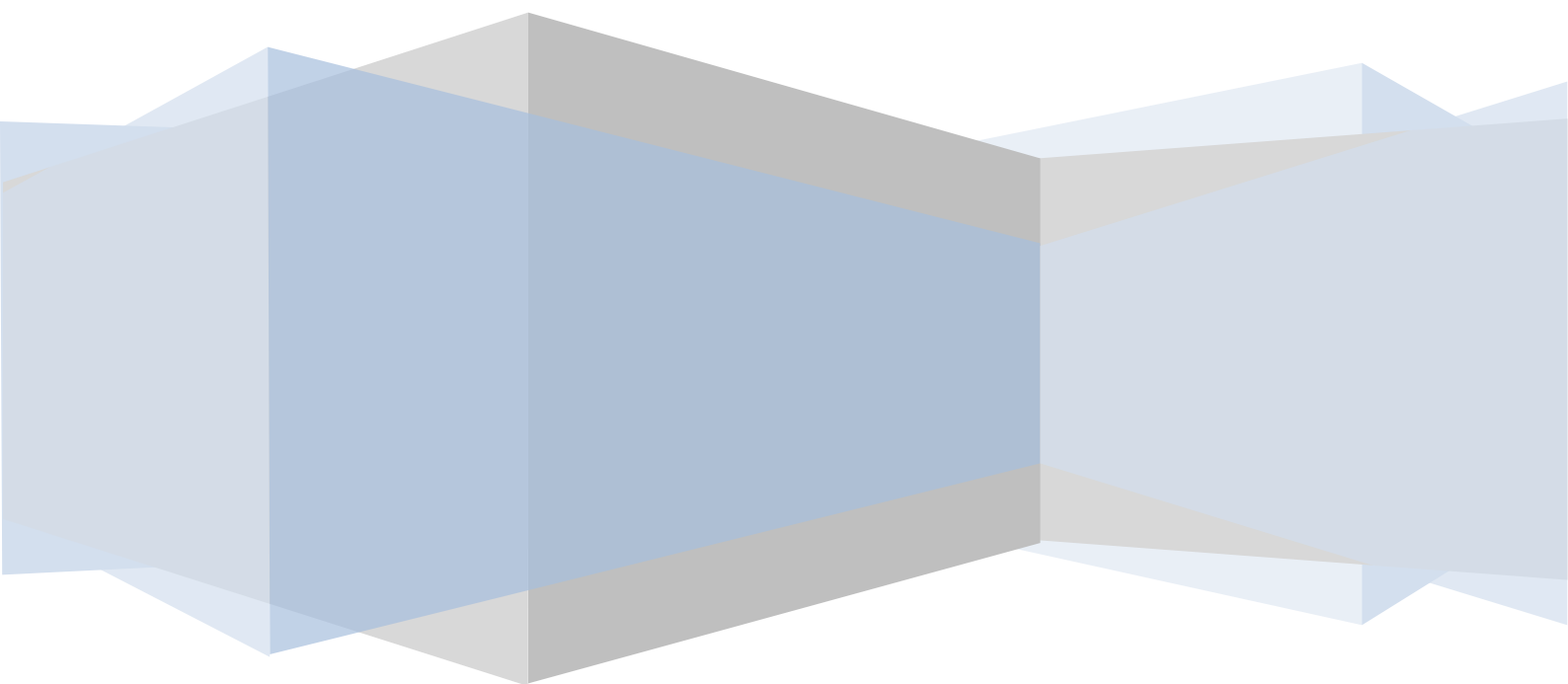


UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

Trabalho de Subestações

Nome: **Fabricio de Abreu Bozzi** DRE:107344846

Renato Ferreira Silva DRE:107344969



Sumário

1. Introdução..... 3

2. Objetivo..... 3

3. Esquemas Elétricos Operacionais (1ºQuestão) 4

 3.1. Barra Simples: 4

 3.2. Barra Simples com a Utilização do By-Pass. 6

 3.3. Barra Simples Seccionado..... 6

 3.4. Barra Principal e Transferência 8

 3.5. Barra Dupla, Um Disjuntor 9

 3.6. Barra Dupla com Dois Disjuntores. 10

 3.7. Barra Dupla com Disjuntor e Meio. 11

 3.8. Barramento em Anel. 12

4. Análise dos Esquemas Elétricos (2º Questão)..... 14

 4.1. Barra Simples. 14

 4.2. Barra Simples Seccionado. 14

 4.3. Barra Principal e Transferência..... 15

 4.4. Barra Dupla, um Disjuntor..... 16

 4.5. Barra Dupla com Dois Disjuntores. 17

 4.6. Barra Dupla com Disjuntor e Meio. 18

 4.7. Barramento em Anel. 18

5. Dispositivo da SE – Disjuntor 19

 5.1. Características Básicas 19

 5.2. Tipos de Disjuntores 20

 5.2.1. Disjuntores a óleo..... 20

 5.2.2. Disjuntores a ar comprimido 21

 5.2.3. Disjuntores SF6 22

 5.2.4. Disjuntor a vácuo 25

6. Diagrama Unifilar S.E 26

7. Bibliografia 26

1. Introdução

Uma subestação (SE) pode ser definida como um conjunto de equipamentos de manobra ou transformação de tensão. Uma outra característica da subestação é a sua capacidade de compensar reativos, com o objetivo de dirigir o fluxo de energia em sistemas de potência e melhorar a qualidade de energia. As SE's possuem dispositivos de proteção capazes de detectar diferentes tipos de falta no sistema e isolar os trechos onde ocorrem as faltas.

As SE's podem ser classificadas quanto sua função no sistema elétrico:

- Subestação Transformadora - é responsável por converter a tensão de suprimento em um nível maior ou menor de tensão. São designadas como SE Transformadora Elevadora, as SE's cuja a função é de elevar o nível de tensão, e SE Transformadora Abaixadora têm a função de diminuir o nível de tensão.
- Subestação Seccionadora, de Manobra – Interliga circuitos de suprimento, ao qual são alimentados pelo mesmo nível de tensão. Estas SE's são capazes de manobras e energizar circuitos.

As SE's também podem ser classificadas quanto ao modo de instalação dos equipamentos em relação ao meio ambiente:

- Subestação Externa – são subestações em que os equipamentos são instalados ao ar livre e estão sujeitos as intempéries atmosféricas, como por exemplo: chuva, poluição e vento.
- Subestação Abrigada - são aquelas no qual os equipamentos são instalados ao abrigo do tempo, sendo este abrigo uma edificação ou uma câmara subterrânea.

2. Objetivo

O objetivo deste trabalho é apresentar os principais tópicos de uma subestação, de modo a consolidar o aprendizado exposto em sala de aula. Este trabalho apresenta quatro tópicos principais, os quais serão enumerados abaixo:

- 1) Comparar os esquemas elétricos operacionais sob aspectos técnicos e custos de implementação das SE's
- 2) O que ocorre na SE considerando todos os esquemas elétricos estudados, para as seguintes condições:
 - a. Manutenção dos disjuntores.
 - b. Manutenção das barras.
 - c. Condições normais.

- d. Defeito em barra.
 - e. Defeito em circuito.
- 3) Desenhar o diagrama unifilar de uma SE a ser escolhido no sistema interligado nacional.
- 4) Dissertar sobre um dos equipamentos da SE:
- a. Disjuntor.
 - b. Seccionador.
 - c. TC.
 - d. TP.
 - e. Para-ráios.
 - f. Transformador.
 - g. Reator.
 - h. Proteção.
 - i. Controle.

3. Esquemas Elétricos Operacionais (1º Questão)

Este tópico corresponde à comparação dos esquemas elétricos operacionais sob aspectos técnicos e os custos de implementação e a ampliação das subestações.

