



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

Subestações Elétricas

Gustavo Luiz Castro de Oliveira Muzy

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção de grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Antônio Carlos Siqueira de Lima, D. Sc.

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2012

Subestações Elétricas

Gustavo Luiz Castro de Oliveira Muzy

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinada por:

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.
(Orientador)

Prof.^a Sergio Sami Hazan, Ph.D.

Prof. Jorge Nemésio Sousa, M.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

FEVEREIRO DE 2012

AGRADECIMENTOS

À minha família, por ter me proporcionado toda a estrutura emocional e meios de continuar meus estudos até aqui.

Ao meu orientador, Professor Antônio Carlos Siqueira de Lima, pela disponibilidade em tirar quaisquer dúvidas que eu tivesse, pelos conhecimentos passados e, principalmente, por me incentivar, renovando a minha determinação em terminar o projeto.

A todos os meus amigos, pelos bons momentos proporcionados, pela paciência, pelo companheirismo nos momentos difíceis e por acreditarem e torcerem pelo meu sucesso.

À Telvent que me mostrou a Engenharia como profissão, concretizando a minha escolha de ser engenheiro.

Finalmente, a todos aqueles que estão ou estiveram diretamente ou indiretamente ligados à minha formação como Engenheiro Eletricista.

Muzy, Gustavo Luiz Castro de Oliveira

Consolidação de Material Didático para a Disciplina de Subestações Elétricas / Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica / Departamento de Engenharia Elétrica, 2012.

XII, 120 p.: il. 29,7 cm.

Orientador: Antônio Carlos Siqueira de Lima

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Departamento de Engenharia Elétrica, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 120-121

1. Classificação das Subestações. 2. Tipos de Equipamentos. 3. Subestações Isoladas a Ar. 4. Subestações Isoladas a SF₆. 5. Automação de Subestações

I. Siqueira de Lima, Antônio Carlos. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. III. Escola Politécnica. IV. Departamento de Engenharia Elétrica. V. Título

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica / UFRJ como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Subestações Elétricas

Gustavo Luiz Castro de Oliveira Muzy

Fevereiro / 2012

Orientador: Antônio Carlos Siqueira de Lima

Curso: Engenharia Elétrica

Este trabalho consiste em um estudo detalhado das Subestações Elétricas, reportando seus diversos tipos, suas formas de operação e manutenção.

Foi abordada uma introdução, explicando os conceitos básicos de uma Subestação Elétrica, além das possíveis formas de classificação. Posteriormente foi feita uma abertura no projeto, quanto ao tipo de material isolante, separando as mesmas por isoladas a ar atmosférico e a SF₆. Foi realizado também um estudo resumido dos principais tipos de equipamentos que formam esses sistemas elétricos; e por último uma introdução à automação das subestações, sendo explorados alguns conceitos de digitalização de subestações.

Abstract of Undergraduate Project presented to Poli / UFRJ as a partial fulfillment of requirements for the Degree of Electrical Engineer.

Consolidation of Educational Material for the Electrical Equipment Discipline –
Electrical Substations

Gustavo Luiz Castro de Oliveira Muzy

February / 2012

Advisor: Antônio Carlos Siqueira de Lima

Course: Electrical Engineering

This work consists of a detailed study of Electrical Substations, reporting its various types, their forms of operations and maintenance.

It addressed an introduction, explaining the basics of an Electrical Substation, besides the possible forms of classification. Later he was made an opening in the project, the type of insulating material, separating them by a single atmospheric air and SF6. Was also carried out a study summary of the main types of equipment that make up these electrical systems, and finally an introduction to the automation of substations. Some concepts being explored scanning substations.

SUMÁRIO

Lista das Principais Siglas.....	ix
Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Abreviaturas e Siglas	xiv
1 Introdução	1
1.1 Objetivos	1
1.2 Estrutura de Estudo.....	1
1.3 Proposta	2
1.4 Motivação.....	2
1.5 Relevância do Estudo	2
1.6 Limitações de Estudos	2
2 Introdução a Subestações	3
2.1 Introdução	3
2.2 Macro Classificações de uma Subestação.....	4
3 Classificação das Subestações	6
3.1 Quanto ao nível de Tensão.....	6
3.2 Quanto à Relação Entre os Níveis de Tensão de Entrada e Saída.....	8
3.3 Quanto à Função ao Sistema Elétrico Global:	10
3.4 Quanto ao Tipo de Instalação	11
3.5 Quanto ao Tipo Construtivo de Equipamentos:.....	12
3.6 Quanto à Modalidade de Comando	14
4 Tipos de Equipamentos de uma Subestação	15
4.1 Transformadores de corrente	15
4.2 Transformadores de Potencial	24
4.3 Secionadores	30
4.4 Disjuntores	42
4.5 Pára-raios	46
4.6 Resistores de Aterramento	47

5	Subestações Isoladas a Ar Atmosférico.....	49
5.1	Introdução	49
5.2	Esquemas Elétricos: Análises e Comparações.....	49
5.3	Comparações.....	68
6	Subestações Isoladas a Gás SF ₆	70
6.1	Introdução	70
6.2	Gás SF ₆	70
6.3	Construção e Serviços das Subestações a Gás	72
6.4	Equipamentos nas Subestações a Gás	75
6.5	Barra	79
6.6	Conexões SF ₆ - Ar.....	79
6.7	Pára-Raios.....	82
6.8	Controle de Sistema	83
6.9	Sistema de Monitoramento de Gás	84
6.10	Arranjos Elétricos	85
6.11	Aterramento.....	86
6.12	Operações de Intertravamento	87
6.13	Vantagens Econômicas das Subestações a Gás	88
7	Automação de subestações para serviços de controle e proteção	89
7.1	Introdução	89
7.2	Considerações Físicas	90
7.3	Sistema Proteção x Controle	91
7.4	Equipamentos.....	91
7.5	Protocolos de Comunicação.....	104
8	Conclusão	106
9	Referências Bibliográficas	107

LISTA DAS PRINCIPAIS SIGLAS

AIS – *Air Insulated Substation*

CLP – Controlador Lógico Programável

ED – Entrada Digital

GIS – *Gas Insulated Substation*

GPS – *Global Positioning System*

IED – *Intelligent Electronic Device*

IP – *Internet Protocol*

LLC - *Local Control Cabinet*

CLP – Controlador Lógico Programável

RDP – Registrado Digital de Perturbações

SAGE – Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia

SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition

SD – Saída Digital

SE – Subestação

SF₆ – Hexafluoreto de Enxofre

TC – Transformador de Corrente

TCP – *Transmission Control Protocol*

TP – Transformador de Potencial

UHV – *Ultra High Voltage*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Ilustração do processo de distribuição energético.....	3
Figura 2 - Subestação de baixa tensão.....	6
Figura 3 - Subestação de média tensão (13,8 kV).....	7
Figura 4 - Subestação de alta tensão (138 kV) de Campo Grande MS.....	7
Figura 5 - Subestação de extra-alta tensão (345 kV) de Irapé-MG.....	8
Figura 6 - Subestação de manobra isolada a SF ₆	8
Figura 7 - Subestação elevadora.....	9
Figura 8 - Subestação abaixadora.....	10
Figura 9 - Subestação externa.....	11
Figura 10 - Subestação interna.....	12
Figura 11 - Subestação convencional.....	13
Figura 12 - Subestação blindada.....	14
Figura 13 – Esquema básico de um transformador de corrente.....	15
Figura 14 - Curva da Corrente do Transformador.....	17
Figura 15 – Tipo Enrolado.....	18
Figura 16 – Tipo Barra.....	18
Figura 17 – Tipo Janela.....	19
Figura 18 – Tipo Bucha.....	19
Figura 19 – Tipo Núcleo Dividido.....	20
Figura 20 – Tipo Pedestal.....	21
Figura 21 – Tipo Invertido.....	21
Figura 22 – Esquema Básico de um Transformador de Potencial.....	26
Figura 23 – Circuito de uma Chave de Aterramento Rápido.....	33
Figura 24 – Abertura Vertical.....	34
Figura 25 – Chave de Dupla Abertura Lateral.....	35
Figura 26 – Chave Tipo Basculante.....	36
Figura 27 – Chave Tipo Abertura Lateral.....	37
Figura 28 – Chave tipo abertura central.....	37
Figura 29 – Chave tipo abertura simplificada.....	38
Figura 30 – Com Vara de Manobra.....	39
Figura 31 – Chave com Fechamento ou Alcance Vertical.....	39
Figura 32 – Chave Semi-Pantográfica.....	40

Figura 33 – Barra Simples.....	49
Figura 34 – Esquema de Barra Simples.....	50
Figura 35 – Disjuntores no Esquema de Barra Simples.....	50
Figura 36 – Barra Simples Seccionada.....	52
Figura 37 – Disjuntores no Esquema de Barra Simples Seccionada.....	53
Figura 38 - Esquema de Barra Principal e Transferência.....	54
Figura 39 – Disjuntores no Esquema de Barra Principal e Transferência.....	55
Figura 40 – Esquema de Barra Dupla com Disjuntor Simples.....	56
Figura 41 – Disjuntores no Esquema de Barra Dupla com Disjuntor Simples.....	57
Figura 42 – Esquema de Barra com 5 Chaves.....	58
Figura 43 – Esquema de Barra com 4 Chaves.....	59
Figura 44 – Barra Dupla com By-Pass – 4 Chaves.....	59
Figura 45 - Barra Dupla com By-Pass – 5 Chaves.....	60
Figura 46 - Barra Dupla com Disjuntor Duplo.....	61
Figura 47 – Esquema de Disjuntores na Barra com Disjuntores Duplos.....	62
Figura 48 - Esquema de Barra Dupla com Disjuntor e Meio.....	63
Figura 49 – Disjuntores no Esquema de Barra com Disjuntor e Meio.....	64
Figura 50 – Esquema de Anel Simples.....	65
Figura 51 – Disjuntores no Esquema de Anel Simples.....	66
Figura 52 - Esquema de anéis múltiplos.....	67
Figura 53 – Composição Química do Gás SF ₆	71
Figura 54 – Composição de Uma Subestação a Gás de 242kV.....	73
Figura 55 – Fluoduto de uma Subestação a Gás SF ₆	75
Figura 56 – Transformador de Corrente.....	76
Figura 57 – Transformador de Potencial.....	76
Figura 58 – Transformador de Potencial.....	77
Figura 59 – Chaves Interruptoras.....	78
Figura 60 – Chaves de Terra.....	78
Figura 61 – Barramento de uma Subestação a Gás.....	79
Figura 62 – Conexões Ar-SF ₆	80
Figura 63 – Formas de Conexões Ar-SF ₆	81
Figura 64 – Pára-raios.....	82
Figura 65 – Controle de Subestações a Gás.....	84
Figura 66 – Esquemas de Arranjos Elétricos.....	85
Figura 67 – Esquemas de Arranjos Elétricos.....	86
Figura 68 – Fluxograma Representativo de uma Automação de Subestação.....	90
Figura 69 – Relé de Interface.....	92

Figura 70 – Relé Digital L90 da GE.....	93
Figura 71 – Esquema de Funcionamento de um PLC.....	99
Figura 72 – Tela de um Sistema Unifilar de um Sistema SCADA.....	100
Figura 73 – Registros Históricos de um RDP.....	102
Figura 74 – Multimeditores.....	102
Figura 75 – GPS do Fabricante Reason.....	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 4-1 Classe de exatidão dos transformadores de corrente.....	22
Tabela 4-2 Valores aceitáveis e recomendáveis de classe de exatidão.....	23
Tabela 4-3 Cargas nominais para TCs de 5A de corrente secundária pela ABNT.....	23
Tabela 4-4 Classe de exatidão dos transformadores de Potencial.....	27
Tabela 4-5 Cargas nominais.....	28
Tabela 4-6 Características a 60Hz e 120V.....	28
Tabela 4-7 Características a 60Hz e 69,3V.....	29
Tabela 4-8 Dimensionamento dos elos fusíveis primários para SE's de 13,8 kV.....	42
Tabela 4-9 Métodos de aterramento de acordo com os níveis de tensão.....	48
Tabela 5-1 Comparações de confiabilidade x custo x área disponível dos arranjos das subestações.....	68
Tabela 7-1 Tabela ANSI de Proteção.....	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

°C	grau Celsius – Unidade de temperatura
Ω	Ohm – Unidade de resistência
A	Ampère – Unidade de corrente elétrica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AC ou CA	Corrente alternada
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
atm	Atmosfera – Unidade de pressão
bar	Bar – Unidade de pressão correspondente a 0,987 atm
DC ou CC	Corrente contínua
HP	<i>Horse Power</i> – Unidade de medida de potência correspondente a 745,7 W
Hz	Hertz – Unidade de frequência
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
K	grau Kelvin – Unidade para a grandeza temperatura termodinâmica
m	Metro – unidade de distância
NBR	Sigla de Norma Brasileira aprovada pela ABNT
SF ₆	Hexafluoreto de enxofre
TTR ou TRV	Tensão transitória de restabelecimento
V	Volt – Unidade de tensão elétrica
W	Watt – Unidade de medida de potência
Lbs	Libras – Unidade de medida de pressão

1 INTRODUÇÃO

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho possui como objetivo uma abordagem geral nos conceitos de subestações elétricas, explicando o que é uma subestação e suas possíveis variações de acordo com os cenários existentes. Serão realizados também estudos sobre os tipos de equipamentos que cada uma dessas subestações possui.

O principal objetivo desse trabalho é que além dos conceitos básico de uma SE, seja exemplificado suas possíveis variações e os equipamentos que irão ser utilizados, de acordo com as características do sistema e as disponibilidades financeiras e de espaço.

Por fim, é comentada a importância da automatização de uma SE, por questões técnicas de controle e proteção da mesma, fazendo uso da tecnologia da informação.

1.2 ESTRUTURA DE ESTUDO

O capítulo 2 apresenta uma subdivisão mais macro das subestações, utilizando um ponto de vista de cliente e fornecedor. Com isso, encontram-se quatro tipos principais: as *switchyard*, subestação do cliente, estação de comutação e de distribuição.

O capítulo 3 é destinado aos tipos de classificação das subestações, quanto aos níveis de tensão, relação entre os valores de tensão de entrada e saída, função no sistema elétrico, tipo de instalação, tipo construtivo do equipamento e modalidade de comando.

O quarto capítulo aborda os tipos de equipamentos de uma subestação, comentando sobre transformadores de instrumentos, seccionadoras, disjuntores pára-raios e resistores de aterramento.

O quinto e o sexto capítulo são destinados às subestações isoladas a ar atmosférico e a gás SF₆, explicando seus conceitos, variações, vantagens e desvantagens.

E por último temos um capítulo sobre a automação de uma subestação, visando principalmente os pontos de proteção e controle do sistema elétrico. São abordados conceitos de relés de proteção e interface, unidades de controle, SCADA e outros pontos de automação.

1.3 PROPOSTA

Este trabalho almeja consolidar o material didático para a disciplina de Subestações Elétricas.

O trabalho tem a intenção de mostrar ao aluno de engenharia elétrica um material com apresentação concisa e, também, facilitar a ação do professor, já que incorpora seus apontamentos de aula.

1.4 MOTIVAÇÃO

Este trabalho foi motivado pela necessidade de se organizar o material didático para a disciplina de Subestações Elétricas, pelo interesse do professor Antônio Carlos Siqueira de Lima em transformar isso em um tema para trabalho de conclusão de curso e pelo meu interesse sobre o assunto ministrado na disciplina.

1.5 RELEVÂNCIA DO ESTUDO

A ideia básica por trás da disciplina de Subestações Elétricas é dar embasamento para que os alunos possam conhecer a fundo os detalhes das subestações e as possíveis variações que possam ser projetadas de acordo com as condições apresentadas. Os futuros engenheiros devem estar preparados para o dinamismo do mercado de trabalho e terem a ciência de que não devem somente conhecer o funcionamento das subestações, mas também entender sua complexidade de concepção e suas respectivas atuações.

1.6 LIMITAÇÕES DE ESTUDOS

O tema abordado é de grande complexidade, até mesmo para os profissionais mais experientes da área. A quantidade de material disponível não é tão vasta e muito menos explicativa. Boa parte do material está em notas de aulas do professor Ivan Hersterg, M.Sc. e no livro MCDONALD, JOHN D., "Electric Power Substations Engineering".

Este trabalho limita-se a apresentar as diversas subestações, suas características construtivas, operacionais e técnicas e modelos de seus equipamentos.

2 INTRODUÇÃO A SUBESTAÇÕES

2.1 INTRODUÇÃO

A vida moderna seria inviável sem o uso da energia elétrica. Como combustível básico do desenvolvimento, ela é diretamente proporcional ao aumento populacional e econômico do planeta. Qualquer grande invenção tecnológica, ou até mesmo, a maior parte das mais básicas que são usadas no dia a dia de cada um, seria impossível sem o seu uso. Índices importantes como mortalidade infantil, aumento populacional, e expectativa de vida aumentaram consideravelmente com seu início. Com isso, essa importância e dependência da vida moderna com a energia elétrica fazem com que essa tenha um papel de destaque na sociedade atual.

Para atender ao natural desenvolvimento da sociedade é necessário que as técnicas de uso dessa energia caminhem proporcionalmente, com isso é indispensável uma constante busca do aumento da eficiência, através de melhorias das condições de atendimento ao consumidor. Devido a essas razões, torna-se então fundamental um confiável sistema de operação das subestações.



Figura 1 – Ilustração do Processo de Distribuição Energético. [2]

Subestação é um conjunto de equipamentos industriais interligados entre si com os objetivos de controlar o fluxo de potencia, modificar tensões e alterar a natureza da corrente elétrica assim como garantir a proteção do sistema elétrico.

Funciona como ponto de controle e transferência em um sistema de transmissão elétrica, direcionando e controlando o fluxo energético, transformando os níveis de tensão e funcionando como pontos de entrega para consumidores industriais.

Durante o percurso entre as usinas e as cidades, a eletricidade passa por diversas subestações, onde os transformadores aumentam ou diminuem a sua tensão. Ao elevar a tensão elétrica no início da transmissão, os transformadores evitam a perda excessiva de energia ao longo do caminho. Já, ao rebaixarem a tensão elétrica perto dos centros urbanos, permitem a distribuição da energia por toda a cidade.

2.2 MACRO CLASSIFICAÇÕES DE UMA SUBESTAÇÃO

A construção de novas subestações e ampliação das instalações existentes são projetos comuns em empresas de energia elétrica. Engloba um complexo processo e por isso necessita de um grande número de profissionais altamente capacitados, para que o mesmo possa ser concluído com êxito.

Segundo o livro “Electric Power Substations Engineering” [1], Existem quatro tipos principais de subestações elétricas. O primeiro tipo são as *switchyard*. Estas instalações conectam os geradores à rede elétrica e também fornecem energia em *offsite* para a planta. As *switchyards* tendem a ser grandes instalações e estão sujeitas ao planejamento, às finanças e aos esforços de construção diferentes dos projetos de subestações de rotina.

Outro tipo de subestação é normalmente conhecido como a subestação do cliente. Este tipo possui um cliente particular como a principal fonte de fornecimento de energia. Os requisitos técnicos e o tipo de construção dessa instalação podem variar bastante, pois depende muito dos requisitos do cliente, mais do que nas necessidades dos serviços públicos.

O terceiro tipo de subestação envolve uma transferência de em massa de energia por toda a rede e é referido como uma estação de comutação. Estas estações maiores geralmente servem como os pontos finais de linhas de transmissão provenientes das subestações *switchyards*. Fornecem a energia elétrica para os circuitos que alimentam as estações de distribuição e são essenciais para a confiabilidade em longo prazo e para integridade do sistema elétrico. Também permitem que grandes blocos de energia possam ser movidos por geradores aos

centros de carga. Essas estações de comutação são instalações estratégicas e geralmente muito caras para se construir e se manter.

O quarto e último tipo de subestação é a de distribuição. Estes são os tipos mais comuns em sistemas de energia elétrica e fornecem os circuitos de distribuição que abastecem diretamente a clientes diversos. Eles estão normalmente localizados perto dos centros de carga, o que significa que geralmente estão localizados dentro ou perto das regiões que eles fornecem.

3 CLASSIFICAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES

As classificações mostradas nesse capítulo, são baseadas nas notas de aulas de subestações elétricas, do professor Ivan Hersterg.

Com isso as subestações podem ser classificadas como:

3.1 QUANTO AO NÍVEL DE TENSÃO

Podem ser classificadas em: Baixa tensão, Média tensão, Alta tensão ou Extra-alta tensão.

3.1.1 BAIXA TENSÃO

Classificação utilizada para subestações de níveis de tensão de até 1 kV (Figura 2).



Figura 2 - Subestação de Baixa Tensão. [3]

3.1.2 MÉDIA TENSÃO

Classificação utilizada para subestações com níveis de tensão entre 1 kV e 34,5 kV (tensões típicas: 6,6 kV; 13,8 kV; 23 kV e 34,5 kV). Como exemplificado na figura 3, onde se tem uma subestação de 13,8 kV.



Figura 3 - Subestação de Média Tensão (13,8 kV).[3]

3.1.3 ALTA TENSÃO

Utilizado para níveis entre 34,5 kV e 230 kV (tensões típicas: 69 kV; 138 kV; 230 kV). Como exemplificado na figura 4, onde se tem uma subestação de 138 kV.



Figura 4 - Subestação de Alta Tensão. [4]

3.1.4 EXTRA-ALTA TENSÃO

Utilizada para níveis maiores que 230 kV (tensões típicas: 345 kV; 440 kV; 500 kV; 750 kV). Na figura 5, é possível ver a foto da subestação de Irapé (345 kV) em Minas Gerais.



Figura 5 - Subestação de Extra-Alta Tensão (345 kV) de Irapé-MG .[4]

3.2 QUANTO À RELAÇÃO ENTRE OS NÍVEIS DE TENSÃO DE ENTRADA E SAÍDA

Podem ser classificadas em: de manobra, elevadora ou abaixadora.

3.2.1 SUBESTAÇÃO DE MANOBRA

É aquela que interliga circuitos de suprimento sob o mesmo nível de tensão, possibilitando sua multiplicação. É também adotada para possibilitar o seccionamento de circuitos, permitindo sua energização em trechos sucessivos de menores comprimentos. Na figura 6 pode-se ver uma foto de uma subestação de manobra.



Figura 6 - Subestação de Manobra Isolada a SF₆. [5]

3.2.2 SUBESTAÇÃO ELEVADORA

É localizada na saída das usinas geradoras. Elevam as tensões para níveis de transmissão e subtransmissão, visando diminuir a corrente e, conseqüentemente, a espessura dos condutores e as perdas. Esta elevação de nível tensão é comumente utilizada para facilitar o transporte da energia, diminuição das perdas do sistema e melhorias no processo de isolamento dos condutores. Na figura abaixo, pode-se observar uma foto de uma subestação elevadora.



Figura 7 - Subestação Elevadora.[6]

3.2.3 ABAIXADORA

Localizada nas periferias dos centros consumidores. Diminuem os níveis de tensão, para que essa aproxima dos centros urbanos a para evitar inconvenientes para a população (rádio interferência, campos magnéticos intensos e faixas de servidão muito grandes). Na figura 8 é possível ver a ilustração dessa subestação próxima de uma vista urbana.



Figura 8 - Subestação Abaixadora.[7]

3.3 QUANTO À FUNÇÃO AO SISTEMA ELÉTRICO GLOBAL:

Esta é uma classificação em que, na verdade, o que importa é a potência que passa por ela, não sendo associada à tensão.

Podem ser classificadas em: de transmissão, de subtransmissão ou de distribuição.

3.3.1 TRANSMISSÃO

É a principal (tronco), a energia sai do gerador e segue para a subestação de transmissão ou usina elétrica. Utiliza grandes transformadores para elevar a tensão do gerador até tensões extremamente altas, para transmissão de longa distância através de rede de transmissão.

3.3.2 SUBTRANSMISSÃO

Há derivações, anéis, diversas linhas e circuitos. Estão ligadas as linhas de subtransmissão, destinada a transporte de energia elétrica das subestações de transmissão para as subestações de ramificações.

3.3.3 DISTRIBUIÇÃO

A potência é levada diretamente ao consumidor (cargas). Recebe energia das linhas de subtransmissão e as transporta para as rede de distribuição, geralmente com abaixamento de tensão.

3.4 QUANTO AO TIPO DE INSTALAÇÃO

Podem ser classificadas em: externas (céu aberto) ou internas.

3.4.1 EXTERNAS OU A CÉU ABERTO

São construídas em locais amplos ao ar livre. Requerem emprego de aparelhos e máquinas próprios para funcionamento em condições atmosféricas adversas (chuva, vento, poluição etc.), que desgastam os materiais componentes, exigindo, portanto, manutenção mais frequente e reduzindo a eficácia dos isolamentos. A figura abaixo mostra uma foto de uma subestação externa, onde se podem observar os equipamentos sem nenhum tipo de cobertura.



Figura 9 - Subestação Externa [8]

3.4.2 INTERNAS

São construídas em locais abrigados. Os equipamentos são instalados no interior de construções não estando sujeitos às intempéries. Os abrigos podem ser uma edificação ou uma câmara subterrânea, figura 10. Subestações abrigadas podem consistir de cabines metálicas, além de isoladas a gás, tal como o hexafluoreto de enxofre (SF₆).



Figura 10 - Subestação Interna.[9]

3.5 QUANTO AO TIPO CONSTRUTIVO DE EQUIPAMENTOS:

Podem ser classificadas em convencionais, em cabine metálica ou blindadas. São diferenciadas de acordo com sua potência instalada, configuração construtiva e função no sistema.

3.5.1 CONVENCIONAIS

Foram as primeiras a serem utilizadas e são usadas com maior incidência. As subestações convencionais são instaladas a céu aberto e têm o ar como meio isolante entre os diversos equipamentos. Por isso, ocupam grande espaço físico. Com o passar dos anos e em decorrência do crescimento das aglomerações urbanas, detectou-se a necessidade de criar subestações menores e mais compactas.



