
Subestações: Tipos, Equipamentos e Proteção

I. CONCEITOS GERAIS	4
I.1 DEFINIÇÃO BÁSICA DE UMA SUBESTAÇÃO	4
I.2 CLASSIFICAÇÃO DAS SE'S	4
I.3 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO E SUAS FUNÇÕES	5
II. SISTEMA DE SUPRIMENTO	7
III. PRINCIPAIS ESQUEMAS DE SUBESTAÇÕES DE MÉDIA TENSÃO	8
III.1 ENTRADA DIRETA	9
III.2 BARRAMENTO SIMPLES	9
IV. ESQUEMAS DE MANOBRA E ARRANJOS DE SE'S RECEPTORAS	14
IV.1 ESQUEMAS DE MANOBRA DE SE'S RECEPTORAS	14
IV.2 ARRANJOS FÍSICOS DE SE'S RECEPTORAS	14
IV.2.1 ARRANJOS FÍSICO DAS SUBESTAÇÕES DE 13,8 kV	15
IV.2.2 ARRANJO FÍSICO DE UMA SUBESTAÇÃO DE 69 kV	21
V. TABELAS PARA PROJETO DE SUBESTAÇÕES	23
VI. SELEÇÃO DE NÍVEIS DE TENSÃO DAS SUBESTAÇÕES	24
VII. DEFINIÇÃO DA POTÊNCIA DAS SUBESTAÇÕES PARA INDÚSTRIAS	26
VII.1 PEQUENO PORTE	26
VII.2 GRANDE PORTE	28
VIII. EQUIPAMENTOS: TIPOS, SELEÇÃO E DIMENSIONAMENTO	29

VIII.1	TRANSFORMADORES DE FORÇA	29
VIII.2	TRANSFORMADORES DE CORRENTE	30
VIII.2.1	PRINCÍPIOS FUNDAMENTAIS	30
VIII.2.2	PRINCIPAIS TIPOS CONSTRUTIVOS	31
VIII.2.3	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS TC'S	34
VIII.2.4	DESIGNAÇÃO NORMATIVA DOS TC'S	36
VIII.2.5	DETERMINAÇÃO DA CORRENTE PRIMÁRIA NOMINAL DO TC	37
VIII.3	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	38
VIII.3.1	PRINCÍPIOS FUNDAMENTAIS	39
VIII.3.2	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS TP'S	39
VIII.3.3	DESIGNAÇÃO NORMATIVA DOS TP'S	41
VIII.3.4	GRUPOS DE LIGAÇÃO	41
VIII.4	CHAVES SECCIONADORAS	42
VIII.4.1	TIPOS CONSTRUTIVOS	42
VIII.4.2	TIPOS DE OPERAÇÃO E COMANDO	46
VIII.5	DISJUNTORES	47
VIII.5.1	DISJUNTORES A ÓLEO	49
VIII.5.2	DISJUNTORES A AR COMPRIMIDO	49
VIII.5.3	DISJUNTORES A SF6	51
VIII.5.4	DISJUNTORES A VÁCUO	54
VIII.6	PRINCIPAIS SISTEMAS DE ACIONAMENTO	55
VIII.6.1	ACIONAMENTO POR SOLENÓIDE	56
VIII.6.2	ACIONAMENTO A MOLA	56
VIII.6.3	ACIONAMENTO A AR COMPRIMIDO	57
VIII.6.4	ACIONAMENTO HIDRÁULICO	57
VIII.7	PÁRA-RAIOS	58
VIII.8	CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS DOS PÁRA-RAIOS	59
VIII.8.1	PÁRA-RAIOS COM GAP E RESISTOR NÃO LINEAR	59
VIII.8.2	PÁRA-RAIOS DE ÓXIDO DE ZINCO	59
VIII.9	RECOMENDAÇÕES DE DISTÂNCIAS DE PÁRA-RAIOS	60
VIII.10	RESISTORES DE ATERRAMENTO	61
VIII.11	CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS INDUSTRIAIS	63
VIII.11.1	CORRENTES DE CUTO-CIRCUITO	66
VIII.12	EXEMPLO NUMÉRICO	73
IX.	PROTEÇÃO	77

IX.1	PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES EM SUBESTAÇÕES	77
IX.1.1	INTRODUÇÃO	77
IX.1.2	ESQUEMAS DE PROTEÇÃO	79
IX.1.3	DESCRIÇÃO DAS PRINCIPAIS PROTEÇÕES	82
IX.1.4	TABELA DE CALIBRAÇÃO DO RELÉ PRIMÁRIO DE SE DE 13,8 kV EM FUNÇÃO DA DEMANDA	84
X.	BIBLIOGRAFIA	85

Subestações: Tipos, Equipamentos e Proteção

I. CONCEITOS GERAIS

I.1 Definição Básica de uma Subestação

Uma subestação (SE) é um conjunto de equipamentos de manobra e/ou transformação e ainda eventualmente de compensação de reativos usado para dirigir o fluxo de energia em sistema de potência e possibilitar a sua diversificação através de rotas alternativas, possuindo dispositivos de proteção capazes de detectar os diferentes tipo de faltas que ocorrem no sistema e de isolar os trechos onde estas faltas ocorrem.

I.2 Classificação das SE's

As subestações podem ser classificadas quanto à sua função e a sua instalação.

⇒ **Função no sistema elétrico:**

- ***Subestação Transformadora***

É aquela que converte a tensão de suprimento para um nível diferente, maior ou menor, sendo designada, respectivamente, *SE Transformadora Elevadora* e *SE Transformadora Abaixadora*.

Geralmente, uma subestação transformadora próximas aos centros de geração é uma SE elevadora. Subestações no final de um sistema de transmissão, próximas aos centros de carga, ou de suprimento a uma indústria é uma SE transformadora abaixadora.

- ***Subestação Seccionadora, de Manobra ou de Chaveamento***

É aquela que interliga circuitos de suprimento sob o mesmo nível de tensão, possibilitando a sua multiplicação. É também adotada para possibilitar o seccionamento de circuitos, permitindo sua energização em trechos sucessivos de menor comprimento.

⇒ **Modo de instalação dos equipamentos em relação ao meio ambiente:**

- ***Subestação Externa ou Ao Tempo***

É aquela em que os equipamentos são instalados ao tempo e sujeitos portanto às condições atmosféricas desfavoráveis de temperatura, chuva, poluição, vento, etc., as quais desgastam os materiais componentes, exigindo portanto manutenção mais freqüente e reduzem a eficácia do isolamento.

- ***Subestação Interna ou Abrigada***

É aquela em que os equipamentos são instalados ao abrigo do tempo, podendo tal abrigo consistir de uma edificação e de uma câmara subterrânea.

Subestações abrigadas podem consistir de cubículos metálicos, além de subestações isoladas a gás, tal como o hexafluoreto de enxofre (SF₆).

