

- 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 Relés
 - 4.4.2 Funções de Proteção
 - 4.4.3 Coordenação de Dispositivos de Proteção
 - 4.4.3.1 Coordenação de Fusíveis Serie
 - 4.4.3.2 Coordenação entre Religador e Fusível
 - 4.4.3.3 Coordenação entre Disjuntor e Fusível
 - 4.4.3.4 Coordenação entre Religador e Seccionalizador
- 4.5 Transformador
- 4.6 Sistema de Distribuição em Alta Tensão
- 4.7 Sistema de Automação Digital

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.

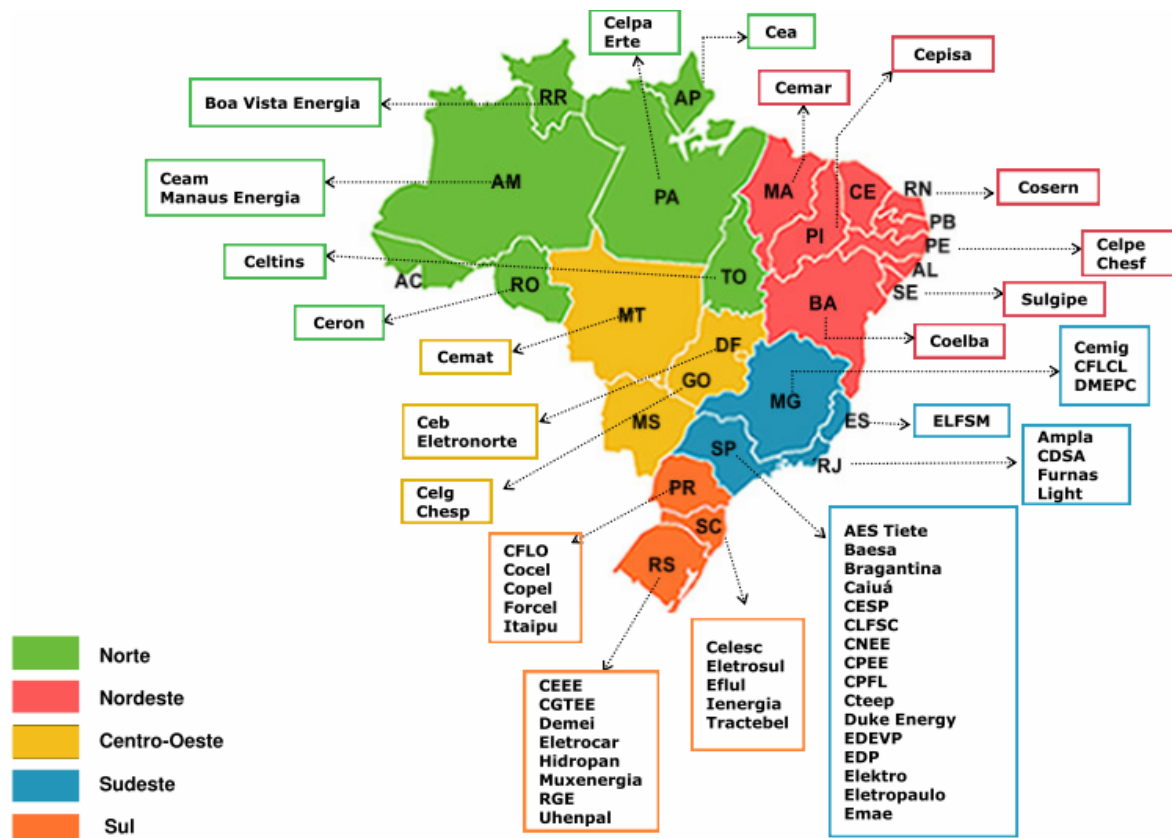


Figura 4.1 Concessionárias brasileiras de energia elétrica.

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.

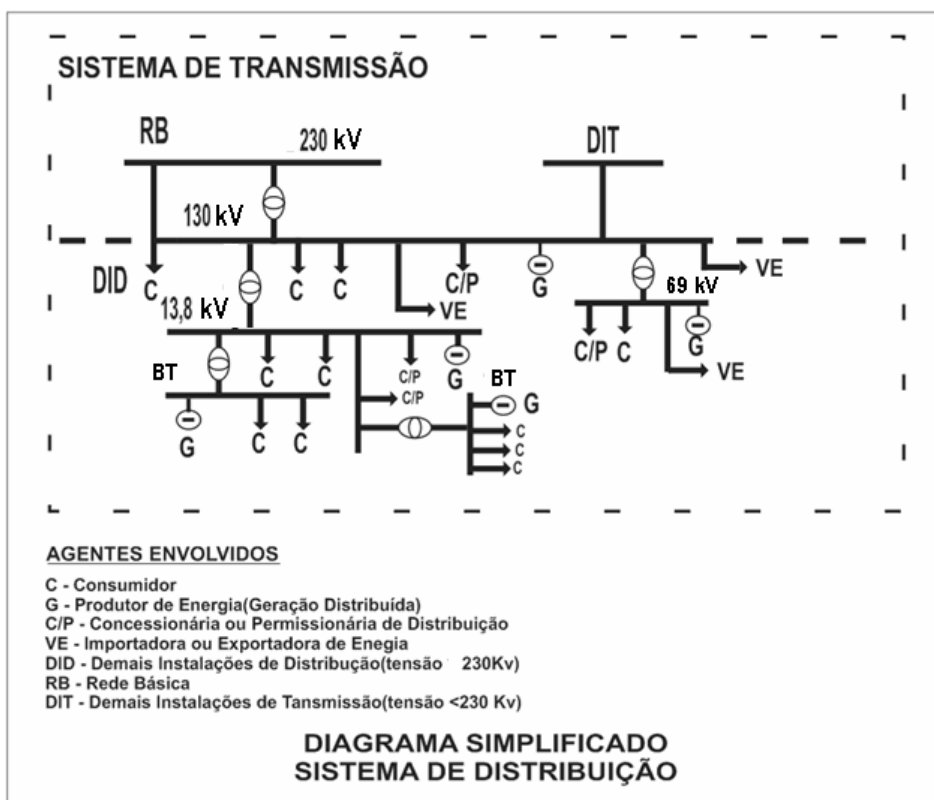


Figura 4.2 Sistema de distribuição e os agentes envolvidos.

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.

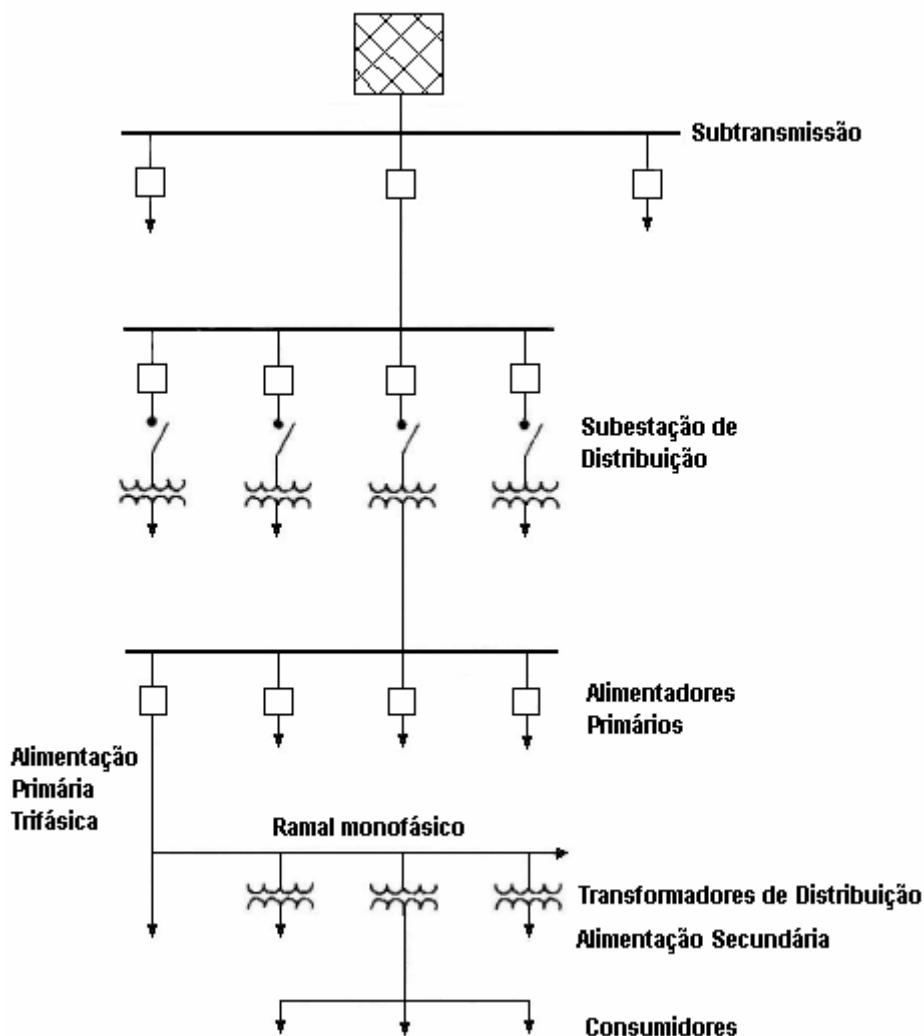


Figura 4.3 Diagrama Unifilar de um Sistema de Distribuição

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*).

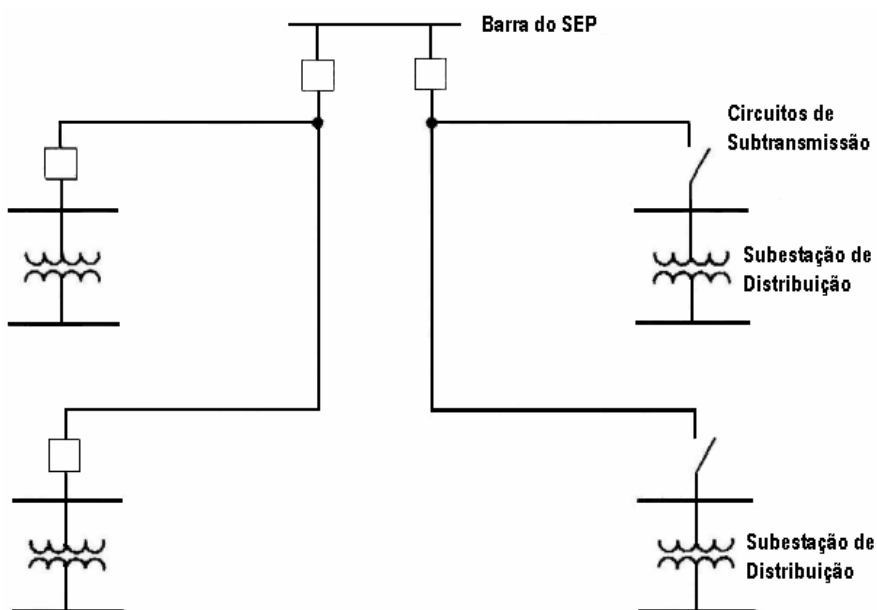


Figura 4.4 Diagrama unifilar de um sistema de subtransmissão radial.