Figura 11 - Subestação Convencional.

3.5.2 CABINE METÁLICA OU BLINDADA

Nesse caso, com um meio isolante diferente do ar, a melhor alternativa encontrada foi o gás hexafluoreto de enxofre (SF_6). Nasceram as subestações blindadas, onde o isolamento com SF_6 é feito em ambiente fechado e blindado, o que permite compactar a instalação, figura 12.

A vantagem da subestação blindada é o espaço reduzido (podendo chegar a até 10% de uma SE convencional). Além disso, há baixa manutenção e a operação é segura (inteiramente contidas em invólucros metálicos). Também está disponível em níveis de tensão de até 500 kV. Já a desvantagem está no fato de necessita de instrumentos e equipamentos especiais para manusear o SF_6 , pessoal com treinamento especializado bem como as operações de chaveamento e manobra não podem ser visualizadas (apenas supervisionadas por indicadores).



Figura 12 - Subestação Blindada. [11]

3.6 QUANTO À MODALIDADE DE COMANDO

Podem ser classificadas como: com operador, semiautomatizadas e automatizadas.

3.6.1 SUBESTAÇÕES COM OPERADOR

Exigem alto nível de treinamento de pessoal e uso de computadores na supervisão e operação. Só se justificam para instalações de maior porte.

3.6.2 SEMIAUTOMATIZADAS

Possuem computadores ou Intertravamentos eletromecânicos que impedem operações indevidas por parte do operador local.

3.6.3 AUTOMATIZADAS

São supervisionadas à distância por intermédio de computadores (telecomandadas).

4 TIPOS DE EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO

Uma subestação é composta por diversos equipamentos, dentre eles se destacam os disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores, relés, Controladores Lógicos Programáveis, Pára-raios e resistores de aterramento. Nesse capítulo será abordado um pouco mais desses principais equipamentos das subestações.

4.1 TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Devido ao grande desenvolvimento das tecnologias de geração e distribuição de energia, em conjunto com grande aumento de consumo, são necessárias informações sobre os valores de corrente e tensão cada vez mais precisas.

Para isso, temos os transformadores de instrumentos (corrente e tensão), que são equipamentos que fornecem valores de corrente e tensão, que se adequam e respeitam os limites máximos dos demais instrumentos utilizados na subestação, como os de medição e de proteção.

Os transformadores de corrente possuem a função de suprir de corrente os medidores e os equipamentos de medição e proteção, figura 13, com valores proporcionais aos dos circuitos de potência, entretanto, respeitando seus limites de isolamento.

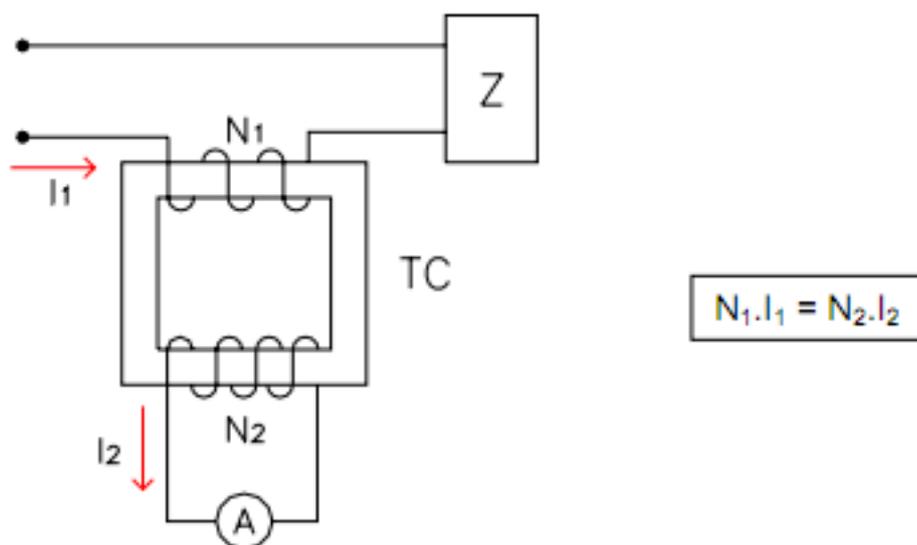


Figura 13 – Esquema Básico de um Transformador de Corrente [18]

Possuem o enrolamento primário ligado em série a um circuito elétrico e o secundário se limita a alimentar bobinas de corrente dos instrumentos da subestação.

Apresentam impedância, vista pelo lado primário (lado ligado em série com o circuito de alta tensão) desprezível, se comparada com o lado que está instalado, mesmo que se leve em consideração a carga que se liga ao seu secundário.

Como principais objetivos desse equipamento, podem-se citar:

- A alimentação dos sistemas de proteção e medição da subestação, com valores proporcionais, porém que respeitem os limites de isolamento dos equipamentos.
- Compatibilizar isolamento e segurança entre o circuito de alta tensão, que estão sendo medidos e os instrumentos da subestação.

4.1.1 TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Os transformadores de corrente têm dois tipos principais de serviços: medição e proteção. Com isso, temos dois tipos principais de classificação.

4.1.1.1 TRANSFORMADOR DE CORRENTE PARA SERVIÇO DE MEDIÇÃO

Utilizados para medição de correntes em alta tensão, possuem características de boa precisão (0,3% a 0,6% de erro de medição) e baixa corrente de saturação - 4 vezes a corrente nominal.

É um equipamento que necessita de uma alta precisão na transformação da corrente secundária, pois alimenta medidores, muitas vezes de faturamento.

4.1.1.2 TRANSFORMADOR DE CORRENTE PARA SERVIÇO DE PROTEÇÃO

Utilizados para suprir os equipamentos de proteção da subestação e também isolarem o circuito primário do secundário. Requerem uma característica linear até a tensão secundária que corresponda à máxima corrente de defeito que circula na carga conectada.

Utilizados para proteção de circuitos de alta tensão, são caracterizados por não precisarem de alta precisão (10% a 20% de erro de medição) e pela elevada corrente de saturação, da ordem de 20 vezes a corrente nominal.

A figura abaixo mostra as curvas típicas de saturação dos transformadores de corrente de proteção e medição.

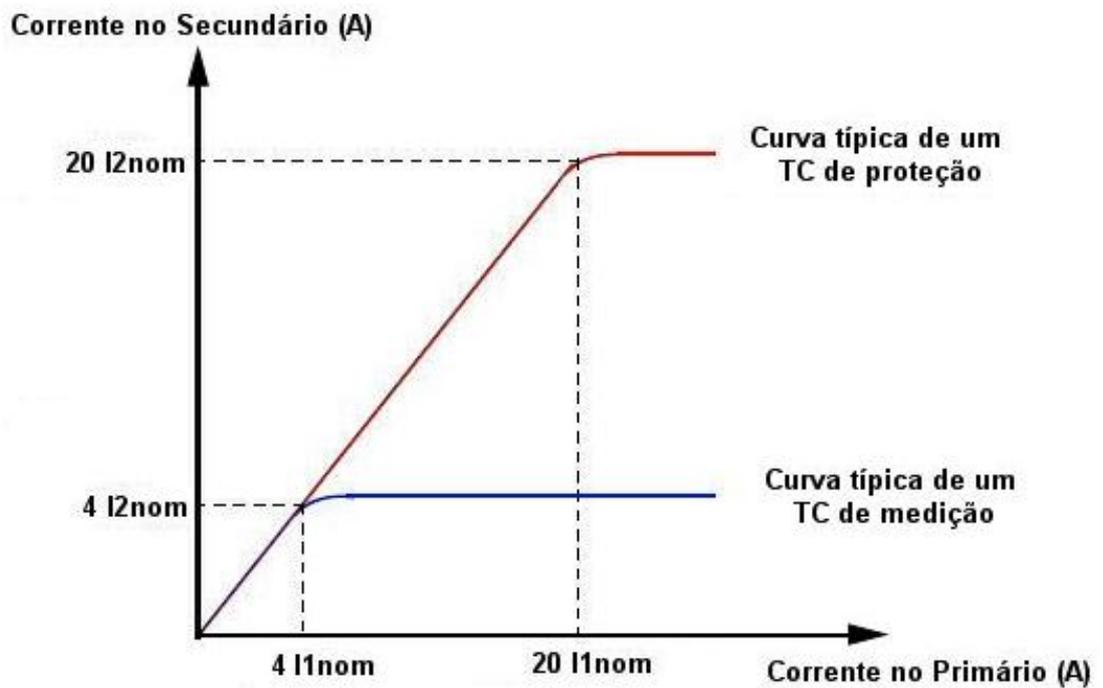


Figura 14 - Curva da Corrente do Transformador [13]

4.1.2 TIPO DE CONSTRUÇÃO MECÂNICA

Segundo a ABNT e a ANSI, os transformadores de corrente são classificados quanto ao tipo de construção mecânica.

4.1.2.1 TIPO PRIMÁRIO ENROLADO

Transformador de corrente que possui os enrolamentos primários e secundários isolados e permanentemente montados no núcleo, figura 15. Para esse tipo de transformador, o primário é normalmente constituído por várias espiras, porém em alguns casos, pode ser formada por uma única espira.

O tipo primário enrolado é mais usualmente utilizado para serviços de medição, mas pode também ser usado para serviços de proteção onde pequenas relações são requeridas.

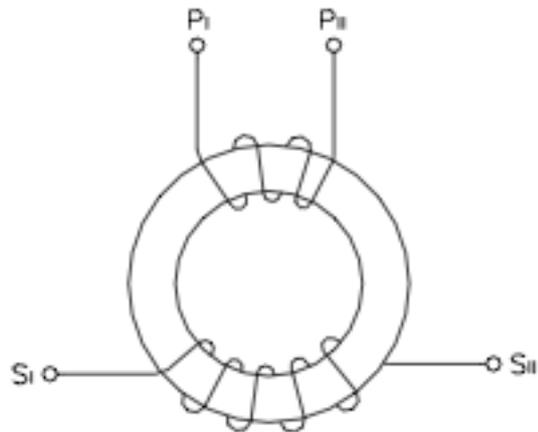


Figura 15 – Tipo Enrolado [18]

4.1.2.2 TIPO BARRA

Nesse caso o transformador tem o secundário completamente isolado e permanentemente montado no núcleo, porém, não possui enrolamento primário, figura 16.

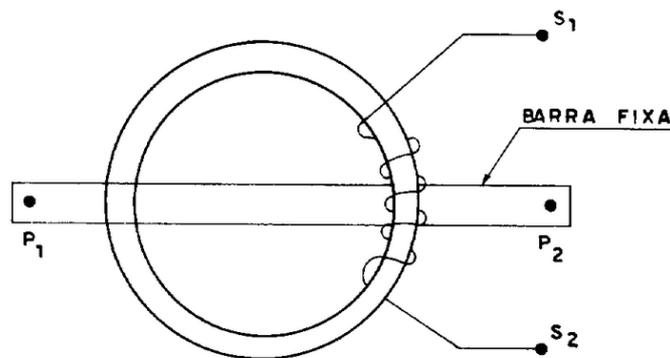


Figura16 – Tipo Barra [18]

4.1.2.3 TIPO JANELA

Assim como no tipo barra, não possui o primário, e é constituído de uma abertura através do núcleo, por onde passa o condutor que seria do primário. A figura 17 ilustra esse transformador.

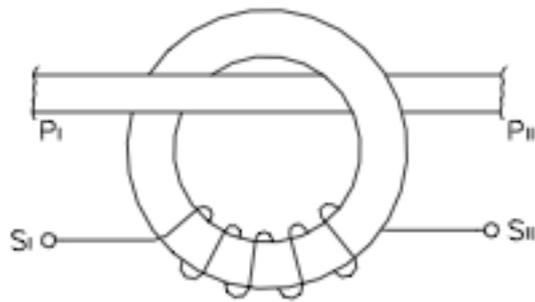


Figura17 – Tipo Janela [19]

4.1.2.4 TIPO BUCHA

É uma derivação especial do transformador do tipo janela. Foi feito para se instalar na bucha de um equipamento elétrico. Por isso pode ser considerado como uma parte integrante do equipamento que contém a bucha.

Seu circuito magnético é maior do que nos demais tipos, sendo mais precisos para corrente altas, possuindo menor saturação e, para menores correntes, são menos precisos também, em virtude das maiores correntes de excitação.

Devido a essa menor saturação, e menores correntes, esses transformadores de corrente não são usados para efeitos de medição. A figura 18 ilustra um modelo de transformador de corrente do tipo bucha.

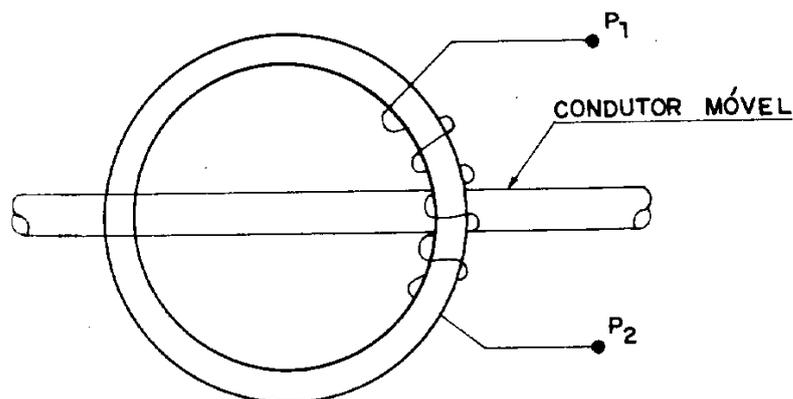


Figura18 – Tipo Bucha [18]

4.1.2.5 TIPO NÚCLEO DIVIDIDO

Tem o enrolamento secundário completamente isolado e permanentemente montado no núcleo, mas também não possui o primário.

Nesse transformador, uma parte de seu núcleo é separável ou pode ser articulada, figura 19, para permitir um enlaçamento do condutor primário.

Esses transformadores costumam ser usados em circuitos onde o se tem um condutor completamente isolado.

Um tipo muito difundido de instrumento com núcleo dividido é o alicate amperímetro. Ele é uma variedade desse transformador de corrente que é utilizado para medidas sem interrupção do circuito elétrico.

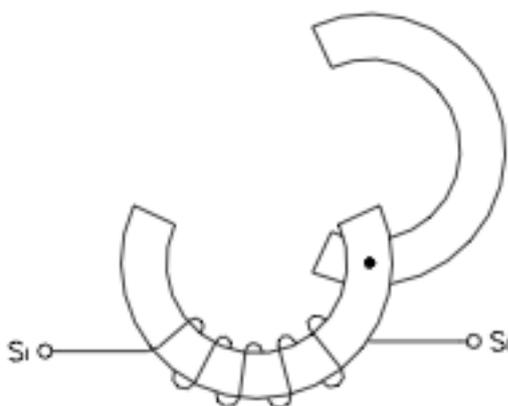


Figura19 – Tipo Núcleo Dividido [13]

4.1.2.6 TIPO POSIÇÃO LIVRE

São indicados para tensões de 765 kV e correntes acima de 3.000A. É usado para os casos em que há necessidade de recombinação para obtenção de outras relações de transformação.

Os transformadores de corrente do tipo posição livre, podem ser subdivididos em alguns grupos ainda, como:

4.1.2.6.1 TIPO PEDESTAL

Possuem sua massa concentrada (núcleo e isolamento líquido) na base do equipamento, de forma a proporcionar maior estabilidade mecânica, buscando compensar a altura elevada da bucha, como ilustrado na figura 20.

O enrolamento primário é reforçado de forma a suportar os esforços mecânicos oriundos de corrente de curto-circuito.



Figura 20 – Tipo Pedestal [13]

4.1.2.6.2 TIPO INVERTIDO

O enrolamento primário consiste em uma barra estacionária que é envolvida pelo secundário em forma de um toróide. É normalmente usado para altos valores de correntes e de tensões.

Nesse caso os enrolamentos primários e secundários são montados dentro de um compartimento metálico, como ilustrado na figura 21.

O isolamento principal é colocado nos espaços do toróide, que envolve as partes secundárias e a expansão tubular. Os terminais do secundário estão disponíveis em uma caixa de terminais.



Figura 21 – Tipo Invertido [13]

4.1.2.7 TIPO DE VÁRIOS ENROLAMENTOS PRIMÁRIOS (ABNT)

Nesse caso de transformador de corrente, os vários enrolamentos primários que constituem esse transformador, possuem os isolamentos individualizados e diferenciados.

4.1.2.8 TIPO VÁRIOS NÚCLEOS

Possuí vários enrolamentos secundários isolados separadamente e montados cada um em seu próprio núcleo, formando um conjunto com um enrolamento primário cujas espiras enlaçam todos os secundários.

4.1.3 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE

4.1.3.1 CORRENTE SECUNDÁRIA NOMINAL

As correntes primárias nominais e as relações nominais são padronizadas por normas, sendo comum a corrente de secundário ter um valor de 5 A.

4.1.3.2 CORRENTE PRIMÁRIA NOMINAL

Representa o valor nominal que o transformador pode suportar em regime normal de operação. Sua especificação deve considerar a corrente máxima do circuito em que o transformador está presente e os valores de curto-circuito do sistema.

4.1.3.3 CLASSE DE EXATIDÃO

Caracteriza o maior valor de erro que o transformador de corrente pode apresentar ao fornecer a corrente proporcional do sistema de alta tensão aos equipamentos elétricos da subestação. Esse valor é expresso em percentual.

Tabela 4-1 Classe de exatidão dos transformadores de corrente [13]

	TC para Medição	TC para Proteção
ABNT	0,3; 0,6; 1,2; 3,0	5; 10
ANSI	0,3; 0,6; 1,2	10

Para os transformadores de corrente com a finalidade de medição, o valor da classe de exatidão deve ser de 0,3 %.

Tabela 4-2 Valores aceitáveis e recomendáveis de classe de exatidão [13]

Classe de Exatidão		
	Recomendada	Aceitável
TC Alimentando Instrumentos	0,3	0,6
Medidores Indicadores	0,6	1,2

4.1.3.4 CARGA NOMINAL

Carga na qual se baseiam os requisitos de exatidão do transformador.

Tabela 4-3 Cargas nominais para TC de 5A de corrente secundária pela ABNT [13]

Designação Carga	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Potência Aparente (VA)	Fator de Potência	Impedância (Ω)
C 2,5	0,09	0,0436	2,5	0,90	0,1
C 5,0	0,18	0,0872	5,0	0,90	0,2
C 12,5	0,45	0,2180	12,5	0,90	0,5
C 25,0	0,50	0,8661	25,0	0,90	1,0
C 50,0	1,00	1,7321	50,0	0,90	2,0
C 100,0	2,00	3,4642	100,0	0,90	4,0
C 200,0	4,00	6,9283	200,0	0,90	8,0

4.1.3.5 FATOR TÉRMICO

Razão entre a máxima corrente primária que o transformador de corrente é capaz de conduzir em regime permanente, sob frequência nominal, sem exceder os limites de elevação de temperatura especificados e sem sair de sua classe de exatidão, pela corrente primária nominal do mesmo.

4.1.3.6 NÍVEL DE ISOLAMENTO

O nível de isolamento é definido pela máxima tensão do circuito ao qual o transformador de corrente vai ser conectado e é padronizado, quanto às condições que deve satisfazer a sua isolação em termos de tensões suportáveis.

4.1.3.7 CORRENTE TÉRMICA NOMINAL

Representa a maior corrente primária que um transformador é capaz de suportar durante 1 segundo, sem exceder, em nenhum dos enrolamentos, a temperatura máxima especificada em sua classe de isolamento, e com o enrolamento secundário curto-circuitado.

4.1.3.8 CORRENTE DINÂMICA NOMINAL

Valor de crista da corrente primária que um transformador de corrente é capaz de suportar durante o primeiro meio ciclo com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem danos devido às forças eletromagnéticas resultantes. É igual a 2,5 vezes o valor da corrente térmica nominal.

4.1.3.9 POLARIDADE

Os transformadores de corrente são identificados nos terminais de ligação primário e secundário por letras que indicam a polaridade para a qual foram construídos e que pode ser positiva ou negativa.

São empregados as letras com seus índices, P1, P2 e S1, S2. Diz-se que o transformador de corrente tem polaridade subtrativa, por exemplo, quando a onda de corrente, num determinado instante, percorre o circuito primário de P1 para P2 e a onda de corrente correspondente no secundário assume a trajetória de S1 para S2. Caso contrário, diz-se que o TC tem polaridade aditiva. A maioria dos transformadores de corrente tem polaridade subtrativa, sendo inclusive indicado pela NBR6856, que por definição prioriza sua fabricação. Somente sob encomenda são fabricados transformadores de corrente com polaridade aditiva.

4.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Os transformadores de potencial têm a função de possibilitar a medição de tensão em sistemas com tensão acima de 600 V. Eles possuem uma filosofia de funcionamento análogo ao dos transformadores de corrente, fornecendo uma tensão proporcional aos circuitos de alta tensão que estão sendo medidos.

Para exercer sua função, os transformadores de potencial devem ter as seguintes características:

- Erro mínimo na relação de transformação e no ângulo de fase.
- A queda de potencial a partir do regime em vazio até a plena carga, deve ser muito pequena.
- Isolar o circuito de baixa tensão do circuito de alta tensão.
- Reproduzir os efeitos transitórios e de regime do circuito de alta tensão para o circuito de baixa o mais fielmente possível.

Esses transformadores de potencial também possuem a mesma metodologia dos transformadores de potencia ou força. A potência, porém, neste caso, é menor e tem origem de instrumentos de medição e proteção, e são construídos de forma a atender os requisitos necessários.

No seu dimensionamento não há a necessidade de se considerar todos os fatores observados no dimensionamento dos transformadores de corrente, pois, sua ligação em paralelo com a rede faz com que a corrente de curto não tenha a mesma influência como no TC's.

Como resultado dessa ligação em paralelo, resulta uma construção onde menores precauções são necessárias e o fato que, para fins de medição, a precisão deve ser mantida em todas as leituras. Esta condição é bem mais fácil de ser satisfeita no caso da medição de tensão, pois a sua faixa de variação é bem menor do que no caso da medição de corrente, já que, a corrente varia conjuntamente com a oscilação da carga e a variação da tensão com a carga, é bem menor.

O transformador de potencial é um transformador para instrumentos cujo enrolamento primário é ligado em derivação a um circuito elétrico e cujo o enrolamento secundário se destina a alimentar bobinas de potencial de instrumentos elétricos de medição e proteção ou controle.

A figura 22 mostra o esquema básico de funcionamento de um transformador de potencial.

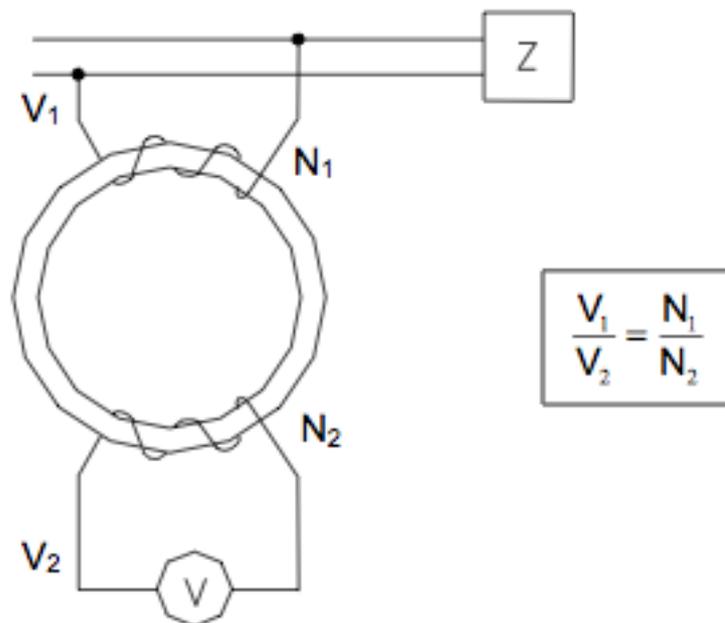


Figura 22 – Esquema Básico de um Transformador de Potencial [14]

O transformador é construído com $N_1 > N_2$.

4.2.1 TIPO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Segundo as notas de aula “Transformadores de Potencial” de Nemésio, Jorge de Sousa, a divisão dos transformadores de potência em capacitivo, resistivo e mistos, normalmente não é utilizada em sistemas de potência, sendo aplicada apenas a circuitos de ensaio e pesquisa em laboratórios.

- Transformadores Indutivos – TPI
- Transformadores Capacitivos – TPC
- Divisores Capacitivos
- Divisores Resistivos
- Divisores Mistos – Capacitivos e Resistivos

A divisão dos transformadores de potência em capacitivo, resistivo e mistos, normalmente não é utilizada em sistemas de potência, sendo aplicada apenas a circuitos de ensaio e pesquisa em laboratórios.

- Tensões entre 600 V e 69 kV – Os transformadores indutivos são predominantes.

- Tensões de 69 kV até 138 kV - Não existe preferências na utilização, sendo que em sistemas onde se utiliza o PLC (*power line carrier*), é usado o transformador de potencial capacitivo.
- Tensões acima de 138 kV - Os transformadores de potencial capacitivo são a maioria.

4.2.2 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

4.2.2.1 TENSÃO PRIMÁRIA NOMINAL

A tensão primária do transformador de potencial vai ser a mesma da tensão do circuito ao qual seu primário está ligado.

4.2.2.2 TENSÃO SECUNDÁRIA NOMINAL

É padronizada em 115 V ou $115/\sqrt{3}$ V.

4.2.2.3 CLASSE DE EXATIDÃO

Representa o valor máximo do erro que o transformador de potencial poderá apresentar para os instrumentos da subestação. Esse valor é representado em percentual.