I.3 Principais Equipamentos de uma Subestação e suas Funções

⇒ **Equipamentos de Transformação**

→ Transformador de força

→ Transformadores de instrumentos (transformadores de corrente e transformadores de potencial (capacitivos ou indutivos))

Sem os transformadores de força seria praticamente impossível o aproveitamento econômico da energia elétrica, pois a partir deles foi possível a transmissão em tensões cada vez mais altas, possibilitando grandes economias nas linhas de transmissão em trechos cada vez mais longos.

Já os transformadores de instrumentos (TC's e TP's) têm a finalidade de reduzir a corrente ou a tensão respectivamente a níveis compatíveis com os valores de suprimento de relés e medidores.

⇒ **Equipamentos de Manobra**

- Disjuntores
- Chaves seccionadoras

Os disjuntores são os mais eficientes e mais complexos aparelhos de manobra em uso de redes elétricas, destinados à operação em carga, podendo sua operação ser manual ou automática.

As chaves seccionadoras são dispositivos destinados a isolar equipamentos ou zonas de barramento, ou ainda, trechos de linhas de transmissão. Somente podem ser operadas sem carga, muito embora possam ser operadas sob tensão.

⇒ **Equipamentos para Compensação de Reativos**

- Reator derivação ou série
- Capacitor derivação ou série
- Compensador síncrono
- Compensador estático

Desses equipamentos o que é utilizado com mais frequência nas SE's receptoras de pequeno e médio porte é o capacitor derivação. Assim, a

abordagem do curso se concentrará neste equipamento que tem por finalidade básica corrigir o fator de potência do sistema elétrico.

⇒ **Equipamentos de Proteção**

- Pára-Raios
- Relés
- Fusíveis

O pára-raios é um dispositivo protetor que tem por finalidade limitar os valores dos surtos de tensão transitantes que, de outra forma, poderiam causar severos danos aos equipamentos elétricos. Eles protegem o sistema contra descargas de origem atmosféricas e contra surtos de manobra.

Os relés têm por finalidade proteger o sistema contra faltas, permitindo através da atuação sobre disjuntores, o isolamento dos trechos de localização das faltas.

O fusível se destina a proteger o circuito contra curtos, sendo também um limitador da corrente de curto. Muito utilizado na indústria para a proteção de motores.

⇒ **Equipamentos de Medição**

Constituem os instrumentos destinados a medir grandezas tais como corrente, tensão, frequência, potência ativa e reativa, etc.

II. SISTEMA DE SUPRIMENTO

Em geral, a alimentação de uma indústria é de responsabilidade da concessionária de energia elétrica. Assim, o sistema de alimentação vai depender da disponibilidade das linhas de transmissão existentes na região do projeto.

O sistema de suprimento mais utilizado na indústria de pequeno e médio porte é o radial simples mostrado esquematicamente na Figura 1.

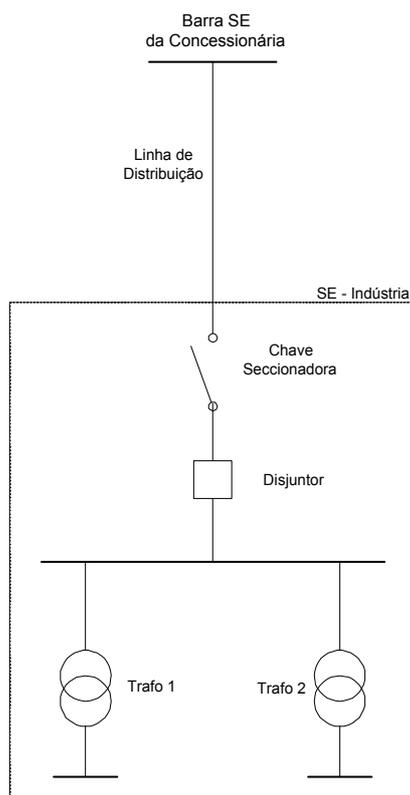


Figura 1 Sistema Radial Simples

III. PRINCIPAIS ESQUEMAS DE SUBESTAÇÕES DE MÉDIA TENSÃO

Entre os vários esquemas de subestações de média tensão encontrados na prática, podem ser destacados, pela sua freqüência de utilização, a **entrada direta** e o **barramento simples**, descritos a seguir.

III.1 Entrada direta

Em SE's receptoras com uma só entrada e um só transformador não é necessário barramento, podendo ser prevista uma alimentação direta. A Figura 2 mostra esquemas de subestações com entrada direta.