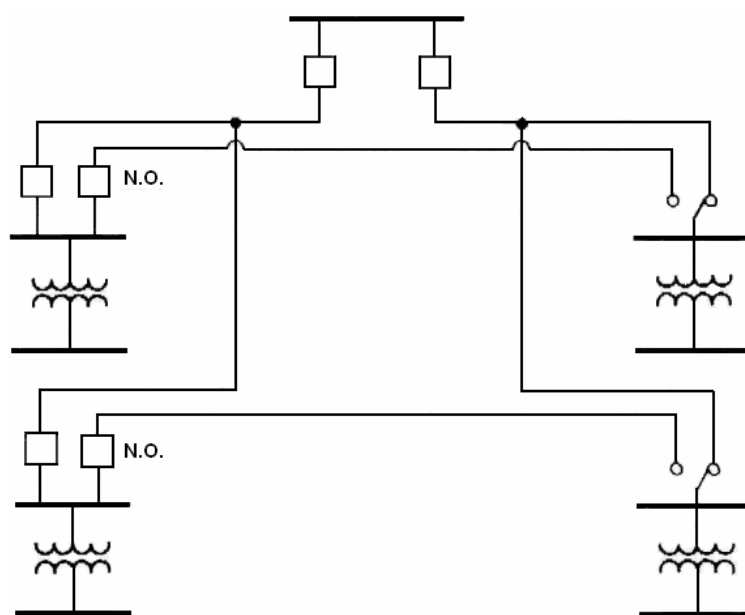


Figura 4.5 Diagrama unifilar de um sistema de subtransmissão radial com recurso.

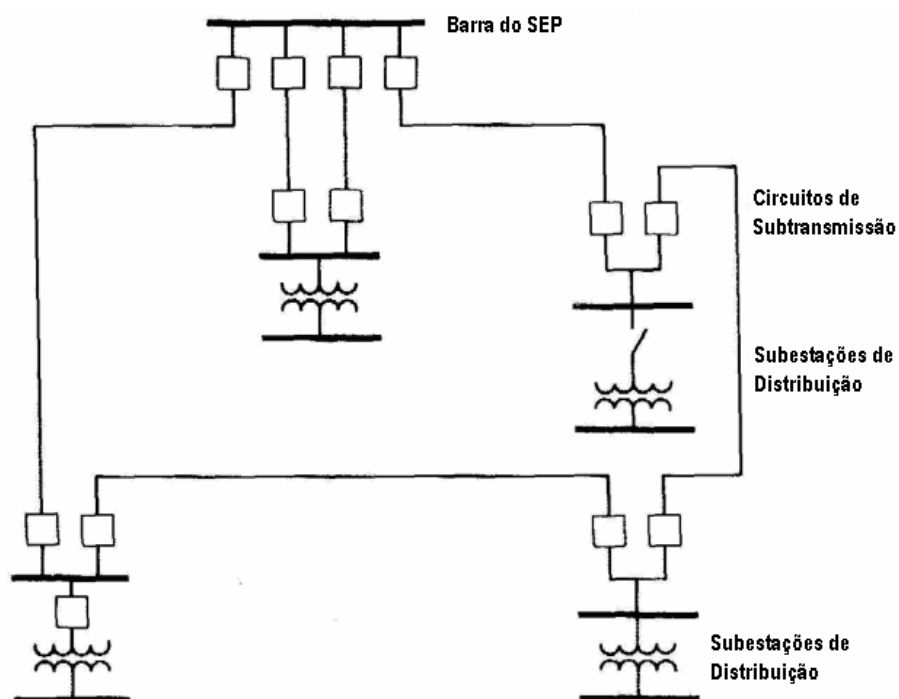


Figura 4.6 Diagrama unifilar de um sistema de subtransmissão em anel.

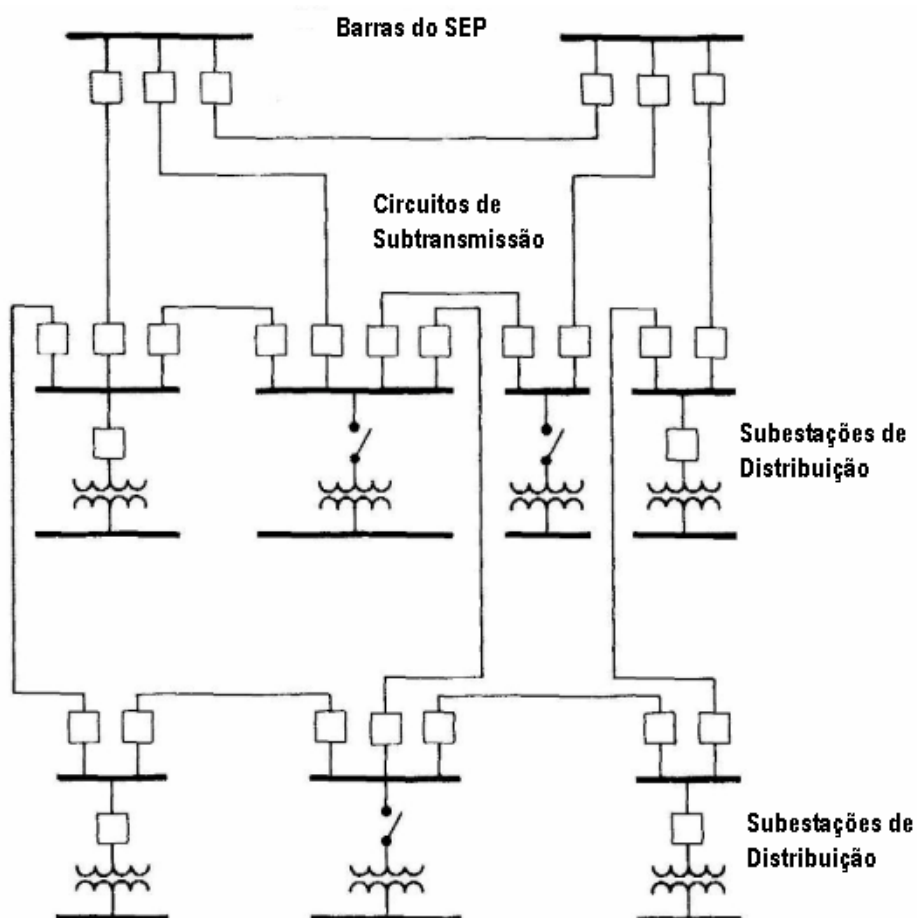


Figura 4.7 Diagrama unifilar de um sistema de subtransmissão em reticulado.

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:

- o SE de Manobra
 - Permite manobrar partes do sistema, inserindo ou retirando-as de serviço, em um mesmo nível de tensão.
- o 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.
- o SE de Distribuição:
 - Diminuem a tensão para o nível de distribuição primária (13,8kV – 34,5kV).

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

B) Quanto ao Nível de Tensão:

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

C) Quanto ao Tipo de Instalação:

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



Figura 4.8 Subestação de Alta Tensão Desabrigada.

- o Subestações Abrigadas - construídas em locais interiores abrigados.



Figura 4.9 Subestação Abrigada.

o 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.

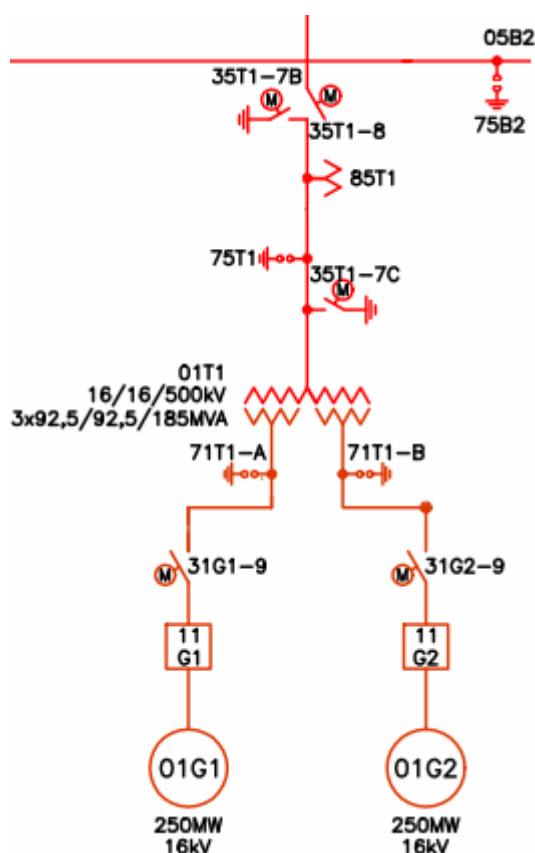


Figura 4.11 Código de equipamento em diagrama unifilar.

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.

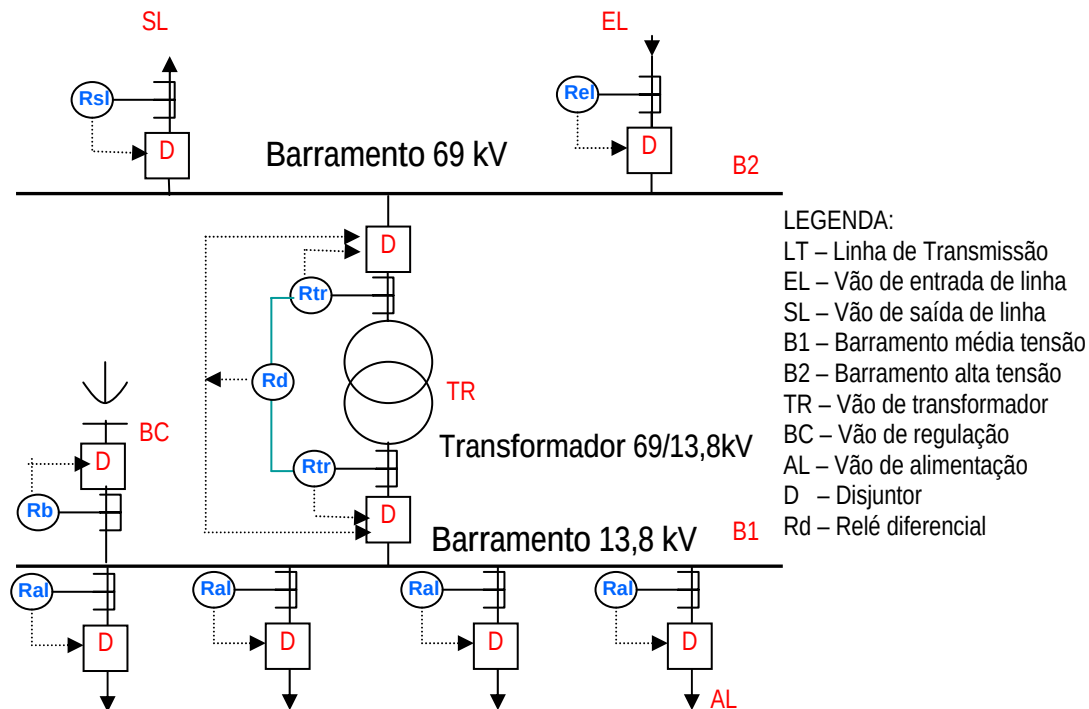


Figura 4.12 Diagrama Simplificado de uma Subestação Típica de Distribuição.