Tabela 4-4 Classe de exatidão dos transformadores de Potencial [14]

Classe de Exatidão		
	Recomendada	Aceitável
TP Alimentando	0,3	0,6
Instrumentos		
Medidores Indicadores	0,6	1,2

4.2.2.4 CARGA NOMINAL

A carga secundária nominal de um instrumento são as impedâncias ligadas aos seus terminais. No caso do transformador de potencial são considerados como carga todos os aparelhos da subestação ligados aos seus terminais.

As cargas nominais estabelecidas pela norma ANSI são as mesmas que as estabelecidas pela norma da ABNT. A única diferença entre elas é na classificação, enquanto um é formado pela concatenação da letra 'P' com potência aparente da carga, a outra é pelas letras 'W, X, M, Y, Z e ZZ'.

Tabela 4-5 Cargas nominais [14]

Designação ABNT	Designação ANSI
P 12,5	W
P 25	X
P35	M
P 75	Y
P200	Z
P400	ZZ

Tabela 4-6 Características a 60Hz e 120V [14]

Designação ABNT	Potência Aparente (VA)	Fator de Potência	Resistência (Ω)	Reatância Indutiva (Ω)	Impedância (Ω)
P 12,5	12,5	0,10	115,2	1146,2	1152
P 25	25	0,70	403,2	411,3	576
P35	3,5	0,20	82,5	402,7	411
P 75	75	0,85	163,2	101,1	192
P200	200	0,85	61,2	37,9	72
P400	400	0,85	30,6	19,0	36

Tabela 4-7 Características a 60Hz e 69,3V [14]

Designação ABNT	Potência Aparente (VA)	Fator de Potência	Resistência (Ω)	Reatância Indutiva (Ω)	Impedância (Ω)
P 12,5	12,5	0,10	38,4	382,0	384
P 25	25	0,70	134,4	137,1	192
P35	3,5	0,20	27,4	134,4	137
P 75	75	0,85	54,4	33,7	64
P200	200	0,85	20,4	12,6	24
P400	400	0,85	10,2	6,3	12

4.2.2.5 POTÊNCIA TÉCNICA NOMINAL

Maior potência aparente que um transformador de potencial pode fornecer em regime permanente sobtensão e frequência nominais, sem exceder os limites de temperatura permitidos pela sua classe de isolamento.

4.2.2.6 NÍVEL DE ISOLAMENTO

Define a especificação do transformador quanto à sua isolação em termos de tensão suportável. O nível de isolamento é definido pela máxima tensão do circuito ao qual o transformador de potencial vai ser conectado e é padronizado,

4.2.3 GRUPOS DE LIGAÇÃO

De acordo com a ABNT, os transformadores podem ser classificados em três grupos:

4.2.3.1 GRUPO 1

O transformador de potencial é projetado para ligações entre fases.

4.2.3.2 GRUPO 2

O transformador de Potencial é projetado para ligações entre fase e neutro dos sistemas diretamente aterrados.

4.2.3.3 GRUPO 3

O transformador de potencial é projetado para ligações entre fase e neutro de sistema onde não se garanta a eficácia do aterramento.

4.3 SECCIONADORES

São dispositivos destinados a fechar, abrir ou transferir as ligações de um circuito em que o meio isolante é o ar. Essa operação é prevista para acontecer após a abertura do circuito por outro dispositivo, no caso um disjuntor. Tais operações devem atender aos requisitos de manobra, que são:

- Na posição fechada não deve oferecer resistência à corrente que circula (nominal ou de defeito);
- Na posição aberta deve suportar com segurança as tensões que se estabelecem;
- Todas as partes que em qualquer condição de operação possam ficar em sobtensão, devem ser isoladas (para terra e entre fases)
- Somente operam em circuitos sem passagem de corrente

Os seccionadores podem interromper correntes pequenas, tais como: correntes de magnetização de transformadores, ou correntes em vazio de linhas de transmissão.

4.3.1 DEFINIÇÕES

4.3.1.1 SECCIONADORAS

Define-se, segundo a NBR 6935, como “um dispositivo mecânico de manobra capaz de abrir e fechar um circuito elétrico quando uma corrente de intensidade desprezível é interrompida ou restabelecida. Também é capaz de conduzir correntes sob condições normais do circuito e, durante um tempo especificado, correntes sob condições anormais, como curto-circuito”.

4.3.1.2 INTERRUPTORES

São dispositivos mecânicos de manobra capaz de fechar, abrir ou transferir as ligações de um circuito em que o meio isolante é o ar, podendo operar em condições nominais do circuito sem defeito e em carga, com capacidade de resistir aos esforços decorrentes.

4.3.2 FUNÇÕES DESEMPENHADAS PELAS CHAVES NAS REDES ELÉTRICAS

Na seleção e na utilização adequada das chaves em sistemas de alta tensão, devem ser observadas as características do sistema em que elas serão aplicadas e a função que devem desempenhar.

Entre as características do sistema, estão as de natureza térmica, elétrica (capacidade de condução de correntes nominal e de curto-circuito, suportabilidade as solicitações dielétricas etc.) e as de natureza mecânica (esforços devidos às correntes de curto-circuito, ventos, entre outros fatores) e se a instalação será feita em uma subestação interna ou externa.

As chaves podem desempenhar nas subestações diversas funções, sendo a mais comum a de seccionamento de circuitos por necessidade operativa, ou por necessidade de isolar componentes do sistema (equipamentos, barras, vão ou linhas) para a realização de manutenção, por exemplo. Neste último caso, as chaves abertas que isolam o componente em manutenção devem ter uma suportabilidade, entre terminais, às solicitações dielétricas de modo que o pessoal de campo possa executar o serviço de manutenção em condições adequadas de segurança.

Como vimos antes, as chaves são classificadas de acordo com a função que desempenham.

4.3.2.1 SECCIONADORAS

A característica básica das seccionadoras é o compromisso de operação em níveis de tensão insignificantes entre os seus terminais, ou no caso de restabelecimento e de interrupção de baixas correntes.

Tem como principais funções o *by pass*, onde executa um desvio em equipamentos que necessitam de manutenção ou por alguma imposição de operação do sistema; isolamento de qualquer componente do sistema elétrico quando necessário; e por fim para manobras de circuito no sistema.

4.3.2.2 CHAVES DE TERRA OU CHAVE DE ATERRAMENTO

As chaves de terra ou de aterramento são necessárias devido a diversos componentes do sistema elétrico não serem aterrados, como por exemplo, banco de capacitores em derivação, barramentos ou linhas de transmissão.

Segundo a ABNT [16] / IEC [25], são dispositivos dotados de um sistema de acionamento rápido, preparados para atuar em situações de emergência, capazes de suportar por um período especificado de tempo, correntes em condições anormais,

como correntes de curto-circuito, mas não são capazes de suportar de forma contínua a corrente nominal.

A função principal é aterrar componentes do equipamento em manutenção. A existência de componentes não aterrados (bancos de capacitores em derivação, barramentos ou linhas de transmissão, por exemplo) no sistema, torna necessário o uso desta chave, pois ela possibilita o aterramento do equipamento em manutenção.

Quando uma chave de terra está acoplada diretamente a uma seccionadora comum, esta assume a denominação de lâmina de terra ou lâmina do aterramento.

4.3.2.3 CHAVES DE ATERRAMENTO RÁPIDO

São chaves raramente utilizadas por se tratarem de chaves empregadas em situações de emergência. Entretanto, quando exigidas, são extremamente rápidas, necessitando às vezes de acionamento por meio de explosivos.

Segundo a ABNT [16] / IEC [25], são dispositivos dotados de um sistema de acionamento rápido, preparados para atuar em situações de emergência, capazes de suportar por um período especificado de tempo, correntes em condições anormais, como correntes de curto-circuito, mas não são capazes de suportar de forma contínua a corrente nominal.

Dentre suas funções estão aterrar componentes energizados do sistema, em caso de defeitos não manobráveis, como linhas de transmissão sem esquema de proteção com transferência de disparo; linhas de transmissão terminadas por transformador sem disjuntor no terminal da linha e proteção de geradores contra sobre tensões e auto excitação.

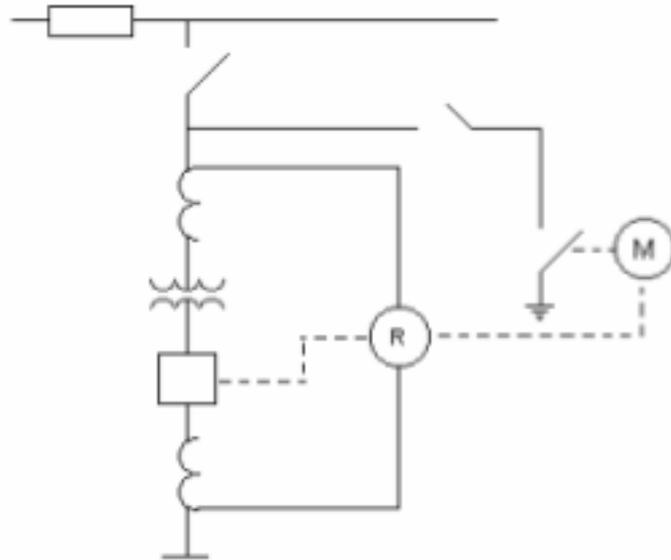


Figura 23 – Circuito de uma Chave de Aterramento Rápido [14]

Também aterra automaticamente um circuito energizado criando um curto circuito intencional a fim de provocar o desligamento do disjuntor instalado em outra estação. Evita-se, assim, o uso do disjuntor no local ou a instalação de um sistema de comando a distância. Pode ser unipolar ou tripolar conforme as necessidades do sistema. Uma mola é utilizada como forma de armazenar energia necessária para imprimir velocidade à faca, que deve operar em alguns ciclos. O disparo é feito por dispositivo eletromagnético que recebe o impulso de comando e faz saltar o engate da mola.

4.3.2.4 CHAVES DE OPERAÇÃO EM CARGA

Tem a capacidade de desligar certos circuitos em carga, tais como: reatores, capacitores e geradores.

São utilizadas para substituir disjuntores no chaveamento de grandes banco de capacitores, reatores e filtros harmônicos em subestações conversoras de CA-CC.

Além dos elementos comuns, possuem um dispositivo de interrupção de corrente (câmara de extinção de arco) e, eventualmente, com dispositivo de limitação de corrente (resistores) no fechamento. A câmara de extinção tem a capacidade de envolver e confinar os contatos onde são formados os arcos e extingui-los.

4.3.3 QUANTO AO TIPO DE ABERTURA

4.3.3.1 ABERTURA VERTICAL (ANSI [26] TIPO A / ABNT [16] TIPO AV)

É a que apresenta melhor desempenho, e também é classificada como uma das mais caras.

A chave é composta por três colunas de isoladores fixados sobre uma única base, figura 24. O movimento de abertura ou fechamento do contato móvel é feito em um plano que contém o eixo longitudinal da base e é perpendicular ao plano de montagem da mesma. Devido a essa forma construtiva, a distância entre fases pode ser reduzida ao mínimo permitido. Podendo ser utilizada em correntes muito altas (4000 A).

As chaves de abertura vertical podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvio (*by-pass*) ou como chave seletora.



Figura 24 – Abertura Vertical [14]

Atende a todos os níveis de tensão e correntes, em uso atualmente. Também apresenta boa resistência a curto-circuito, pois por a lâmina ficar apoiada nos dois extremos, não há riscos de abrir sobre a ação de arcos.

4.3.3.2 DUPLA ABERTURA LATERAL – (ANSI [26] TIPO B / ABNT [16] TIPO DA)

É composta por três colunas de isoladores fixadas sobre uma base única, sendo a coluna central equidistante das duas colunas externas, figura 25. Com essa distância disruptiva é geralmente equivalente à distância entre as fases, ocupando assim pouco espaço horizontal.

O movimento de abertura ou fechamento do contato móvel é feito em um plano paralelo ao plano de montagem da base, através da rotação da coluna central. Seu movimento de operação é suave, pois a lâmina é perfeitamente equilibrada.

Podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvio (*by-pass*) ou como chave seletora.

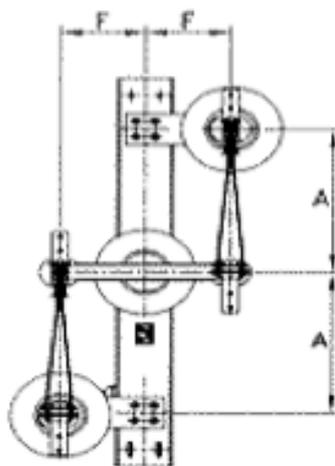


Figura 25 – Chave de Dupla Abertura Lateral [14]

Também possui uma resistência de curto circuito elevada, pois a lâmina fica solidamente apoiada nesses três pontos.

4.3.3.3 BASCULANTE – (ANSI [26] TIPO C)

A chave é composta por três colunas de isoladores ligadas a uma base única, sendo as duas colunas extremas fixas suportando os terminais e o interior móvel, figura 26. Esta última apresenta movimento de rotação em torno do ponto de fixação à base, e carrega o contato móvel em seu topo.

Essa chave apresenta grande esforço para operação devido ao peso do isolador ao deslocar.

Também podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvio (*by-pass*) ou como chave seletora.



Figura 26 – Chave Tipo Basculante [14]

Ao contrário das anteriores, essa chave apresenta uma pequena resistência a curtos-circuitos.

4.3.3.4 ABERTURA LATERAL – (ANSI [26] TIPO D / ABNT [16] TIPO AL)

A chave é composta por duas colunas de isoladores ligadas a uma única base, sendo o contato fixo suportado por uma coluna fixa e o contato móvel por uma coluna rotativa, como ilustrado na figura 27.

Normalmente usada em tensões de até 69 kV, esta chave apresenta algumas desvantagens.

O movimento de abertura e de fechamento da lâmina dá-se em um plano paralelo ao de montagem da chave, onde um dos terminais se apoia na coluna rotativa, o que exige uma articulação especial para não introduzir esforços sobre a linha.

As chaves de abertura lateral podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvios ou como chave seletora.



Figura 27 – Chave Tipo Abertura Lateral [14]

4.3.3.5 ABERTURA CENTRAL (ANSI [26] TIPO E / ABNT [16] TIPO AC)

A chave seccionadora com abertura central é composta por duas colunas de isoladores, ambas rotativas e ligadas a uma única base, figura 28. O movimento de abertura e fechamento da lâmina é seccionado em duas partes fixadas ao topo das colunas rotativas, ficando o contato macho na extremidade de uma das partes da lâmina e a fêmea, na outra. Essa chave tem uma maior distância entre os polos, se comparada com o tipo A.

Esse tipo de chave tem montagem horizontal ou vertical, sendo aplicada para equipamentos e circuitos, para desvio ou como chave seletora.

Uma desvantagem dessas chaves, é que pelo fato de os terminais se apoiarem nas colunas rotativas, exige as articulações para não introduzir esforços nas linhas.

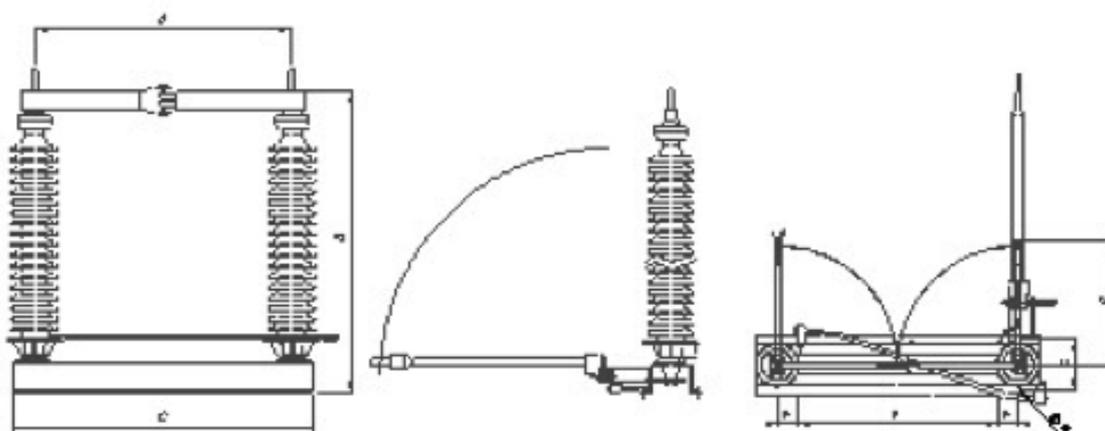


Figura 28 – Chave tipo abertura central [14]

4.3.3.6 ABERTURA SIMPLIFICADA (ANSI [26] TIPO F)

Esta é composta por duas colunas de isoladores ligadas a uma única base, sendo uma delas fixa e outro móvel, como ilustrado na figura 29.

Sendo usada somente em redes de distribuição, seu movimento da coluna móvel é de rotação ao redor do ponto de fixação à base.

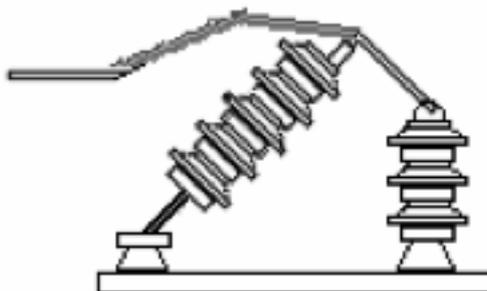


Figura 29 – Chave tipo abertura simplificada [14]

4.3.3.7 ATERRAMENTO (ANSI [26] TIPO G / ABNT [16] TIPO LT)

A chave de aterramento é composta por uma coluna de isoladores fixa. Possui contatos fixos e sua lâmina fecha paralela aos isoladores. Pode ter montagem horizontal, vertical ou invertida.

4.3.3.8 OPERAÇÃO COM VARA DE MANOBRA (ANSI [26] TIPO H)

A chave é composta por duas colunas de isoladores fixos. A abertura ou fechamento da lâmina dá-se através de engate da vara de manobra a um gancho ou olhal apropriado, figura 30. Sua montagem pode ser vertical ou invertida.

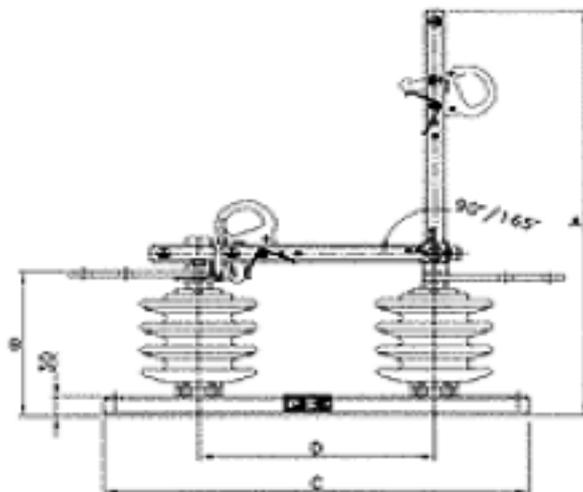


Figura 30 – Com Vara de Manobra [14]

4.3.3.9 FECHAMENTO OU ALCANCE VERTICAL (ANSI [26] TIPO J / ABNT [16] TIPO VR)

Também chamado de chave vertical reserva, este tipo de chave é composto, por duas ou três colunas de isoladores. O movimento de abertura ou fechamento da lâmina é feito em um plano perpendicular ao plano de montagem da base, na qual estão fixadas as duas colunas de isoladores, uma rotativa e a outra fixa, como ilustrado na figura 31.

Normalmente o suporte do contato superior é apoiado no isolador suporte.

Permite separar a subestação em dois planos bem definidos, o que facilita a manutenção e aumenta a segurança. Também ocupa pouco espaço, tornando este arranjo bastante compacto.

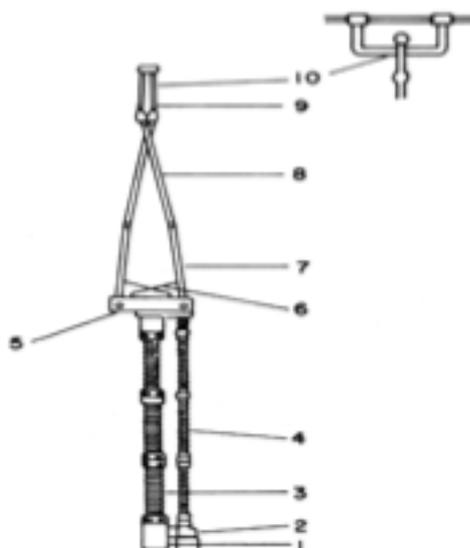


Figura 31 – Chave com Fechamento ou Alcance Vertical [14]

Existem duas possibilidades de montagem dos contatos fixos: em coluna de isoladores invertida ou diretamente no barramento.

4.3.3.10 SEMI-PANTOGRÁFICA (EUROPÉIA)

A lâmina é articulada para um lado, dobrando-se sobre si mesma, figura 32. Esta chave apresenta as mesmas vantagens da fechamento vertical com relação ao arranjo e a economia de espaço.

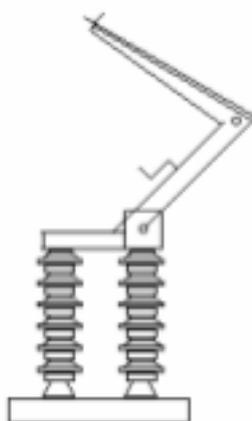


Figura 32 – Chave Semi-Pantográfica [14]

As articulações intermediárias diminuem a resistência aos esforços do curto-circuito.

4.3.4 TIPOS DE OPERAÇÃO E COMANDO

4.3.4.1 CHAVES DE ACIONAMENTO MANUAL

- **Chaves de Acionamento Direto**

São chaves de operação individual, por meio de vara de manobra, onde cada polo é formado por duas colunas de isoladores fixos e uma lâmina articulada em uma das colunas de isoladores.

Essas chaves não são apropriadas para operação em carga, já que a velocidade de abertura é um fator importante neste tipo de operação, e por ser manual, está ligada a subjetividade do operador.

São as mais econômicas pela ausência de mecanismos e pela simplicidade. São indicadas apenas para baixas tensões, pois para tensões mais elevadas ficaria extremamente grande e pesada.

A operação independente do acionamento é feita através da energia acumulada na mola, cuja ação de carregamento e disparo é realizada numa só manobra, de modo a tornar a velocidade de acionamento independente da vontade do operador.

- **Chaves de acionamento manual em grupo**

Neste tipo de chave o esforço do operador é transmitido por meio de uma haste rígida articulada. De acordo com o movimento destas hastes, temos os mecanismos de movimento alternativo rotativo. Acionamento alternativo, normalmente é utilizada nas chaves basculantes.

O acionamento rotativo utiliza mancais auxiliares e juntas especiais. É utilizado na maioria das chaves de montagem horizontal.

4.3.4.2 CHAVES DE ACIONAMENTO AUTOMÁTICO

Neste caso o esforço é transmitido por um meio qualquer que não seja manual. Ele pode ser:

- **Operador Elétrico**

A força de acionamento é gerada por motores elétricos de corrente alternada ou contínua. Este motor se encontra acoplado ao mecanismo de acionamento rotativo.

- **Operador Pneumático**

A força necessária ao acionamento é gerada por ar comprimido.

- **Operador Hidráulico**

Os operadores pneumáticos e hidráulicos são de construção relativamente mais simples e econômica que a elétrica. No entanto, sua utilização só é compensadora quando já existe fonte de fluido pressurizado.

- **Operado por energia Acumulada**

É utilizado em casos especiais quando é necessária a operação automática da chave. Quando há falta de energia utiliza capacitores para fornecer a energia necessária para o disparo que são comandadas pelos relés.

Tabela 4-8 Dimensionamento dos elos fusíveis primários para SE's de 13,8 Kv

[14]

Demanda (kVA)	Elo Fusível	Chave (A)
Até 15	1 H	50
Até 30	2 H	50
Até 45	3 H	50
Até 75	5 H	100
Até 112,5	6 K	100
Até 150	8 K	100
Até 225	12 K	100
Até 300	15 K	100
Até 500	25 K	100
Até 750	40 K	100
Até 1000	50 K	100
Até 1500	80 K	100
Até 2000	100 K	200
Até 2500	140 K	200

4.4 DISJUNTORES

Os disjuntores são os principais equipamentos de segurança da subestação, além de serem os mais eficientes dispositivos de manobra em uso nas redes elétricas. São capazes de conduzir, interromper e estabelecer correntes normais e anormais especificadas dos sistemas. São usados para controlar circuitos, ligando e desligando em qualquer condição, conduzindo corrente de carga e proporcionando uma supervisão automática das condições do sistema e sua operação.

Devem ser sempre instalados acompanhados dos respectivos relés, que são os elementos responsáveis pela detecção das correntes elétricas do circuito, e que tomam a decisão de acionamento ou não do disjuntor. O disjuntor sem o acompanhamento dos seus relés torna-se apenas uma chave de manobra, sem qualquer característica de proteção.

4.4.1 PRINCIPAIS FUNÇÕES DOS DISJUNTORES

Segundo as notas de aula “Disjuntores” de Jorge Nemésio de Sousa:

- Interromper rápido e sucessivamente a corrente de curto circuito (I_{cc});
- Capacidade de interromper, estabelecer e conduzir correntes nominais de carga dos circuitos por longo tempo, correntes de magnetização de transformadores e reatores e as correntes capacitivas de banco de capacitores e linhas em vazio;
- Suportar a tensão do circuito em que está instalada como os contatos abertos;
- Ser capaz de fechar um circuito em curto imediatamente após abrir (ou reabrir) para eliminar este curto circuito (*tripfree*);
- Suportar os efeitos do arco elétrico, bem como os efeitos eletromagnéticos e mecânicos do primeiro meio-ciclo da I_{cc} e os efeitos térmicos da corrente estabelecida (corrente suportável nominal de curta duração);
- Abrir em tempos tão curtos quanto 2 ciclos mesmo tendo permanecido na posição fechado por vários meses;
- Posição fechada: o equipamento deverá estar apto a interromper a corrente especificada, em qualquer instante e sem causar sobretensões elevadas; Com o DJ fechado $Z = 0$ – Impedância “zero” (desprezível)
- Na posição aberta: o equipamento deverá estar apto a fechar em qualquer instante, possivelmente sob curto circuito, sem causar dano aos contatos; Com o DJ aberto $Z = \infty$ – Impedância “infinita”

A abertura do disjuntor depende do sucesso da “corrida” energética (liberação x absorção de energia) e dielétrica (tensão de restabelecimento x suportabilidade dielétrica)

O disjuntor opera continuamente, sob tensão e corrente de carga, muitas vezes em ambientes de condições severas de temperatura, umidade e poeira. Mesmo sob essas severas condições ambientais somados aos longos períodos de tempo sem ser acionado o disjuntor deve estar apto a operar quando for solicitado.