Os esquemas elétricos operacionais de uma subestação diferenciam um dos outros pela forma a qual os elementos (linhas, transformadores, disjuntores e seccionadores) de uma subestação se conectam entre si. Cabe lembrar que o disjuntor pode operar com o circuito energizado, enquanto a chave seccionadora somente opera com o circuito sem carga.

Os principais esquemas elétricos são apresentados abaixo:

3.1. Barra Simples:

Este é o esquema mais simples de uma subestação. Neste esquema, todos os circuitos se conectam a mesma barra e na ocorrência de alguma falta, estes circuitos serão desligados. A figura apresenta o diagrama esquemático desta configuração.

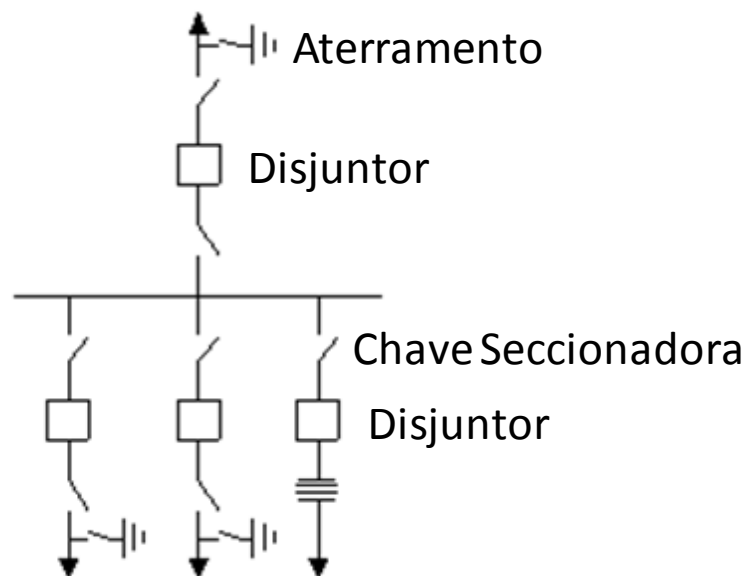


Figura 1 - Diagrama unifilar de uma SE (Barra Simples).

Devido à perda dos circuitos na presença de uma falta ou na manutenção do disjuntor, esse arranjo é utilizado em subestações de pequeno porte. Esse arranjo para uma subestação é o que apresenta o menor custo de implementação, e uma menor área necessária para a sua instalação.

Abaixo as características da configuração Barra Simples:

- Menor área necessária.
- Baixa confiabilidade.
- Baixa disponibilidade.
- Perda do circuito na manutenção do disjuntor.
- Instalação extremamente simples.
- Custo reduzido.
- A ampliação do barramento não pode ser realizada sem a completa desenergização da subestação.
- Sua utilização não é aconselhada para a alimentação de cargas que possam ser interrompidas.

3.2. Barra Simples com a Utilização do By-Pass.

O esquema Barra Simples pode apresentar uma melhor disponibilidade com a utilização de uma chave de By-Pass para a alimentação dos circuitos. O diagrama unifilar de uma subestação com uma chave de By-Pass é apresentada abaixo.

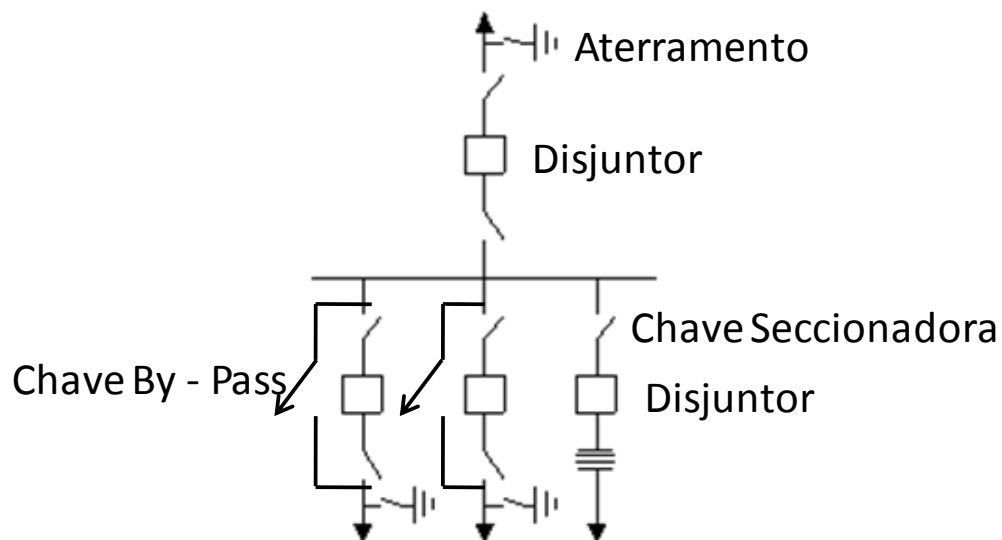


Figura 2 - Diagrama unifilar de uma subestação Barra Simples com By - Pass.

As Características apresentadas por um sistema barra simples com a utilização de uma chave de By - Pass é a mesma apresentada pela configuração barra simples. Esta configuração se diferencia da configuração barra simples por possui um custo um pouco mais elevado devido a utilização de chaves de By - Pass.

Uma outra característica desta configuração é que o circuito perde a proteção e a seletividade da proteção na ocorrência de uma falta, ou seja, o defeito em um dos circuitos causa o desligamento em todos os circuitos ligados a esta subestação.

3.3. Barra Simples Seccionado

O esquema Barra Simples Seccionado é utilizado quando se deseja alguma seletividade. O barramento da subestação é seccionado utilizando um disjuntor e duas chaves seccionadoras.

O esquema unifilar desta configuração é apresentado a seguir:

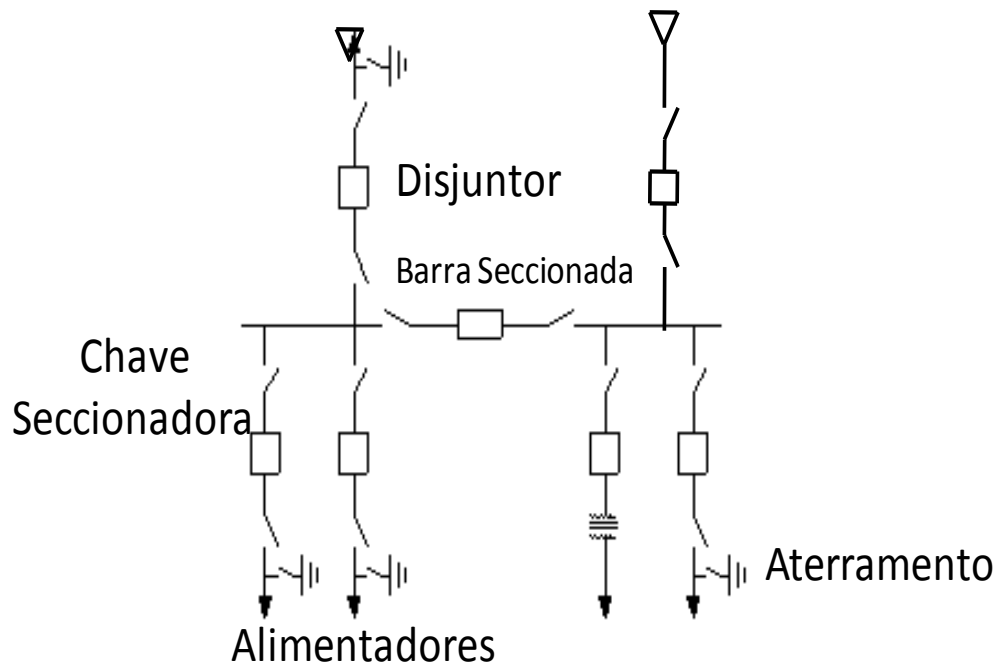


Figura 3 - Diagrama unifilar do esquema Barra Simples Seccionada.