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.

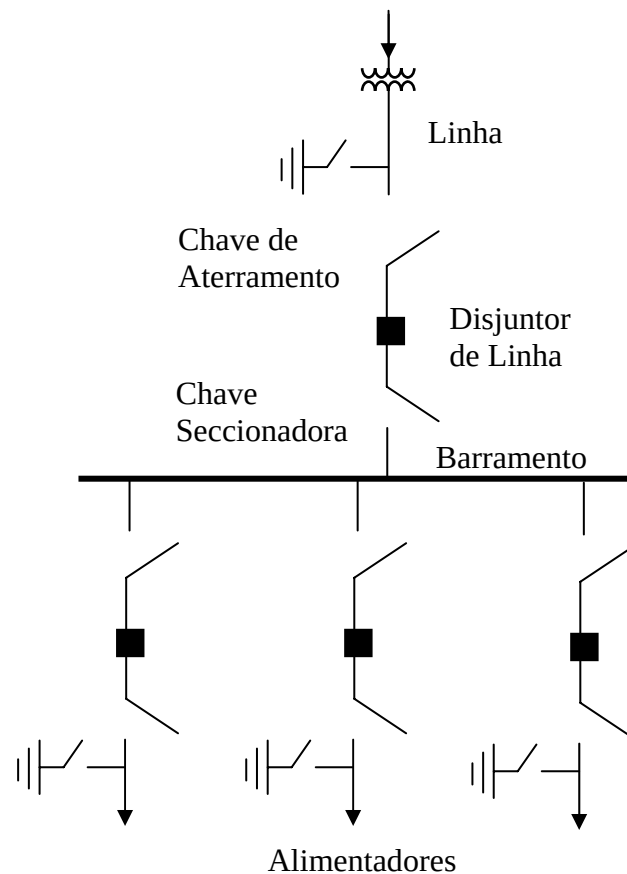


Figura 4.13 Arranjo de Barramento Singelo.

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.

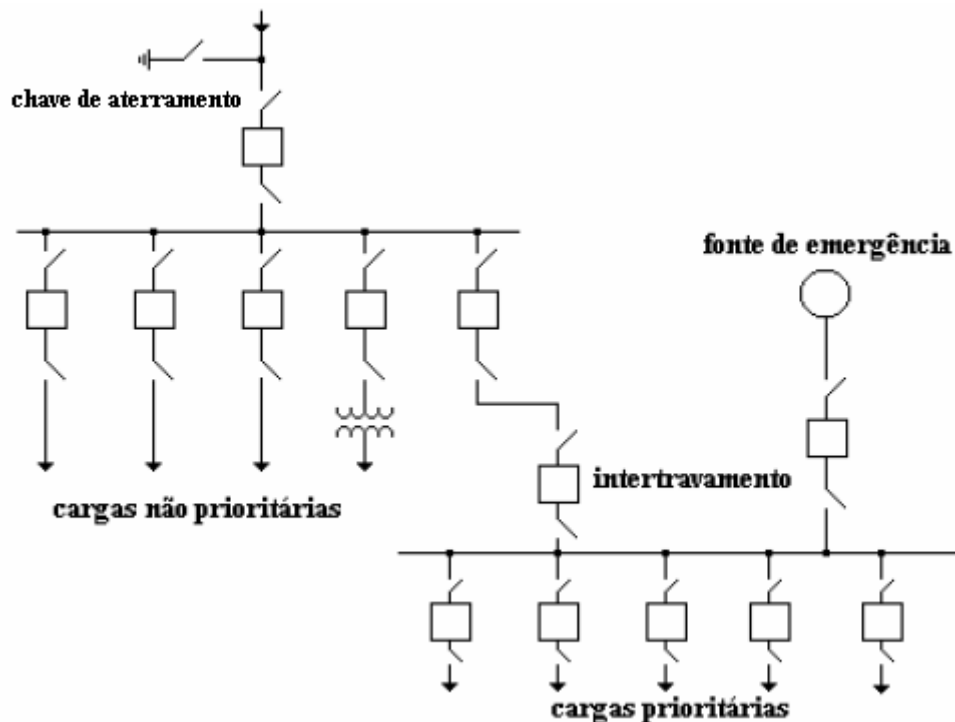


Figura 4.14 Arranjo de Duplo Barramento Simples.

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.

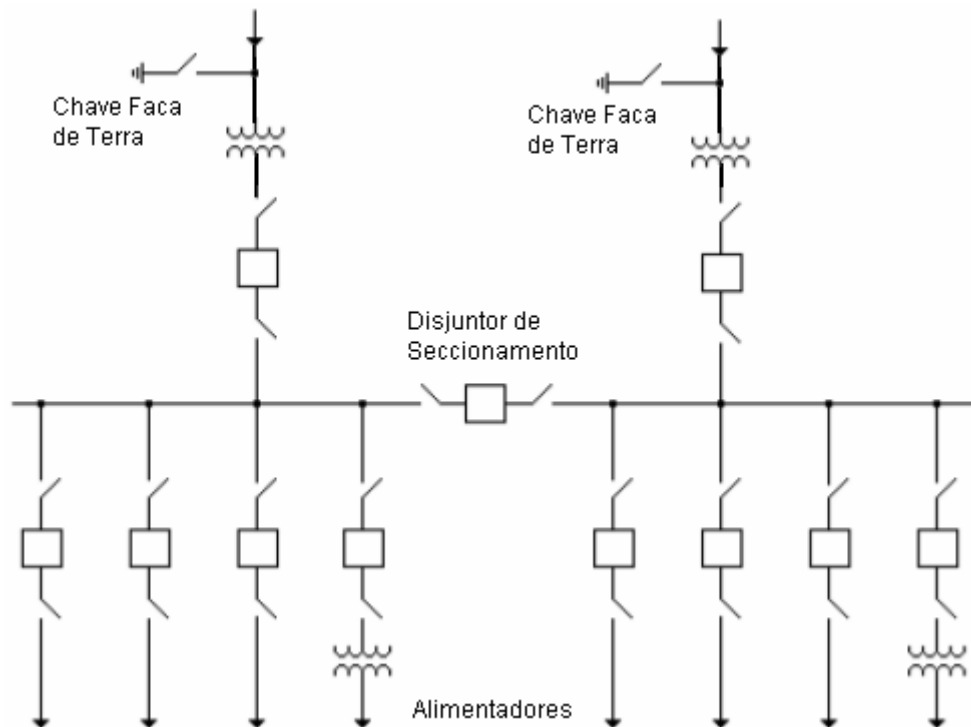


Figura 4.15 Configuração Barra Simples com Disjuntor de Interligação.

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.

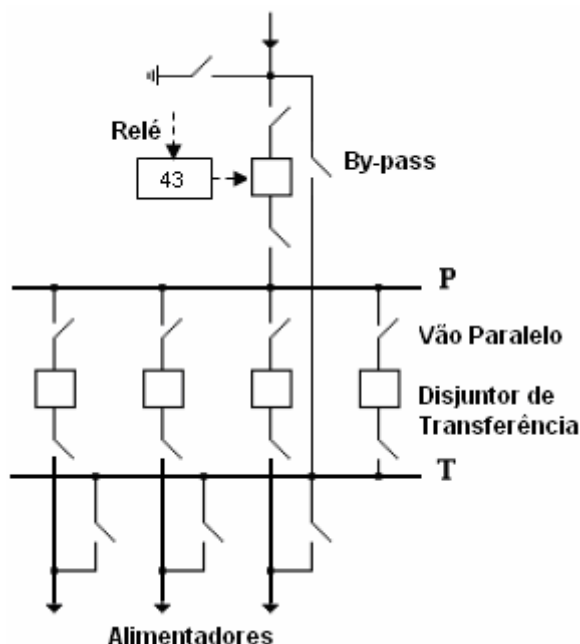


Figura 4.16 Configuração Barra Principal (P) e de Transferência (T).

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.

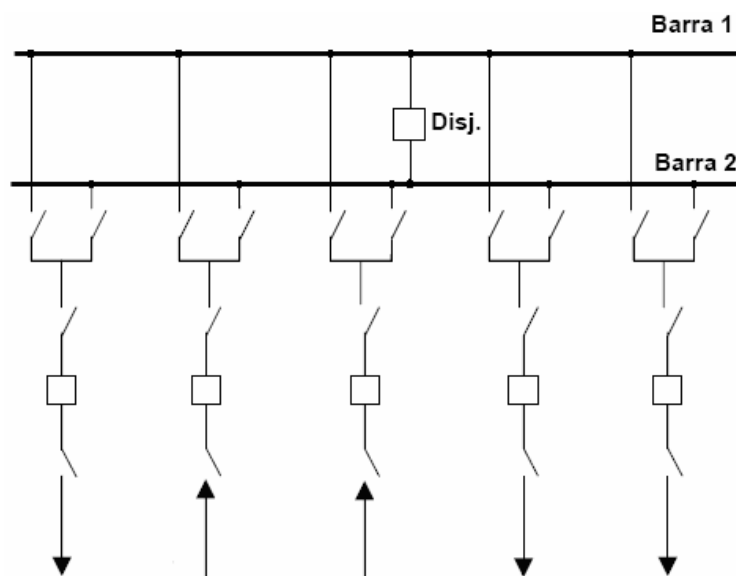


Figura 4.17 Barramento Duplo com um Disjuntor.

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.