4.4.2 TIPOS DE DISJUNTORES EM FUNÇÃO DA EXTINÇÃO DO ARCO

4.4.2.1 DISJUNTORES A ÓLEO

Os disjuntores a óleo estão, basicamente, divididos em: disjuntores de grande volume de óleo e de pequeno volume de óleo.

No caso dos disjuntores a grande volume, com menor 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.

Nos disjuntores de pequeno volume, foi projetada 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 do disjuntor.

A maior vantagem dos disjuntores de grande volume de óleo sobre os de pequeno volume é a grande capacidade de ruptura em curto circuito. 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. No movimento de abertura dos contatos, pouco antes de se separarem, a densidade de corrente aumenta pela diminuição da área de contato entre eles. Dessa forma, a temperatura na região aumenta, provocando o aquecimento do óleo e a ionização do meio. A vaporização pode começar a ocorrer já neste estágio, no entanto, normalmente se dá início somente após a separação dos contatos principais.

Como o meio em que os contatos estão mergulhados já se encontra ionizado, assim que eles se separam estabelece-se o arco elétrico, elevando ainda mais a temperatura no meio e provocando de forma definitiva a vaporização do óleo. O princípio de extinção do arco em aparelhos deste tipo é, então, utilizar os gases provenientes da decomposição do óleo para resfriá-lo, uma vez que a maioria deles possui um acentuado efeito refrigerante, e para aumentar a pressão em torno do arco, elevando o gradiente de tensão necessário para manutenção.

4.4.2.2 DISJUNTORES A AR COMPRIMIDO

Os disjuntores a ar comprimido são aqueles que utilizam ar comprimido como meio de extinção de arco elétrico e na maioria das vezes para isolamento e acionamento dos contatos móveis.

Esses disjuntores utilizam um princípio de extinção bastante simples. A partir de uma fonte de ar pressurizada, o método baseia-se simplesmente em criar um fluxo de ar sobre o arco suficiente para resfriar a região entre os contatos ao mesmo tempo em que expulsa o gás ionizado que ali se encontra.

Esse sopro é realizado através das câmaras de ar comprimido, armazenadas num reservatório pressurizado, que sopram sobre a região entre os contatos, determinando o resfriamento do arco e sua compressão. A reignição do arco em

seguida à ocorrência de um zero de corrente 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 nas corridas energéticas (liberação x absorção de energia) e dielétrica (tensão de restabelecimento x suportabilidade dielétrica).

O sopro de ar renova o dielétrico e ajuda a diminuir a temperatura na região do arco. O aumento da densidade do ar melhora a sua rigidez dielétrica e a sua capacidade térmica, nestas condições a dissipação de calor e a recombinação de elétrons e íons se realizam mais rapidamente (a constante de tempo de desionização é menor). A desionização é tão forte que o arco se extingue logo que passa pelo zero de corrente.

A velocidade do ar no bocal do contato do disjuntor é igual à velocidade do som, quando a relação entre a pressão do ar no reservatório de ar comprimido e do ar ambiente for igual ou maior que 2. Portanto o ar comprimido é soprado longitudinalmente contra o arco, oferecendo condições adequadas para extinção.

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 interruptor fechava 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.

Os disjuntores a ar comprimido podem ser utilizados em ultra-altas tensões (800 kV) e com correntes nominais de muito altas (6.300 A) podendo interromper correntes de até 80 kA.

A desvantagem do disjuntor a ar comprimido é a necessidade de se instalar uma fonte de fluido (unidade compressora) o que encarece a instalação e requer uma supervisão continua para garantir funcionamento normal da unidade.

4.4.2.3 DISJUNTORES A SF₆

Os disjuntores que utilizam o SF₆ como meio de extinção de arco obedecem ao mesmo princípio dos disjuntores a ar comprimido, sendo, o arco neste caso soprado por SF₆ e não por ar.

O processo de extinção do arco nos disjuntores a SF₆ inicia-se com a formação do arco entre os contatos principais. De fato quando o valor da corrente estiver bem próximo ao zero natural, o arco fica reduzido a uma coluna cilíndrica com elevada

temperatura, onde ao redor da qual existe uma massa gasosa não condutora de eletricidade e cuja temperatura é relativamente baixa, facilitando a rápida recomposição da rigidez dielétrica no espaço entre os contatos, eliminando o arco e impedindo que o arco reacenda devido às sobtensões que venham a surgir.

Essas propriedades térmicas e elétricas do SF₆ permitem a interrupção de correntes com tensões de restabelecimento com elevadas taxas de crescimento, sem a necessidade de resistores de inserção.

4.4.2.4 DISJUNTORES A VÁCUO

São disjuntores utilizados em tensões de 2 a 145 kV. Nestes disjuntores utilizam-se câmaras de extinção a vácuo, pelo fato do vácuo oferecer alta rigidez dielétrica (cerca de 200 kV/cm). No entanto essa rigidez cresce muito pouco com a distância, e isso limita a tensão que pode ser aplicada entre os contatos.

Nos disjuntores a vácuo o arco que se forma entre os contatos é diferente dos arcos em outros disjuntores, sendo basicamente mantido por íons de material metálico vaporizado proveniente dos contatos (catodo). 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 espaço 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 as características quase ideais de suportabilidade dielétrica.

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 nominal das câmaras a vácuo e a redução de seus volumes e pesos.

4.5 PÁRA-RAIOS

O Pára-raios é um equipamento de proteção que tem por finalidade limitar os valores dos surtos de tensão transiente que, de outra forma, poderiam causar sérios danos aos equipamentos elétricos.

Para um dado valor de sobretensão, o pára-raios, que antes funcionava como isolador, passa a ser condutor e descarrega parte da corrente, reduzindo a crista da onda a um valor que depende das características desse equipamento.

A tensão máxima, à frequência nominal do sistema a que o pára-raios poderá ser submetida, sem que se processe a descarga da corrente elétrica através do mesmo, é denominada de tensão disruptiva à frequência nominal.

4.5.1 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS DOS PÁRA-RAIOS

4.5.1.1 PÁRA-RAIOS COM GAPE RESISTOR NÃO LINEAR

Estes pára-raios constituem-se basicamente de um *gap* em série com um resistor não linear, colocados no interior de um invólucro de porcelana.

O *gap* é o elemento que separa eletricamente a rede dos resistores não lineares. Constitui-se de um conjunto de *subgaps* cuja finalidade é a de fracionar o arco em um número de pedaços, a fim de poder exercer um melhor controle sobre ele, no momento de sua formação, durante o processo e na sua extinção.

Nos Pára-raios convencionais o resistor não linear é fabricado basicamente com o carbonato de silício. Com este material pode-se observar que, por ocasião de tensões baixas tem-se uma resistência elevada e, com tensões elevadas, uma resistência baixa.

4.5.1.2 PÁRA-RAIOS DE ÓXIDO DE ZINCO

Os Pára-raios de óxido de zinco constituem-se basicamente do elemento não linear colocado no interior de um corpo de porcelana. Neste pára-raios não são necessário os *gaps* em série, devido às excelentes características não lineares do zinco.

Os Pára-raios de óxido de zinco apresentam vantagens sobre os demais convencionais entre as quais podem ser citadas:

- Inexistência de *gaps*, que estão sujeitos a variações na tensão de descarga de um Pára-raios que não esteja adequadamente selado, além de que um número elevado de componentes no *gap* aumenta a possibilidade de falhas.
- Pára-raios convencionais absorvem mais quantidade de energia do que o Pára-raios de óxido de zinco, o que permite a este último absorção durante um maior número de ciclos.

4.6 RESISTORES DE ATERRAMENTO

Finalidade de limitar a corrente de curto-circuito, é comum colocar um resistor ou um reator entre o neutro e a terra.

Nos geradores o neutro é em geral aterrado através de resistores ou bobinas de indutância. A maioria dos neutros dos transformadores em sistemas de transmissão acima de 70 kV são solidamente aterrados. Abaixo dessa tensão, os neutros dos transformadores podem ser ligados diretamente à terra ou através de resistências ou de reatâncias indutivas.

Em subestações industriais, o neutro do transformador é solidamente aterrado quando seu secundário for o lado de baixa tensão. Entretanto, quando o secundário for em média tensão (2,4 a 15 kV) é comum aterrar o neutro do transformador através de resistor de aterramento, podendo assim obter mais vantagens.

Tabela 4-9 Métodos de aterramento de acordo com os níveis de tensão [1]

Sistemas	Até 600V	De 2,4 a 13,8V	Acima de 22kV
Método de Aterramento	Solidamente Aterrado	Na maioria dos casos com resistor aterrado	Solidamente Aterrado

5 SUBESTAÇÕES ISOLADAS A AR ATMOSFÉRICO

5.1 INTRODUÇÃO

As subestações isoladas a ar atmosférico são normalmente relacionados por normas (ABNT) baseadas na temperatura ambiente e nas altitudes. A temperatura ambiente é geralmente classificada em uma faixa de -40°C a $+40^{\circ}\text{C}$ para os equipamentos isolados a ar, e para as altitudes acima de 1.000 metros (3.300 pés) pode-se requerer uma redução de capacidade.

Em altitudes mais elevadas, a densidade do ar diminui, daí a rigidez dielétrica, que é o valor limite de campo elétrico aplicado sobre a espessura do material isolante (kV/mm) também é reduzida e a classificação do equipamento, antes baseada em uma altura inferior, é alterada. As folgas operacionais devem ser aumentadas para compensar a redução na rigidez dielétrica do ar ambiente. Por isso, as classificações dos equipamentos pelas normas da ABNT e ANSI atuais geralmente diminuem em altitudes mais elevadas, devido à diminuição da densidade do ar, que é o meio de resfriamento usado para a dissipação do calor gerado pelas perdas de carga associadas aos níveis de corrente de carga.

Os projetos das subestações a ar atmosférico devem incluir considerações para a operação de uma forma segura e uma manutenção planejada.

5.2 ESQUEMAS ELÉTRICOS: ANÁLISES E COMPARAÇÕES

Nesse tópico será analisado cada tipo de arranjo das subestações, levando em consideração as principais características de cada um, como seu funcionamento, operação e as formas de manutenção, no disjuntor e na barra.

5.2.1.1 BARRA SIMPLES

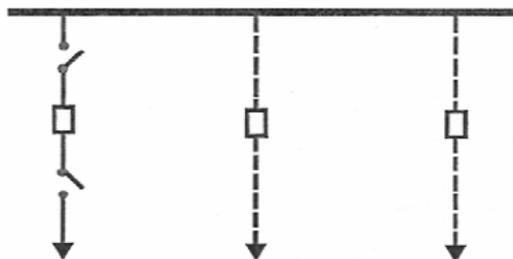


Figura 33 – Barra Simples [15]

Como ilustrado na figura 33, possui n circuitos, com n disjuntores e $2n$ seccionadores. Tem como vantagens: menor área necessária, instalações extremamente simples. Manobras simples, normalmente ligar e desligar circuitos alimentadores e custo reduzido. Porém, uma falha no barramento ou num disjuntor resulta no desligamento da subestação. A ampliação do barramento não pode ser realizada sem a completa desenergização da subestação. Pode ser usado apenas quando cargas possam ser interrompidas ou quando há outras fontes de alimentação durante uma interrupção. A manutenção de disjuntor de alimentadores interrompe totalmente o fornecimento de energia para os consumidores correspondentes.

Para solucionar isso pode usar o “*by-pass*”, uma chave em paralelo com o disjuntor, que é ligada para poder retirar o disjuntor para manutenção, figura 34. Perde-se a proteção do circuito e a seletividade, isto é, a característica de isolar somente o circuito defeituoso. Desliga todos os circuitos.

O esquema barra simples é utilizado em baixa e nas altas tensões só em etapas iniciais. Também em instalações industriais podemos encontrar esse tipo de arranjo.

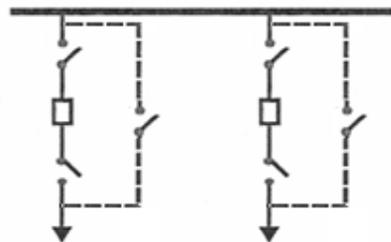


Figura 34 – Esquema de Barra Simples [15]

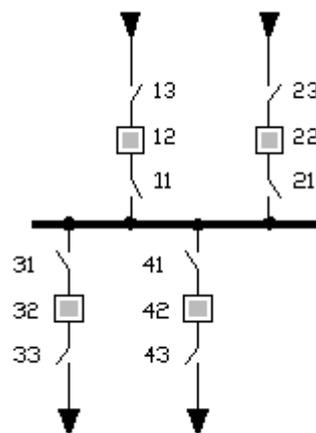


Figura 35 – Disjuntores no Esquema de Barra Simples [15]

5.2.1.2 MANUTENÇÃO NOS DISJUNTORES

Há a necessidade de desligamento total da subestação, para que seja aberta a chave referente ao disjuntor a ser reparado. Através da figura 35, abrem-se as chaves 11 e 13, por exemplo, para a manutenção no disjuntor 12, sempre atentando ao fato de que chaves não podem ser abertas em carga. Para a religação do circuito, primeiro se fecham as chaves para depois fechar o disjuntor.

5.2.1.3 MANUTENÇÃO NAS BARRAS

Idem ao anterior, pois há apenas um barramento de operação. Portanto, devem-se abrir todos os disjuntores, depois as chaves, para aí sim ser realizada a manutenção. Para a religação, procede-se da mesma maneira que a descrição anterior (manutenção de disjuntores), estendendo a operação para todos os circuitos que derivam da barra.

5.2.1.4 CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÕES

Para a ligação da subestação deve-se atentar sempre ao fechamento das chaves antes dos disjuntores, pois aquelas não podem ser ligadas em carga. No mais, tem funcionamento simples e direto, permitindo saídas de linha em qualquer direção, sem cruzamentos, desde que as expansões ou ampliações tenham sido previstas.

5.2.1.5 DEFEITO EM CIRCUITO

Após a abertura do disjuntor, as chaves do circuito são abertas para a manutenção e, após isso, se procede à religação do circuito conforme descrito.

5.2.1.6 DEFEITO EM UMA BARRA

A proteção próxima às barras irá atuar, abrindo os disjuntores dos circuitos ligados a ela. Para a religação após a manutenção, devem-se fechar as chaves e em seguida os disjuntores.

5.2.2 BARRA SIMPLES SECCIONADA

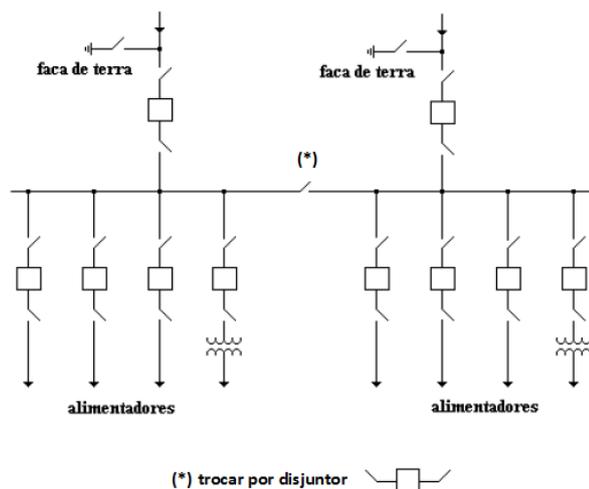


Figura 36 – Barra Simples Seccionada [15]

O esquema de barra simples seccionada apresenta n circuitos, n disjuntores e $2n+1$ seccionadores, como mostra a figura 36. Este arranjo é indicado para funcionar com duas fontes de energia para que se possa operar com as duas barras em separado, permitindo a manutenção de barra sem perda da subestação.

Além das vantagens já citadas temos: maior continuidade no fornecimento, maior facilidade de execução dos serviços de manutenção e em caso de falha da barra somente serão desligados os consumidores ligados a essa seção da barra. Porém ainda não se pode transferir uma linha de uma barra para a outra. A manutenção de um disjuntor deixa fora de serviço a linha correspondente. Além disso, o esquema de proteção é mais complexo.

Em relação aos outros arranjos ainda tem baixo custo e em relação à barra simples não seccionada tem um seccionador a mais. Uma chave seccionadora de 138 kV custa por volta de R\$ 50 mil e de 500 kV entre R\$ 150 mil e R\$ 400 mil.

Considerando-se que o seccionador não deve ser operado em carga, há a necessidade de um disjuntor, como mostra a figura 37. Então o novo arranjo foca com n circuitos, $n+1$ disjuntores e $2n+2$ seccionadores, figura 37. Sendo assim, se ganha em seletividade e proteção, reduzindo o nível de curto circuito e dimensionamento e, conseqüentemente, o custo de instalação.

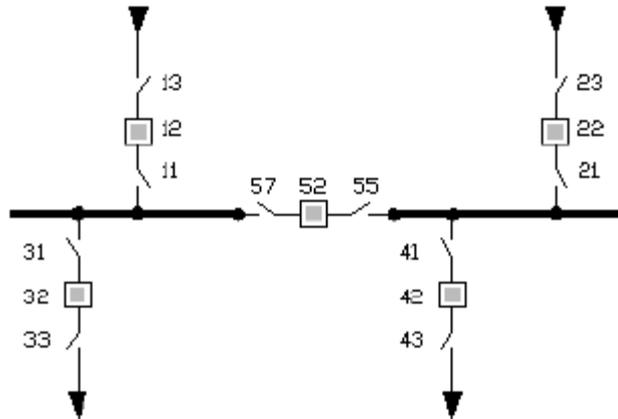


Figura 37 – Disjuntores no Esquema de Barra Simples Seccionada [15]

5.2.2.1 MANUTENÇÃO NOS DISJUNTORES

Nesse caso, a abertura das chaves 57 e 55 e do disjuntor 52, da figura 37, permite a separação da barra em duas, permitindo mais flexibilidade na operação, de modo que manutenções nos disjuntores do lado de origem do fluxo de corrente (12 e 32) não afetam a parte oposta do disjuntor 52 na subestação, e vice-versa. Ademais, segue-se o procedimento normal: abertura de disjuntores e de chaves posteriormente; religação com fechamento das chaves e depois dos disjuntores.

5.2.2.2 MANUTENÇÃO NAS BARRAS

Para cada trecho de barra, devem ser abertos os circuitos ligados a ela, além do disjuntor e das chaves centrais (52, 55 e 57), da figura 37. A religação é feita através do fechamento dos disjuntores dos circuitos, depois das chaves adjacentes e, finalmente, da ligação central (52, 55-57, nessa ordem).

5.2.2.3 CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÕES

Semelhante ao do arranjo Barra Simples; o arranjo central é destinado a operações de manutenção ou religação de trechos da subestação, para que pelo menos parte da carga não seja cortada.

5.2.2.4 DEFEITO EM CIRCUITO

Semelhante ao descrito no arranjo da Barra Simples

5.2.2.5 DEFEITO EM UMA BARRA

O disjuntor 52, da figura 37, abrirá, e pelo menos uma das “sub-barras” continuará em condução, não tirando a subestação inteira de operação. Abre-se a chave do lado onde houve a contingência para manutenção; para o fechamento, fecha-se a chave e o disjuntor, finalmente, restabelecendo-se toda a subestação.

5.2.3 BARRA PRINCIPAL E TRANSFERÊNCIA

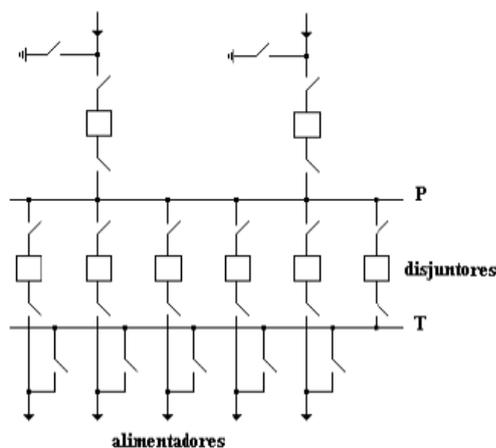


Figura 38 - Esquema de Barra Principal e Transferência [15]

Esse esquema, figura 38, já é um pouco mais sofisticado que o de barra simples permitindo manutenção dos disjuntores com continuidade (um por vez), podendo ser usado na subtransmissão (com classes de tensão 69 kV até 138 kV). Quando há manutenção (retirada) de algum disjuntor do circuito de 1 na, fecha-se o seccionador “*by-pass*” para que atue o disjuntor de transferência. Sendo assim, para cada circuito uma chave vai direcionar a proteção. Contudo, dois disjuntores não podem fazer manutenção ao mesmo tempo, pois a proteção desligaria os dois.

Logo, são claras as vantagens desse esquema: qualquer disjuntor pode ser retirado para manutenção, equipamentos podem ser adicionados e/ou retirados à barra principal sem maiores dificuldades. Além disso, o custo final e inicial ainda é baixo. Apesar disso, há a necessidade de um disjuntor a mais e colocar um disjuntor em manutenção requer manobras um pouco mais complicadas. Havendo uma falha no barramento ou disjuntor ainda resulta no desligamento da subestação.

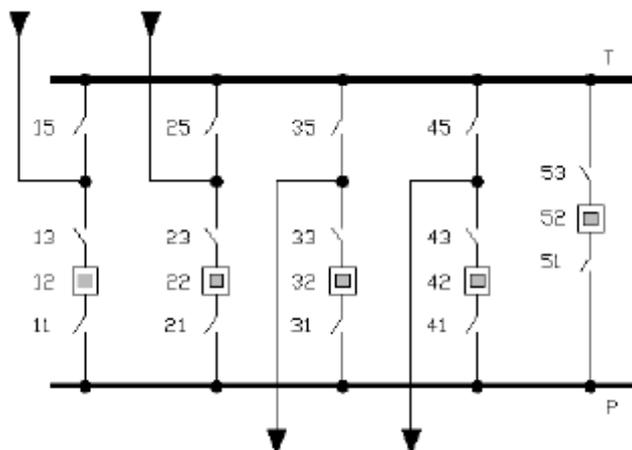


Figura 39 – Disjuntores no Esquema de Barra Principal e Transferência [15]

5.2.3.1 MANUTENÇÃO NOS DISJUNTORES

Energiza-se a barra de transferência e fecha-se o disjuntor de transferência, figura 39, (52), além de suas chaves adjacentes (51 e 53) em seguida; alterar a chave de transferência de proteção para a posição intermediária (protegendo tanto o disjuntor a ser aberto quanto o de transferência); fechar a chave de by-pass (25, por exemplo) e abrir o disjuntor 22 a receber manutenção; por fim, abrir as chaves 21 e 23 e depois passar a chave de transferência para a posição T (disjuntor de transferência). Para a religação, proceder no sentido inverso ao descrito acima.

5.2.3.2 MANUTENÇÃO NAS BARRAS

Não é possível a manutenção na barra principal sem o desligamento total da subestação, pois a barra de transferência não possui proteção adequada e a operação seria de risco. Proceder-se abrindo-se os disjuntores e em seguida as chaves adjacentes. Para a religação o procedimento é no sentido inverso.

5.2.3.3 CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÕES

A corrente flui pela barra de transferência, que mantém a tensão para os circuitos que chegam e saem. A barra de transferência se mantém desenergizada, sendo utilizada apenas em manobras de manutenção de disjuntores (sempre um por vez) ou restabelecimento da operação normal da subestação após alguma contingência.

5.2.3.4 DEFEITO EM CIRCUITO

Após a atuação da proteção (abertura do disjuntor), pode-se agir de forma semelhante às manobras para a manutenção de um disjuntor, colocando provisoriamente tal circuito na barra de transferência, caso o defeito já tenha sido extinguido. Pode se aproveitar da situação e realizar a manutenção no disjuntor. Pode-se também apenas restabelecer o circuito na barra principal, fechando as chaves e o disjuntor em seguida. O importante é perceber que um defeito em um circuito não afeta os outros da subestação.

5.2.3.5 DEFEITO EM UMA BARRA

Nesse caso a subestação toda sai de operação, uma vez que a barra de transferência se destina apenas a manobras. A religação se daria com o fechamento de disjuntores e chaves, nessa ordem.

5.2.4 BARRA DUPLA COM DISJUNTOR SIMPLES

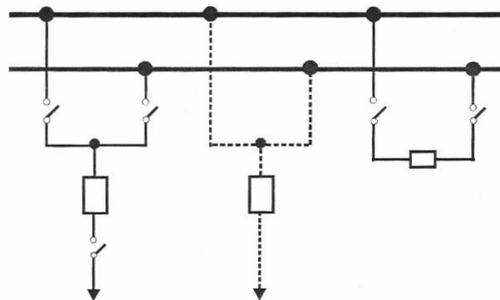


Figura 40 – Esquema de Barra Dupla com Disjuntor Simples [15]

Esse tipo de esquema, figura 40, é usado comumente nas usinas geradoras e também na indústria. Ele já permite uma flexibilidade com ambas as barras em operação. Por exemplo, qualquer uma das barras pode ser isolada para manutenção. É vantajoso para operação com cargas e fontes distribuídas. Há facilidade de transferência dos circuitos de uma barra para outra com o uso de um único disjuntor de transferência e manobra com chaves.

Possui principalmente duas desvantagens, a necessidade de um disjuntor extra para conexão com a outra barra, a proteção do barramento pode causar a perda da subestação quando esta operar com todos os circuitos num único barramento. Além disso, há alta exposição a falhas no barramento e uma falha no disjuntor de transferência pode colocar a subestação fora de serviço.