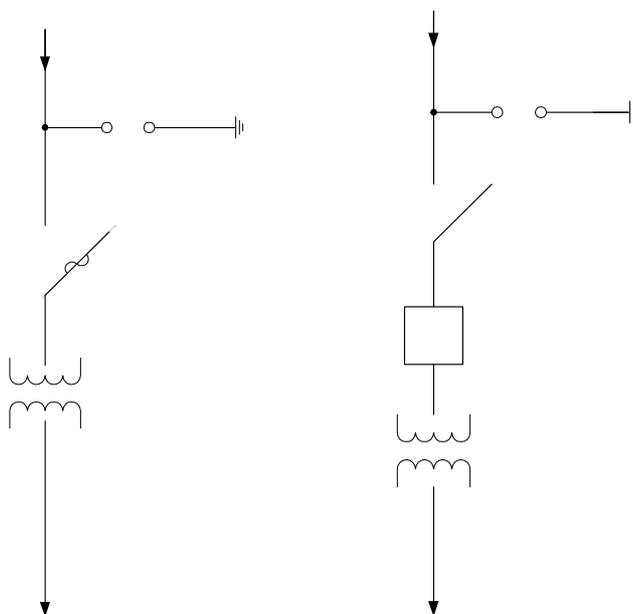


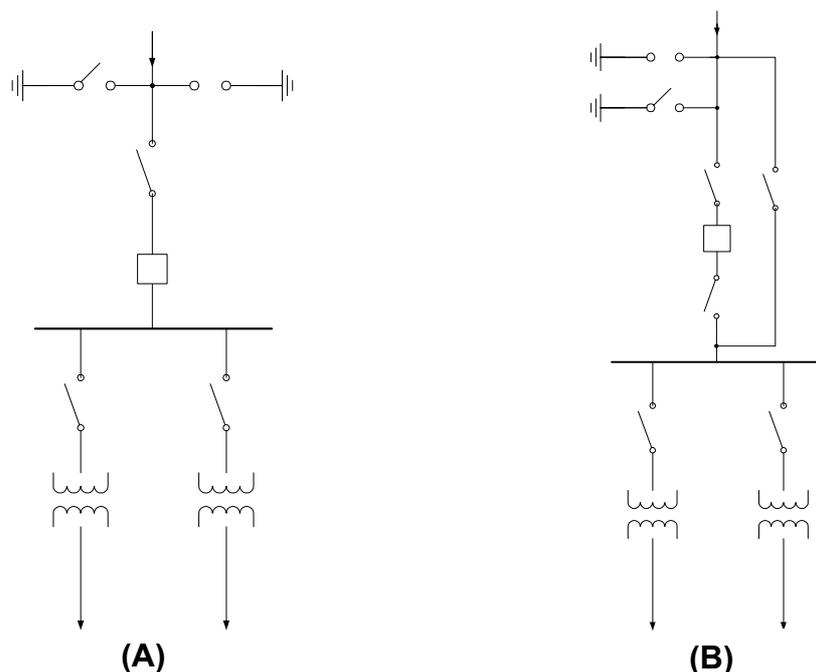
Figura 2 Entrada Direta

III.2 Barramento Simples

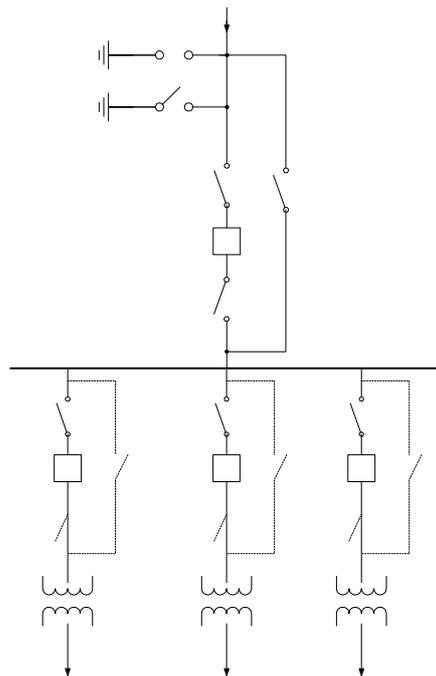
Havendo mais de uma entrada, e/ou mais de um transformador em SE receptora o barramento simples é o esquema de maior simplicidade e menor custo, com confiabilidade compatível com este tipo de suprimento. A seguir são apresentadas figuras com as principais variações encontradas em SE's de barramento simples.

→ **Figura A e B**

O defeito em qualquer transformador causa a abertura do disjuntor, desligando por completo a SE, cabe ao operador identificar a unidade afetada, isolá-la através dos respectivos seccionadores e providenciar o religamento do disjuntor.

→ **Figura C**

Este esquema, utilizado em SE's de maior porte, limita o desligamento ao transformador defeituoso, introduzindo disjuntor individual para cada transformador. O acréscimo de chaves de isolamento e de contorno (*bypass*) dá maior flexibilidade à operação, às custas de maior complexidade nos circuitos de controle (aumentando os intertravamentos) e de proteção (adicionando transferência de disparo no caso de contorno de um disjuntor).

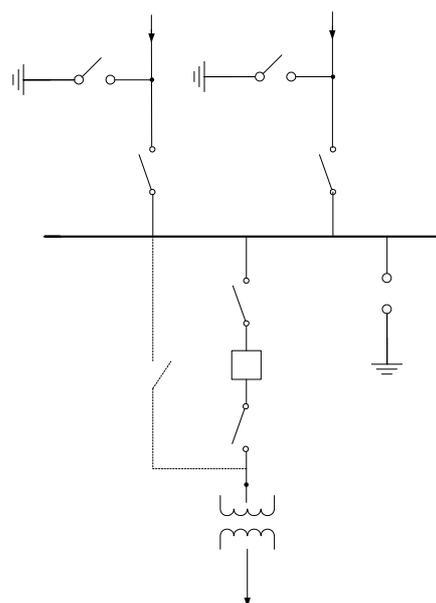


(C)

As figuras D, E, F e G apresentadas a seguir mostram esquemas para SE's com duas entrada radiais, com um ou mais transformadores.

→ **Figura D**

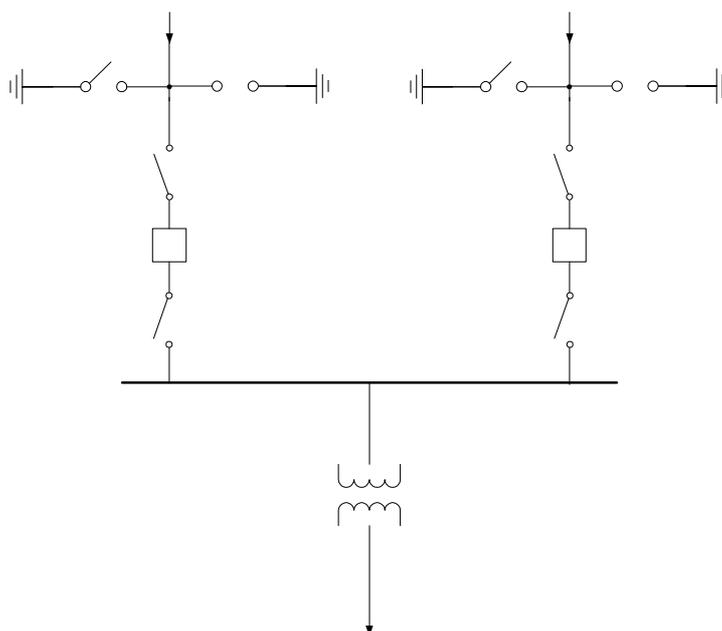
Este esquema só permite a alimentação da SE por uma entrada de cada vez, mediante intertravamento adequado, obrigando o desligamento momentâneo da carga quando for necessária a transferência de fonte.



(D)

→ **Figura E**

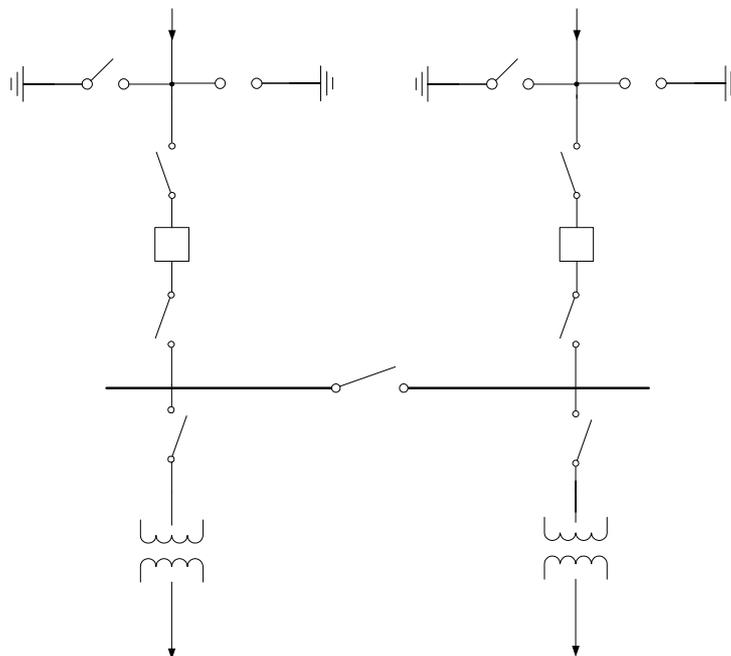
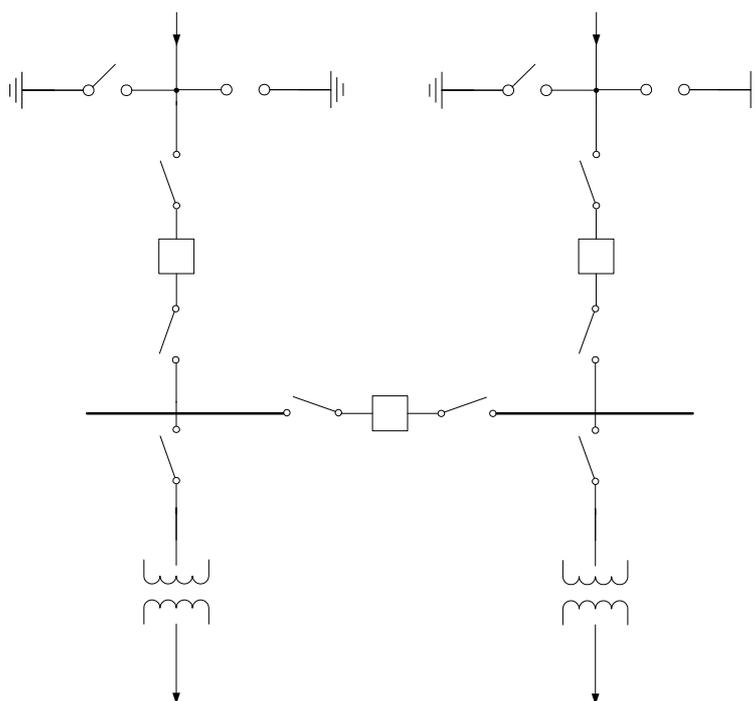
Se as entradas puderem ser ligadas em paralelo, obtém-se maior confiabilidade com o esquema E, onde cada entrada sendo dotada de disjuntor próprio, pode ser desligada em caso de falha, independentemente de outra. Neste caso, o(s) disjuntor(es) não precisa(m) de chave de contorno face a existência da segunda entrada.