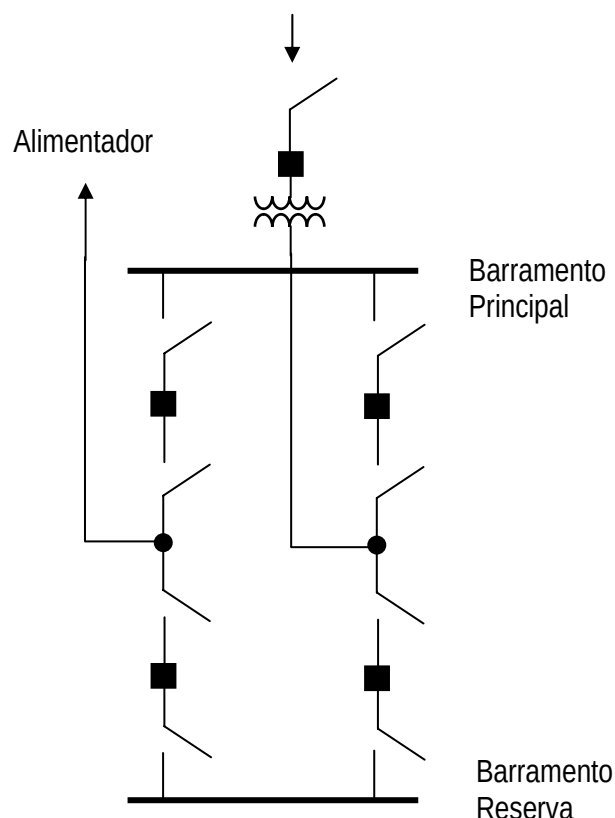


Figura 4.18 Configuração de Barramento Duplo – Dupla Proteção.

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.

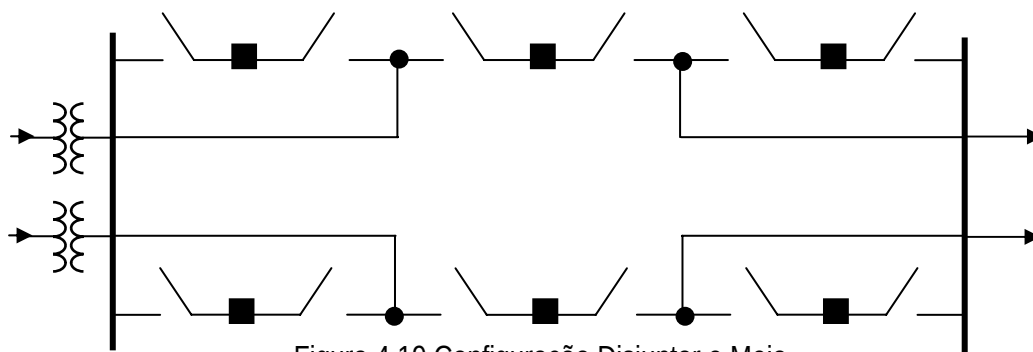


Figura 4.19 Configuração Disjuntor e Meio.

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 tornando mais flexível.

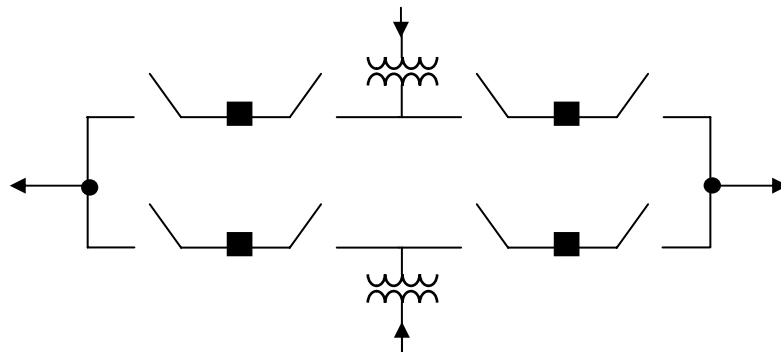


Figura 4.20 Configuração de Barramento em Anel.

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 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.

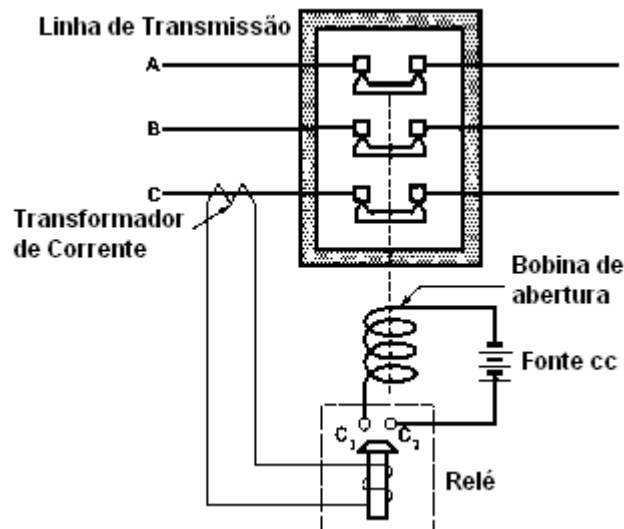
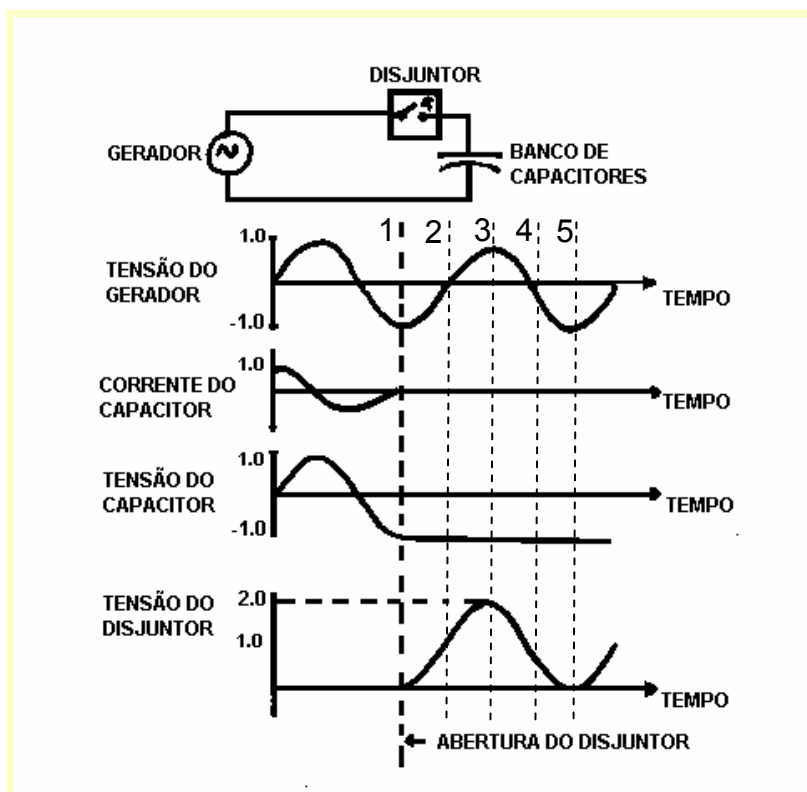


Figura 4.21 Circuito de Acionamento de um Disjuntor.

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.



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.

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, se a tensão através dos contatos em separação crescer mais rapidamente do que a rigidez dielétrica através dos contatos em separação, 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.

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 sequência 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 sequência 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);

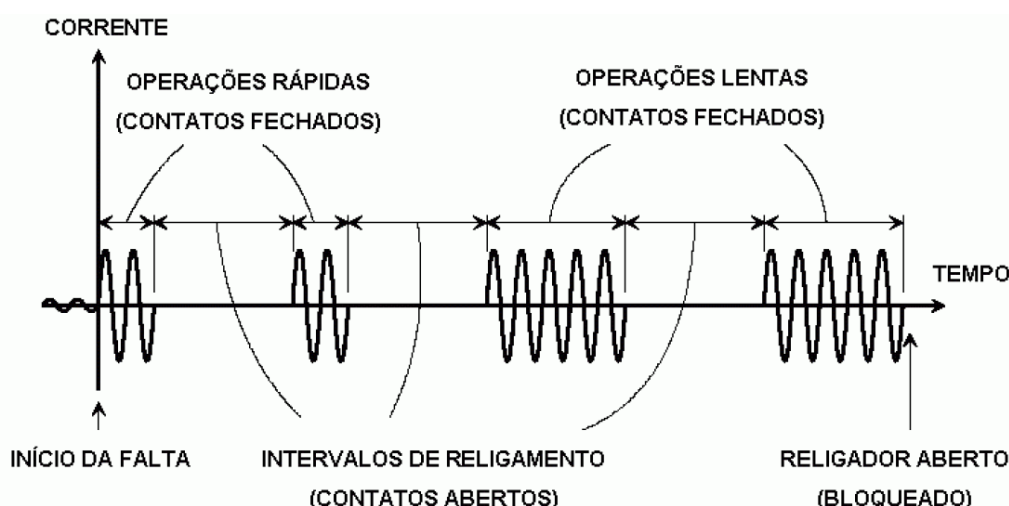


Figura 4.24 Seqüência de Operação do Religador Automático.

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.

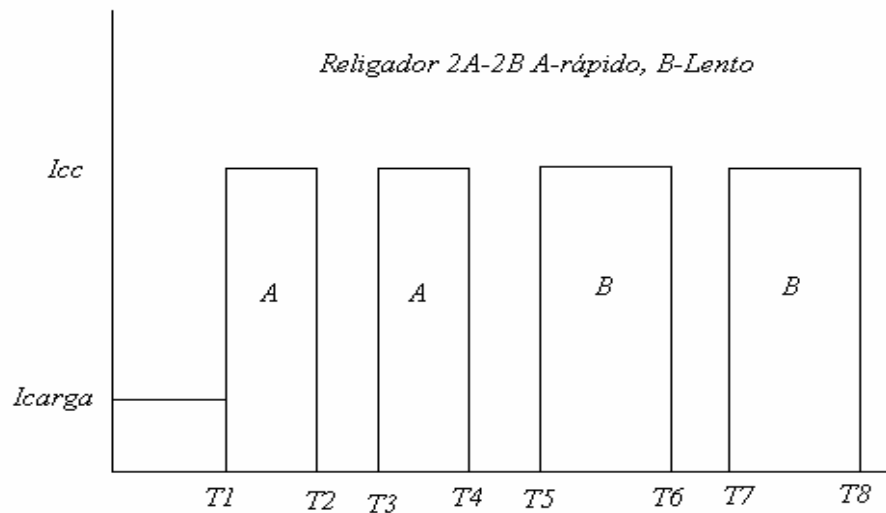


Figura 4.25 Sequência de Operação de Religador.

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.