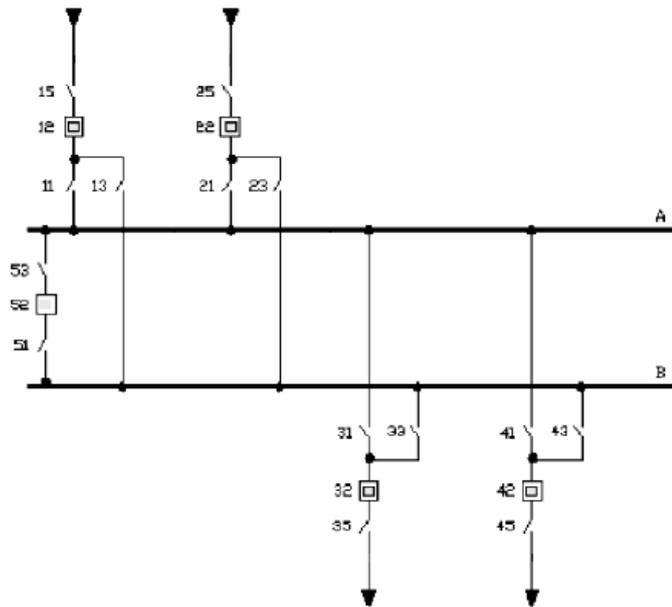


Figura 41 – Disjuntores no Esquema de Barra Dupla com Disjuntor Simples [15]

5.2.4.1 MANUTENÇÃO NOS DISJUNTORES

O circuito precisa ser desligado, uma desvantagem com relação ao arranjo anterior. Procedimento semelhante ao arranjo Barra Simples.

5.2.4.2 MANUTENÇÃO NAS BARRAS

Tal arranjo permite a manutenção de uma das barras sem que haja o desligamento da subestação. Para a transferência de um circuito da barra A para a B, deve-se primeiro verificar o sincronismo entre elas (relé de sincronismo); fechar o disjuntor (52), da figura 41, fechar o seccionador (13, por exemplo) e abrir o (11) – tais manobras são possíveis, pois não há circulação de corrente entre as barras, e abrir o (52) e suas chaves adjacentes em sequência. Após a transferência de todos os circuitos para uma barra, a outra pode receber manutenção, estando desenergizada.

5.2.4.3 CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÕES

As duas barras podem estar energizadas ao mesmo tempo, com os circuitos estando ligados a qualquer uma das duas. Elas devem possuir mesmo módulo de tensão, fase e frequência, para que não haja circulação de corrente entre as barras. Isso é garantido por um relé de sincronismo. As manobras são realizadas conforme

descrito anteriormente. A principal vantagem desse arranjo é a operação para cargas e pontos distribuídos pelas duas barras, aumentando a flexibilidade de operação.

5.2.4.4 DEFEITO EM CIRCUITO

Não afeta a operação do resto da subestação. Restabelecimento da energia similar ao procedimento de manutenção de um disjuntor de circuito.

5.2.4.5 DEFEITO EM UMA BARRA

Os circuitos ligados à barra são deserneizados, porém não se perde totalmente a subestação. A ligação dos circuitos deserneizados para a outra barra não é possível diretamente, pois as barras não estão mais sob mesmo módulo de tensão, fase e frequência.

5.2.5 BARRA DUPLA COM “BY-PASS”

Esse tipo de esquema é usado em subestações de *Furnas* para tensão até 345 kV. Como exemplo podemos citar a subestação da Usina Hidrelétrica Corumbá. Divide-se em dois tipos: cinco e quatro chaves.

5.2.5.1 CINCO CHAVES

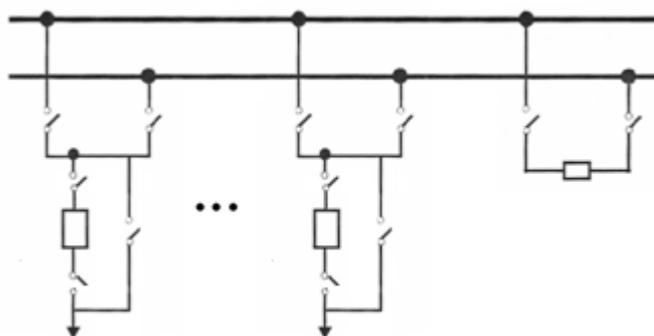


Figura 42 – Esquema de Barra com 5 Chaves [15]

Possui n circuitos $5n+2$ seccionadores e $n+1$ disjuntores, como ilustrado na figura 42.

5.2.5.2 QUATRO CHAVES

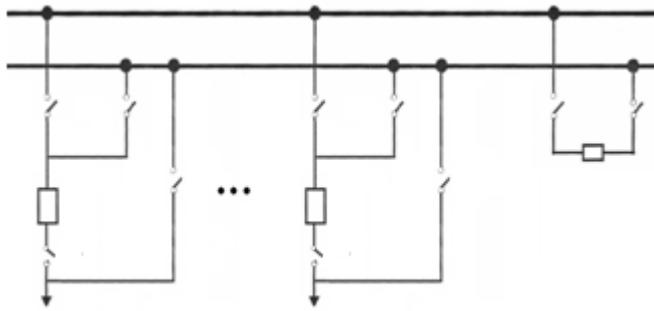


Figura 43 – Esquema de Barra com 4 Chaves [15]

Possui n circuitos $5n+1$ seccionadores e $n+1$ disjuntores, como ilustrado na figura 43.

Tem como grande vantagem a manutenção de barra e de disjuntores. Como desvantagem o custo mais elevado que os esquemas anteriores e o grande número de operações devido aos quatro disjuntores.

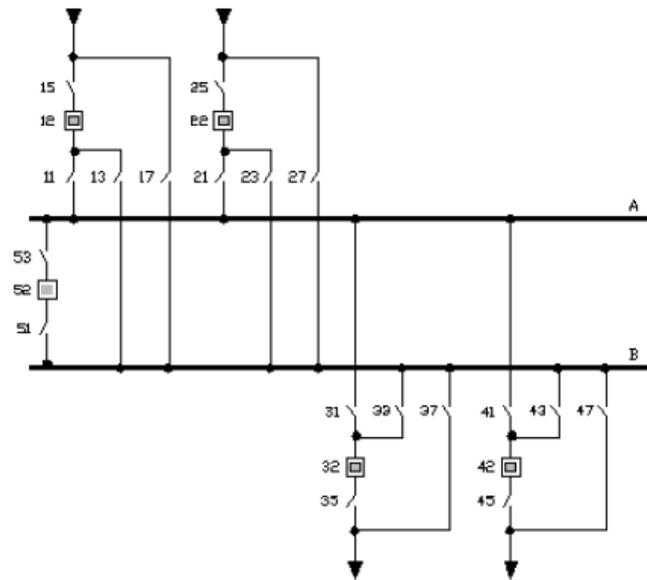


Figura 44 – Barra Dupla com By-Pass – 4 Chaves [15]

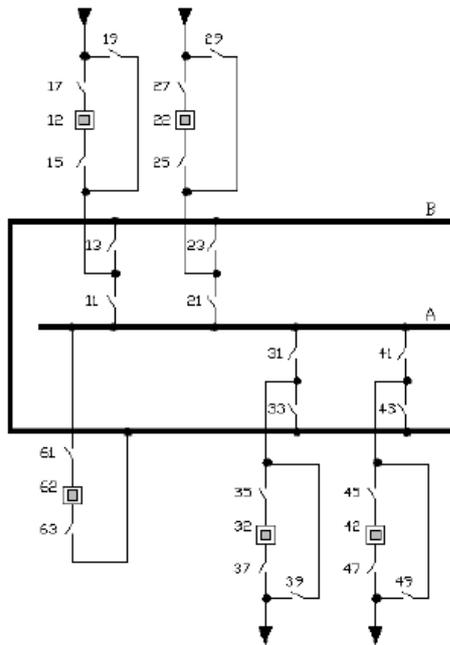


Figura 45 - Barra Dupla com By-Pass – 5 Chaves [15]

5.2.5.3 MANUTENÇÃO NOS DISJUNTORES

Possível sem o desligamento do circuito onde o disjuntor se localiza; deve-se primeiro isolar o circuito com o disjuntor a receber manutenção em uma das barras. Para isso, verifica-se o sincronismo entre as barras, depois se fecha o disjuntor de interligação entre as barras, figura 44 e 45, (52 – 4 barras ou 62 – 5 barras). Os circuitos que estão na barra A e não sofrerão manutenção deverão ser passados para a barra B, fechando as chaves que transferem a barra (23, nas duas figuras, por exemplo, 44 e 45), e abrindo em seguida as chaves 21 (nos dois desenhos). A proteção deverá ser transferida para os disjuntores de interligação, e em seguida se dá o fechamento dos disjuntores de by-pass do circuito a receber manutenção (por exemplo, 17 no arranjo de 4 chaves e 19 no de 5 chaves). Finalmente abre-se o disjuntor que vai ser submetido a receber manutenção, e em seguida, as suas chaves isoladoras.

5.2.5.4 MANUTENÇÃO NAS BARRAS

Com manobras similares às descritas no item anterior, deve-se levar todos os circuitos para uma das barras, para que a outras receba manutenção. Devem ser fechadas as chaves de transferência de barra, após verificação do sincronismo entre as barras, e então abrir a ligação à barra a sofrer manutenção.

5.2.5.5 CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÕES

Bastante flexibilidade de operação, podendo passar circuitos de uma barra para outra sem o desligamento; as duas barras são energizadas e podem receber os circuitos.

5.2.5.6 DEFEITO EM CIRCUITO

A atuação da proteção tira o circuito de operação, porém os demais circuitos e a subestação não são afetados.

5.2.5.7 DEFEITO EM UMA BARRA

Os circuitos ligados à barra são desernegezados, porém não se perde totalmente a subestação. A ligação dos circuitos desernegezados para a outra barra não é possível diretamente, pois as barras não estão mais sob mesmo módulo de tensão, fase e frequência.

5.2.6 BARRA DUPLA COM DISJUNTOR DUPLO

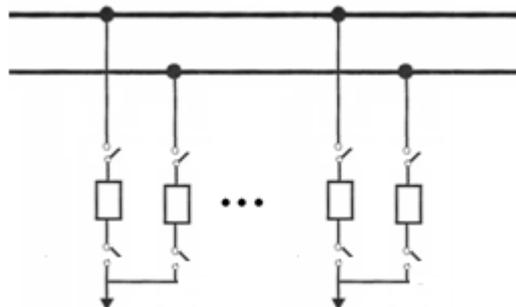


Figura 46 - Barra Dupla com Disjuntor Duplo [15]

Possui n circuitos $2n$ disjuntores e $4n$ seccionadores, como na figura 46. Tem a vantagem de ser um arranjo mais completo e muito mais flexível e confiável. Todavia, é muito mais caro. Sua aplicação se encontra nas instalações de grandes potências (UHV) e grande necessidade de continuidade de fornecimento.

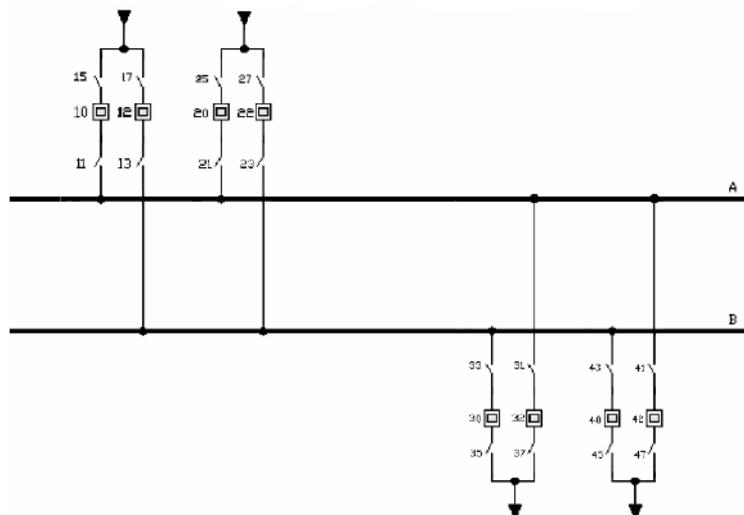


Figura 47 – Esquema de Disjuntores na Barra com Disjuntores Duplos [15]

5.2.6.1 MANUTENÇÃO NOS DISJUNTORES

Esse esquema não requer disjuntor de interligação entre barras. Para a manutenção de um disjuntor de um circuito basta abri-lo e abrir suas chaves isoladoras, pois a corrente continuará fluindo pelo outro ramo, ligado à outra barra. Pode-se realizar a manutenção de $2n/2$ disjuntores, figura 47, considerando n circuitos, desde que seja um de cada dois disjuntores ligados a um circuito.

5.2.6.2 MANUTENÇÃO NAS BARRAS

Basta apenas retirar de operação todos os disjuntores ligados à barra sob manutenção, juntamente com suas chaves adjacentes.

5.2.6.3 CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÕES

Os circuitos podem estar ligados a ambas as barras, também em nada perdendo se estiverem ligadas a um só, o que torna esse arranjo de alta confiabilidade.

5.2.6.4 DEFEITO EM CIRCUITO

A proteção atua em ambos os disjuntores do circuito, retirando-o de operação. Para a religação devem-se fechar as chaves antes dos disjuntores, não importando a ordem dos disjuntores a serem ligados (os circuitos podem estar ligados a ambas as barras ao mesmo tempo).

5.2.6.5 DEFEITO EM UMA BARRA

Eis o grande diferencial desse arranjo – o defeito em uma barra não tira nenhum circuito de operação, uma vez que a outra barra continua a alimentar cada circuito. Para o caso de o circuito só estar ligado a uma barra (a que tiver a contingência), aí sim ele sai de operação, tendo de sofrer os processos comuns de religação (reenergização da barra, fechamento de disjuntores e subsequente fechamento de chaves).

5.2.7 BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO

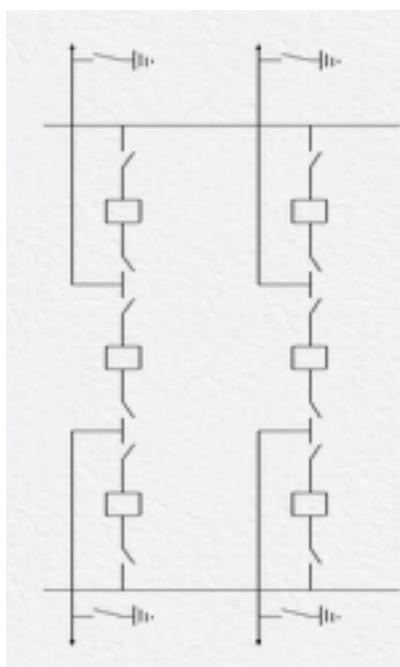


Figura 48 - Esquema de barra dupla com disjuntor e meio [15]

Possui n circuitos, $2n-1$ disjuntores e $5n-2$ seccionadores, como na figura 48, considerando as chaves de linha também. A vantagem dessa configuração está no fato de que há uma maior flexibilidade de manobra e rápida recomposição. Havendo falha nos disjuntores adjacentes às barras retira-se apenas um circuito de serviço. O chaveamento independente por disjuntor e as manobras são simples com relação ao chaveamento. Qualquer uma das barras poderá ser retirada de serviço a qualquer tempo para manutenção. Falha num dos barramentos não retira circuitos de serviço.

Porém, há a desvantagem de ter um e meio disjuntor por circuito e também o chaveamento e religamento automático envolvem demasiado número de operações além do disjuntor intermediário e circuitos agregados.

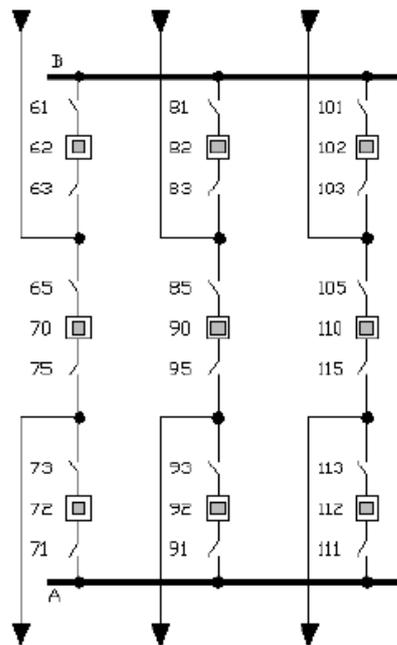


Figura 49 – Disjuntores no Esquema de Barra com Disjuntor e Meio [15]

5.2.7.1 MANUTENÇÃO NOS DISJUNTORES

A princípio não há perda de circuito, uma vez que há dois caminhos possíveis e, caso um disjuntor entre em manutenção, figura 49, ainda haverá o outro caminho para a corrente disponível. No entanto, há a possibilidade de perda de um circuito não definido quando um disjuntor estiver em manutenção, pois neste arranjo de mais difícil visualização, os disjuntores não estão associados a um circuito somente. Existe ainda uma chave de linha (não representada na figura), que atua no disjuntor ‘central’ entre cada par de circuitos, sob a proteção dos disjuntores antes e após o ‘central’. Sua função é desligar o circuito defeituoso para que os disjuntores voltem a energizar o circuito sem defeito rapidamente quando há um disjuntor em manutenção.

5.2.7.2 MANUTENÇÃO NAS BARRAS

Possível, abrindo os disjuntores e seccionadores ligados a ela; os circuitos passarão para a outra barra através dos disjuntores ‘centrais’.

5.2.7.3 CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÕES

Cada par de circuitos está em uma seção de barra separada e há três conjuntos de disjuntor e chaves adjacentes para cada dois circuitos. Os equipamentos devem então suportar a corrente de carga de duas saídas. Observação: o esquema só

é válido quando há dois TCs por disjuntor (em ambos os lados). Quando só há um, pode haver a perda de um elemento a mais para certos tipos de defeito, perdendo a vantagem do esquema.

5.2.7.4 DEFEITO EM CIRCUITO

A contingência em um circuito não afeta os demais, podendo apenas limitar a flexibilidade do seu 'par' a um disjuntor apenas.

5.2.7.5 DEFEITO EM UMA BARRA

Perde-se o caminho pela barra desenergizada, porém ainda há a possibilidade de caminho pelos disjuntores 'centrais', garantindo a continuidade da operação.

5.2.8 ANEL SIMPLES

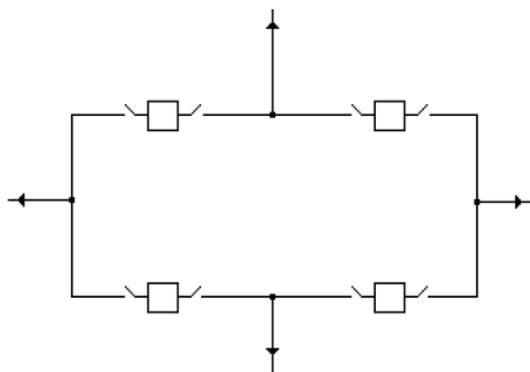


Figura 50 – Esquema de Anel Simples [15]

Possui n circuitos, n disjuntores e $2n+1$ seccionadores, como mostrado na figura 50. É bom para um número pequeno de circuitos. Tem baixo custo e permite manutenção de disjuntor. Qualquer disjuntor pode ser removido para manutenção sem interrupção de carga. Além disso, necessita de apenas um disjuntor por circuito e não utiliza a barra principal. E também cada circuito é alimentado através de disjuntores e todas as chaves abrem os disjuntores. Entretanto, se uma falta ocorre durante a manutenção de um disjuntor o anel pode ser separado em duas seções. Para efetuar a manutenção num dado equipamento a proteção deixará de atuar durante esse período e a falha no disjuntor durante uma falta em um dos circuitos, causará perda de um circuito adicional, pois um disjuntor já está fora de operação.

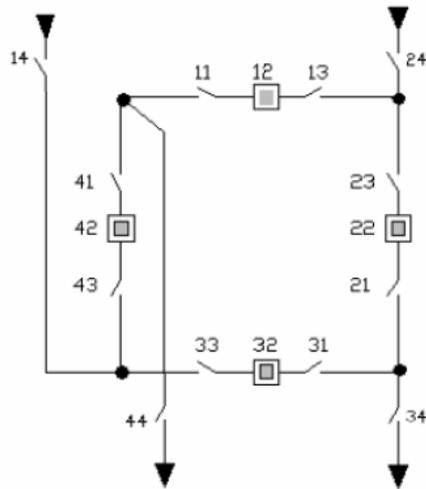


Figura 51 – Disjuntores no Esquema de Anel Simples [15]

5.2.8.1 MANUTENÇÃO NOS DISJUNTORES

Possível sem desligamento do circuito, ilustrado na figura 51, bastando apenas ligar o circuito ao outro ramo do anel e fazendo as operações padrão para manutenção, já bastante descritas aqui. Aqui há a necessidade de seccionadores de isolamento em todas as saídas, para permitir a recomposição do anel caso seja necessário deixar uma saída desligada provisoriamente.

5.2.8.2 MANUTENÇÃO NAS BARRAS

Manutenção feita no nó do arranjo (do anel). A saída ligada a este e seus disjuntores e chaves adjacentes são abertos, então necessariamente um circuito sai de operação.

5.2.8.3 CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÕES

Cada circuito possui apenas um disjuntor, porém mais de um caminho possível pelo fato da configuração ser em anel. O esquema é aplicável a um pequeno número de circuitos, porque com a manutenção de um disjuntor, a abertura de outro disjuntor não adjacente abre o anel, podendo causar sérias perturbações no sistema. Os elementos nesse arranjo devem suportar a corrente total da instalação e não a de cada saída em particular.

5.2.8.4 DEFEITO EM CIRCUITO

Há a perda de dois disjuntores adjacentes, mas ainda assim os outros circuitos não são desligados. Deve-se lembrar, no entanto, a observação acima sobre não se aplicar o esquema a muitos circuitos, para evitar perturbações ao sistema.

5.2.8.5 DEFEITO EM UMA BARRA

Para o caso de um defeito no 'nó', há a perda de dois disjuntores adjacentes, tirando o circuito ligado ao nó, mas os demais se mantêm energizados.

5.2.9 ANÉIS MÚLTIPLOS

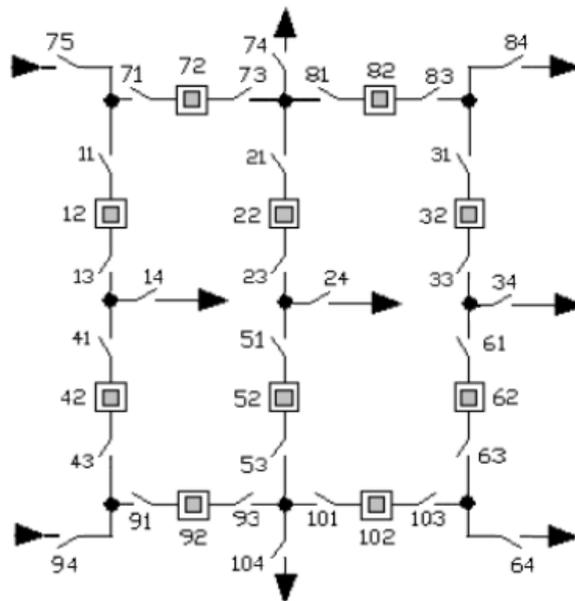


Figura 52 - Esquema de anéis múltiplos [15]

Esse esquema possui as mesmas características do esquema de anel simples, figura 51, com a diferença de permitir uma maior variedade de operações entre os anéis, em desenergizar o sistema. Tal esquema facilita a expansão da subestação, figura 52.

5.2.9.1 MANUTENÇÃO NOS DISJUNTORES

Características semelhantes ao do anel simples, porém com mais confiabilidade, pois há ainda mais caminhos possíveis para a corrente, trazendo tranquilidade para a operação de manutenção de um disjuntor. Entretanto, deve ser observada a questão de um número não muito grande de circuitos, para evitar

situações como o desligamento de um disjuntor com outro já fora de serviço (manutenção), dividindo o anel em duas partes.

5.2.9.2 MANUTENÇÃO NAS BARRAS

Manutenção feita no nó do arranjo (do anel). A saída ligada a este e seus disjuntores e chaves adjacentes são abertos, então necessariamente um circuito sai de operação.

5.2.9.3 CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÕES

Similar ao anel simples, porém com ainda mais caminhos possíveis para a corrente, tornando o sistema mais confiável. A visualização operacional aqui é mais complexa, pois cada disjuntor está ligado a duas saídas, com algumas saídas ligadas até a três disjuntores.

5.2.9.4 DEFEITO EM CIRCUITO

Semelhante ao do arranjo em Anel Simples.

5.2.9.5 DEFEITO EM UMA BARRA

Semelhante ao do arranjo em Anel Simples.

5.3 COMPARAÇÕES

Após descrever os diversos arranjos, é possível montar uma tabela comparando as principais características de uma subestação.

Tabela 6-1 Comparações de confiabilidade x custo x área disponível dos arranjos das subestações [16]

Arranjo	Confiabilidade	Custo	Área Disponível
Barra Simples	Menor Confiabilidade. Falhas simples podem ocasionar o desligamento da SE	Menor Custo e menor número de componentes	Menor área e menor número de componentes
Barra Principal e Transferência	Baixa confiabilidade, semelhante à da barra simples, porém, uma melhor flexibilidade na operação e	Custo Moderado e poucos componentes	Pequena área e poucos componentes

manutenção			
Barra Dupla, Disjuntor Simples	Confiabilidade Moderada	Custo moderado, número de componentes um pouco maior	Área moderada, número de componentes um pouco maior
Barra Dupla, Disjuntor Duplo	Alta Confiabilidade, falhas simples isolam apenas um circuito	Custo elevado, número de componentes duplicado	Grande área, dobro do número de componentes
Barra Dupla, Disjuntor e Meio	Alta Confiabilidade, falhas simples isolam apenas um circuito	Custo Moderado, número de componentes um pouco maior	Grande área, maior número de componentes por circuitos
Barra em Anel	Alta confiabilidade, falhas simples isolam apenas um circuito	Custo moderado, número de componentes um pouco maior	Área moderada, aumenta com o número de circuitos

Através da tabela 6-1, percebe-se que assim como em qualquer projeto de engenharia, quanto mais confiabilidade se quer ao sistema maior será o seu custo. Como os recursos não são ilimitados se faz necessária uma análise para investigar quais as necessidades e requerimentos do projeto da subestação e assim usar o esquema que mais se adequa com menor custo possível.