A presença das chaves seccionadoras do disjuntor têm a finalidade de isolamento desse na necessidade da manutenção do disjuntor. Uma limitação desse esquema é que na manutenção do disjuntor o circuito associado a ele tem de ser desenergizado.

Este esquema apresenta as seguintes características:

- Maior continuidade no fornecimento de energia quando comparado ao esquema Barra Simples.
- Maior facilidade na execução dos serviços de manutenção.
- Este arranjo pode funcionar com duas entradas de alimentação.
- Em caso de falha da barra somente são desligados os circuitos conectados a seção afetada.
- O esquema de proteção é mais completo.
- Apresenta um baixo custo de implementação, porém maior que o esquema Barra Simples.
- A manutenção de um disjuntor desliga o circuito correspondente.
- A ampliação do barramento é realizada desligando um dos alimentadores o outro permanece ligado.

3.4. Barra Principal e Transferência

O esquema Barra Principal e Transferência é um sistema mais complexo comparado com os esquemas anteriores e apresenta uma maior confiabilidade.

Abaixo o esquema elétrico desta configuração:

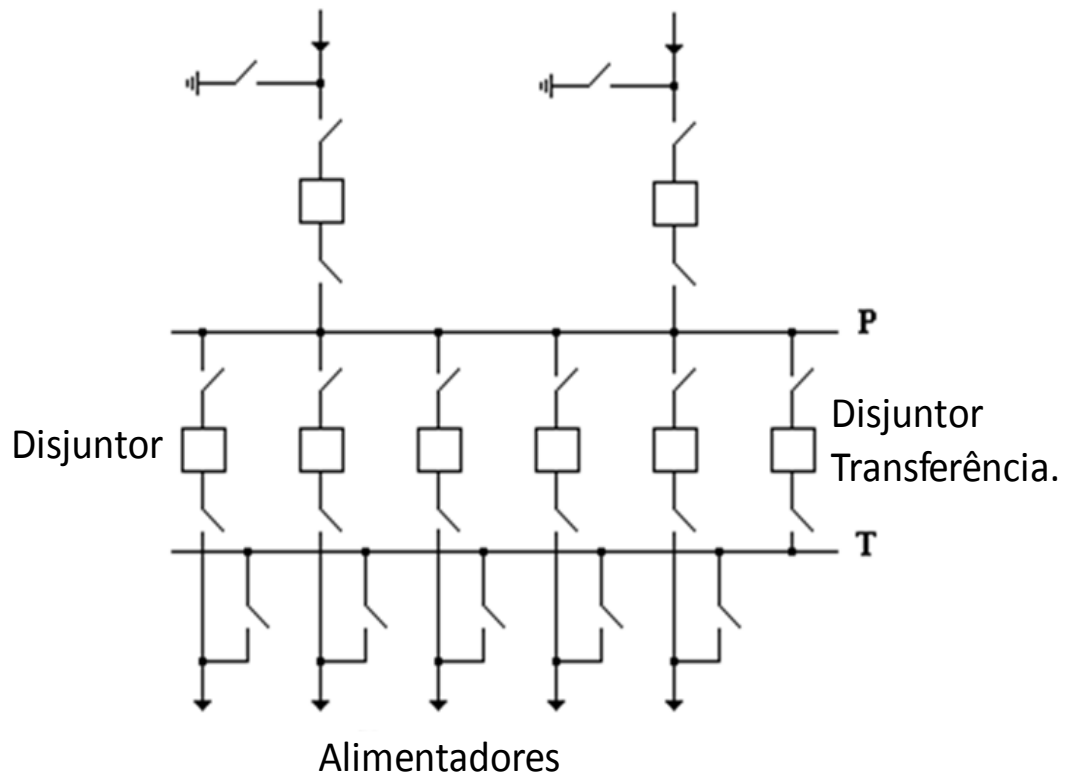


Figura 4 - Diagrama unifilar do esquema elétrico Barra Simples e Transferência.

A seguir será descrita uma breve síntese da operação deste esquema elétrico. Na necessidade de manutenção e/ou desligamento da barra principal, os seguintes procedimentos devem ser adotados:

- A proteção do sistema é colocada na posição intermediária, ou seja, o disjuntor dos alimentadores e o disjuntor de transferência irão atuar na presença de uma falta.
- O disjuntor de transferência é fechado, de modo a barra de transferência e a barra principal possuírem o mesmo potencial.
- A chave seccionadora dos alimentadores ligada à barra de transferência é fechada, e o mesmo potencial é transferido para o final do disjuntor.
- Abrimos o disjuntor ligado a barra principal.
- A proteção é colocada na posição transferida.

O esquema Barra Principal e Transferência apresenta as seguintes características:

- Custo inicial e final relativamente baixo.
- Requer um disjuntor extra para a conexão com a outra a barra.
- A ampliação da subestação é realizada sem afetar a alimentação dos circuitos.
- Qualquer disjuntor pode ser retirado de serviço para a manutenção.
- Equipamentos podem ser retirados ou adicionados a subestação sem maiores dificuldades.
- Falha no barramento ou em um dos disjuntores resulta no desligamento da subestação.

3.5. Barra Dupla, Um Disjuntor

O esquema Barra Dupla é uma evolução do esquema Barra Principal e Transferência. A vantagem do esquema Barra Dupla em relação ao esquema Barra Principal e Transferência é que na falha de um dos disjuntores e/ou um dos barramentos não resulta no desligamento da subestação. Esta vantagem concebe a Barra Dupla uma maior confiabilidade.

A Figura 5 apresenta o diagrama elétrico para esta configuração.

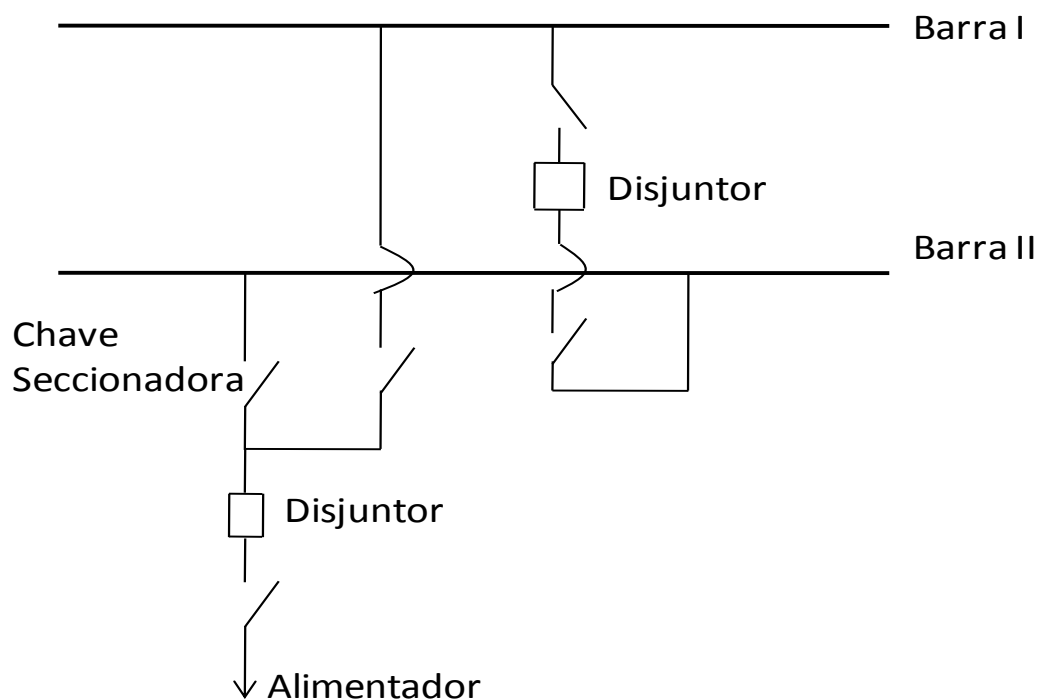


Figura 5 - Diagrama unifilar do esquema elétrico Barra Dupla.