(E)

→ **Figuras F e G**

Havendo dois transformadores, pode ser seccionada a barra para tornar a operação mais flexível (F). Se for necessário evitar a interrupção total do suprimento ao ser desligado um transformador, instala-se um disjuntor para seccionar a barra (G).

**(F)****(G)**

As SE's receptoras destinadas às indústrias que aparecerem com maior frequência são na faixa de tensão de 13,8 a 69 kV, prevalecendo em sua grande maioria as SE's de pequeno porte (13,8 kV). Assim, serão enfatizados tanto os esquemas como o arranjo físico dessas SE's.

IV. ESQUEMAS DE MANOBRA E ARRANJOS DE SE'S RECEPTORAS

IV.1 Esquemas de Manobra de SE's Receptoras

Os esquemas mais utilizados são os da figura A para as SE's de 13,8 kV e B para as SE's acima de 13,8 até 69 kV.

IV.2 Arranjos Físicos de SE's Receptoras

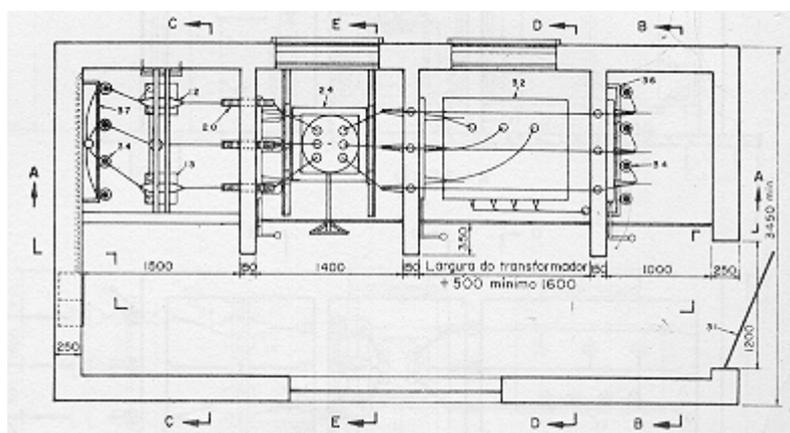
Neste item serão apresentados alguns dos principais arranjos utilizados nas SE's receptoras.

IV.2.1 Arranjos Físico das Subestações de 13,8 kV

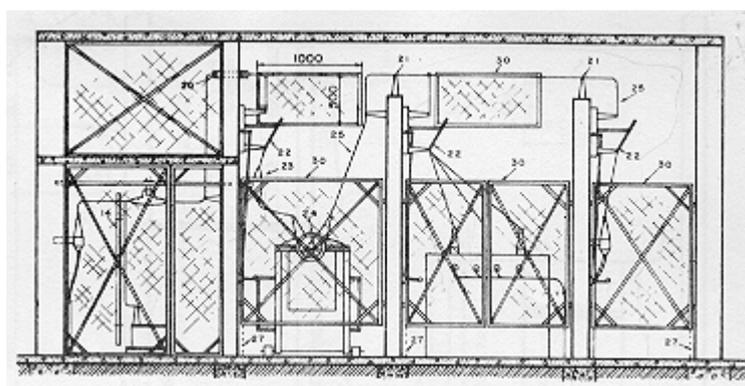
Os principais tipos de arranjos físicos característicos das subestações de 13,8 kV são:

⇒ **SE Abrigada**

A Figura 3 apresenta um esquema típico de uma subestação abrigada em 13,8 kV.



Planta Baixa



Corte A-A

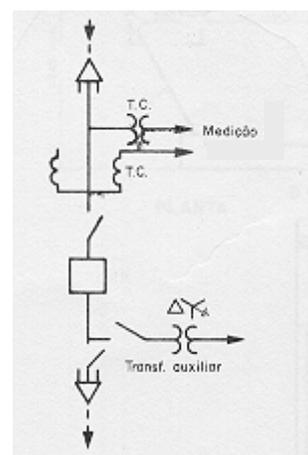


Diagrama Unifilar

Figura 3 SE Abrigada

⇒ **SE Ao Tempo**

As Figuras 4 e 5 mostram alguns detalhes de SE's de 13,8 kV ao tempo.



Figura 4 Vista Geral de SE de 13,8 kV Ao Tempo



Figura 5 Detalhe do Transformador: SE de 13,8 kV Ao Tempo

⇒ **SE Semi-Abrigada**

A Figura 6 apresenta a planta baixa de uma SE semi-abrigada de 13,8 / 4,16 kV. A Figura 7 mostra um corte.