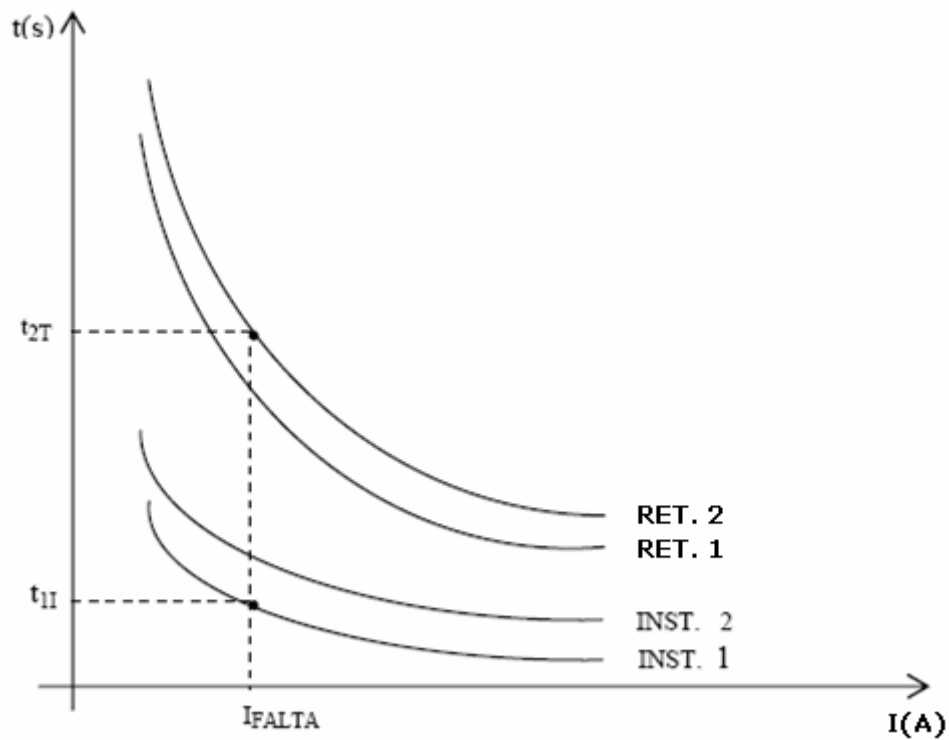


Figura 4.26 Curvas Características de Religador: tempos dependentes.

Em uma seqüência de operação real tem-se:

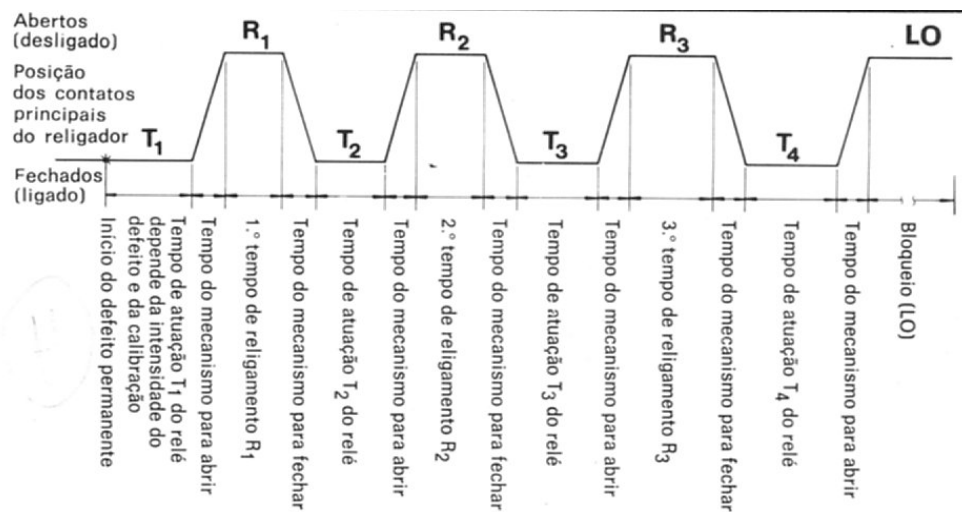


Figura 4.27 Seqüência de Religamento com Bloqueio.

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.

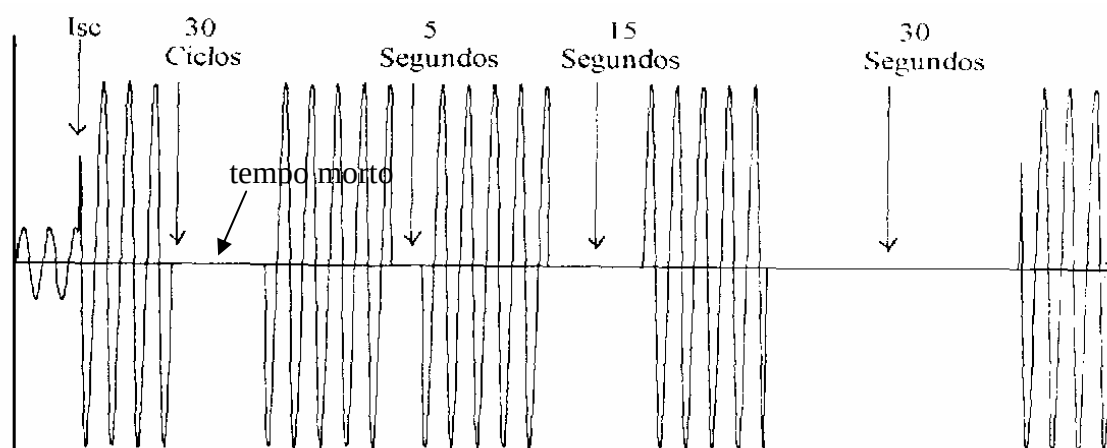


Figura 4.28 Diagrama Unifilar de um Sistema de Distribuição
Filosofia de Proteção.

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.

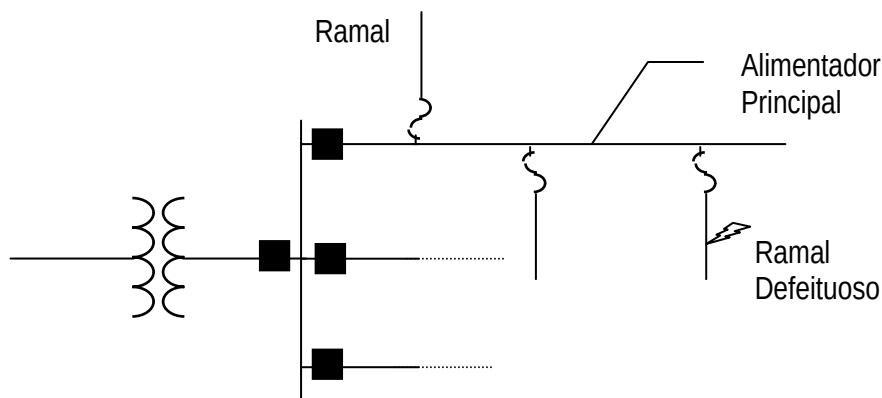


Figura 4.29 Diagrama Unifilar de Alimentador.

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:

- o Corrente nominal - corrente que o fusível suporta continuamente sem interromper. Esse valor é marcado no corpo do fusível.
- o Corrente de curto circuito - corrente máxima que deve circular no circuito e que deve ser interrompida instantaneamente.
- o Capacidade de ruptura (kA) - valor de corrente que o fusível é capaz de interromper com segurança. Não depende da tensão nominal da instalação.
- o Tensão nominal - tensão para a qual o fusível foi construído.
- o 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:
 - o 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.
 - o 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:
 - o Baixa tensão
 - o Alta tensão



Figura 4.30 Fusíveis de baixa tensão.

- Segundo a tecnologia de fusão:
 - o Fusíveis de expulsão
 - o 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.

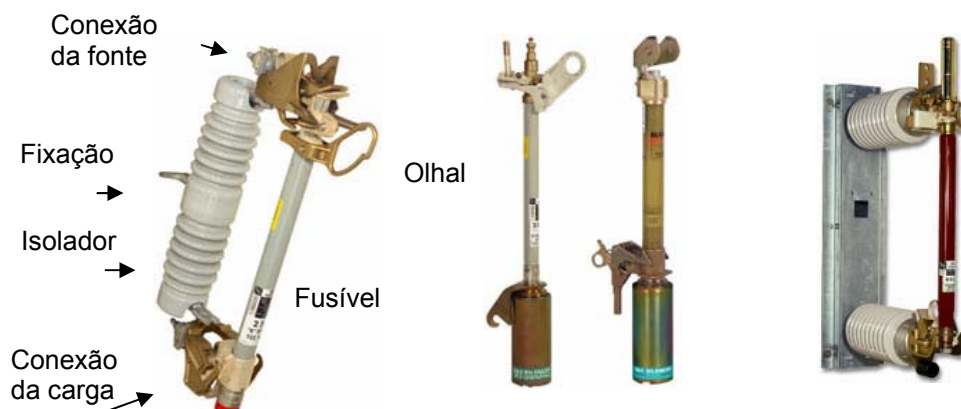


Figura 4.32 (a) Chave Fusível em Circuitos de Distribuição
(b) Chave com Fusível em SE.

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.

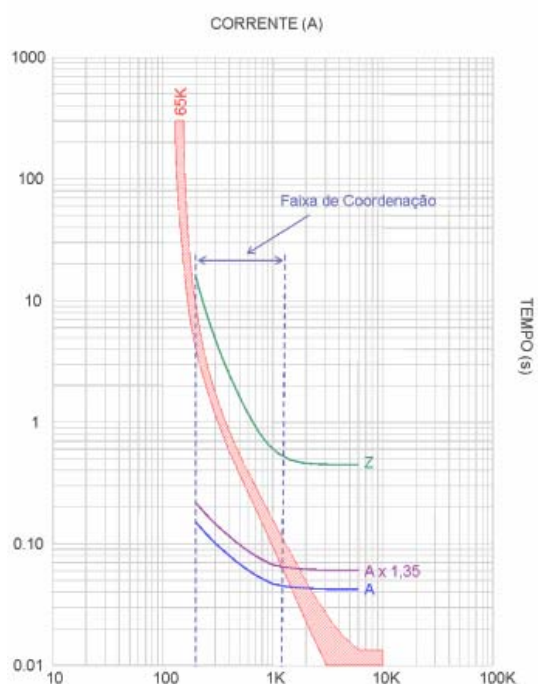


Figura 4.33 A característica inversa tempo x corrente de um fusível dita a forma da característica de outros dispositivos para coordenação serie de sobrecorrente.

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 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.