O esquema elétrico apresenta as seguintes características:

- Permite uma maior flexibilidade com ambas as barras em operação.
- Qualquer uma das barras podem ser isoladas para a manutenção e ampliação dos circuitos.
- Facilidade da transferência de um dos circuitos de uma barra para a outra com o uso de um único disjuntor de transferência e chaves de manobra.
- Apresenta a desvantagem da necessidade de quatro chaves por circuito e um disjuntor extra para a conexão com a outra barra acarretando em maiores custo de implementação e manutenção.
- A proteção do barramento pode causar a perda da subestação quando esta operar com todos os circuitos em um barramento único.
- Falha no disjuntor de transferência pode colocar a subestação fora de serviço.

3.6. Barra Dupla com Dois Disjuntores.

O esquema elétrico de operação de uma subestação no esquema Barra Dupla com dois disjuntores é uma adaptação do esquema Barra Dupla, de modo a apresentar uma confiabilidade dos circuitos.

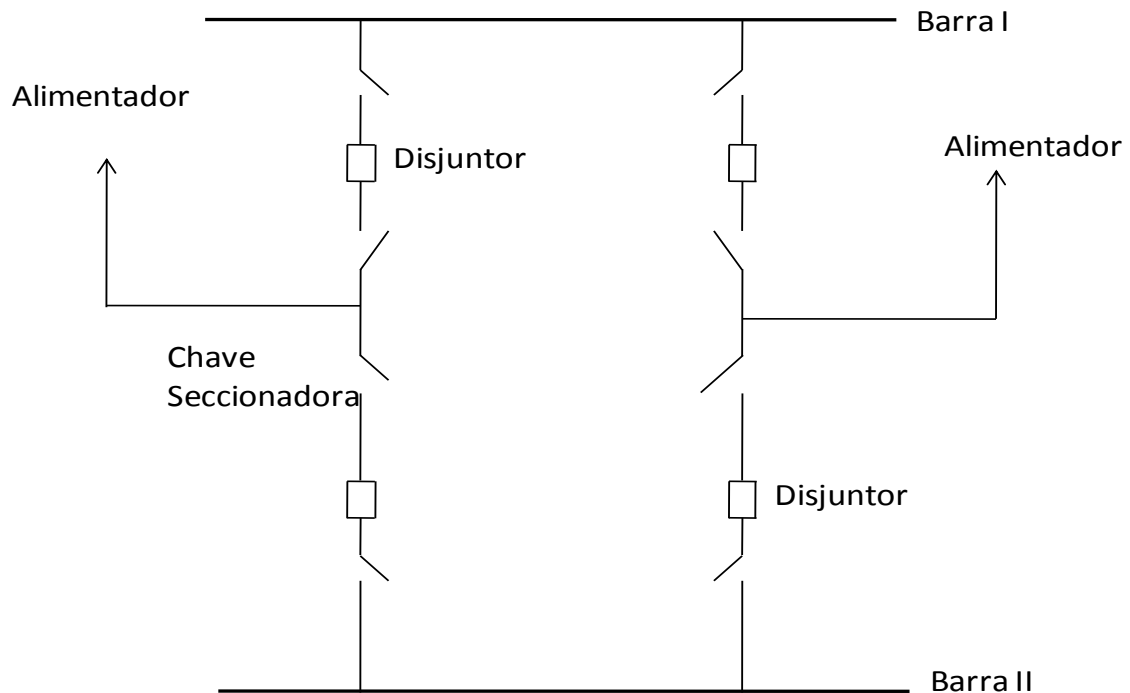


Figura 6 - Diagrama unifilar esquema elétrico operacional Barra Dupla com Dois Disjuntores.

A Barra Dupla com Dois Disjuntores apresentam as seguintes características:

- Apresenta um arranjo mais completo que a Barra Dupla.
- Muito mais flexível.
- Maior confiabilidade
- Apresenta um custo muito mais elevado.
- As mesmas características apresentada pela Barra Dupla.

3.7. Barra Dupla com Disjuntor e Meio.

O esquema elétrico operacional Barra Dupla com Disjuntor e Meio é outra adaptação do esquema Barra Dupla tradicional. Este esquema é uma evolução do esquema Barra Dupla com Dois Disjuntores, com vistas a redução do custo de implementação. O esquema Barra Dupla com Disjuntor e Meio mantém praticamente todas as vantagens do arranjo anterior. Este arranjo é adotado no Brasil para subestações com classes de tensões em torno de 525 kV e 750kV.

Este esquema elétrico é apresentado abaixo:

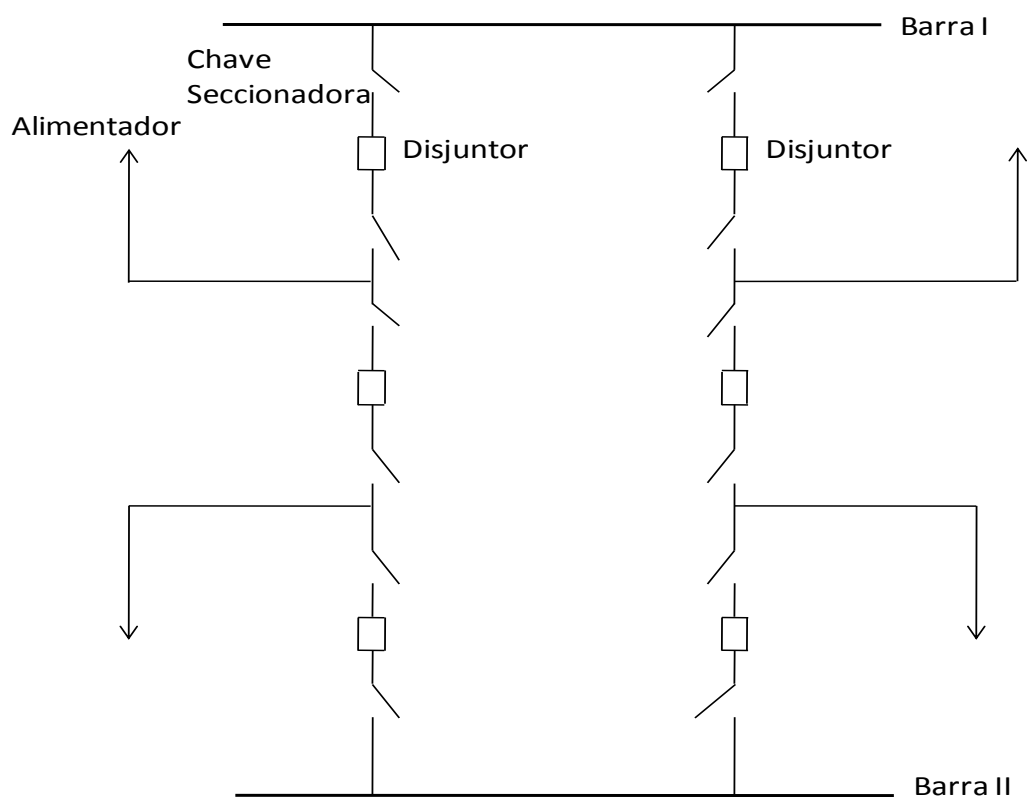


Figura 7 - Diagrama unifilar Barra Dupla Disjuntor e Meio.