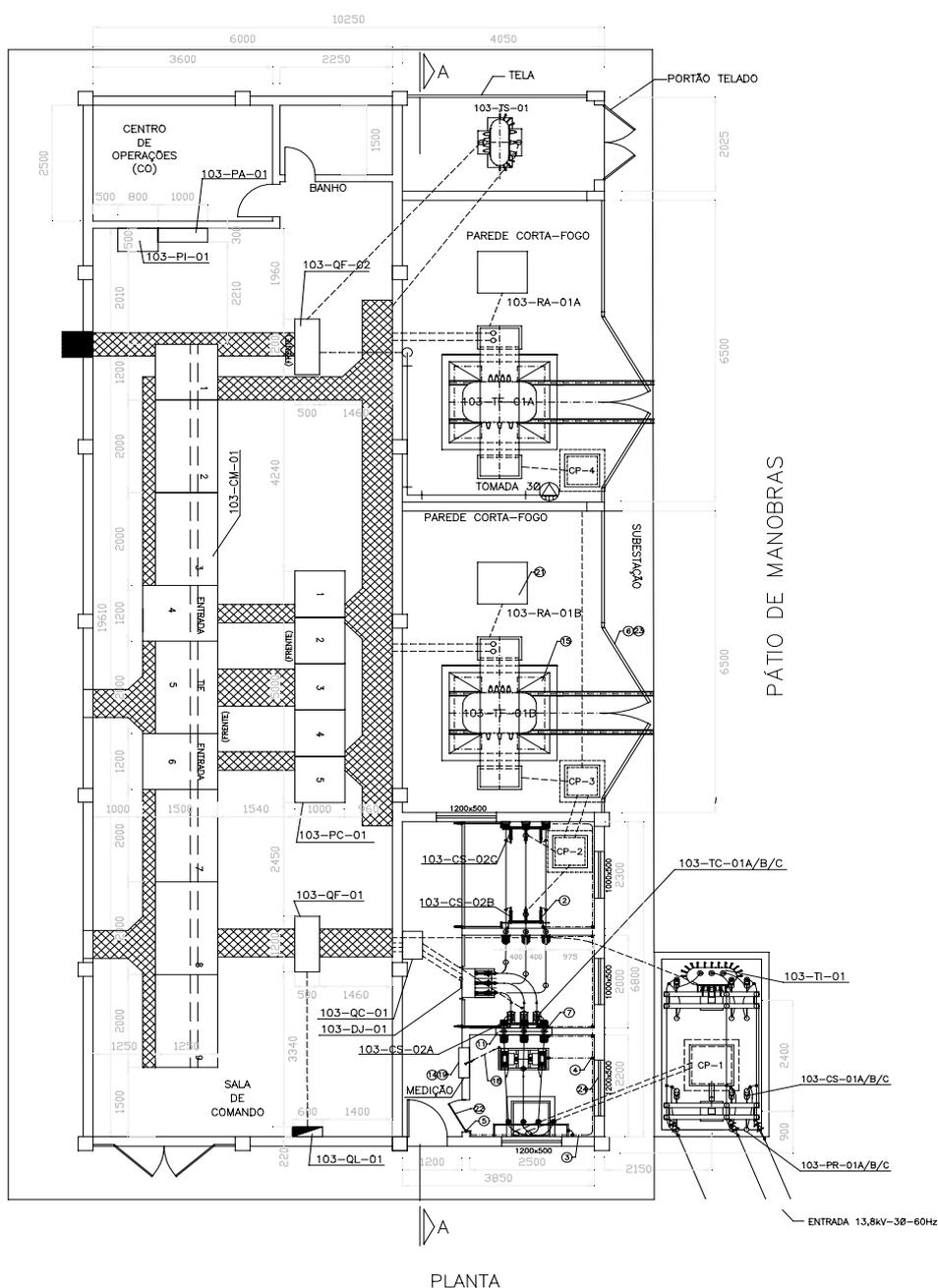


Figura 6 SE Semi-Abrigada: Planta Baixa – SE 13,8 / 4,16 kV

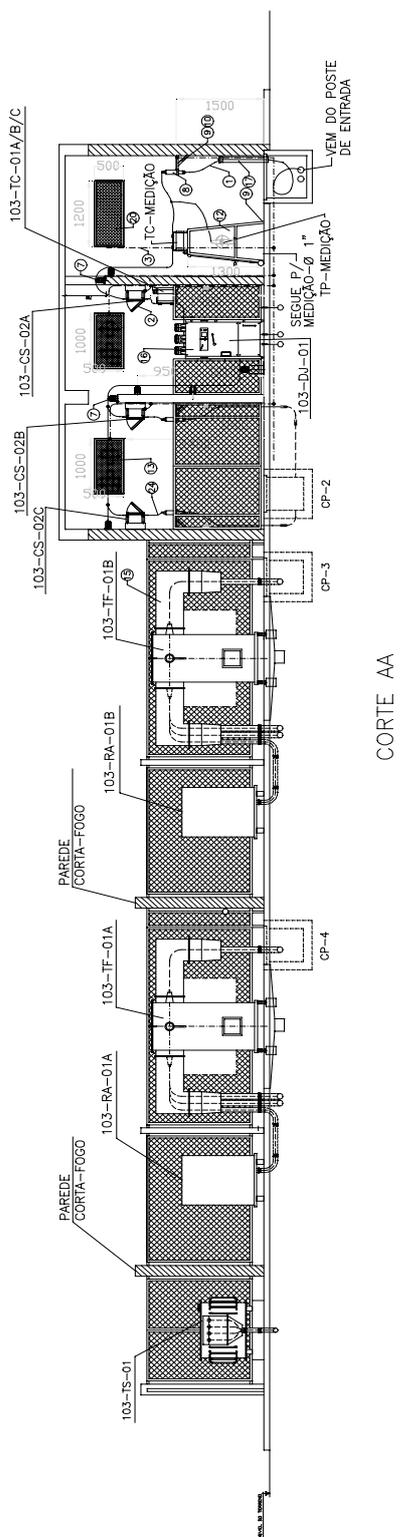
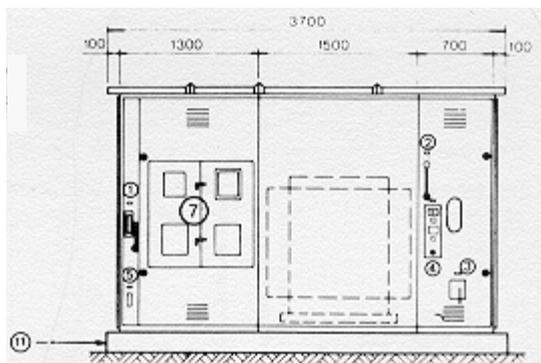


Figura 7 SE Semi-Abrigada: Corte A-A – SE 13,8 / 4,16 kV

⇒ **SE Blindada ao Tempo**

A Figura 8 apresenta uma SE blindada ao tempo.