6 SUBESTAÇÕES ISOLADAS A GÁS SF₆

6.1 INTRODUÇÃO

As GIS, *gas insulated substation*, utilizam como substância isolante o gás hexafluoreto de enxofre (SF₆). Nesse caso os disjuntores, as chaves interruptoras, os transformadores de corrente e os transformadores de tensão ficam submersos no SF₆ dentro de um envólucro metálico aterrado.

Comparando-se as subestações a GIS e as AIS, *Atmospheric air insulation*, que são as subestações que utilizam o ar atmosférico como meio isolante, pode-se afirmar que são necessários metros cúbicos de ar atmosférico para se conseguir os mesmo resultados obtidos com centímetros cúbicos de SF₆. Conseqüentemente, comparando subestações de mesmo nível de tensão, as subestações GIS podem ser em torno de dez vezes menores do que as AIS.

Por causa disso, as GIS são usadas, na maior parte dos casos, em regiões onde o espaço é ou muito caro, ou não é disponível.

Além disso, as GIS possuem suas partes ativas protegidas contra a deterioração da exposição ao ar atmosférico, à contaminação e umidade. Por esses fatores as GIS além de serem mais compactas do que as AIS, também requerem menos manutenção.

As primeiras subestações com o SF₆ como material isolante foram desenvolvidas entre as décadas de 60 e 70, e após apenas 5 anos de desenvolvimentos de pesquisas, seu uso já havia alcançado cerca de 20%, na relação das novas subestações que eram construídas em locais limitados. Em contrapartida, nos demais países, como no Brasil, onde o tamanho de espaço de construção não era um empecilho no projeto, o uso das GIS era limitado devido ao seu alto custo de implantação.

6.2 GÁS SF₆

Segundo o livro de “Química Inorgânica, Volume II” de Ricardo Feltre, o hexafluoreto de enxofre (SF₆), é um composto químico inorgânico dos elementos químicos enxofre e flúor, sendo assim um gás sintético, utilizado principalmente na indústria elétrica, como meio isolante e extintor de arco elétrico.

É formado por um átomo de enxofre, rodeado por 6 átomos de flúor. Possui grande eletronegatividade, portanto extingue arcos elétricos. É quimicamente inerte, e

segundo o livro “Electric Power Substations Engineering” [1] é 23.000 vezes mais nocivo para o efeito estufa que o dióxido de carbono. Entretanto, representa menos de 1% de colaboração no aquecimento global.

Ele é um gás inerte, incolor, inodoro, insípido (sem sabor) e não é inflamável. Também é cerca de cinco vezes mais denso do que o ar. O SF₆ é usado nas GIS em pressões de 400 a 600 kPa absoluto. Essa pressão é escolhida de forma que o gás não condense em um líquido, à temperatura mais baixas quando em contato com os equipamentos. A figura 52 mostra as ligações químicas desse composto

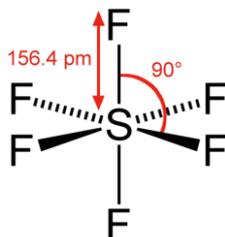


Figura 53 – Composição Química do Gás SF₆ [17]

Sua capacidade isolante, comparado com o ar, é aproximadamente três vezes maior, e cerca de cem vezes melhor para interrupção de arcos elétricos [1]. É usado normalmente em subestações de médias para altas tensões, substituindo os meios mais antigos de isolantes: óleo e o ar atmosférico.

Durante a extinção do arco elétrico, o gás SF₆ é decomposto. Porém essa decomposição se recombina e volta a SF₆ tão bem, que nem é necessária uma reconstituição do mesmo na GIS.

Porém, mesmo assim, alguns subprodutos são formados dessa decomposição, como alguns contaminates, mas sendo em uma quantidade muito pequena. Para evitar o acúmulo dessas substâncias residuais da decomposição do gás, é usada uma peneira especial, no interior da GIS, para filtrar alguns desses subprodutos reativos.

Deve-se tomar cuidado para que o vapor d'água não entre em contato com a superfície de alguns equipamentos, pois a combinação de vapor d'água e SF₆ em decomposição possibilita a formação de ligações corrosivas como ácido fluorídrico, que, sob certas circunstâncias, causa alterações prejudiciais das superfícies de contato e de alguns isoladores, podendo causar uma ruptura dielétrica no meio. Essas partículas são movidas pelo campo elétrico para regiões de maior potencial, possivelmente no interior do equipamento ou depositada ao longo da superfície dos isoladores, levando à então ruptura dielétrica, nos níveis de tensão de operação.

Por este motivo, o meio no interior da subestação deve estar suficientemente 'seco'. No entanto, se o gás condensa na forma de "gelo", a tensão de ruptura não é afetada. Por isso pontos condensados do gás no equipamento precisam estar abaixo

de aproximadamente -10° C. Como margem adicional, os níveis de menos de 1.000 ppm/v de umidade são geralmente especificados e fáceis de obter a manipulação. Os materiais absorventes dentro do envoltório metálico da GIS ajudam também a manter um nível baixo de umidade, apesar de que ao longo do tempo, a umidade vai aumentar a partir das superfícies das substâncias dielétricas.

Pequenas partículas de tamanhos mínimos já ajudam a reduzir significativamente a rigidez dielétrica do gás SF₆. Este efeito torna-se maior assim que a pressão é aumentada, superando os 600 kPa.

Por isso é fundamental manter esses equipamentos totalmente secos em relação à umidade. Durante a fabricação e dos ensaios em alta tensão, essas partículas podem ser detectadas, assim que se movem por causa de pequenas descargas elétricas e sinais acústicos, podendo ser removidas.

O fornecimento do gás SF₆ nas subestações, é feito através de cilindros de aproximadamente 50 kg, com o gás em estado líquido e a uma pressão de 6000 kPa (muito maior da que a pressão de operação), para facilitar o armazenamento e o transporte.

6.3 CONSTRUÇÃO E SERVIÇOS DAS SUBESTAÇÕES A GÁS

As GIS são projetadas com alguns equipamentos, como disjuntores transformadores de corrente, transformadores de potência, chaves interruptoras, barras de interligação e pára-raios, combinando um diagrama de uma linha elétrica de uma subestação. Elas são envolvidas por um invólucro metálico que limita os equipamentos e o gás SF₆ da subestação, conhecido como fluoduto.

Cita-se, como exemplo, uma subestação a gás de 242 kV, como na figura 54, que mostra suas construções típicas. Os módulos são unidos através de flanges, (que é um elemento que une duas componentes do sistema) e aparafusados na vedação para o fluoduto e com um *plug-ins* de contato para os condutores.

Partes internas dos GIS são suportadas por isoladores de epóxi (poliepóxide, polímero que constitui o isolador). Esses isoladores de epóxi proporcionam um suporte formando uma barreira para o gás, entre as partes do GIS. Também são usados para permitirem que o gás passe de um lado para o outro, dentro do módulo da GIS.

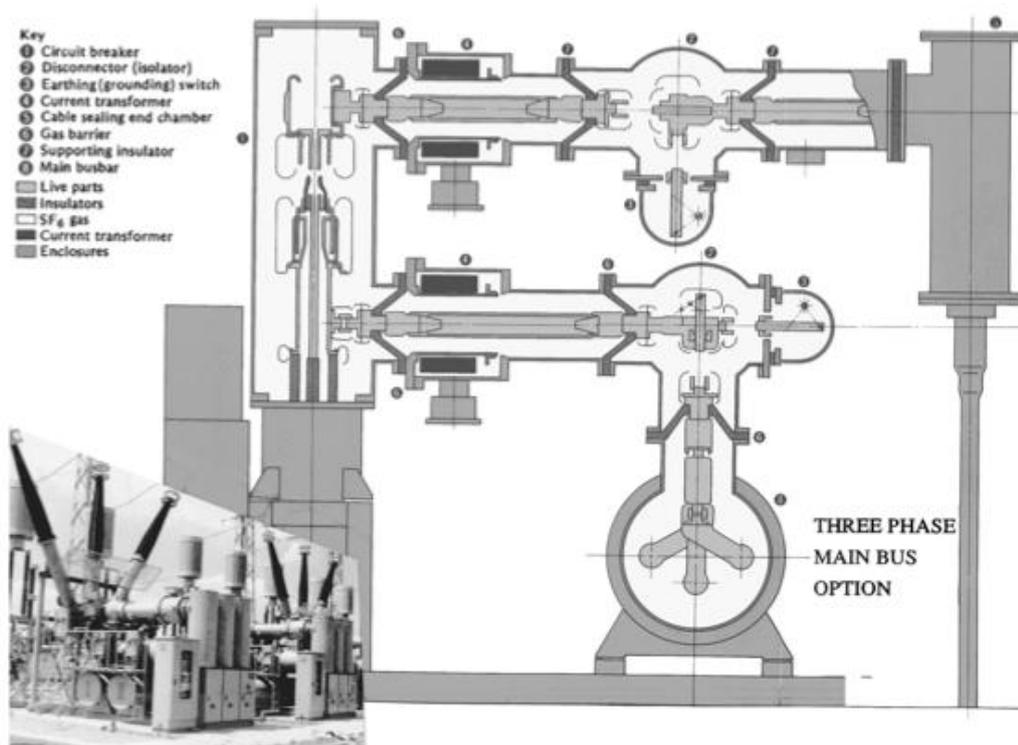


Figura 54 – Composição de Uma Subestação a Gás de 242kV [1]

Para sistemas de até 170kV de tensão, normalmente, todas as três fases estão no mesmo fluoduto. Para tensões acima desse nível, o tamanho desse recinto para as três fases torna-se demasiado grande para ser prático.

Assim, um ‘fluoduto de fase única’ como mostrado na figura 54 é usado. Nesse caso não há diferenças de desempenho estabelecidas entre os fluodutos para os trifásicos e os monofásicos. Alguns fabricantes chegam a usar o tipo de caixa de fase única para todos os níveis de tensão.

Esses fluodutos e invólucros são hoje em sua maioria fundidos ou soldados de alumínio, porém em alguns casos o aço também é usado. A principal desvantagem dos fundidos a aço é a degradação através da oxidação, por isso, esses invólucros são pintados por dentro e por fora para prevenir a oxidação. Os de alumínio não apresentam esse problema, e por isso não precisam ser pintados, mas podem ser pintados para maior facilidade de limpeza e uma melhor aparência.

Os requisitos de nível de pressão máximos para os fluodutos das GIS são definidos pelos padrões da subestação, onde esses são definidos pelo projeto, pela faturação, e através de testes a seguir um padrão estabelecido por normas que diferem de acordo com o país de fabricação.

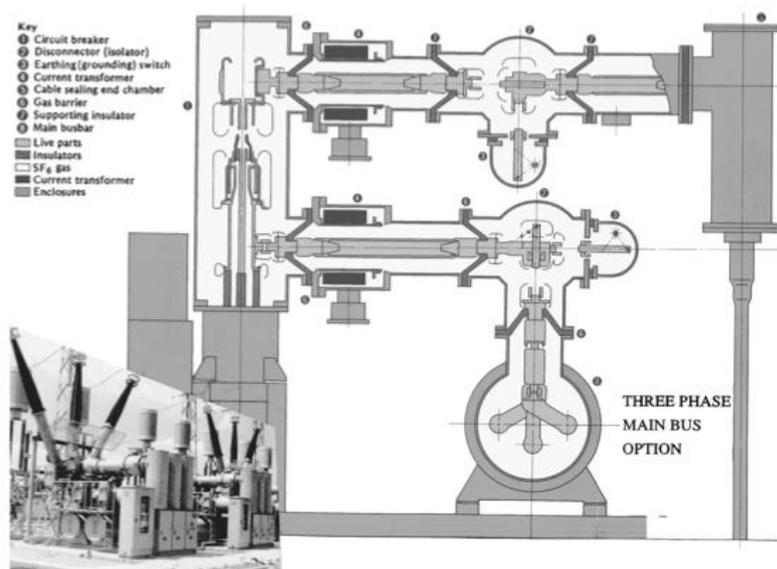
Os condutores que são usados nas subestações a gás são constituídos principalmente de alumínio. O cobre é as vezes usado. Também é comum superfícies

de prata para a condução de correntes. Para unir os condutores, juntas aparafusadas e contatos elétricos são usados nas suas várias seções.

Os isoladores nas *G/S* são feitos de um material muito cheio de resina epóxi e com muito cuidado para prevenir a formação de vazios e rachaduras durante suas ações. A fabricação de cada um desses isoladores para essas subestações foi desenvolvida para otimiza-lo de apoio em termos de distribuição de campo elétrico, resistência mecânica, resistência a descargas elétricas de superfície, e a conveniência de fabricação e montagem.

Quanto aos tipos de isoladores usados, os do tipo disco e cones são os principais. É recomendável a execução de ensaios de qualidade para os suporte dos isoladores, nos quais são realizados testes para suportar uma frequência de alta tensão. As experiências têm demonstrado que o limite da tensão no interior do isolador deve estar abaixo de certo nível para evitar o envelhecimento de seu material dielétrico.

Como foi explicado anteriormente, no interior do recinto o gás é seco e inerte, o que sujeita ao envelhecimento. Não há exposição de qualquer um dos materiais internos à luz solar. As vedações do fluoduto são projetadas para estar em excelente condição, tendo sempre um "duplo selo" no sistema, como mostra a figura 55.



GAS SEAL FOR GIS ENCLOSURE

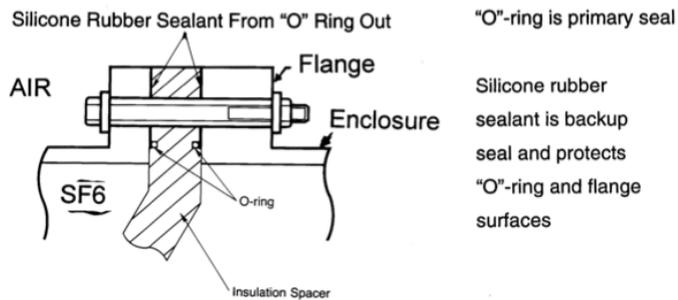


Figura 55 – Fluoduto de uma Subestação a Gás SF₆ [1]

6.4 EQUIPAMENTOS NAS SUBESTAÇÕES A GÁS

6.4.1 DISJUNTORES

As subestações isoladas a gás utilizam essencialmente os mesmos tanques de disjuntores SF₆ usados nas subestações isoladas a ar atmosférico. Porém, nessas subestações, em vez de ter as conexões SF₆ – ar, os orifícios na parte do fluoduto que se encontra o disjuntor estão diretamente ligados ao módulo das *GIS* adjacentes.

6.4.2 TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Os transformadores de corrente são equipamentos indutivos, instalados no interior ou no exterior da subestação a gás.

Esses transformadores devem ser protegidos contra o campo elétrico produzido pelo condutor de alta tensão ou de alta tensão transitória, que podem aparecer no secundário através de acoplamento capacitivo, e enquanto que o primário é ligado diretamente nos condutores da *GIS*. A figura 56 ilustra um transformador de corrente de uma *GIS*. E para os transformadores que se encontram fora do fluoduto, devem ser fornecidos, um e ser fornecido com um conjunto de isolamentos.

Ambos os tipos de construção estão em ampla utilização.

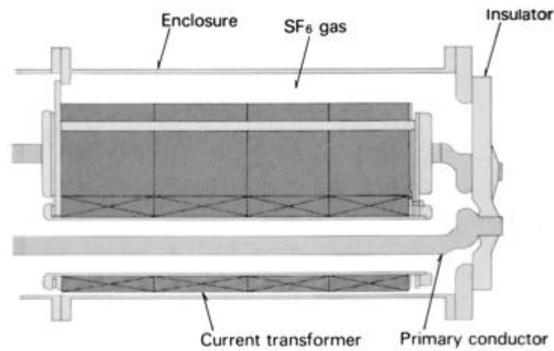


Figura 56 – Transformador de Corrente [1]

6.4.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Os transformadores de potencial são equipamentos indutivos com um núcleo de ferro, figura 57. O enrolamento primário é suportado em uma película plástica isolante, imersa em SF₆.

Ele deve ter um escudo de campo elétrico entre os enrolamentos primário e secundário para evitar acoplamento capacitivo de tensões transitórias, figura 58.

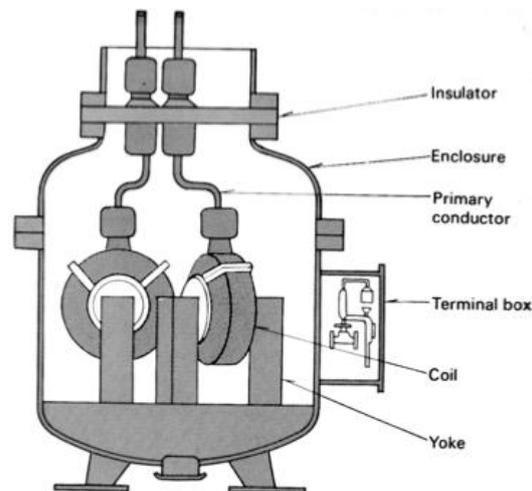


Figura 57 – Transformador de Potencial [1]

Esses equipamentos podem ser facilmente removíveis para que a subestação possa ser testada em alta tensão, sem danificá-los. Eles são fornecidos com um interruptor ou então, com *link* removível.

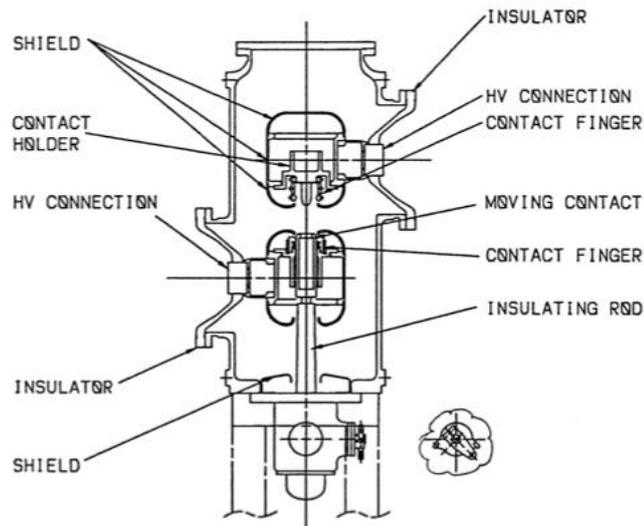


Figura 58 – Transformador de Potencial [1]

6.4.4 CHAVES INTERRUPTORAS

As chaves seccionadoras nas subestações isoladas a gás possuem um contato móvel que se abre ou fecha, abrindo uma lacuna entre contatos estacionários, quando ativados por uma haste de operação isolante que é movida por um eixo selado vindo através das paredes do fluoduto, figura 59. Essas lacunas que irão ‘interromper’ o circuito, quando esse chave for acionada.

Os contatos estacionários possuem uma proteção física que os ajuda na distribuição do campo elétrico dentro da *GIS*, para que esse se mantenha em um nível apropriado. A velocidade do contato móvel é relativamente baixa (comparado a um disjuntor de contato móvel) e o interruptor pode interromper apenas os baixos níveis de corrente capacitiva (por exemplo, desligar uma seção da barra) ou pequenas correntes indutivas (por exemplo, transformador de corrente de magnetização).

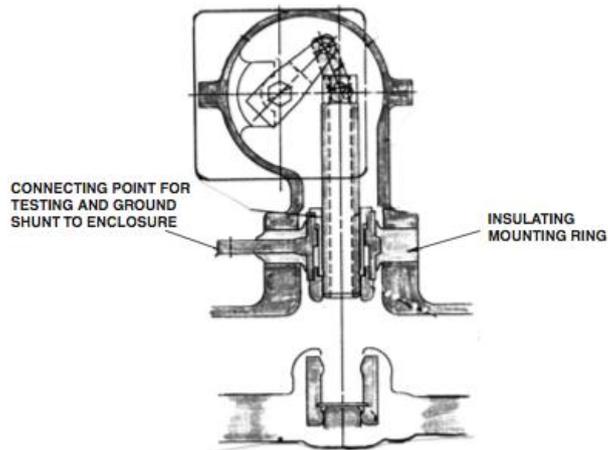


Figura 59 – Chaves Interruptoras [1]

6.4.5 CHAVES DE TERRA

As chaves de terra são interruptores com um contato móvel que se abre ou fecha, formando uma lacuna entre o condutor de alta tensão e o fluoduto. Os contatos deslizantes, com as devidas proteções em relação aos campos elétricos, são fornecidos no fluoduto e no condutor, figura 60.

A 'ação rápida' da chave de terra tem uma unidade de alta velocidade, geralmente uma mola, e materiais de contato que suportam os arcos para que possam ser fechadas duas vezes em um condutor energizado, sem danos significativos a si mesmo ou de partes adjacentes.

As chaves de terra de ação rápida são frequentemente usadas no ponto de conexão da subestação para o resto da rede de energia elétrica, não só porque a linha conectada é energizada, mas também porque a chave de terra de ação rápida é mais capaz de lidar com descarga de cargas presas e quebra de correntes capacitiva ou indutiva acoplada na linha conectada.

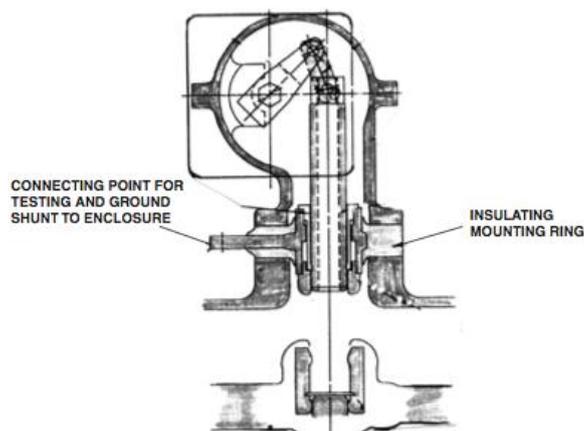


Figura 60 – Chaves de Terra [1]

As chaves de terra são quase sempre fornecidas com um suporte isolante ou uma bucha isolante para a ligação à terra. Em operação normal o elemento isolante é contornado com um *shunt* aparafusado ao fluoduto da GIS. Durante a instalação ou manutenção, com a chave de terra fechada, o desvio pode ser removido e a chave usada como uma conexão de equipamentos de teste para o condutor de GIS.

Ensaio de tensão e corrente das partes internas da GIS podem ser feitos sem a remoção de gás SF₆ ou a abertura do fluoduto.

6.5 BARRA

Para conectar módulos da subestação a gás que não estão diretamente ligados uns aos outros, uma barra na GIS consiste no uso de um condutor, ligado a uma extremidade do lado externo do fluoduto e um fluoduto externo. São usados também isoladores de apoio, contatos elétricos deslizantes e articulações flangeadas, figura 61.



Figura 61 – Barramento de uma Subestação a Gás [21]

Flange é um elemento que une dois componentes de um sistema de tubulações, permitindo ser desmontado sem operações destrutivas. Os flanges são montados em pares e geralmente unidos por parafusos, mantida a superfície de contato entre dois flanges sob força de compressão, a fim de vedar a conexão.

6.6 CONEXÕES SF₆ - AR

As conexões Ar – SF₆ são feitas anexando um cilindro oco com isolamento a um flange na extremidade de um fluoduto de SIG. O cilindro contém isolante SF₆

pressurizado no interior e é adequado para a exposição ao ar atmosférico do lado de fora. O condutor continua através do centro do cilindro isolante para uma placa terminal de metal, figura 62.

A parte externa da placa final tem dispositivos para aparafusar a um condutor isolado a ar.

As distribuições dos campos elétricos são controladas por escudos internos de metal, formando um dispositivo anticorona. As buchas das conexões Ar – SF₆ de alta tensão também usam esses escudos externos, onde o gás SF₆ dentro da bucha está geralmente na mesma pressão que o resto da G/S.

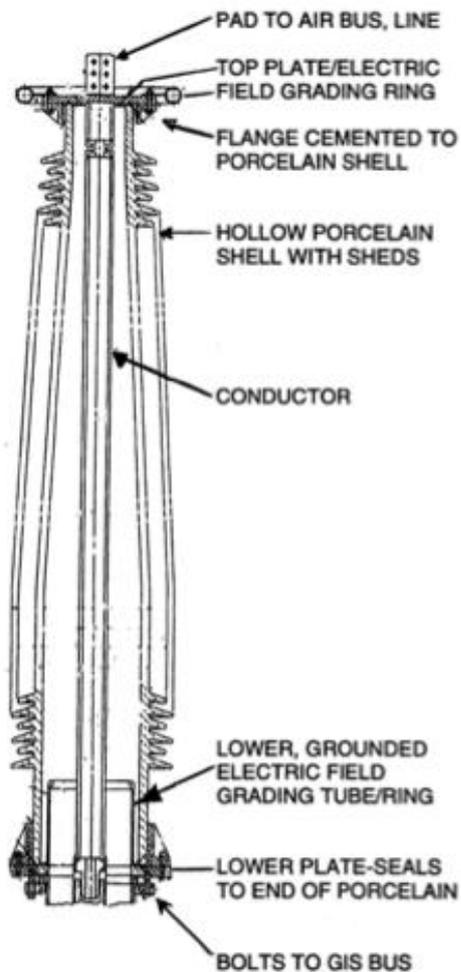


Figura 62 – Conexões Ar-SF₆ [1]

6.6.1 FORMAS DE CONEXÃO

A ligação de uma linha a uma *G/S* é composta por um conjunto de conectores que está instalado no cabo para proporcionar uma barreira física entre o dielétrico do cabo e do gás SF₆ na *G/S*, figura 63.