A Barra Dupla com Disjuntor e Meio apresenta as seguintes características:

- Maior flexibilidade de manobra.
- Rápida recomposição.
- Falha nos disjuntores adjacentes às barras retiram apenas um circuito de serviço.
- Chaveamento Independente por disjuntor.
- Apresenta a desvantagem de apresentar um disjuntor e meio por circuito.
- Chaveamento e religamento automático envolvem demasiado número de operações.
- Apresenta um custo de implementação elevado.
- Apresenta um grande índice de confiabilidade e disponibilidade.

3.8. Barramento em Anel.

Um último esquema a ser apresentado é o barramento em anel. O barramento em anel apresenta as seguintes características:

- Necessita apenas um disjuntor por circuito
- Apresenta uma confiabilidade relativamente boa com o custo de implementação reduzido.
- Não utiliza a barra principal.
- Se uma falta ocorre durante a manutenção de um dos disjuntores, o anel pode ser separado em duas seções.
- Religamento automático e circuitos complexos.
- Para efetuar a manutenção e/ou ampliação de um circuito a proteção deixará de atuar durante esse período.

Abaixo o diagrama esquemático do barramento em anel:

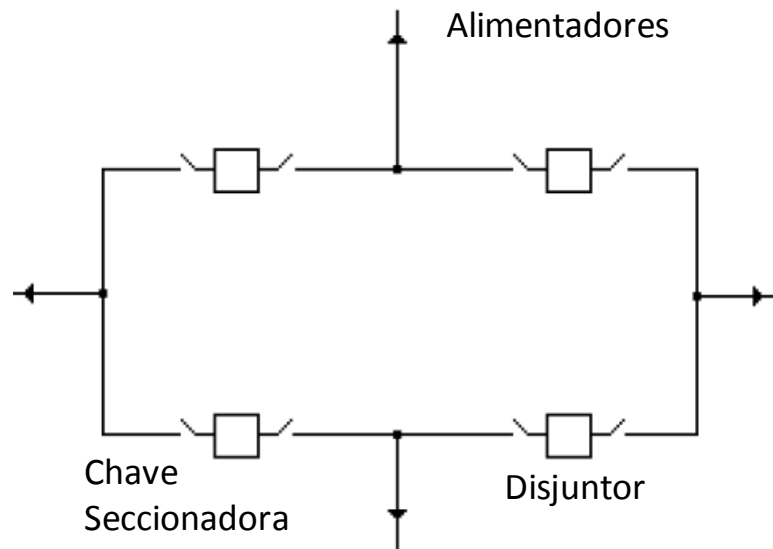


Figura 8 - Diagrama unifilar Barramento em Anel.

Abaixo é apresentada uma tabela com o resumo das principais características dos esquemas elétricos operacionais da subestação.

Tabela 1 - Os principais arranjos de subestações e suas principais características.

Arranjo	Confiabilidade	Custo	Área Utilizada
Barra Simples	Menor Confiabilidade. Falhas simples podem ocasionar o desligamento da SE.	Menor custo, devido a menor número de componentes	Menor área
Barra Principal e Transferência	Baixa confiabilidade semelhante a barra simples. Melhor flexibilidade na operação e manutenção.	Custo moderado. Poucos componentes	Área pequena para a sua instalação.
Barra Dupla um Disjuntor	Confiabilidade moderada	Custo moderado. Número de componentes um pouco maior.	Área moderada.
Barra Dupla Disjuntor Duplo.	Confiabilidade Moderada.	Custo elevado	Grande Área. Dobro do número de componentes
Barra Dupla, Disjuntor e Meio	Alta confiabilidade. Falhas simples isolam apenas o circuito.	Custo moderado. Número de componentes um pouco maior.	Grande área. Maior número de componentes por circuito.
Barramento em anel	Alta confiabilidade.	Custo moderado.	Área moderada.

4. Análise dos Esquemas Elétricos (2º Questão).

A próxima etapa do trabalho é o estudo do que ocorre nas subestações considerando todos os esquemas elétricos estudados, para as seguintes condições: manutenção dos disjuntores, manutenção em barras, defeito em circuito e defeito em barra.

4.1. Barra Simples.

O esquema Barra Simples é o esquema de operação mais simples de uma subestação. Os circuitos e a subestação ficam desligados para a manutenção dos disjuntores.

No esquema barra simples, devido à presença de uma única barra a manutenção e/ou o defeito desta barra provoca o desligamento total da subestação. O defeito em um dos circuitos será sanado pelo disjuntor do circuito, não afetando a barra da subestação.

4.2. Barra Simples Seccionado.

O esquema barra simples seccionado é uma adaptação do esquema barra simples, este esquema é apresentado na Figura 3. Como este esquema apresenta dois circuitos de alimentação, a manutenção de um dos disjuntores provoca apenas a perda da metade da subestação, devido a presença da barra seccionada.

O esquema barra simples seccionada possui apenas uma única barra, na manutenção e /ou defeito desta barra irá acarretar no desligamento da subestação.

O defeito em um dos circuitos será sanado pelo disjuntor do circuito, não afetando a barra da subestação.

Obs: O procedimento para a manutenção dos disjuntores destes dois primeiros esquemas é executado da seguinte forma: Abrir o disjuntor e depois da abertura do disjuntor abrir as chaves seccionadoras.

4.3. Barra Principal e Transferência.

O esquema barra principal e transferência é utilizado quando existe o requisito de não perder o circuito, durante a manutenção do disjuntor. O barramento principal da subestação é ligado a um barramento auxiliar por meio de um disjuntor.

Na manutenção de um dos disjuntores, o disjuntor de transferência tem a finalidade de garantir a proteção do circuito quando o disjuntor for retirado de serviço. Assim qualquer disjuntor pode ser retirado para a manutenção sem a perda do circuito.

A manutenção e/ou defeito da barra deste esquema irá acarretar na perda da subestação.

O defeito em um dos circuitos não irá afetar a operação da subestação, uma vez que o disjuntor associado a este circuito irá operar isolando o defeito. Ocorrerá apenas a perda do circuito.

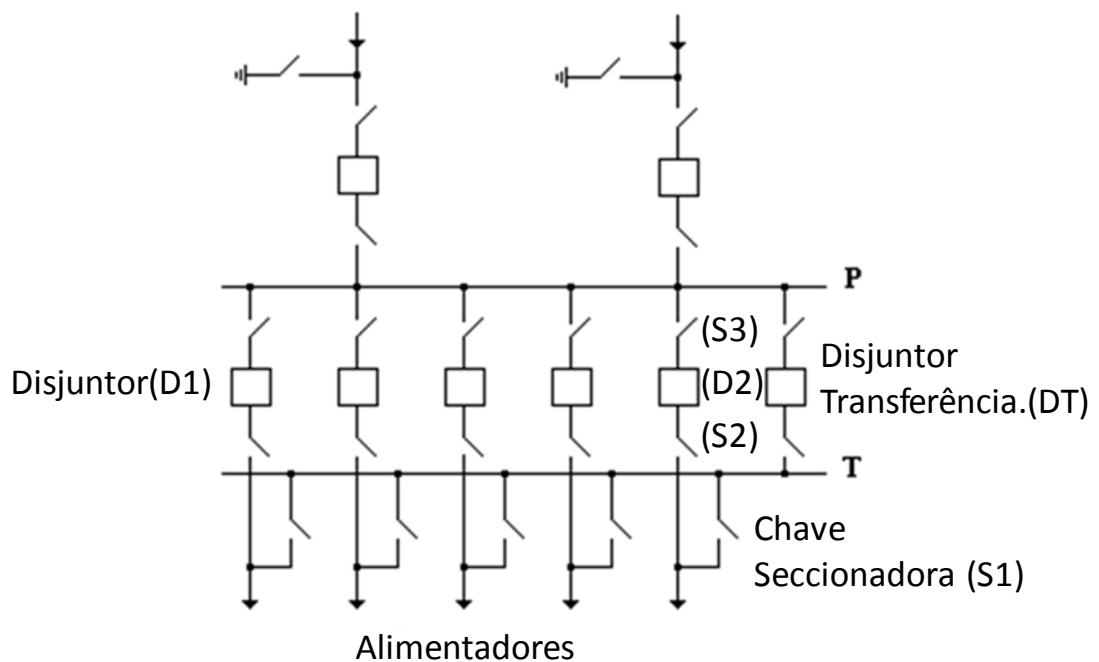


Figura 9 - Diagrama Unifilar do esquema barra principal e transferência.