Vista Frontal com Portas Externas Abertas

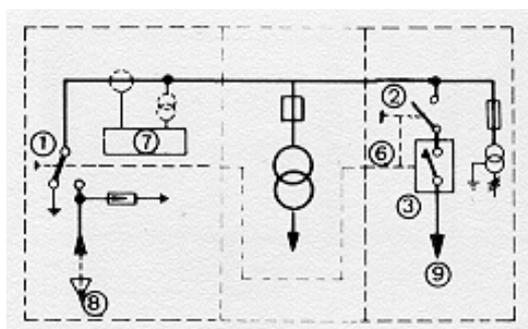


Diagrama Unifilar

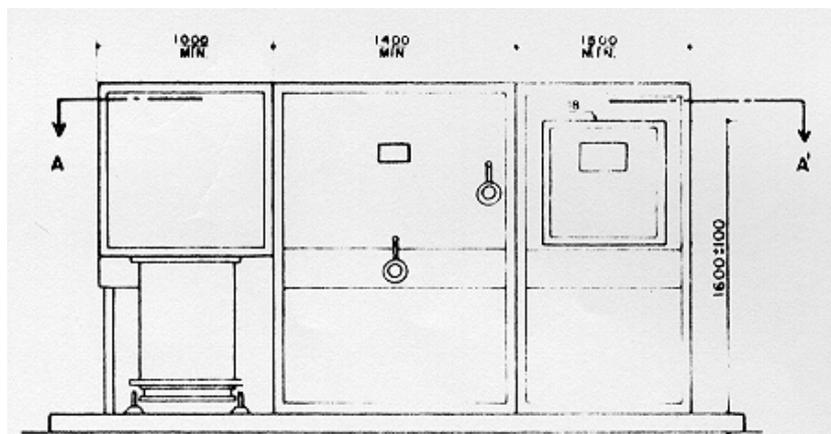
Legenda

- 1 – Seccionador de entrada
- 2 – Seccionador do disjuntor
- 3 – Disjuntor Principal
- 4 – Comando Auxiliar Geral
- 5 – Conector de Ligação neutro/terra
- 6 – Bloqueio Elétrico
- 7 – Caixa de Medição
- 8 – Entrada dos Cabos
- 9 – Saída dos Cabos

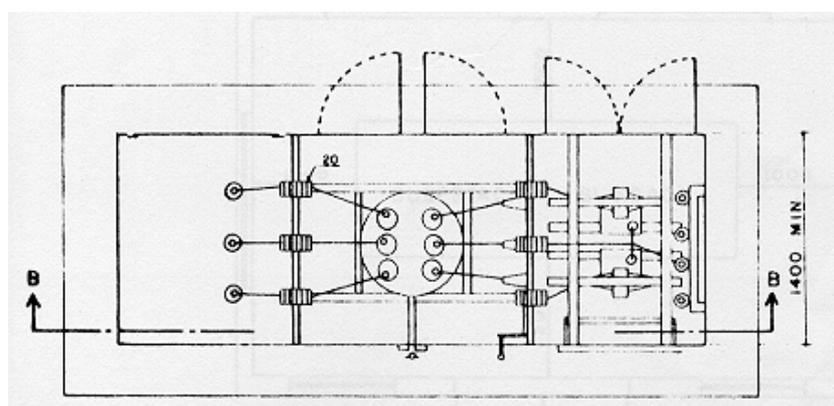
Figura 8 SE Blindada ao Tempo

⇒ **SE Blindada Abrigada**

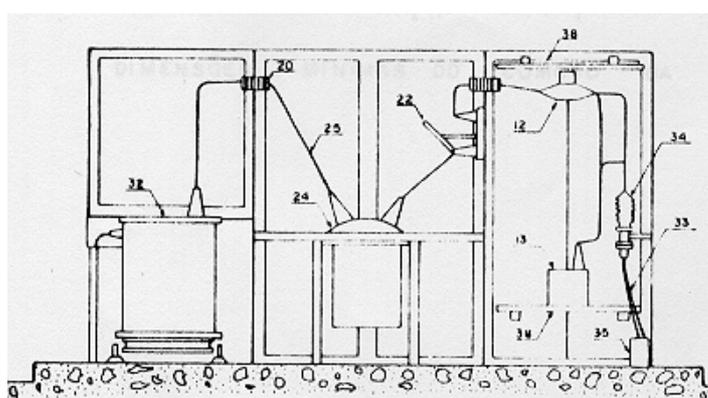
A Figura 9 mostra uma SE blindada abrigada. Pode-se observar o transformador seguido de um disjuntor e TI's.



Vista Frontal



Corte A-A



Corte B-B

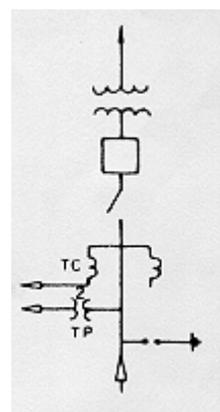


Diagrama Unifilar

Figura 9 SE Blindada Abrigada

IV.2.2 Arranjo Físico de uma Subestação de 69 kV

As Figuras 10 a 13 apresentam a vista geral e detalhes de equipamentos de uma SE de 69 kV.



Figura 10 Visão Geral: SE 15 MVA – 69 / 4,16 kV



Figura 11 Detalhe de Disjuntor de 69 kV a PVO



Figura 12 Detalhe de TI's de SE de 69 kV



Figura 13 Detalhe de um Transformador de uma SE de 69 kV

Na Figura 14 pode ser vista uma chave seccionadora de 69 kV com dupla abertura lateral montada horizontalmente.



Figura 14 Detalhe de Chave Seccionadora de uma SE de 69 kV

V. TABELAS PARA PROJETO DE SUBESTAÇÕES

Serviço Interno				Serviço Externo			
Fase-Fase (mm)		Fase-Neutro (mm)		Fase-Fase (mm)		Fase-Neutro (mm)	
Mín	Recomendado	Mín	Recomendado	Mín	Recomendado	Mín	Recomendado
150	200	115	150	170	300	130	200

Figura 15 Afastamento dos Barramentos de SE de 13,8 kV

Distâncias Mínimas (m)	25/34 kV	69 kV	138 kV	230 kV
Entre fases, para barras rígidas	1,20	2,15	2,40	3,60
Entre fases, para barras flexíveis	1,20	2,50	3,00	4,50
Entre fase e terra, para barras rígidas	0,50	1,50	1,50	2,50
Entre fase e terra, para barras flexíveis	0,50	2,00	2,20	3,40
Alturas mínima do solo, das partes vivas	3,00	4,00	4,50	5,00
Altura mínima do solo, das partes em tensão reduzida a zero (porcelana, isoladores, etc.)	2,50	2,50	2,50	3,00

(1) As chaves no barramento são consideradas como barras flexíveis.

(2) As distâncias fase-terra de barras flexíveis são do ponto de flexa máxima ao solo.

Figura 16 Distâncias Mínimas

Demanda (kVA)	Tubo ou Barra Retangular de Cobre (mm²)	Fio Cobre Nu (AWG)	Vergalhão de Cobre (φ mm)
ATÉ 700	20	4	6,5
De 701 a 2500	50	-	8,5

Figura 17 Dimensionamento do Barramento de Alta Tensão de SE de 13,8 kV

VI. SELEÇÃO DE NÍVEIS DE TENSÃO DAS SUBESTAÇÕES

Uma forma de estimar o nível da tensão de suprimento para instalações com potência acima de 1000 kW é através da seguinte fórmula:

$$T = 18 \cdot \sqrt{P}$$

Onde:

T → tensão (kV);

P → potência instalada (MW)

É interessante ressaltar que esta é uma forma aproximada e a escolha definitiva do nível de tensão deve sempre submetida a uma análise das cargas por parte da concessionária. Deve-se conhecer os níveis de tensão disponíveis no local de implantação do projeto e a partir daí verificar se as necessidades do projeto são atendidas.

