentradores para realizar a aquisição dos dados do processo e executar comandos. As UTRs realizam a interface entre o sistema SCADA do Centro de Operação e os relés eletromecânicos e/ou eletrônicos; disjuntores e seccionadores. Estes sistemas possuem muitas limitações e dificuldades, principalmente, por ocasião de expansões, e necessitam de um grande número de cabos para a obtenção dos sinais do processo e para as interligações entre painéis, além de relés

auxiliares, relés de bloqueio etc., o que tem aumentado o custo destas instalações.

Enquanto os relés eletromecânicos necessitam de uma Unidade de Aquisição e Controle (UAC) conectadas a seus contatos de *trip* ou de relés auxiliares multiplicadores de contatos para que possam ser supervisionados, os seus similares digitais fornecem essa informação através de rede de comunicação de dados. O termo UAC representa indistintamente vários tipos de equipamentos como p.ex. Controladores Programáveis (CP), Unidades Terminais Remotas (UTR), medidores digitais, relés de proteção digital, sequenciadores de eventos, oscilógrafos, etc.

Nos últimos anos, os relés de proteção experimentaram notável evolução desde que a tecnologia digital foi adotada em sua fabricação, tendo-se transformado em dispositivos inteligentes, chamados de IEDs de proteção que, além de agregarem maiores recursos às tarefas de proteção, são também capazes de participar das diversas funções de supervisão, controle e automação normalmente utilizadas em uma subestação. Os IEDs podem desempenhar todas as funções de proteção, controle, medição, intertravamentos, automatismos, registro de eventos, oscilografia, monitoramento do desgaste dos contatos dos disjuntores, etc. As principais áreas de aplicação dos IEDs são os sistemas de distribuição e redes industriais.

A integração da proteção e do controle surgiu na metade dos anos 80 e desde então tem amadurecido e evoluído para uma completa automação de subestações.

4.8.3 Hierarquia de um Sistema Digital de Automação

Com a redução dos custos da tecnologia microprocessada e a consolidação no mercado dos relés digitais multifunção ou IEDs de proteção, surgiram os sistemas digitais para automação de subestação (SDA). Na Figura 4.83 é apresentado um diagrama de bloco simplificado de um SDA para uma subestação com os três níveis hierárquicos: nível estação, nível vão e nível processo, estando o quarto nível no Centro de Operação.

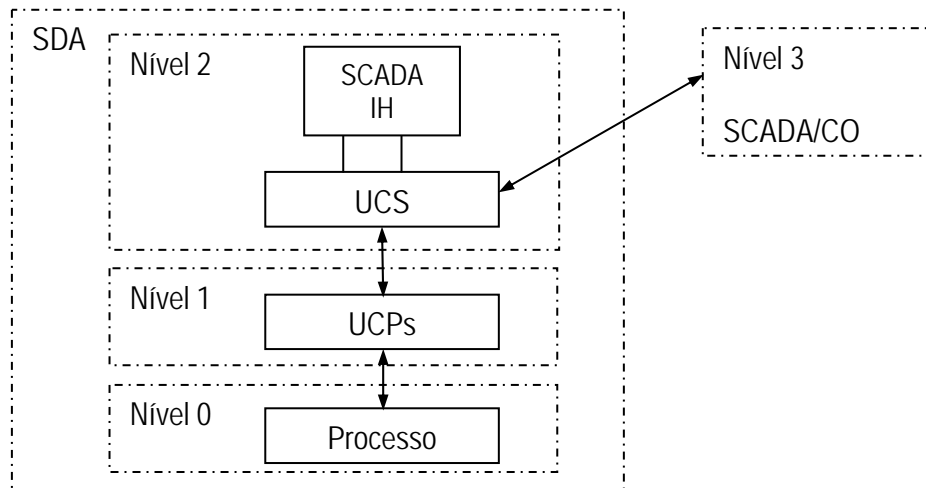


Figura 4.83. Diagrama de Bloco da Hierarquia Funcional de um SDA para SE.

Os SDAs, conforme apresentado na Figura 4.83, são compostos de três níveis funcionais:

- Nível 0: corresponde ao processo – vãos, disjuntores e seccionadores;
- Nível 1: constituído das unidades de controle de posição (UCPs) - relés, intertravamentos e automatismos locais;
- Nível 2: composto da unidade de controle de subestação (UCS), sistema SCADA e comunicação com o Nível 1 (UCPs) e o.
- Nível 3: (SCADA do Centro de Operação (CO) do Sistema – COS).

A arquitetura do sistema de proteção, supervisão, controle e automação pode ser concebida de forma modular e distribuída, onde para cada vão existe um IED de proteção associado. A Figura 4.83 apresenta uma configuração para a rede de comunicação de um SDA de subestação.