Passos para a retirada de um dos disjuntores do circuito:

- Energizar a barra de transferência fechando o disjuntor (DT).
- Colocar a proteção(função 43) atuando na posição intermediária, ou seja, a proteção é feita pelo disjuntor da barra de transferência.
- Fechar a chave seccionadora (S1) de by- pass entre a barra principal e a transferência.
- Abrir o disjuntor (D2).
- Abrir as chaves seccionadoras (S2) e (S3).
- Colocar a proteção na posição transferida.

Passos para a colocação do disjuntor de volta no circuito:

- Fechar as chaves seccionadoras (S2) e (S3).
- Colocar a proteção na posição intermediária.
- Fechar o disjuntor (D2).
- Abrir a seccionadora (S1)
- Abrir o disjuntor de transferência (DT).
- Colocar a proteção na posição normal.

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.

4.4. Barra Dupla, um Disjuntor.

Este é um arranjo para instalações de grande porte e importância. Normalmente o disjuntor entre as barras é fechado e mantém umas das barras com tensão e carga dividida.

A manutenção dos disjuntores é realizada sem a perda dos circuitos de saída. Cada circuito pode ser conectado a qualquer barra.

O defeito em um dos circuitos não irá afetar a operação da subestação, uma vez que cada circuito tem um disjuntor associado. Na presença de defeito em circuito, o disjuntor do circuito irá operar isolando o defeito.

Em caso de falta em umas das barras, os disjuntores da linha de entrada operam isolando a falta. O disjuntor de interligação das duas barras é aberto e as chaves são comandadas para transferir os circuitos associados à barra com defeito para a outra barra da subestação.

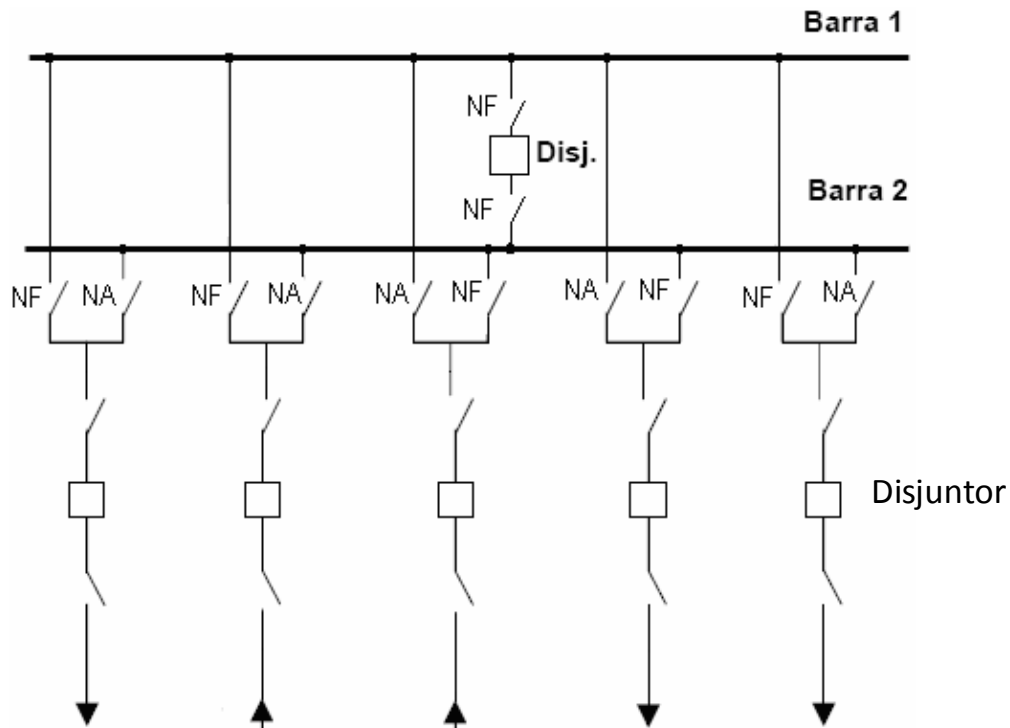


Figura 10 - Barramento Duplo com um disjuntor.

OBS: Para a manutenção de uma das barras deve se verificar o sincronismo entre as barras.

4.5. Barra Dupla com Dois Disjuntores.

Este esquema apresenta a característica de que cada circuito é protegido por dois disjuntores separados. A operação de qualquer disjuntor não irá afetar mais de um circuito. Este tipo de arranjo é o que apresenta maior confiabilidade, mas apresenta o maior custo na sua implementação.

A retirada dos disjuntores para a manutenção poderá afetar ou não apenas um dos circuitos. A manutenção dos disjuntores pode ser realizada sem prejudicar a subestação de maneira geral.

O defeito em um dos circuitos será isolado pela abertura de um dos disjuntores da subestação, ocasionando apenas a perda do circuito.

Se um defeito e/ou manutenção 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. Subseqüentemente 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.

4.6. Barra Dupla com Disjuntor e Meio.

Este esquema é o arranjo tradicional mais utilizado na maioria dos países. Neste arranjo são três disjuntores em série ligando uma barra dupla. Este esquema é apresentado na Figura 7.

Na ocorrência de defeito em um dos circuitos, três disjuntores protegem dois circuitos em uma configuração com dois barramentos.

A ocorrência de falha em uma das barras não provocará o desligamento dos circuitos, apenas irá ocorrer a retirada da barra para a manutenção.

A vantagem deste esquema é que qualquer disjuntor ou barra podem ser retiradas de operação para a manutenção sem afetar os circuitos.

4.7. Barramento em Anel.

Este esquema, o barramento forma um circuito fechado por meio de manobras das chaves do circuito. Cada equipamento é alimentado por dois disjuntores separados.

Em caso de defeito e/ou manutenção de um dos disjuntores, somente o segmento em que esta localizado este disjuntor ficará isolado. Se um disjuntor estiver desligado, devido manutenção, o anel estará aberto, e os outros disjuntores do circuito devem ser projetados para suportar toda carga do circuito com a ausência de um dos disjuntores.

Este esquema não utiliza o conceito de barra principal, não existe manutenção em barras.

5. Dispositivo da SE – Disjuntor

Os disjuntores fazem parte dos principais equipamentos para segurança de uma SE, sendo também, um dos dispositivos mais eficientes para realizar manobras nas redes elétricas.

5.1. Características Básicas

Os disjuntores possuem capacidade de fechamento e abertura, a qual deve atender a todos os pré-requisitos de manobra sob condições normais e anormais de operação. Além dos estados estacionários (fechado e aberto), definem-se ambos os estados transitórios da manobra de fechamento (ligamento) e da manobra de abertura (desligamento).

Quando o estado do disjuntor é ligado ou fechado, o disjuntor deve suportar a corrente nominal da linha, sem ultrapassar os limites de temperatura permitidos. No estado desligado ou aberto, a distância de isolamento entre contatos deve suportar a tensão de operação, bem como as sobre-tensões internas, devidas a surtos de manobra ou descargas atmosféricas.

Ao realizar a manobra de fechamento, o disjuntor deve, no caso de curto-circuito, atingir corretamente sua posição de fechado e conduzir a corrente de curto-circuito. No caso de abertura, o disjuntor deve dominar todos os casos de manobra possíveis na rede na qual está instalado.