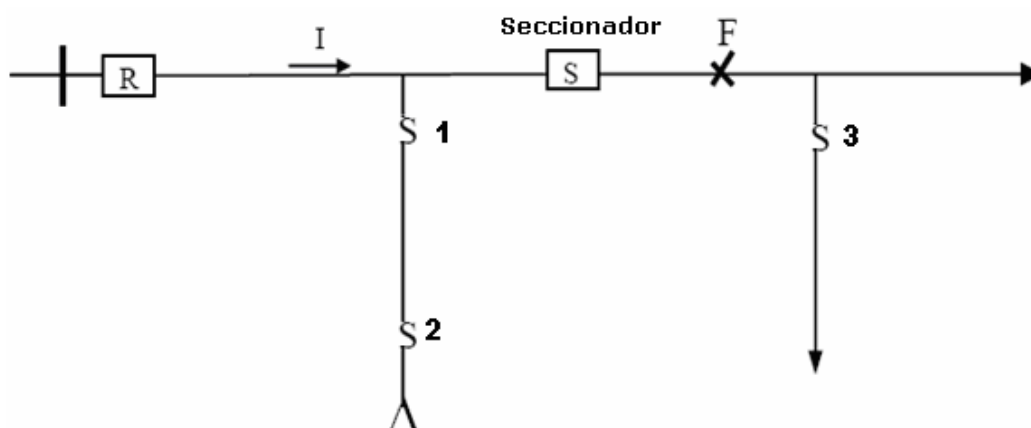


Figura 4.34 Seccionizador Ligado à Jusante do Religador.

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.

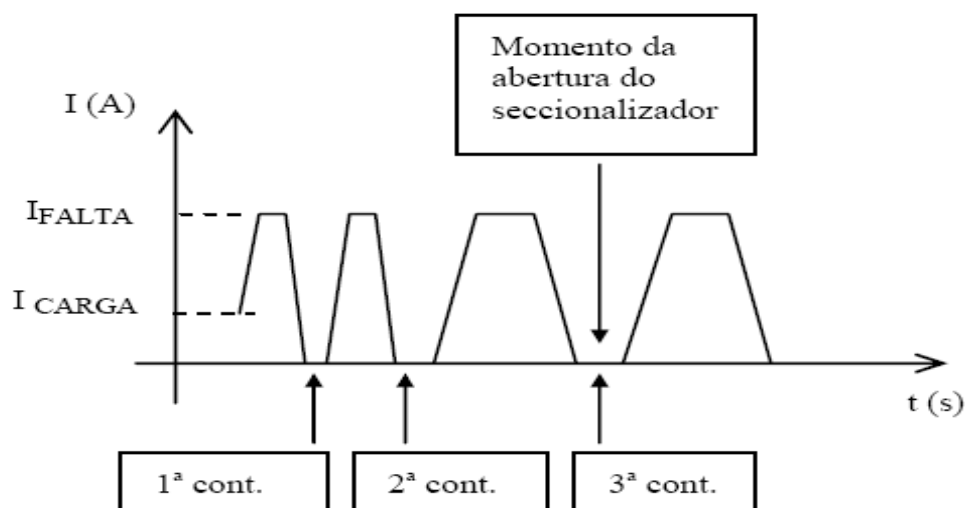


Figura 4.35 Princípio de Coordenação Religador x Seccionador.

É importante observar que na abertura do seccionizador (após a terceira contagem), o circuito está desenergizado pelo religador dispensando dotar o seccionizador 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.

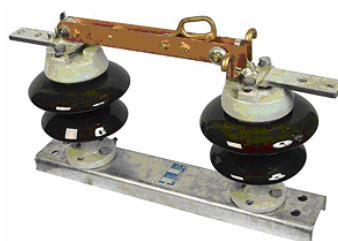


Figura 4.36 Chave Seccionadora Unipolar de SE com Acionamento por Vara de Manobra.

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

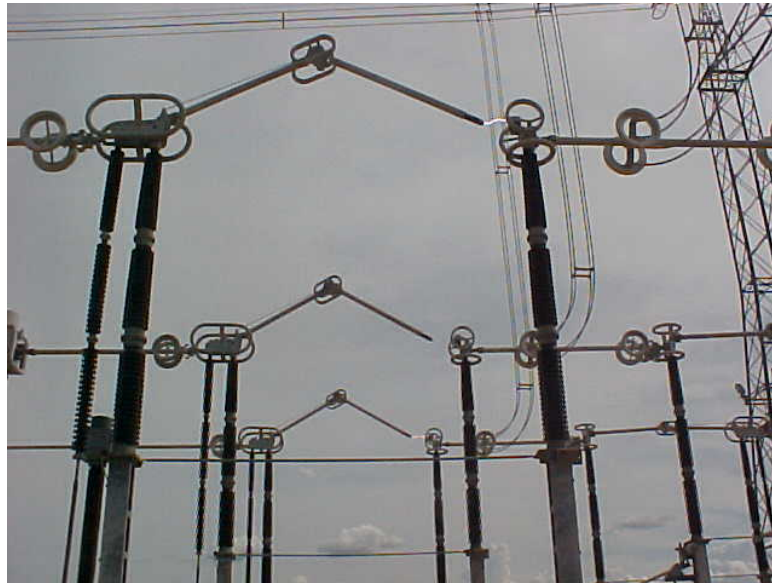


Figura 4.37 Arco Elétrico durante Abertura sem Carga de Chave Seccionadora na SE Luiz Gonzaga (500 kV).

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.

Objetivos de um Sistema de Proteção:

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

- Assegurar a continuidade de fornecimento.

Requisitos do Sistema de Proteção – propriedades que descrevem as características funcionais de um sistema de proteção:

- Seletividade – determina a coordenação da proteção
- 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.

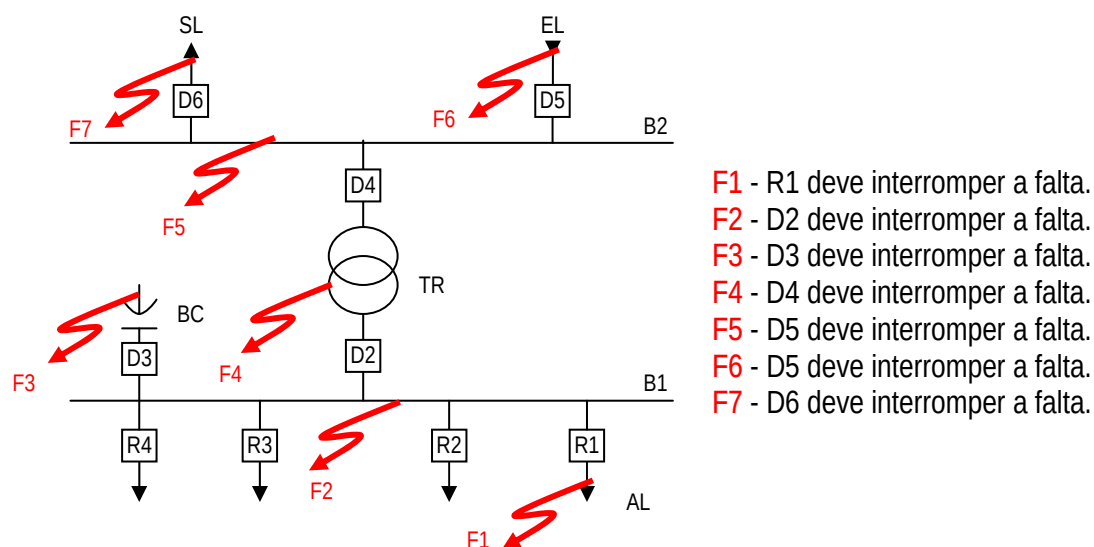


Figura 4.39 Esquema de Seletividade da Proteção.

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:
 - o Isolando completamente o componente defeituoso.
 - o 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:

- 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.

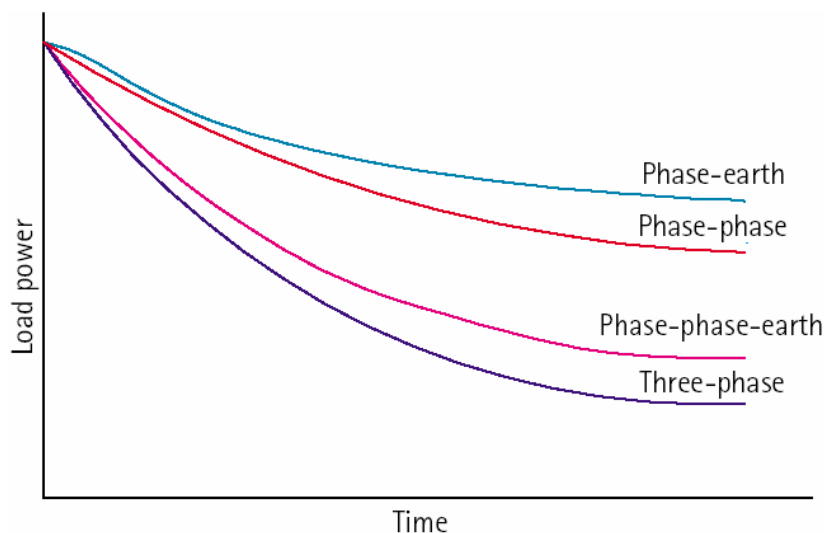


Figura 4.40 Curva de potência versus tempo de atuação da proteção.

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 de um componente, equipamento ou sistema funcionar corretamente quando sua atuação for requerida.

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.

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

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.

- 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.

4.4.1 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 elementos do sistema de proteção.

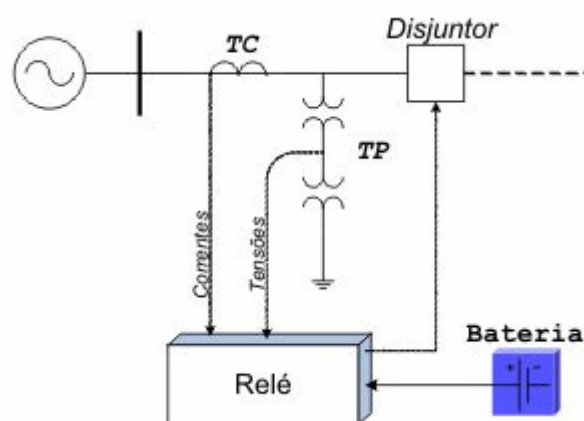


Figura 4. 41 Equipamentos de um sistema de proteção.

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.