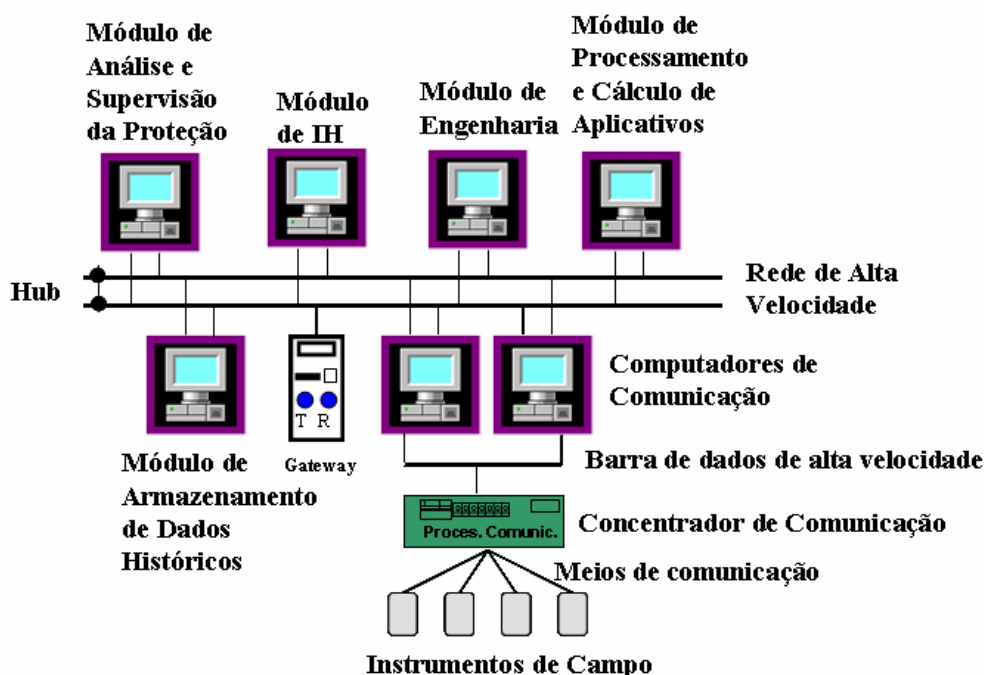


Figura 4.84. Configuração de rede de comunicação.

A interação do operador com o sistema se faz por meio de servidores de interface humana e a comunicação, tanto com os equipamentos de campo, quanto com o nível hierárquico superior (Nível 3) é efetuada pela UCS (servidor de comunicação). Em subestações com poucos pontos de supervisão e controle, o servidor IH pode executar também a função de servidor de banco de dados e, eventualmente, poderá também acumular a função de servidor de comunicação.

Nos servidores IH encontra-se uma base de dados local, onde são armazenados, por exemplo, a parte estática das telas gráficas e a base de dados de tempo real.

Os Servidores de Banco de Dados (SBD) armazenam a base de dados de tempo real e histórica, além de arquivos de seqüência de eventos, valores de ajuste de relés de proteção, dados cadastrais de equipamentos, etc. Para tanto, são utilizados máquinas velozes, de alta capacidade de armazenamento, muitas vezes em configuração dual por se tratar de uma função crítica para a operação do sistema.

Para gerenciar a base de dados distribuída, normalmente é utilizado um "software" comercial aderente aos padrões internacionais e de grande penetração no mercado. Entretanto, para que as aplicações desenvolvidas possam ser consideradas abertas, é necessário que o sistema gerenciador da base de dados (SGBD) siga padrões escritos e mantidos por organizações independentes internacionais. Para os bancos de dados de estrutura relacional, foi padronizada uma

linguagem de consulta denominada SQL - Structured Query Language, objetivando prover portabilidade de definição de bancos de dados, bem como de programas aplicativos entre bancos de dados provenientes de diferentes fornecedores.

Os servidores de comunicações de dados (SC) estabelecem a comunicação da subestação com os níveis hierárquicos superiores, podendo inclusive servir de interface para as UAC's que não têm possibilidade de comunicação direta com a rede. Os servidores de comunicação podem ser equipados com vários canais de comunicação e cada um deles é tratado independentemente dos demais. Cada um desses canais pode operar com protocolo de comunicação diferente, de acordo com as necessidades dos níveis hierárquicos superiores e inferiores. Em sistemas de pequeno porte, o servidor de IH pode acumular também a função de servidor de comunicação.

Os servidores de comunicação podem aliviar o carregamento do subsistema computacional central, podendo executar conversão de protocolos proprietários para o protocolo padrão utilizado na rede local (LAN), bem como efetuam o controle de seqüências de varreduras de rotina, os testes de não-resposta, a detecção de erros de comunicação, a verificação de mudança de estado e a execução de outras funções de rotina.

Tendo em vista a inexistência de um protocolo de comunicação universal que atenda às necessidades de comunicação de todos os equipamentos inteligentes instalados numa subestação, os servidores de comunicação abrigam simultaneamente vários tipos de protocolos, que podem fazer uso de diferentes meios físicos de transmissão de dados.