Após a seleção da tensão de suprimento, pode-se definir a tensão dos equipamentos. No caso de motores, é muito importante a escolha correta da tensão nominal em função da potência de forma a obter um equipamento mais econômico.

A tabela da apresenta uma relação tensão - potência utilizada na prática.

Potência (cv)	Tensão (V)
Até 500	380 ou 440
500 – 1500	2300
1000 – 5000	4000
> 4000	6600 ou 13200

Figura 18 Escolha da Tensão: Motores

VII. DEFINIÇÃO DA POTÊNCIA DAS SUBESTAÇÕES PARA INDÚSTRIAS

A seguir serão apresentados dois exemplos para definição da potência de SE's para indústrias.

VII.1 Pequeno Porte

Uma indústria contém 12 motores de 10 cv alimentados pelo CCM1, 10 motores de 30 cv e 5 motores de 50 cv alimentados pelo CCM2. O QDL, responsável pela iluminação da indústria, alimenta 150 lâmpadas fluorescentes de 40 W e 52 incandescentes de 100 W. Todas essas cargas são alimentadas pelo QGF que é suprido pelo transformador da subestação.

Determinar as demandas do CCM1, CCM2, QDL, QDF e QGF e a potência necessária do transformador da subestação. Sabe-se que todos os motores têm fator de potência 0,85.

Obs: Considerar as potências dos motores em cv já incluindo o rendimento do motor.

- Potência dos Motores

$$S_{10 \text{ cv}} = \frac{10 \times 0,736}{0,85} = 8,66 \text{ kVA}$$

$$S_{30 \text{ cv}} = \frac{30 \times 0,736}{0,85} = 25,98 \text{ kVA}$$

$$S_{50 \text{ cv}} = \frac{50 \times 0,736}{0,85} = 43,29 \text{ kVA}$$

- Demanda dos Quadros de Distribuição

- CCM1

$$D_{CCM1} = N_{10\text{ cv}} \times S_{10\text{ cv}} \times FS$$

Onde:

N – número de motores

FS – fator de simultaneidade

$$D_{CCM1} = 12 \times 8,66 \times 0,65 = 67,55 \text{ kVA}$$

- CCM2

$$D_{CCM2} = (N_{30\text{ cv}} \times S_{30\text{ cv}} \times FS) + (N_{50\text{ cv}} \times S_{50\text{ cv}} \times FS)$$

$$D_{CCM2} = (10 \times 25,98 \times 0,65) + (5 \times 43,29 \times 0,7) = 320,39 \text{ kVA}$$

- QDL

Perdas no reator nas lâmpadas de 40 W: 20 W

$$D_{QDL} = 150 \times (40 + 20) + 52 \times 100 = 14,2 \text{ kVA}$$

- QGF

$$D_{QGF} = D_{CCM1} + D_{CCM2} + D_{QDL}$$

$$D_{QGF} = 67,55 + 320,39 + 14,2 = 402,14 \text{ kVA}$$

- Potência do Transformador

Potência mais próxima padronizada: 500 kVA

- Cálculo do Fator de Demanda

$$\text{Potência instalada} = \frac{(12 \times 10 + 10 \times 30 + 5 \times 50) \times 0,736}{0,85} + 14,2 = 594,34 \text{ kVA}$$

$$\text{Fator de demanda} = \frac{402,14}{594,34} = 0,68$$

Aparelhos	Número de Aparelhos							
	2	4	5	8	10	15	20	50
Motores: $\frac{3}{4}$ a 2,5 cv	0,85	0,80	0,75	0,70	0,60	0,55	0,50	0,40
Motores: 3 a 15 cv	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	0,65	0,55	0,45
Motores: 20 a 40 cv	0,80	0,80	0,80	0,75	0,65	0,60	0,60	0,50
Acima de 40 cv	0,90	0,80	0,70	0,70	0,65	0,65	0,65	0,60
Retificadores	0,90	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70
Soldadores	0,45	0,45	0,45	0,40	0,40	0,30	0,30	0,30
Fornos Resistivos	1,00	1,00	--	--	--	--	--	--
Fornos de Indução	1,00	1,00	--	--	--	--	--	--

VII.2 Grande Porte

Fator de Carga (FC) = [carga do trafo] / [potência nominal do trafo]

FC (máx) = 150% → normalizado

Potência nominal do trafo = [carga do trafo] / [FC]

Considerações para o cálculo: FC = 100%; fator de segurança = 1,25 x carga

Carga:

Dois motores de 355 kW	→	788,81 kVA
Um motor de 710 kW	→	788,81 kVA
Um motor de 1500 kW	→	1666,5 kVA
Partida de um motor de 1500 kW:		
5 x 1666,5 kVA	→	<u>8332,5 kVA</u>
Carga Total	→	11576,6 kVA

Estimando potência em transformador de 10000 kVA:

$$FC = 11576,62 \text{ kVA} / 10000 \text{ kVA} = 1,15766 = 115,76\%$$

Para fator de segurança de 25%:

$$\text{Carga: } 11576,62 \times 1,25 = 14470,77 \text{ kVA}$$

$$FC = 144,7\% \quad \rightarrow \quad \text{dentro da norma}$$

VIII. EQUIPAMENTOS: TIPOS, SELEÇÃO E DIMENSIONAMENTO

VIII.1 Transformadores de Força

Os transformadores de força são classificados segundo o seu meio isolante, podendo ser a óleo mineral, a líquidos isolantes sintéticos pouco inflamáveis (silicone) e secos.

O óleo mineral (derivado do petróleo) e os líquidos isolantes sintéticos usados em transformadores, possuem duas funções principais: isolar, evitando a formação de arco entre dois condutores que apresentem uma diferença de potencial, e resfriar, dissipando o calor originado da operação do equipamento.

Os transformadores secos utilizam o ar circulante como meio isolante e refrigerante, possuindo isolamento classe B, classe F ou classe H.

VIII.2 Transformadores de Corrente

O transformador de corrente (TC) é um transformador para instrumento cujo enrolamento primário é ligado em série a um circuito elétrico e cujo enrolamento secundário se destina a alimentar bobinas de correntes de instrumentos elétricos de medição e proteção ou controle.

VIII.2.1 Princípios Fundamentais

A Figura 19 mostra o esquema básico de um TC.

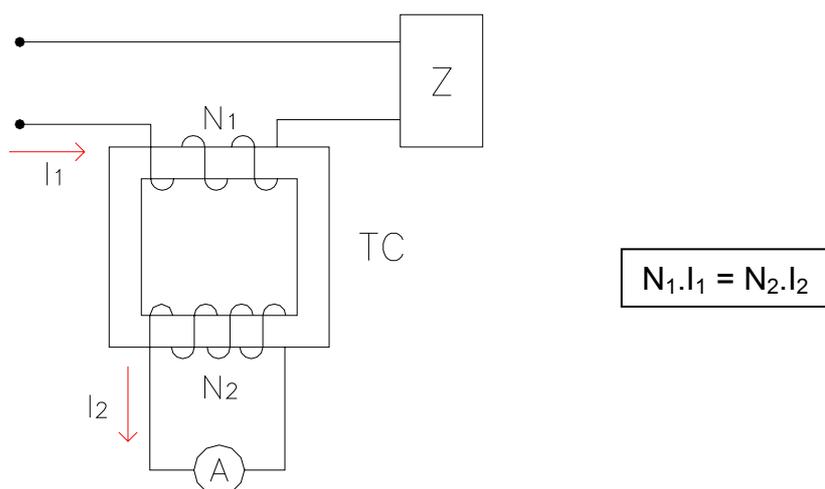


Figura 19 Esquema Básico de um TC

O enrolamento primário dos TC's é, normalmente, constituído de poucas espiras (2 ou 3 espiras, por exemplo) feitas de condutores de cobre de grande seção.