No lado da subestação, uma ligação removível conecta o cabo ao condutor da subestação, conduzindo corrente.

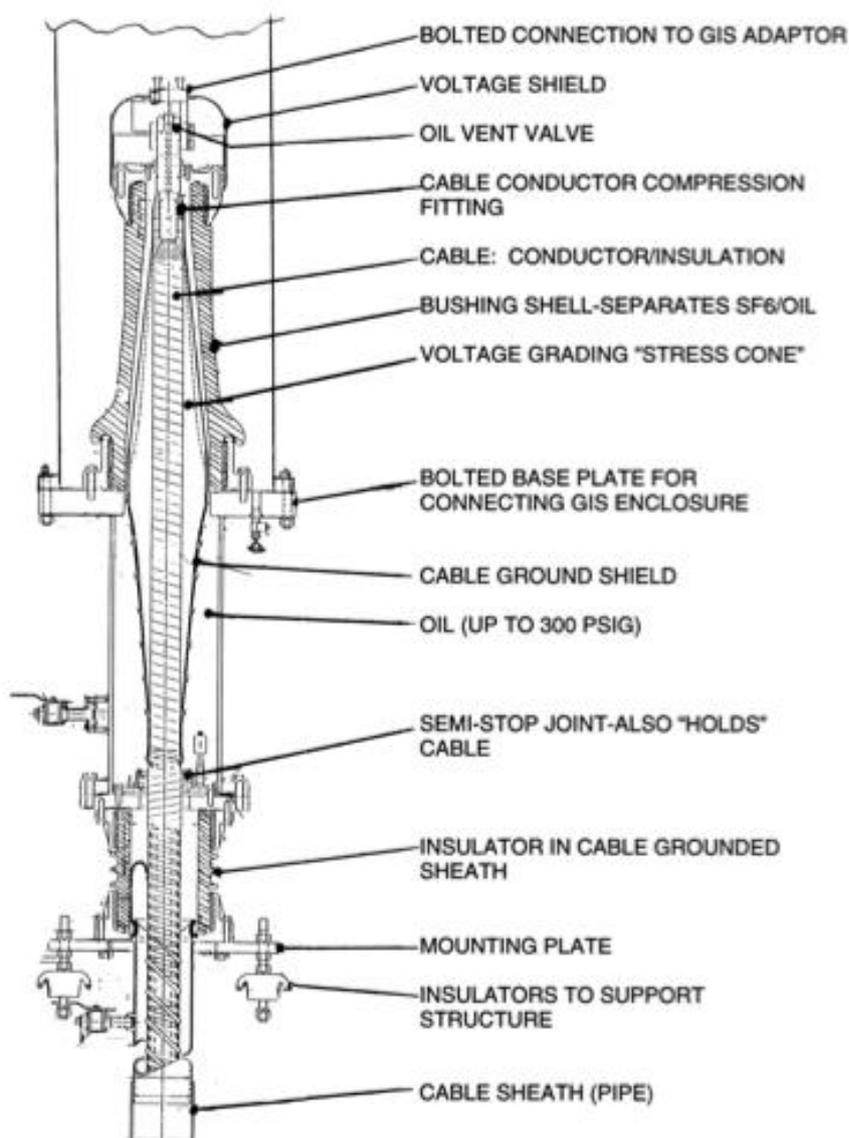


Figura 63 – Formas de Conexões Ar-SF₆ [1]

6.7 PÁRA-RAIOS

Elementos de óxido de zinco são adequados para a fabricação de Pára-raios imersos em SF₆. São apoiados por um cilindro de isolamento dentro de uma seção do fluoduto da subestação, montando assim um equipamento que irá controlar uma sobretensão, figura 64.

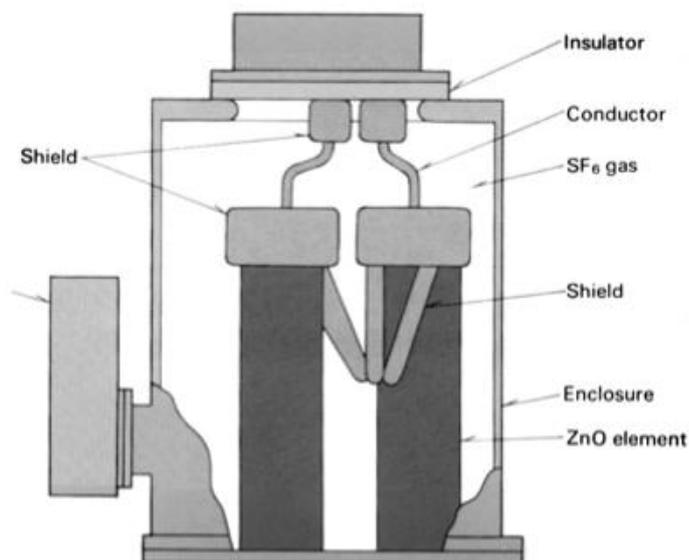
Devido aos condutores estarem dentro da subestação em um fluoduto de metal aterrado, a única maneira de se ter tensões de impulso atmosférico é através das conexões da G/S para o resto do sistema elétrico. O cabo e as conexões dos transformadores diretos não estão sujeitas a relâmpagos, portanto, apenas as conexões das buchas SF₆ - ar são preocupantes.

Os Pára-raios isolados a ar atmosférico surgem em paralelo com as buchas SF₆ - Ar e geralmente oferecem uma proteção adequada à subestação em relação as tensões de impulsos atmosféricos, a um custo muito menor do que as subestações a SF₆.

Surtos de manobra raramente são uma preocupação nas GIS, porque com o isolamento de SF₆, ela suporta as tensões de surto de manobra, que são menores que a tensão de impulso suportável.

No G/S, as curtas distâncias de isolamento podem ser superadas no curto tempo de um impulso atmosférico de modo que o período mais longo do aumento de uma comutação não diminui significativamente a tensão de ruptura.

Estudos de coordenação de isolamento geralmente mostram que não há necessidade de Pára-raios em uma G/S, no entanto, muitos usuários especificam a utilização de Pára-raios em transformadores e conexões de cabo como uma abordagem mais conservadora.



6.8 CONTROLE DE SISTEMA

O sistema de controle de uma subestação a gás é bastante similar às isoladas a ar atmosférico, com apenas algumas variáveis de diferença, como pontos de controle do gás. A sala de controle de sistema na subestação permite um controle de toda a operação do sistema de forma remota, podendo ser feito a manobra de chaves e disjuntores, além do gerenciamento de alertas, figura 65.

Para facilitar a operação e conveniência na fiação do GIS de volta para a sala de controle da subestação, um fluoduto de controle local (*LCC, Local Control Cabinet*) é fornecido para cada ação de disjuntor. As linhas de comunicação para o controle dos mecanismos de funcionamento dos interruptores auxiliares, alarmes, transformadores de correntes e de potencial são levados a partir de módulos de equipamentos da *GIS* para o *LCC*, usando outros cabos de controle blindados multicondutores.

Além de fornecer todos os terminais para a fiação da *GIS*, a *LCC* tem um diagrama a fim de imitar a parte da *GIS* que está sendo controlada.

Associados com esse diagrama estão os interruptores de controle e indicadores de posição para o disjuntor e *switches*. A anúncio de alarmes também é geralmente fornecida no *LCC*. Sistemas elétricos interligados e algumas outras funções de controle, também podem ser convenientemente implementados no fluoduto de controle local.



Figura 65 – Controle de Subestações a Gás [1]

6.9 SISTEMA DE MONITORAMENTO DE GÁS

A capacidade de isolamento e interrupção do gás SF₆ depende da sua densidade e deve estar em um nível mínimo estabelecido. A pressão do gás SF₆ varia com a temperatura e portanto, um sensor de temperatura é utilizado para monitorar a densidade do gás.

A subestação é preenchida com SF₆ a uma densidade acima da densidade mínima para que o meio dielétrico tenha uma capacidade considerável de interrupção, sendo que de 10 a 20% do gás SF₆ possa ser perdido na atividade da subestação ou deterioramento.

Os alarmes de densidade fornecem um aviso de que o gás que está sendo perdido, e pode ser usado para operar os disjuntores e interruptores e colocar a subestação que está a perder gás em uma condição selecionada pelo usuário.

6.10 ARRANJOS ELÉTRICOS

Para qualquer diagrama de uma linha elétrica existem normalmente várias possíveis arranjos físicos. O formato para uma subestação a gás e a natureza das linhas de conexão devem ser consideradas, figura 66.

A figura 66 compara um arranjo 'natural' de disjuntor e uma G/S com um arranjo "linear".

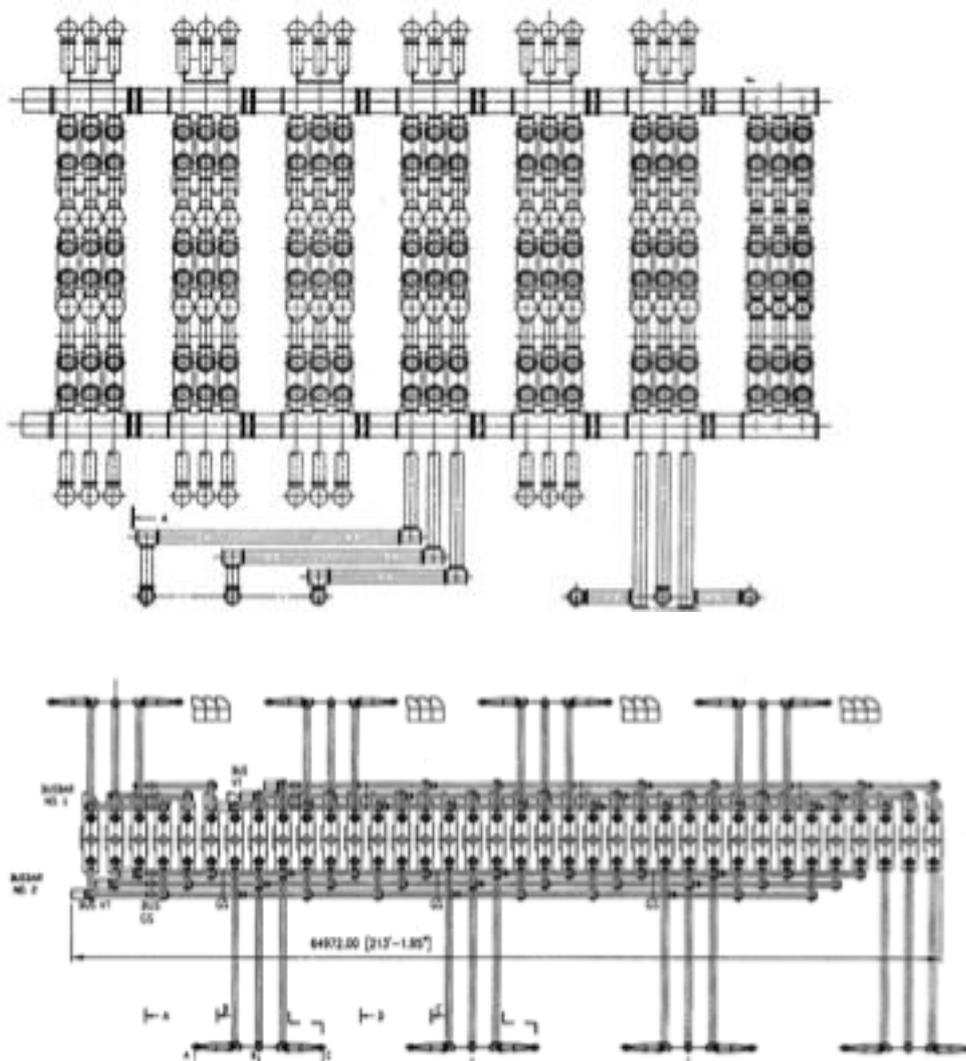


Figura 66 – Esquemas de Arranjos Elétricos [1]

A maioria dos projetos das subestações a gás foi desenvolvida inicialmente para sistemas com uma barra e arranjos com disjuntor simples. Esta abordagem fornece uma boa confiabilidade, operação simples, relé de proteção fácil e excelente economia. Através da integração de várias funções em cada módulo da subestação o custo da barra de arranjo com disjuntor único pode ser significativamente reduzido. Um exemplo é mostrado na figura 67.

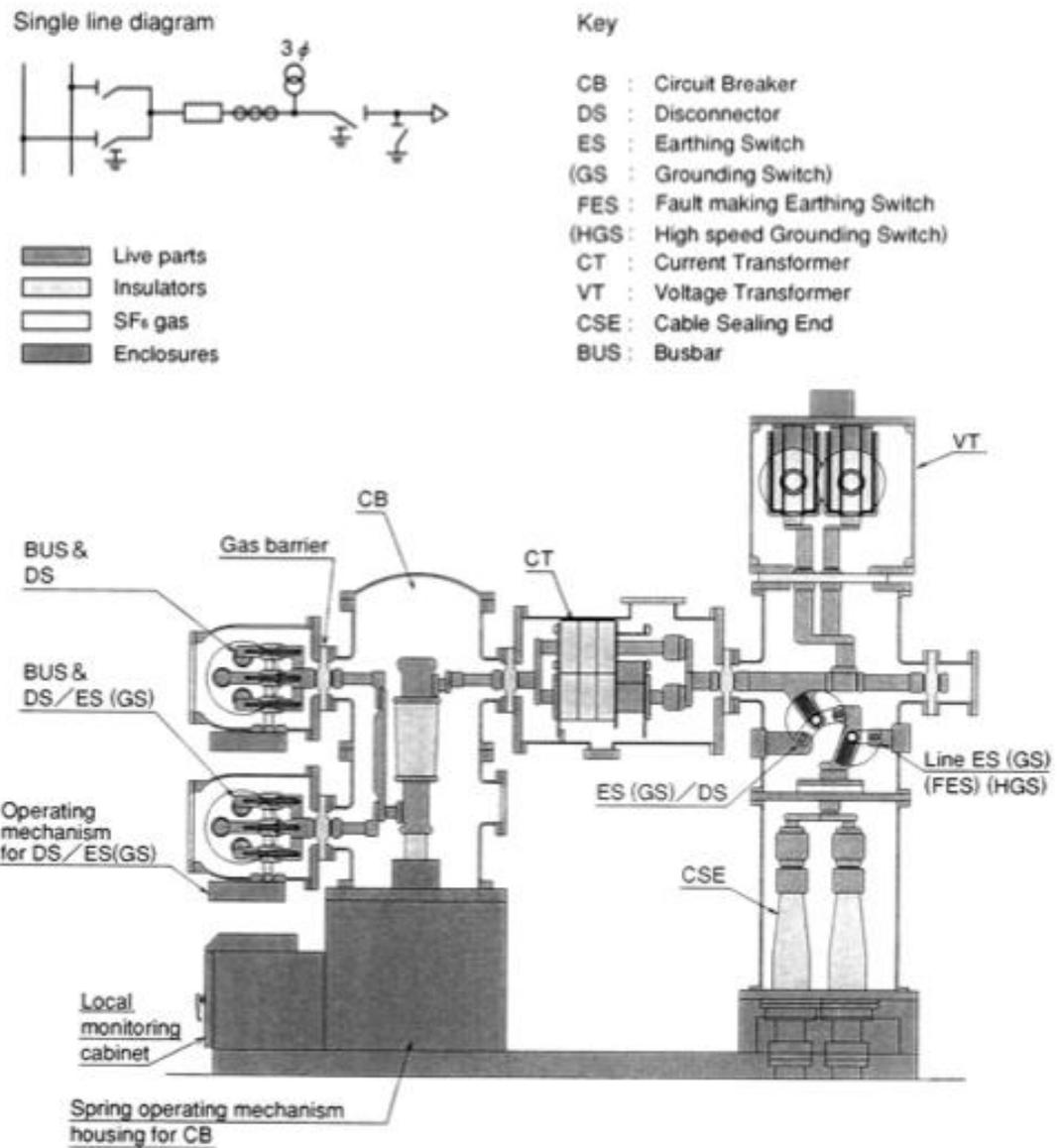


Figura 67 – Esquemas de Arranjos Elétricos [1]

As chaves interruptoras e de terra são combinadas em um "interruptor de três posições" e fazem parte de cada módulo da barra que liga as posições dos disjuntores do circuito.

6.11 ATERRAMENTO

Os fluodutos de metal nos módulos da subestação a gás são feitos de uma forma eletricamente contínua, tanto pelas suas articulações, como também com os flanges como bons contatos elétricos em si, ou com *shunts* externos aparafusados aos flanges ou a eletrodos de aterramento na caixa.

Embora algumas subestações com fluodutos únicos (quando as três fases estão no mesmo fluoduto) sejam aterradas em um único ponto para evitar que as correntes circulantes fluam nos recintos, hoje, a prática universal é a utilização de 'multiponto terra', mesmo que isso leve a algumas perdas elétricas nos recintos devido às correntes que circulam. Nesse caso os três fluodutos de um *G/S* devem ser colados uma ao lado da outra para incentivar as correntes que circulam a fluir.

Estas correntes que circulam nos fluodutos agem para cancelar o campo magnético que existiria de outra forma, fora do recinto devido ao condutor de corrente. No caso do fluoduto trifásico (fluoduto único), ele não tem circulação de correntes, mas tem correntes parasitas no recinto, e também deve ser aterrado em multipontos.

Com o aterramento de multipontos resulta muitos caminhos paralelos para que a corrente de uma falha interna possa fluir para as malhas de aterramento da subestação.

6.12 OPERAÇÕES DE INTERTRAVAMENTO

Operação de uma subestação a gás em termos de fornecimento e monitoramento, controle e proteção do sistema elétrico como um todo, é praticamente similar ao de uma subestação a ar atmosférico, exceto que as falhas internas não são auto corrigíveis, então nesses casos, o religamento não deve ser usado para faltas internas ao *G/S*.

Cuidados especiais devem ser tomados para desconectar e operação da chave de terra, porque se essas são abertas com corrente de carga fluindo, ou fechadas em carga ou falha de corrente, o arco entre os contatos da chave móveis e estacionários geralmente causam uma falta fase-fase nas três fases que estiverem no mesmo fluoduto da *G/S*, se for um caso de um fluoduto trifásico, ou a uma falha fase-terra em uma única fase do fluoduto da *G/S*, se for o caso de um fluoduto monofásico.

A falha interna irá causar danos graves no interior de uma subestação a gás. Um interruptor de uma *G/S* não pode ser tão facilmente ou rapidamente substituído como um interruptor de uma subestação a ar seria. Haverá também um aumento de pressão no compartimento de gás da *G/S*, devido ao aumento de temperatura que o arco provoca no gás.

Em casos extremos, o arco interno fará com que um disco de ruptura opere ou até cause uma queimadura através do fluoduto. Com conseqüente libertação de calor, o gás SF_6 decomposto pode causar ferimentos graves para o pessoal nas proximidades. Para segurança do pessoal, travas de segurança são fornecidos para que o disjuntor deva ser aberto antes de um associado interruptor seja aberto ou

fechado e, além disso, o interruptor deve ser aberto antes das chaves de terra associadas possam ser fechadas ou abertas.

6.13 VANTAGENS ECONÔMICAS DAS SUBESTAÇÕES A GÁS

O custo do equipamento da *G/S* é naturalmente mais elevado do que o de *A/S*. Entretanto uma subestação a gás é menos cara de se instalar do que uma a ar atmosférico. Esses custos de construção serão muito menores por causa da área necessária para a construção ser muito menor do que o para uma subestação *A/S*.

Essas vantagens de construção de uma subestação a gás aumentam com o aumento da tensão do sistema, pois as subestações de alta tensão, isoladas a ar, tendem a ter áreas muito maiores por causa das longas distâncias necessárias para o isolamento.

Fazendo uma comparação do custo de implementação em relação às tensões do sistema, para um nível de tensão de 345 kV, os custos de um *G/S* seria igual a custos de uma *A/S*. Para tensões mais elevadas, as subestações a gás tendem a custar menos.

No entanto, nos últimos anos, o custo de uma *A/S* foi reduzido significativamente pelos avanços técnicos e de produção, sobretudo para os disjuntores, enquanto que os equipamento das *G/S* não demonstraram qualquer redução de custos. Portanto, apesar das *G/S* terem sido uma tecnologia bem estabelecida por um longo tempo, com uma viabilidade comprovada e quase não há necessidade de manutenção, é atualmente percebida como muito cara e só é aplicável em casos especiais onde o espaço é o fator mais importante.

7 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES PARA SERVIÇOS DE CONTROLE E PROTEÇÃO

7.1 INTRODUÇÃO

Muitas empresas, incluindo as áreas de distribuição e industriais, têm como objetivo modernizar os sistemas de proteção e automação de suas instalações elétricas, em vista das muitas vantagens oferecidas pelos sistemas digitalizados modernos. Por esta razão, pretendem dotar suas instalações de um conjunto de funções de automação e controle que facilitem as tarefas de operação e manutenção.

Os tradicionais sistemas usados atualmente são o SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), que são sistemas que utilizam software para monitorar e supervisionar as variáveis e os dispositivos de sistemas de controle conectados através de drivers específicos.

A automação das utilidades de uma subestação elétrica do sistema depende da interface entre a subestação e seus equipamentos associados, para fornecer e manter o alto nível de confiança exigido para a operação do sistema de energia.

Esse sistema possui principalmente dois serviços, que são o controle e a proteção da subestação. Eles são fundamentais para que decisões quanto a operação possam ser tomadas.

Essas ideias são exemplificadas no fluxograma mostrado na figura 68.

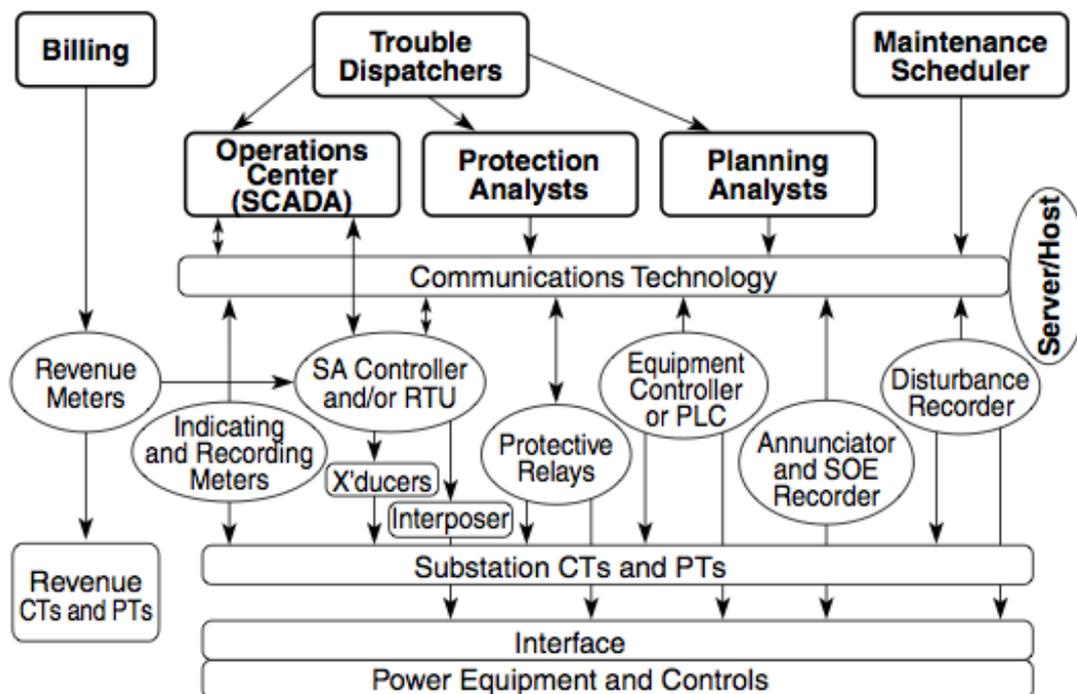


Figura 68 – Fluxograma Representativo de uma Automação de Subestação [9]

Sendo assim um sistema de automação integrado de controle e proteção de uma subestação, aparece com a finalidade de fornecer maiores recursos de operação e manutenção para a mesma. Aumentado principalmente sua segurança e confiabilidade.

7.2 CONSIDERAÇÕES FÍSICAS

7.2.1 COMPONENTES DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO

As concessionárias de energia elétrica utilizam o sistema de automação com uma variedade de dispositivos integrados através de um pacote funcional de tecnologia de comunicação com finalidades de monitoramento e controle da subestação.

Esses sistemas são realizados através de microprocessadores, ou dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), que fornecem os insumos e produtos necessários para o sistema. Os IEDs mais comuns são os relés de proteção, os controladores lógicos programáveis (CLP) e os controladores de potência. Outros dispositivos também podem estar presentes, dedicados a funções específicas dentro do sistema. Estes podem incluir transdutores, monitores de posição e grupos de relés de interposição.

O sistema de automação tipicamente tem uma ou mais conexões de comunicação com o mundo exterior. Essas conexões comuns incluem centros de comunicações para utilidades de operações, escritórios de manutenção e centros de engenharia. As maiorias dos sistemas se conectam a uma estação tradicional, chamada de SCADA (controle de supervisão e aquisição de dados) que serve às necessidades de informação do operador da subestação em tempo real para que esse possa operar os utilitários de rede a partir de um centro de operações.

Os sistemas de automação também podem incorporar uma variação da unidade remota do terminal SCADA (RTU). Essa função de RTU pode aparecer em um controlador do centro de automação.

Em muitos casos esse sistema de automação das subestações, também é conhecido como Sistema Digital Integrado.

7.3 SISTEMA PROTEÇÃO X CONTROLE

A proteção do sistema elétrico é um fator fundamental para a viabilidade dos projetos, de forma que é inviável economicamente trocar um componente, cada vez que ocorrer uma anomalia no meio.

Para garantir essa segurança econômica do sistema, é necessário então proteger as instalações da rede, utilizando um conjunto específico de equipamentos de proteção.