Dadas as peculiaridades dos requisitos de comunicação, é concentrada no servidor de comunicação a comunicação com os equipamentos de campo, tais como: relés digitais, equipamentos de medição digital, controladores programáveis, unidades terminais remotas e equipamentos de oscilografia. Este módulo responde, ainda, pelas necessidades de comunicação com os níveis hierárquicos superiores, tais como COS (Centro de Operações do Sistema), COR (Centro de Operações Regionais), COD (Centro de Operações de Distribuições) etc., pois este tipo de comunicação pode envolver protocolos destinados às Wide Area Networks (WAN's).

No Nível 3, as instalações de um CO contam com um grande painel digital, no qual são representadas as principais unidades que

compõem o sistema de potência comandado e supervisionado pela empresa concessionária. O painel (ou *vídeo wall*) permite aos operadores encarregados de coordenar o tráfego de energia na rede visualizar em tempo-real eventuais panes ou desligamentos, pontos de sobrecarga e outros eventos importantes dentro do sistema que possam requerer sua atuação. A consequência disso é a maior segurança na operação do sistema elétrico. O painel digital substitui o quadro mímico que foi utilizado durante várias décadas pelas empresas.

O Centro de Operação – ou COS – pode ser entendido como o coração do sistema elétrico. Segundo o Prodist, o Centro de Operação compreende o “conjunto centralizado de pessoal, informações, equipamentos e processamento de dados, destinado a exercer as ações de coordenação, supervisão, controle, comando e execução da operação das instalações de baixa tensão, de média tensão e de alta tensão de distribuição”.

Atualmente, uma nova evolução tecnológica encontra-se disponível, definida pela norma IEC 61850. Esta norma permite através do uso de redes LAN Ethernet de alta velocidade e elevada confiabilidade, uma completa integração entre os diversos equipamentos digitais, possibilitando o compartilhamento das informações e facilitando a implantação de funções de automação e de auxílio à operação e manutenção.

4.8.4 Norma IEC61850

A norma IEC 61850 veio uniformizar o uso de redes LAN para proteção e automação, permitindo a disponibilização das informações de interesse aos seus diferentes usuários, tais como operador local, operador do centro de controle, equipe de pré e pós-operação, equipe do SCADA, medição, tecnologia da informação, manutenção, engenharia da proteção, análise de faltas etc. Adicionalmente, a norma IEC 61850 facilita a expansão dos sistemas digitalizados, oferecendo a garantia de expansibilidade e interoperabilidade inclusive entre IEDs de fabricantes diferentes [Sistemas de Proteção e Automação de Subestações de Distribuição e Industriais Usando a Norma IEC 61850– XIII Eriac].

O padrão IEC 61850 foi desenvolvido tendo como objetivos principais: assegurar interoperabilidade entre os diferentes IEDs de uma subestação ou usina e atender aos diferentes tipos de arquitetura utilizados, além de suportar desenvolvimentos tecnológicos futuros

sem requerer alterações significativas no software e hardware do SDA.

Para alcançar os objetivos acima, o novo padrão utiliza a abordagem orientada a objeto e subdivide as funções em objetos denominados nós lógicos que se comunicam entre si. As funcionalidades requeridas para a automação e proteção da subestação são focadas nos nós lógicos e não na quantidade de IEDs ou funções utilizadas.

Outro objetivo da norma IEC 61850 é possibilitar a comunicação entre IEDs com alta velocidade e confiabilidade elevada, possibilitando a substituição dos cabos de controle por redes de comunicação e reduzindo o custo global.

As características do padrão IEC 61850 permitem que o SDA seja considerado uma plataforma aberta de Proteção e Automação de Subestações, independentemente dos fornecedores.

Uma grande vantagem do padrão IEC 61850 é a possibilidade de se reduzir sensivelmente a quantidade de cabos e de pontos de entrada e saída dos equipamentos digitais através do compartilhamento das múltiplas informações sobre o processo entre os diversos subsistemas. Assim, por exemplo, as informações analógicas e de estado relativas ao processo, podem ser adquiridas pelos relés das proteções primária e secundária e compartilhadas com os sistemas de supervisão, controle e automação, com custos menores e com maior confiabilidade.

As grandezas elétricas como V , I , W , var , VA , FP e outras, são adquiridas nos sistemas modernos por meio de multimedidores, que fazem a transdução digital das correntes e tensões de cada fase, obtendo os fasores de V e I e, a partir daí, calculam todas as grandezas elétricas de interesse. Como alternativa ao uso de multimedidores, pode-se utilizar os próprios IEDs de proteção, os quais já efetuam a transdução digital da corrente e tensão de cada fase.

A melhora das condições operativas da subestação, com a utilização de automatismos para manobras que antes eram executadas pelos operadores, resulta em aumento da confiabilidade, segurança e disponibilidade do sistema e grande diminuição no tempo de interrupção a que os consumidores estavam sujeitos na ocorrência de faltas.