Freqüentemente os disjuntores estão instalados ao tempo e permanecem meses a fio no estado estacionário ligado, conduzindo a corrente nominal sob condições climáticas de temperatura variáveis. Também estão expostos a agentes atmosféricos agressivos a vários de seus componentes e outras condições adversas.

Mesmo com todo esse tempo de inatividade operacional mecânica, o disjuntor deve estar pronto para interromper correntes de curto-circuito, sem o menor desvio das especificações.

Percebe-se então que uma confiabilidade total é exigida dos disjuntores de potência e deve ser consequência de um projeto e de um controle de qualidade extremamente rigorosos. Este vai desde a relação de matérias primas, passando pela revisão de entrada, ensaio de materiais, controle dos processos de fabricação, ensaios de subconjuntos, até os ensaios finais.

5.2. Tipos de Disjuntores

5.2.1. Disjuntores a óleo

Os disjuntores a óleo estão, basicamente, divididos em dois grupos:

- Disjuntores de grande volume de óleo (GVO)
- Disjuntores de pequeno volume de óleo (PVO).

No caso do GVO, de pequena capacidade, as fases ficam imersas em um único recipiente contendo óleo, que é usado tanto para a interrupção das correntes quanto para prover o isolamento. Nos disjuntores de maior capacidade, o encapsulamento é monofásico. A Figura 11 mostra um GVO de maior capacidade.



Figura 11 – Disjuntor GVO

Já no PVO, mostrado na Figura 12, é projetado com uma câmara de extinção com fluxo forçado sobre o arco, aumentando a eficiência do processo de interrupção da corrente, diminuindo drasticamente o volume de óleo no disjuntor.



Figura 12 – Disjuntor PVO

A maior vantagem dos disjuntores de grande volume de óleo sobre os de pequeno volume de óleo é a grande capacidade de ruptura em curto-circuito em tensões de 138 kV. Mesmo assim este tipo de disjuntor está caindo em desuso.

O princípio de extinção do arco nos disjuntores a óleo é baseado na decomposição das moléculas de óleo pela altíssima temperatura do arco. Essa decomposição resulta na produção de gases (principalmente hidrogênio), sendo a quantidade de gás liberada dependente da magnitude da corrente e da duração do arco.

O gás liberado desempenha duas funções:

- Efeito refrigerante muito acentuado.
- Causa um aumento de pressão em torno do arco, determinando uma elevação do gradiente de tensão necessário à sua manutenção.

5.2.2. Disjuntores a ar comprimido

No caso dos disjuntores de ar comprimido, mostrado na Figura 13, a extinção do arco é obtida a partir da admissão nas câmaras de ar comprimido (armazenado num reservatório pressurizado) que, soprando sobre a região entre os contatos, determina o resfriamento do arco e sua compressão.



Figura 13 – Disjuntor a ar comprimido

Após a ocorrência de um zero de corrente acontece a re-ignição do arco que é prevenida pela exaustão dos produtos ionizados do arco da região entre os contatos pelo sopro de ar comprimido. A intensidade e a rapidez do sopro de ar garantem o sucesso dos disjuntores.

Os tipos originais de disjuntor a ar comprimido possuíam uma chave isoladora em série com as câmaras de interrupção. Após um tempo pré determinado, para permitir a extinção do arco, a chave isoladora era aberta, o ar comprimido das câmaras era liberado para a atmosfera e os contatos do interruptor fechavam pela pressão das molas. O fechamento do circuito era sempre feito pela chave isoladora, com os contatos das câmaras de interrupção fechados. A posição aberta ou fechada dos disjuntores era facilmente reconhecível a partir da observação da posição da chave isoladora.

Nos tipos modernos de disjuntores, as câmaras são permanentemente pressurizadas com ar a aproximadamente 25 / 30 bars, enquanto que nos reservatórios de ar comprimido a pressão é de 150 / 200 bars. Para a interrupção do arco abrem-se ao mesmo tempo as válvulas de sopro e de exaustão em cada câmara, de maneira a ventilar a região entre os contatos.

Após o fim do movimento do contato móvel, que ocorre num tempo pré-determinado para permitir a extinção dos arcos, as válvulas se fecham, deixando o disjuntor aberto, com as câmaras cheias de ar comprimido à pressão de serviço, livre de produtos ionizados. Na operação de fechamento, as válvulas de sopro e exaustão podem ser abertas ligeiramente para ventilar a região entre contatos, impedindo a contaminação da câmara por resíduos provenientes da vaporização de material de contatos.

A operação dos disjuntores de ar comprimido sempre produz um grande ruído causado pela exaustão do ar para a atmosfera. Uma redução do nível de ruído produzido é conseguida através de silenciadores.

Os disjuntores a ar comprimido podem possuir compressores individuais ou trabalhar ligados a uma central de ar comprimido. Como a operação dos disjuntores pode ser perigosa quando a pressão de ar comprimido cai abaixo de determinado nível, estes são providos de dispositivos para impedir seu fechamento ou sua abertura sob pressões inferiores a níveis pré-fixados.

Pode-se dispor também de dispositivos para abrir os disjuntores quando a pressão chegar a um nível perigoso, mas ainda superior àquele em que a abertura seja proibida. Devido a estas características, é prática dos clientes exigirem que os disjuntores que operam com sistemas de ar comprimido central possuam reservatórios individuais ("air receivers"), com capacidade suficiente para realizar um ciclo completo O-CO-CO sem necessidade de receber reforço de ar comprimido do sistema central, e sem que a pressão caia a níveis perigosos.

Um reservatório central deve também ser capaz de garantir a repressurização de todos os reservatórios individuais, após uma operação O-CO simultânea, num intervalo de tempo usualmente fixado em dois minutos.

5.2.3. Disjuntores SF₆

Embora o hexafluoreto de enxofre (SF₆) tenha sido sintetizado pela primeira vez em 1904, somente nos anos 30, a partir da observação de suas excepcionais propriedades dielétricas, o novo gás encontrou uma limitada aplicação como meio isolante em transformadores.

O SF₆ é um dos gases mais pesados conhecidos (peso molecular 146), sendo cinco vezes mais pesado que o ar. À pressão atmosférica, o gás apresenta uma rigidez dielétrica 2,5 vezes superior à do ar. A rigidez dielétrica aumenta rapidamente com a pressão, equiparando-se à de um óleo isolante de boa qualidade à pressão de

2 bars. A contaminação do SF₆ pelo ar não altera substancialmente as propriedades dielétricas do gás: um teor de 20 % de ar resulta numa redução de apenas 5 % da rigidez dielétrica do gás.

Somente no final dos anos 40 teve início o desenvolvimento de disjuntores e chaves de abertura em carga a SF₆, com base em experimentos em que as excepcionais qualidades do gás como meio interruptor de arcos elétricos foram comprovadas. Essas qualidades derivam do fato de que o hexafluoreto de enxofre um gás eletronegativo, possuindo, portanto, uma afinidade pela captura de elétrons livres, o que dá lugar à formação de íons negativos de reduzida mobilidade.

Essa propriedade determina uma rápida remoção dos elétrons presentes no plasma de um arco estabelecido no SF₆, aumentando, assim, a taxa de decréscimo da condutância do arco quando a corrente se aproxima de zero.

O SF₆ é um gás excepcionalmente estável e inerte, não apresentando sinais de mudança química para temperaturas em que os óleos empregados em disjuntores começam a se oxidar e decompor.

Na presença de arcos elétricos sofre lenta decomposição, produzindo fluoretos de ordem mais baixa (como SF₂ e SF₄) que, embora tóxicos, recombina-se para formar produtos não tóxicos imediatamente após a extinção do arco. Os principais produtos tóxicos estáveis são certos fluoretos metálicos que se depositam sob a forma de um pó branco, e que podem ser absorvidos por filtros de alumina ativada.