O objetivo principal da proteção é desconectar o elemento defeituoso do sistema, o mais rápido possível. Por isso, é essencial sensibilidade, seletividade, confiabilidade e velocidade, para assegurar esse objetivo, através da atuação dos disjuntores.

O sistema de controle é responsável pela supervisão dos diversas componentes da subestação. Ao conjunto de equipamentos que realizam essas funções é atribuída a designação de SCADA.

Esse sistema possui algumas características particulares, como as funções de monitoramento, registro de dados, lógicas de intertravamento, alarmes e comando remoto.

7.4 EQUIPAMENTOS

7.4.1 RELÉS

Um relé é um interruptor acionado eletricamente. A movimentação física deste interruptor ocorre quando a corrente elétrica percorre as espiras da bobina do relé, criando assim um campo magnético que por sua vez atrai a alavanca responsável pela mudança do estado dos contatos. O relé é um dispositivo eletromecânico ou não, com inúmeras aplicações possíveis em comutação de contatos elétricos, servindo para ligar ou desligar dispositivos. É normal o relé estar ligado a dois circuitos elétricos. No caso do relé eletromecânico, a comutação é realizada alimentando-se a bobina do mesmo.

Quando uma corrente originada no primeiro circuito passa pela bobina, um campo magnético é gerado, acionando o relé e possibilitando o funcionamento do segundo circuito. Sendo assim, uma das aplicabilidades do relé é utilizar-se de baixas correntes para o comando no primeiro circuito, protegendo o operador das possíveis altas correntes que irão circular no segundo circuito (contatos).

A mudança de estado dos contatos de um relé ocorre apenas quando há presença de tensão na bobina que leva os contatos a movimentarem-se para a posição normal fechado (NF) ou normal aberto (NA) quando esta tensão é retirada. Este princípio se aplica para relés tudo ou nada (*set* e *reset* ou um e zero). Em diversos países, como nos Estados Unidos e Europa, a nomenclatura NA e NF são encontradas como NO (Normal Open) ou NC (Normal Closed).

Existem basicamente dois tipos de relés na subestação, os relés de interface, ilustrados na figura 69, que são destinados para os acionamentos dos disjuntores em geral, utilizando tensões CC de 125 ou 250 Volts e corrente considerável. Para que uma saída digital de um CLP entre nestes circuitos é preciso que ela tenha esta capacidade de corrente e tensão podendo resultar num projeto grande e ao mesmo tempo antieconômico. A alternativa é fazer com que ela venha a agir através de relés auxiliares com esta capacidade. Os outros tipos de relés são os digitais de proteção.



Figura 69 – Relé de Interface [9]

Quanto aos relés digitais, figura 70, para executarem suas funções, usam as entradas analógicas para determinar os valores de corrente e tensão, processam as informações, e como resultado, atuam numa saída digital que entra no circuito de comando do disjuntor.



Figura 70 – Relé Digital L90 da GE [9]

7.4.1.1 TABELA ANSI

Essa tabela mostra toda a enumeração funcional desses dispositivos.

Tabela 7-1 Tabela ANSI de Proteção [9]

Nr	Denominação	Descrição
1	Elemento Principal	-
2	Função de partida/ fechamento temporizado	-
3	Função de verificação ou interbloqueio	-
4	Contator principal	-
5	Dispositivo de interrupção	-
6	Disjuntor de partida	-
7	Disjuntor de anodo	-
8	Dispositivo de desconexão da energia de controle	-
9	Dispositivo de reversão	-

10	Chave de sequência das unidades	-
11	Reservada para futura aplicação	-
12	Dispositivo de sobrevelocidade	-
13	Dispositivo de rotação síncrona	-
14	Dispositivo de subvelocidade	-
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência	-
16	Reservado para futura aplicação	-
17	Chave de derivação ou descarga	-
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração	-
19	Contator de transição partida-marcha	-
20	Válvula operada eletricamente	-
21	Relé de distância	Funciona quando a impedância ou a reatância da linha, desde o relé até o ponto de defeito, é menor que o valor de ajuste.
22	Disjuntor equalizador	-
23	Dispositivo de controle de temperatura	-
24	Relé de sobre-excitação ou Volts por Hertz	-
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização	Verifica a amplitude de tensão, o ângulo de fase e a frequência dos pontos elétricos.
26	Dispositivo térmico do equipamento	É um dispositivo que funciona quando a temperatura do óleo do transformador exceder a um valor predeterminado.
27	Relé de subtensão	É um dispositivo que funciona quando o sistema atinge um determinado valor de subtensão.
28	Reservado para futura aplicação	-
29	Contator de isolamento	-
30	Relé anunciador	Dispositivo de reposicionamento não automático que fornece certo número de indicações visuais e/ou auditivas, separadas a respeito do funcionamento de dispositivos de proteção e que pode também ser disposto para desempenhar uma função, indicando que um equipamento está fora de operação normal.
31	Dispositivo de excitação	-
32	Relé direcional de potência	-
33	Chave de posicionamento	-

34	Chave de sequência operada por motor	-
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores	-
36	Dispositivo de polaridade	-
37	Relé de subcorrente ou subpotência	-
38	Dispositivo de proteção de mancal	-
39	Reservado para futura aplicação	-
40	Relé de perda de excitação	-
41	Disjuntor ou chave de campo	-
42	Disjuntor/ chave de operação normal	-
43	Dispositivo de transferência manual	-
44	Relé de sequência de partida	-
45	Reservado para futura aplicação	-
46	Relé de desbalanceamento de corrente de fase	-
47	Relé de sequência de fase de tensão	-
48	Relé de sequência incompleta/ partida longa	-
49	Relé térmico	Funciona quando a temperatura do enrolamento, do lado de baixa tensão ou do lado de alta tensão, do transformador de força excede um valor predeterminado.
50	Relé de sobrecorrente instantâneo	Dispositivo que funciona instantaneamente, quando a corrente, que é fornecida diretamente ou através de um transformador de corrente, ultrapassa um determinado valor.
51	Relé de sobrecorrente temporizado	Essa proteção está associada ao neutro do transformador de potência, possibilitando proteção contra faltas de terra na zona situada entre as buchas secundárias do transformador e o TC de proteção do disjuntor de 15 kV, servindo também de proteção de retaguarda do relé 50/51 N do disjuntor de 15 kV.
52	Disjuntor de corrente alternada	-
53	Relé para excitatriz ou gerador CC	-
54	Disjuntor para corrente contínua, alta velocidade	-

55	Relé de fator de potência	-
56	Relé de aplicação de campo	-
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito	-
58	Relé de falha de retificação	-
59	Relé de sobretensão	Dispositivo que funciona com dado valor de sobretensão.
60	Relé de balanço de tensão/ queima de fusíveis	-
61	Relé de balanço de corrente	-
62	Relé temporizador	Relé temporizado que serve em conjunto com o dispositivo que inicia a operação de desenergização, parada ou abertura em uma sequência automática.
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)	Este dispositivo é um acessório intrínseco ao transformador de força, instalado entre o tanque principal e o tanque de expansão, cuja finalidade é desligar ou acionar um dispositivo de alarme (30), mesmo pela detecção de gases no seu interior ou pelo deslocamento brusco de óleo, com o fluxo no sentido do tanque principal para o tanque de expansão.
63 A	Relé de alívio de Pressão	Esse dispositivo tem como componente principal um acessório intrínseco ao transformador, instalado sobre o tanque principal e que o mesmo tem por finalidade desligar o transformador de força, protegendo-o contra sobrepressão no interior de sua cuba ou acionar o dispositivo de alarme (30).
64	Relé de proteção de terra	-
65	Regulador	-
66	Relé de supervisão do número de partidas	-
67	Relé direcional de sobrecorrente	Dispositivo que funciona em um desejável valor do fluxo corrente.
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência	-
69	Dispositivo de controle permissivo	-
70	Reostato eletricamente operado	-
71	Dispositivo de detecção de nível	Relé que opera para dados valores de nível de líquido ou gás no tanque principal do transformador ou para dados índices de mudança destes valores, com a finalidade de acionar o dispositivo de alarme (30).
72	Disjuntor de corrente contínua	-

73	Contator de resistência de carga	-
74	Função de alarme	-
75	Mecanismo de mudança de posição	-
76	Relé de sobrecorrente CC	-
77	Transmissor de impulsos	-
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo	-
79	Relé de religamento	Relé que controla o refechamento automático e o bloqueio de um disjuntor.
80	Reservado para futura aplicação	-
81	Relé de sub/ sobrefrequência	-
82	Relé de religamento CC	-
83	Relé de seleção/ transferência automática	-
84	Mecanismo de operação	-
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação	-
86	Relé auxiliar de bloqueio	Dispositivo de proteção que tem por finalidade promover o bloqueio de fechamento dos disjuntores, após a atuação de uma proteção do transformador de força, bem como multiplicar contatos, possibilitando, portanto, o disparo simultâneo de uma proteção sobre vários dispositivos de disjunção.
87	Relé de proteção diferencial	A proteção diferencial é normalmente utilizada em transformadores de força e seu funcionamento consiste em fazer comparação, ou seja, a diferença (daí o nome da proteção), entre a corrente de entrada e a corrente de saída no transformador. Preservadas as relações de transformações envolvidas, essa diferença teórica é igual a zero, o que significa dizer que toda corrente que entra pelo lado primário do transformador de força sai pelo lado secundário do referido transformador. Essa condição é violada quando existe um defeito interno no transformador, momento quando a referida proteção atua.
88	Motor auxiliar ou motor gerador	-
89	Chave seccionadora	-
90	Dispositivo de regulação	-
91	Relé direcional de tensão	-
92	Relé direcional de tensão e potência	-

93	Contator de variação de campo	-
94	Relé de desligamento	-
95 a 99	Usado para aplicações específicas	-

7.4.2 CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMÁVEIS (CLP)

São os equipamentos responsáveis pelo sistema de controle da subestação. São equipamentos eletrônicos compostos por microprocessadores que desempenham diversas funções diferentes.

A principal função do PLC é coletar os estados e as medidas da subestação, para transferi-las a um sistema de supervisão, controle e aquisição de dados, no caso o SCADA.

O controlador PLC pode trabalhar com variáveis analógicas ou digitais. Para isso possui entradas distintas para cada um desses tipos. Os analógicos seriam destinados principalmente aos possíveis valores de tensão e corrente do sistema, enquanto que as digitais são compostas por um conjunto finito de possibilidades, em alguns casos zero ou um. Quanto às saídas, só existem as digitais.

As entradas analógicas são formadas por módulos conversores Analógico/Digital, que convertem um sinal de entrada em um valor digital, normalmente de 12 bits (4096 combinações). As saídas analógicas são módulos conversores Digital/Analógico, ou seja, um valor binário é transformado em um sinal analógico.

A figura 71 ilustra o esquema de funcionamento de um controlador lógico programável.

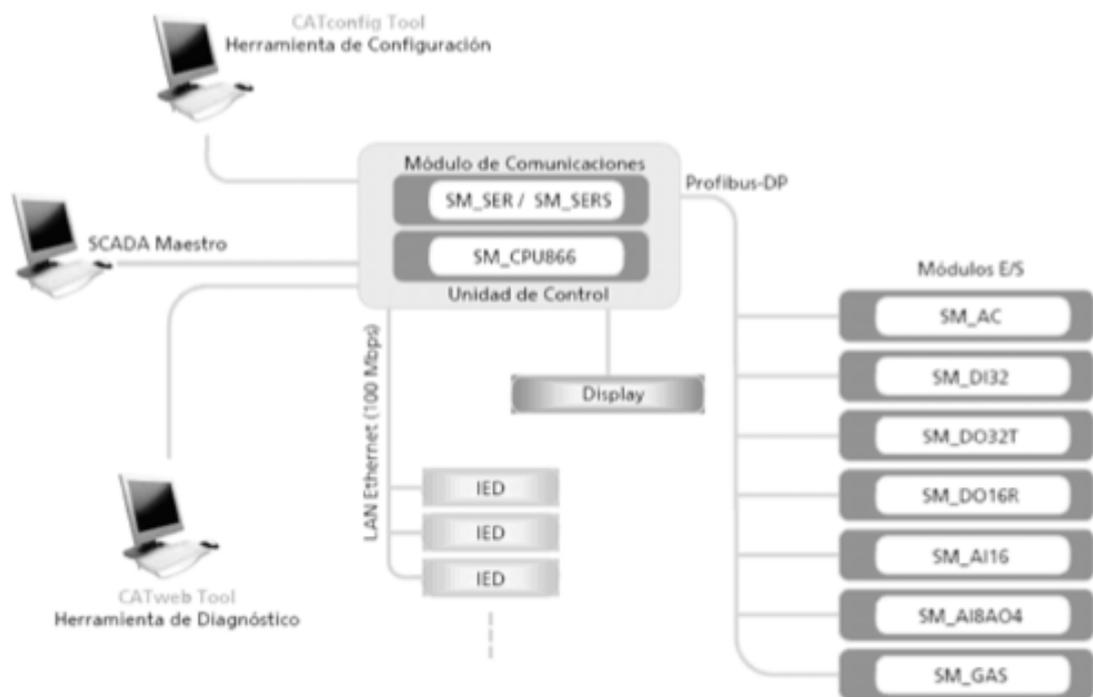


Figura 71 – Esquema de Funcionamento de um PLC [9]

Esses equipamentos podem se comunicar através de canais seriais, por isso podem ser supervisionados por computadores, formando assim um sistema de controle lógico programável.

7.4.2.1 ENTRADAS DIGITAIS

Possuem a finalidade de interface do sistema digital de proteção e controle com os equipamentos do sistema. É através dessas entradas que são feitas as aquisições das informações digitais do campo, como por exemplo, os estados dos disjuntores e seccionadores.

7.4.2.2 SAÍDAS DIGITAIS

Assim como as entradas digitais, ocupam um papel de interface entre o campo e os sistemas de proteção e de controle.

A diferença é que no caso das saídas digitais, são feitos os comandos nos equipamentos do sistema, como para os disjuntores, chaves e comutadores de TAP.

7.4.2.3 ENTRADAS ANALÓGICAS

Servem para aquisição de informações analógicas através dos medidores, podendo controlar valores de corrente, tensão, temperatura, pressão e níveis de óleo.

Com esses valores é possível que a CLP seja capaz de realizar a automação necessária da subestação.

7.4.3 SCADA

Como o nome diz, é o sistema de supervisão, controle e aquisição de dados. É composto basicamente de um software que faz a interface do sistema de automação da subestação com o operador.

Ele fornece todas as informações necessárias, como os valores e os estados das variáveis do sistema, disponibilizando as melhores condições para que as decisões possam ser tomadas pelos operadores da subestação.

Nesse software é configurada toda a base de dados do sistema, com os valores de todas as variáveis digitais e analógicas, além das listas de eventos e alarmes. Todas essas informações aparecem em uma tela do computador usado, aonde o operador, através do desenho do unifilar do sistema, é alertado de qualquer eventualidade, figura 72.

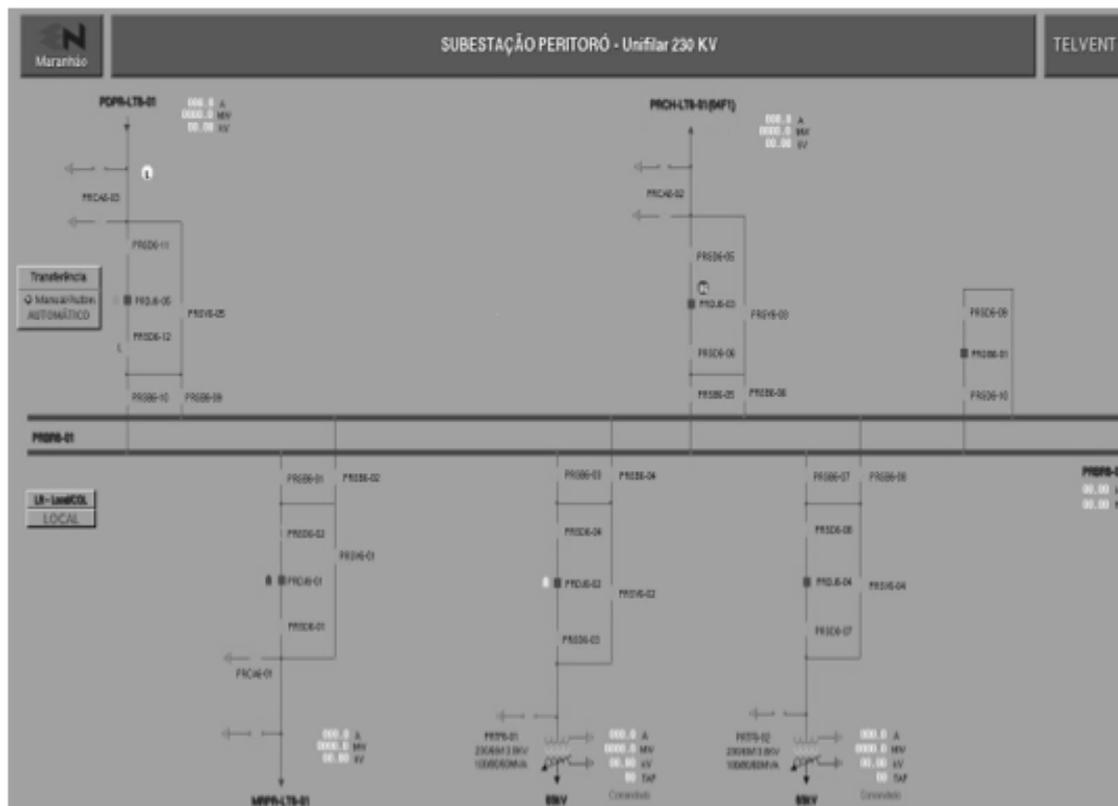


Figura 72 – Tela de um Sistema Unifilar de um Sistema SCADA [9]

7.4.4 OSCILÓGRAFOS

Os oscilógrafos, também conhecidos como registradores digitais de perturbação (RDP), são aparelhos que permitem observar e registrar as variações do sistema elétrico ao longo do tempo. São destinados à aquisição, monitoramento e registro de grandezas elétricas, normalmente associadas a instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica.

O módulo do registrador fornece informações, como tempo de atuação dos relés de proteção, abertura e fechamento das chaves seccionadoras, disjuntores, com precisão de até um milissegundo. Uma referência externa de tempo (geralmente baseada em um receptor GPS) pode ser conectada através de entrada óptica ou elétrica, provendo aquisição sincronizada e referência temporal para os registros.

A identificação rápida de um problema e a avaliação correta do comportamento da rede permitem medidas corretivas rápidas antes que o problema se torne uma falha principal da rede.

Esses registros podem ser divididos em dois grupos principais: Registros de perturbação de curta duração, e de longa duração.

Os registros de curta duração são destinados principalmente para aquisição das formas de onda das tensões e correntes para análise de distúrbios rápidos, como análises de curtos circuitos, por exemplo. Quanto aos registros de longa duração, são usados essencialmente para os registros das grandezas fasoriais, ou seja, para os valores eficazes das tensões e correntes de sequência positiva e dos ângulos de fase relativos.

Quanto aos tipos, os registros podem ser referentes a forma de onda, aos registros de fasores, registros históricos e os registros sequencias de eventos (SOE), figura 73.



Figura 73 – Registros Históricos de um RDP [9]

7.4.5 MULTIMEDIDORES

Os multimedidores são equipamentos eletrônicos capazes de realizar diversas medições em um circuito elétrico. Um multimetror possui a função de medições instantâneas, juntando medições que seriam feitas por voltímetros, amperímetros, frequencímetro, e wattímetros.

Normalmente os multimedidores operam em sistemas de correntes alternadas e necessitam medir a tensão e a corrente elétrica do circuito a ser analisado. Estas informações podem ser obtidas diretamente ou indiretamente, por meio de transformadores de potencial (para medição de tensão) e transformadores de corrente (para medição de corrente). A figura 74 ilustra um modelo de um multimetror.



Figura 74 – Multimetroes [20]

Esses multimetroes são multímetros instalados de forma fixa, normalmente na porta do painel do sistema de automação. Quando não são equipamentos com display, destinam-se exclusivamente a supervisão remota.

7.4.6 GPS

O GPS, ou sistema de posicionamento global é um sistema de posicionamento por satélite, figura 75, utilizado para determinação da posição de um receptor na superfície da terra ou em órbita. Ele está baseado no sistema de satélites NAVSTAR pertencente ao governo americano, onde seu uso para fins civis foi liberado em 1980.

Devido ao fato de os sistemas digitais de automação de subestação integrarem diversos equipamentos que devem operar de forma conjunta e integrada, um requisito fundamental a estes sistemas é a sincronização de tempo. Por isso para que a análise dos dados seja feita de forma correta, os vários registradores de perturbação devem ter uma hora e data comum. Logo, em todas as subestações digitalizadas deve existir um GPS, para que a unidade de controle central possa sincronizar todos os relógios internos dos equipamentos, e que tudo esteja conectado à rede de telecomunicação da subestação.

7.5.2 MODBUS

É um protocolo de comunicação de dados, que é utilizado principalmente em sistemas de automação industrial. É um dos mais antigos protocolos utilizados em redes de controladores lógicos programáveis para aquisição de sinais de instrumentos.

Possui a vantagem de poder ser usado em diversos aparelhos na subestação, isso por ser altamente difundido, além de ser uma das soluções de menor custo.

7.5.3 DNP

O DNP ou protocolo de rede distribuído é um protocolo aberto, público, baseado em padrões abertos existindo para trabalhar dentro de uma variedade de redes. Foi desenvolvido para alcançar interoperabilidade entre sistemas elétricos, óleo & gás e indústrias de segurança.

Também podem ser implementados em qualquer sistema SCADA para comunicações entre computadores de subestação, CLP e IED. É usado para trocar dados entre o PLC e pontos de controle remoto. Assim pode ser usada para a comunicação do centro de controle bem como para uma comunicação com os relés de proteção ou outros dispositivos eletrônicos inteligentes.

7.5.4 IEC – 61850

Na tentativa de se criar um protocolo padrão de comunicação, foi desenvolvido o IEC – 61850, que atualmente é a norma internacional para esses sistemas. Ele padroniza a comunicação em rede entre os equipamentos e os sistemas de automação, além de suportar todas as funções necessárias de uma subestação. Ainda é considerada uma tecnologia nova, e está começando a ser implementado nos sistemas do país.

8 CONCLUSÃO

Conforme descrito no capítulo 1, os objetivos deste trabalho são fornecer aos futuros engenheiros elétricos um material atualizado, único e conciso, dando-lhes condições de entrarem no mercado de trabalho com um maior conhecimento sobre as subestações, suas classificações, seus arranjos, controle e proteção.

Este trabalho procurou organizar o material encontrado em livros, notas de aulas e outros projetos de conclusão de curso (Chaves Elétricas, do Rafael Medeiros e Disjuntores do André Lawson), permitindo que essas informações, antes dispersas em diversos lugares, pudessem ser reunidas em um único exemplar.

Portanto, assim como foi feito por mim, outras pessoas deverão fazer o mesmo no futuro, atualizando esse material, de forma a incorporar novas tecnologias e conhecimentos para proporcionar aos estudantes uma melhoria constante no material por eles utilizado e ajudá-los a enfrentar o mercado de trabalho ou a direcionar seus futuros estudos.

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MCDONALD, JOHN D., “Electric Power Substations Engineering”
- [2] How Stuffs Works - <http://ciencia.hsw.uol.com.br/redes-eletricas4.htm> - 26/02/2012
- [3] http://mvainstal.com.br/projeto_mv/publica/last/index.php - 26/02/2012
- [4]http://www.efacec.pt/presentationLayer/efacec_competencias_00.aspx?idioma=1&area=2&local=56 - 26/02/2012
- [5] http://www.quimica.com.br/revista/qd477/rio_oil_gas/rio_oil04.html - 26/02/2012
- [6]<http://innovent.eu/index>. - 26/02/2012
- [7] <http://m.albernaz.sites.uol.com.br/distribuicaoee.htm> - 26/02/2012
- [8] Eletrobrás Distribuição Alagoas - http://www.ceal.com.br/noticias_detalhe.aspx?codigo=540 - 26/02/2012
- [9] “Automação de Subestações” Telvent S.A.
- [10] Weg - <http://www.weg.net/br/Media-Center/Noticias/Produtos-e-Solucoes/Nova-fabrica-da-Votorantim-em-SC-conta-com-solucoes-WEG> - 26/02/2012
- [11] UHE Igarapava - <http://www.uhe-igarapava.com.br/zpublisher/materias/a-usina.asp?id=2> - 26/02/2012
- [12] Celesc Distribuição S.A. - <http://portal.celesc.com.br/portal/grandesclientes/index.php> - 26/02/2012
- [13] SOUSA, JORGE NEMÉSIO, “Transformadores de Corrente”
- [14] SOUSA, JORGE NEMÉSIO, “Transformadores de Potencial”
- [15] LASPOT – UFSC - <http://www.labspot.ufsc.br/~jackie/eel7821/Jackie.pdf> - 26/20/2012
- [16] Herszterg, Ivan – Notas de Aula
- [17] Wikipedia - http://en.wikipedia.org/wiki/Sulfur_hexafluoride - 26/20/2012
- [18] CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA CELSO SUCKOW DA FONSECA, “Subestações: Tipos, Equipamentos e Proteção”

[19] BevareSul -

<http://www.bevaresul.com.br/site/content/produtos/produto-detalle.asp?Produto=769> - 26/20/2012

[20] Toshiba - [http://www.toshiba-](http://www.toshiba-tds.com/tandd/products/giswitchgear/pt/gis252.htm)

[tds.com/tandd/products/giswitchgear/pt/gis252.htm](http://www.toshiba-tds.com/tandd/products/giswitchgear/pt/gis252.htm) - 26/20/2012

[21] Chaves Elétricas, MEDEIROS RAFAEL

[22] Disjuntores, LAWSON, ANDRÉ