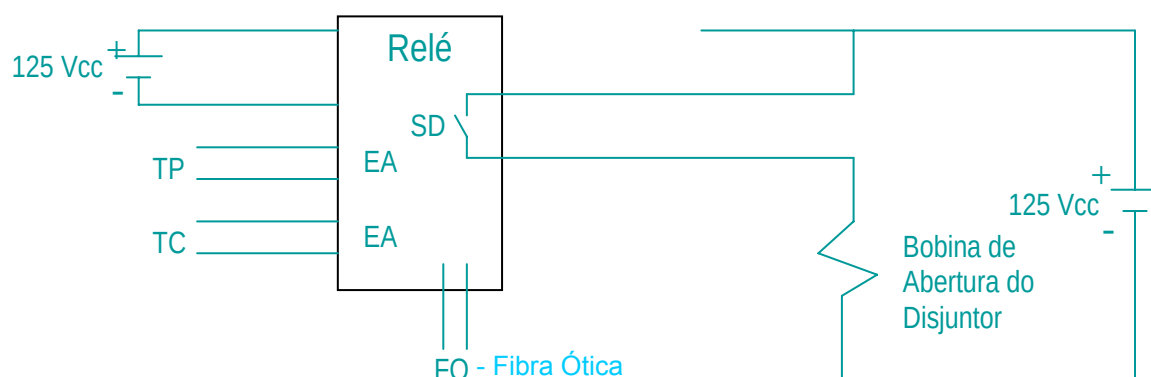
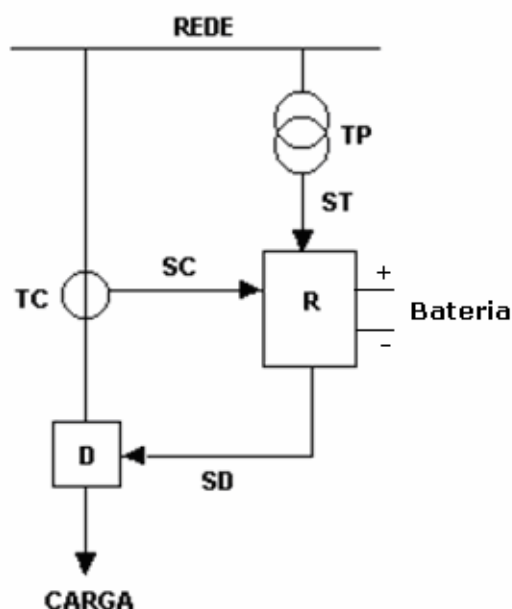


Figura 4.42 Terminais de Entrada e Saída do Relé.

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 atingirem 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.



Legenda:

TC – Transformador de corrente
 TP – Transformador de potencial
 R – Relé de proteção
 D – Disjuntor
 ST – Sinal de tensão
 SC – Sinal de corrente
 SD – Sinal de disparo

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.

4.4.2 Funções de Proteção

Os relés têm as suas funções de proteção identificadas por números, de acordo com 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.

Funcao	Descricao
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

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.

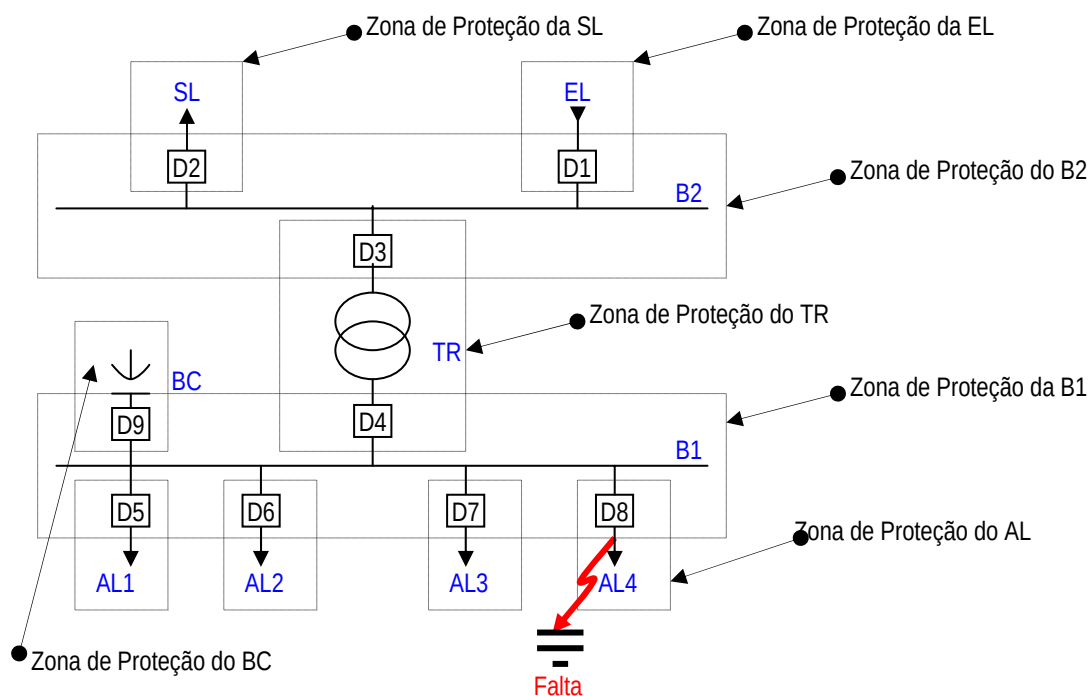


Figura 4.44. Zonas da Proteção Principal.

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.

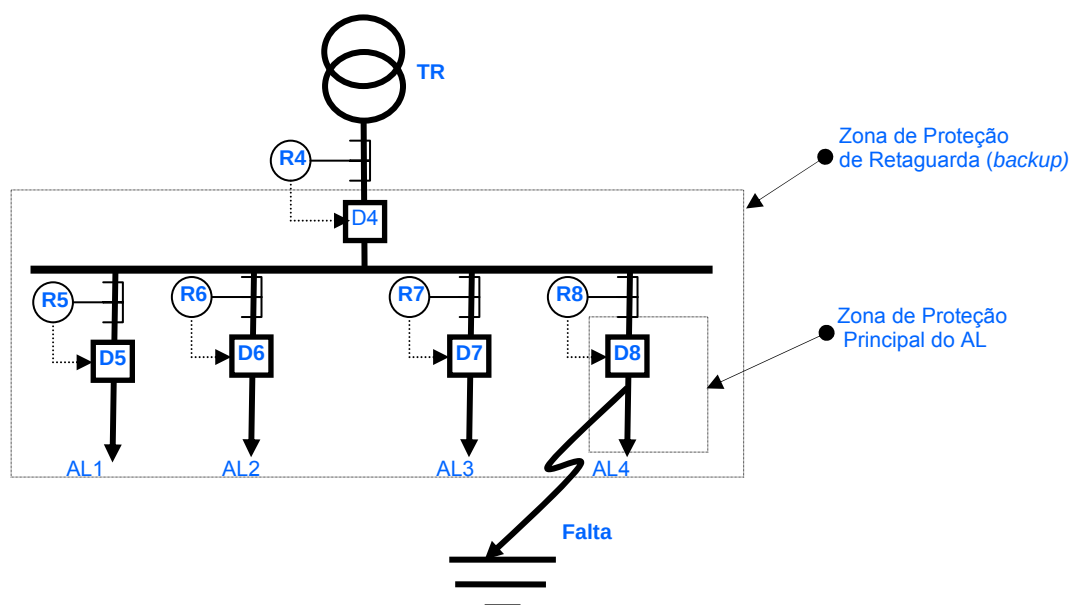


Figura 4.45 Zonas de Proteção Principal e de Retaguarda.

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.

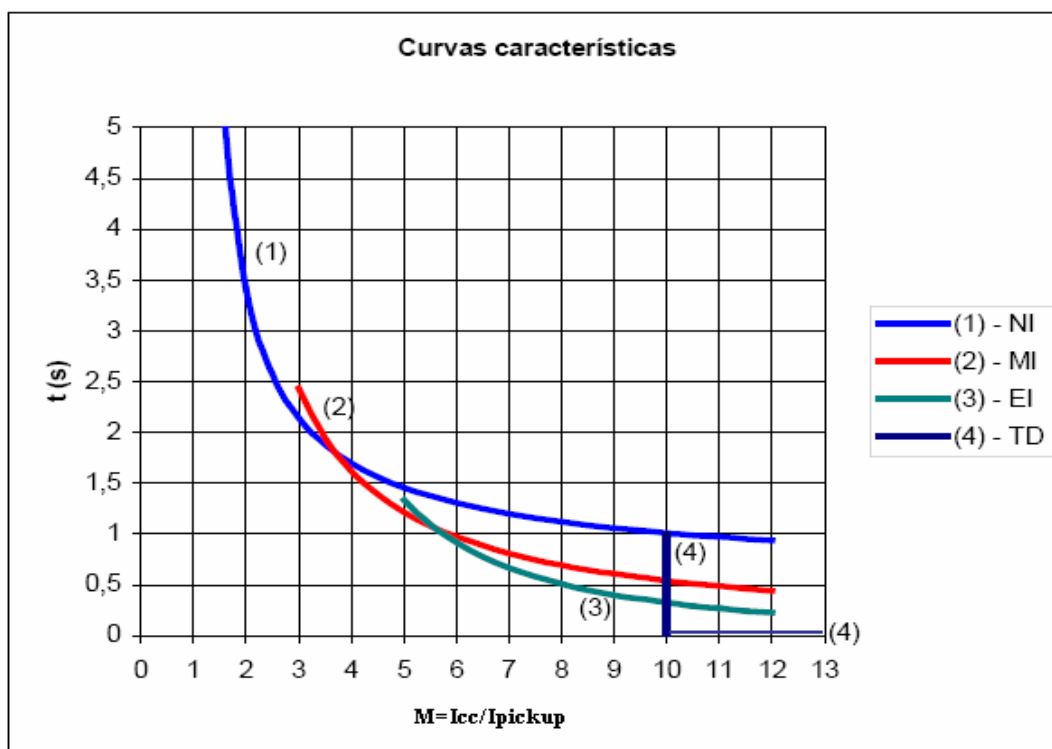


Figura 4.46 Exemplo de aplicação dos elementos de sobrecorrente.

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.

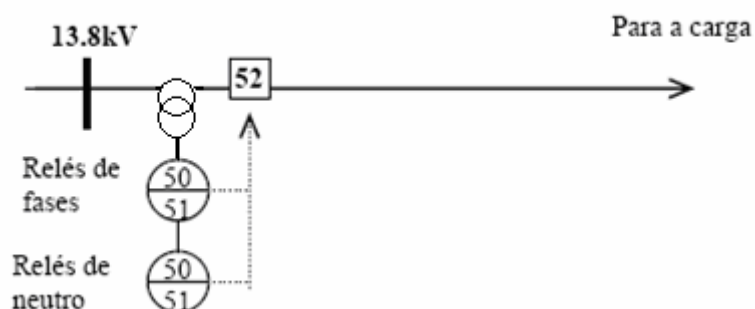


Figura 4.47 Diagrama Unifilar do Esquema de Proteção da Saída de um Alimentador Radial.

4.4.3 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.

4.4.3.1 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.

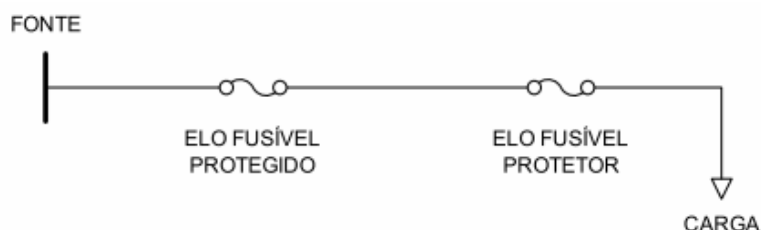


Figura 4.48 Coordenação entre Fusíveis.