Os primeiros disjuntores de hexafluoreto de enxofre eram do tipo “dupla pressão”, baseados no funcionamento dos disjuntores a ar comprimido. O SF₆ era armazenado num recipiente de alta pressão (aproximadamente 16 bars) e liberado sobre a região entre os contatos do disjuntor. A Figura 14 mostra um disjuntor SF₆



Figura 14 – Disjuntor SF₆

A principal diferença com relação aos disjuntores a ar comprimido consistia no fato de o hexafluoreto de enxofre não ser descarregado para a atmosfera após atravessar as câmaras de interrupção, e sim para um tanque com SF₆ a baixa pressão (aproximadamente 3 bars).

Assim, o gás a alta pressão era utilizado para interrupção do arco e o SF₆, a baixa pressão, servia à manutenção do isolamento entre as partes energizadas e a terra. Após a interrupção, o gás descarregado no tanque de baixa pressão era

bombeado novamente para o reservatório de alta pressão, passando por filtro de alumina ativada para remoção de produtos da decomposição do SF₆.

As principais desvantagens dos disjuntores a SF₆ a dupla pressão eram a baixa confiabilidade dos compressores de gás e a tendência do hexafluoreto de enxofre a liquefazer-se à temperatura ambiente quando comprimido (a temperatura de liquefação do gás a 16 bars é 10°C), o que tornava necessário instalar aquecedores no reservatório de alta pressão com conseqüente aumento da complicação e redução da confiabilidade. Essas desvantagens levaram ao desenvolvimento do disjuntor tipo “puffer”, que será descrito a seguir, atualmente adotado pela maioria dos fabricantes de disjuntores a SF₆.

Os disjuntores tipo “puffer” ou do tipo “impulso” são também denominados de “pressão única” porque o SF₆ permanece no disjuntor, durante a maior parte do tempo, a uma pressão constante de 3 a 6 bars, servindo ao isolamento entre as partes com potenciais diferentes. A pressão necessária à extinção do arco é produzida em cada câmara por um dispositivo tipo “puffer” formado por um pistão e um cilindro, em que um desses dois elementos ao se movimentar desloca consigo o contato móvel e comprime o gás existente no interior do cilindro.

A compressão do SF₆ por esse processo produz pressões da ordem de 2 a 6 vezes a pressão original e no intervalo entre a separação dos contatos e o fim do movimento do gás, assim comprimido, é forçado a fluir entre os contatos e através de uma ou duas passagens (“nozzles”), extinguindo o arco de forma semelhante ao dos disjuntores de dupla pressão. Os disjuntores de pressão única são de projeto mais simples que o de dupla pressão e dispensam a instalação de aquecedores para impedir a liquefação do SF₆, sendo conseqüentemente mais econômicos e mais confiáveis.

O desenvolvimento e a difusão dos disjuntores a SF₆ estão ligados aos desenvolvimentos das técnicas de selagem dos recipientes e detecção de vazamentos de gás. Os projetos ocorridos nesses terrenos já permitem reduzir o escape de SF₆ nos disjuntores a níveis inferiores a 1 % por ano.

Os avanços tecnológicos têm permitido aos disjuntores a SF₆ tornarem-se crescentemente competitivos em relação aos tipos de ar comprimido e PVO, sendo provável que, em futuro próximo, esses disjuntores ocupem uma posição dominante no mercado, pelo menos para certas faixas de tensão.

Da mesma forma que nos disjuntores a ar comprimido, os disjuntores a SF₆ devem ser providos de dispositivos para indicar a ocorrência de pressões inferiores a determinados níveis mínimos e inter-travamentos para impedir sua operação em condições perigosas de super pressão.

Uma outra aplicação do SF₆ é o isolamento de subestações blindadas que permite considerável redução da área ocupada. A instalação de uma subestação blindada pode ser determinada pela inexistência de área suficientemente ampla em um centro urbano, ou pelo elevado custo do solo nesta região.

Numa subestação blindada todas as partes energizadas são protegidas por uma blindagem metálica, que conterà os disjuntores, chaves, TC's, TP's, barramentos, etc.. As partes energizadas são isoladas da blindagem por isoladores de resina sintética (ou outro material adequado) e SF6 à pressão de cerca de 3 bars.

Válvulas especiais permitem detectar o escapamento do gás e possibilita efetuar manutenção dos equipamentos sem necessidade de remover grandes quantidades de gás. Alarmes e inter-travamentos garantem a segurança em caso de vazamento de SF6.

5.2.4. Disjuntor a vácuo

Apesar do crescente uso de disjuntores a vácuo para baixas e médias tensões, aparentemente apenas um fabricante vem oferecendo comercialmente disjuntores a vácuo de alta tensão, e mesmo assim os tipos disponíveis não excedem 145 kV.

Nos disjuntores a vácuo o arco que se forma entre os contatos é bastante diferente dos arcos em outros tipos de disjuntor, sendo basicamente mantido por íons de material metálico vaporizado proveniente dos contatos (catodo). Um disjuntor é mostrado na Figura 15.



Figura 15 – Disjuntor a vácuo

A intensidade da formação desses vapores metálicos é diretamente proporcional à intensidade da corrente e, conseqüentemente, o plasma diminui quando esta decresce e se aproxima do zero. Atingindo o zero de corrente, o intervalo entre os contatos é rapidamente desionizado pela condensação dos vapores metálicos sobre os eletrodos. A ausência de íons após a interrupção dá aos disjuntores a vácuo características quase ideais de permeabilidade dielétrica, ou seja, uma boa capacidade de isolação.

Apesar das suas vantagens, o desenvolvimento dos disjuntores a vácuo para altas tensões permanece na dependência de avanços tecnológicos que permitam

compatibilizar, em termos econômicos, o aumento das tensões e correntes nominais das câmaras a vácuo e a redução de seus volumes e pesos.

6. Diagrama Unifilar S.E

Através da página do ONS na internet, escolheu-se o trecho entre Ipatinga 1 e Itabira, onde há a S.E de Porto Estrela/MG. Para essa ligação optou-se por uma subestação disjuntor e meio, isso pelas características citadas nos itens 3.7 e 4.6. Com base no site do ONS retiraram-se as informações necessárias da na Figura 16.

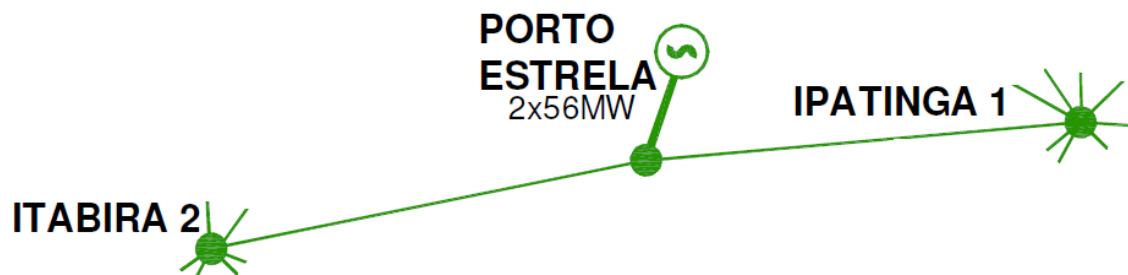


Figura 16 – Trecho Porto Estrela/MG

O diagrama unifilar da S.E está presente no **Anexo 1**. Algumas omissões foram feitas de forma a ajudar na visualização do diagrama, já que este contém um esquema de controle simplificado.

O diagrama de controle foi feito apenas para uma das partes do unifilar, considerando que nas outras partes a configuração seja a mesma.

7. Bibliografia

[1] <http://www.ons.org.br/>

[2] Notas de Aula – Prof. Ivan – UFRJ

[3] Google - Imagens

[4] Apostila da disciplina Subestações, Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, Rio de Janeiro, 1990.