4.4.3.2 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.

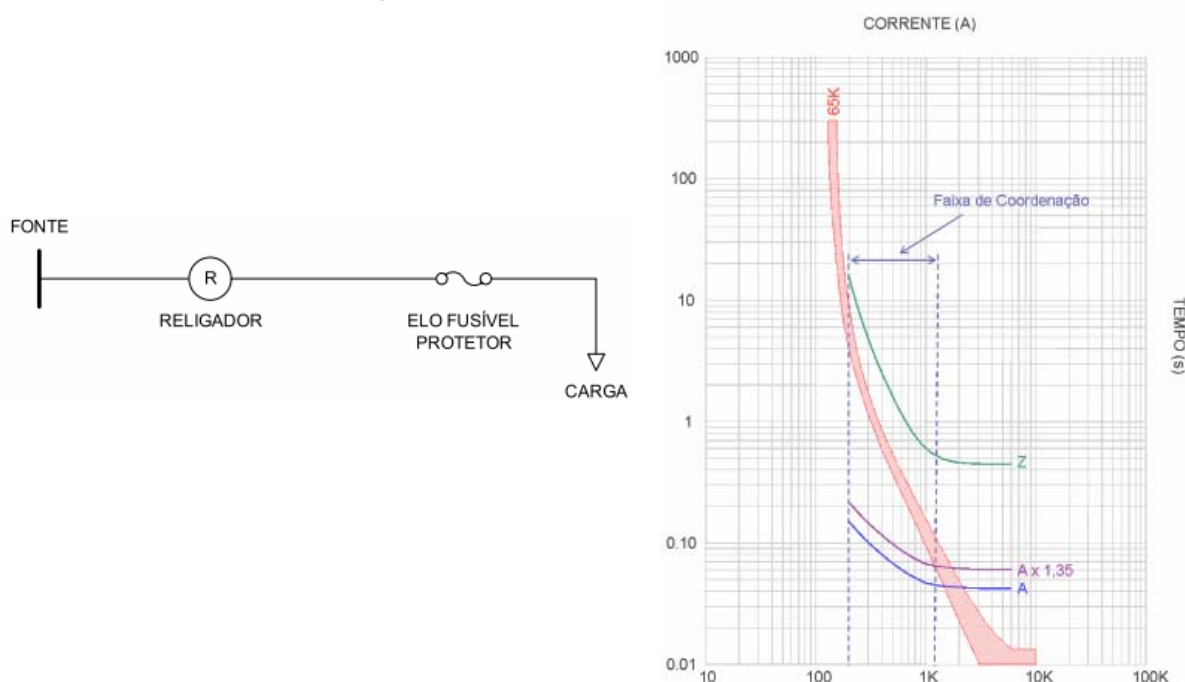


Figura 4.49 Coordenação entre Religador e Fusível.

4.4.3.3 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.

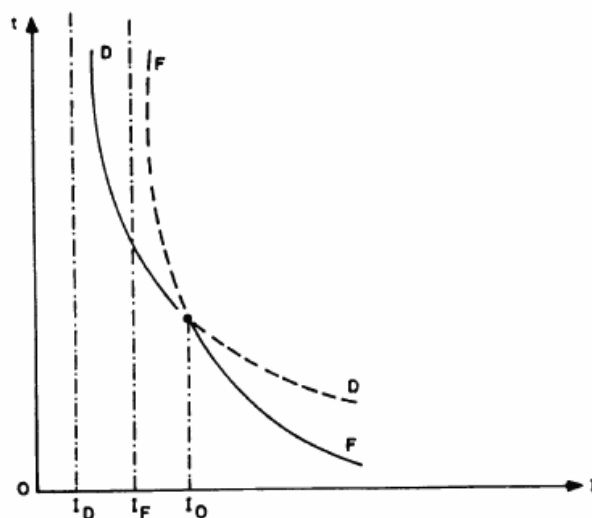


Figura 4.50 Coordenação entre Disjuntor e Fusível.

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.

4.4.3.4 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 (abre&fecha 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.

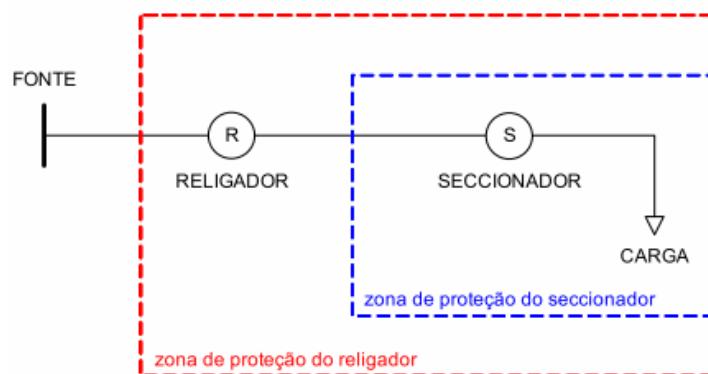


Figura 4.51 Coordenação entre Religador e Seccionizador.

4.5 Transformador

4.6 Redes de Distribuição

As redes de distribuição usam duas topologias básicas:

- 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.

4.7 Sistema Digital de Automação

Tradicionalmente as subestações eram protegidas através de relés eletromecânicos e eletrônicos. Com o avanço tecnológico na área de TIC (Tecnologia de Informática e Comunicação), as empresas de energia elétrica, ao longo do tempo, foram implantando sistemas de aquisição de dados, supervisão e controle (SCADA/EMS) nos centros de operação de sistemas. Inicialmente as Unidades Terminais Remotas (UTR), localizadas nas subestações, realizaram a interface entre o sistema SCADA do COS e os relés eletromecânicos e/ou eletrônicos; disjuntores e seccionadores. Com a redução dos custos da tecnologia microprocessada e a consolidação no mercado dos relés digitais multifunção, baseados em microprocessador, surgiram os sistemas digitais para automação de subestação (SDA). Na Figura 2.49 é apresentado um diagrama de bloco simplificado de um SDA para uma subestação com os respectivos níveis funcionais.

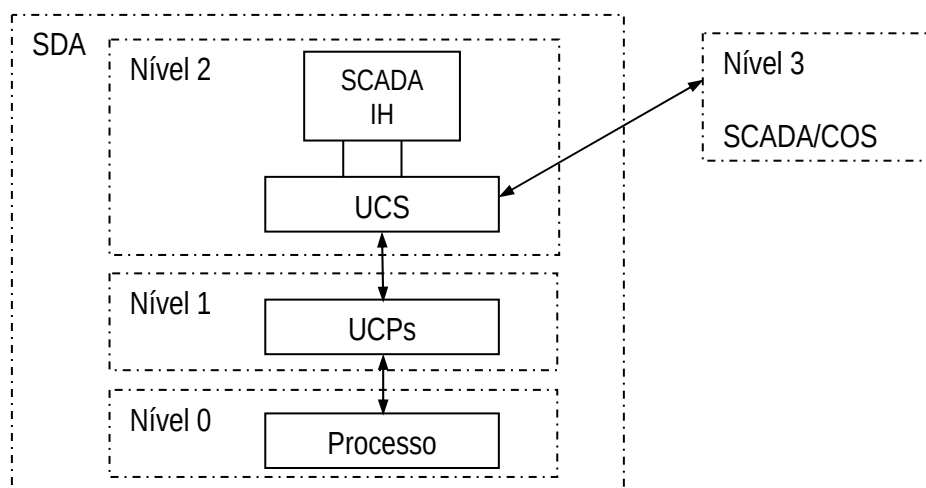


Figura 4.52 Diagrama de Bloco da Hierarquia Funcional de um SDA para SE.

Os SDAs, conforme apresentado na Figura 4.52, 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 do Sistema – COS).

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.

As atribuições reguladas pelo Prodist para os Centros de Operação são:

- Coordenar e executar o processo de programação de intervenções em instalações do sistema de distribuição e de instalações das acessantes que interferem no sistema de distribuição.
- Receber ou enviar aos acessantes e aos agentes de transmissão as solicitações de intervenções.
- Analisar, otimizar, aprovar e, se necessário, cancelar as solicitações de intervenções.
- Realizar ou solicitar análises e estudos sempre que se fizerem necessários para verificar impactos ou interferências de uma ou mais intervenções no sistema de distribuição, visando sempre medidas preventivas para garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica.
- Manter atualizada a base de dados do sistema de distribuição sob sua supervisão, incluindo diagramas de operação, limites operativos de equipamentos, estudos operativos, estudos de proteção, dentre outros.
- Convocar, quando necessário, os solicitantes de intervenções para participar de sua programação.
- Caracterizar se as intervenções são de emergência ou de urgência, nos casos de intervenções não programadas.

2.203 Grupamento de unidades consumidoras:

Grupamentos de unidades consumidoras por nível de tensão de conexão para caracterização da estruturação tarifária, assim divididos:

- a) Grupo A – Grupamento composto por unidades consumidoras cuja conexão se dá em tensão superior a 1 kV, caracterizado pela estruturação tarifária binômia, e subdividido em subgrupos, conforme o nível da tensão de conexão.
Observação: Inclui também unidades consumidoras conectadas em tensão igual ou inferior a 1 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição.
- b) Grupo B – Grupamento composto por unidades consumidoras cuja conexão se dá em tensão igual ou inferior a 1 kV, caracterizado pela estruturação tarifária monômia, e subdividido em subgrupos, conforme o tipo característico de consumidor.

2.204 Grupo A:

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 1 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 1 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste grupo, caracterizado pela estruturação tarifária binômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- d) subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- e) subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 1 kV a 25 kV;
- f) subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 1 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste grupo em caráter opcional.

2.205 Grupo B:

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 1 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 1 kV e faturadas neste grupo, caracterizado pela estruturação tarifária monômia e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo B1 – residencial;
- b) subgrupo B1 – residencial baixa renda;
- c) subgrupo B2 – rural;
- d) subgrupo B2 – cooperativa de eletrificação rural;
- e) subgrupo B2 – serviço público de irrigação;
- f) subgrupo B3 – demais classes;
- g) subgrupo B4 – iluminação pública.

2.173 Estrutura tarifária:

Conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento.

2.174 Estrutura tarifária convencional:

Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

2.175 Estrutura tarifária horosazonal:

Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, conforme especificação a seguir:

- a) Tarifa azul: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.
- b) Tarifa verde: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.
- c) Horário de ponta (P): período definido pela distribuidora e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, "Corpus Christi", dia de finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico.
- d) Horário fora de ponta (F): período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.
- e) Período úmido (U): período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.
- f) Período seco (S): período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.