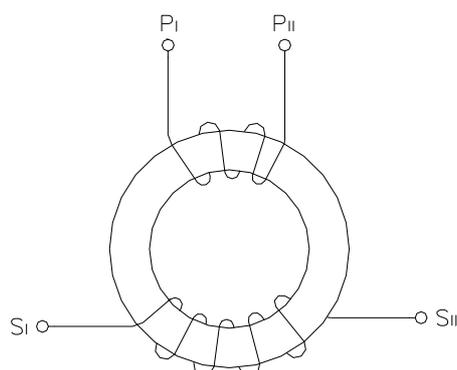
VIII.2.2 Principais Tipos Construtivos

Os transformadores de corrente classificados de acordo com a sua construção mecânica são os seguintes:

⇒ Tipo Primário Enrolado

TC cujo enrolamento primário constituído de uma ou mais espiras envolve mecanicamente o núcleo do transformador.

O TC tipo primário enrolado é mais utilizado para serviços de medição, mas pode ser usado para serviços de proteção onde pequenas relações são requeridas. A Figura 20 mostra este tipo de TC.



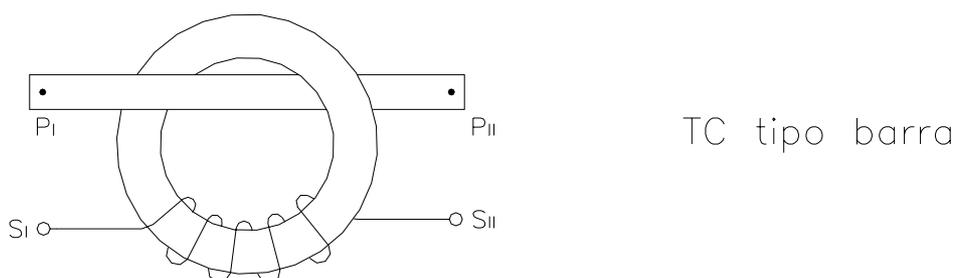
TC tipo enrolado

Figura 20 TC Tipo Enrolado

⇒ Tipo Barra

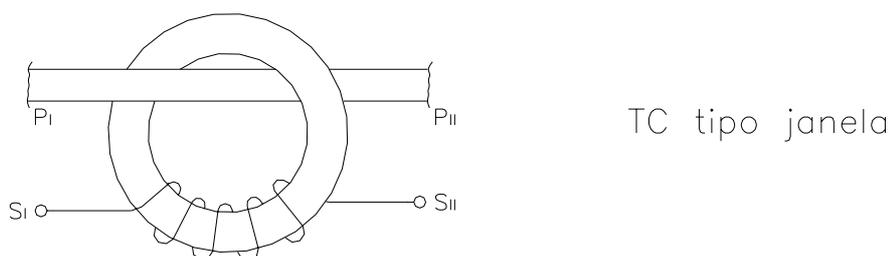
TC cujo primário é constituído por uma barra, montada permanentemente através do núcleo do transformador.

Este TC é adequada para resistir aos esforços de grandes sobrecorrentes. A Figura 21 mostra o esquema básico de um TC tipo barra.

**Figura 21 TC Tipo Barra**

⇒ **Tipo Janela**

É aquele que não possui primário próprio e é constituído de uma abertura através do núcleo, por onde passa o condutor do circuito primário. A Figura 22 mostra este tipo de TC.

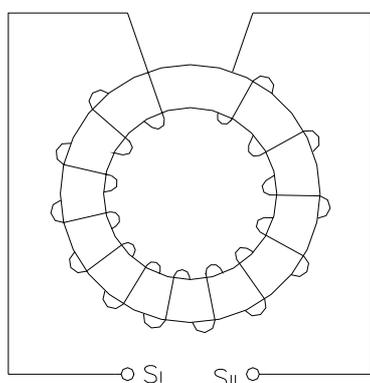
**Figura 22 TC Tipo Janela**

⇒ **Tipo Bucha**

Tipo especial de TC tipo janela é construído e projetado para ser onstalado sobre uma bucha de um equipamento elétrico, fazendo parte integrante do fornecimento deste.

Pelo seu tipo de construção e instalação, o circuito magnético dos TC's tipo bucha é maior que nos outros TC's , sendo mais precisos para corrente altas, pois possuem menor saturação. Em baixas correntes são menos precisos

em virtude da maior corrente de excitação, razão pela qual não são usados para medição. A Figura 23 mostra este tipo de TC.



TC tipo bucha

Figura 23 TC Tipo Bucha

⇒ **Tipo Núcleo Dividido**

Este tipo possui o enrolamento secundário completamente isolado e permanentemente montado no núcleo, mas não possui enrolamento primário. Parte do núcleo é separável ou articulada para permitir o enlaçamento do condutor primário.

Destina-se ao uso em circuito constituído de condutor completamente isolado ou um condutor nu.

Um tipo muito difundido de TC com núcleo dividido é o amperímetro alicate. A Figura 24 mostra o esquema básico de um TC de núcleo dividido.

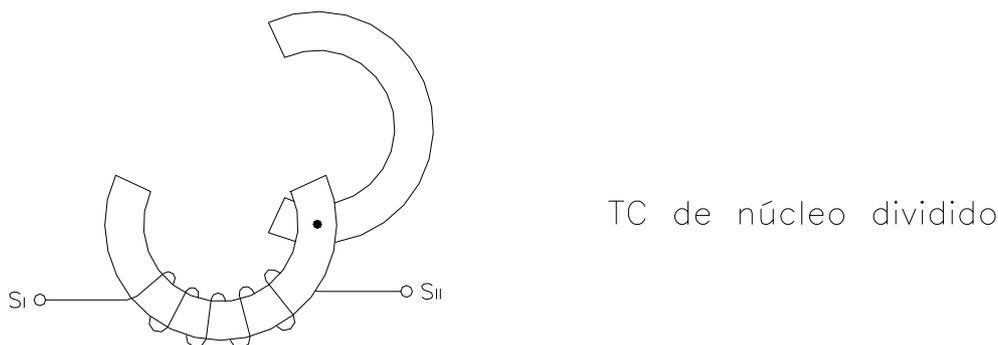


Figura 24 TC de Núcleo Dividido

VIII.2.3 Principais Características Elétricas dos TC's

As principais características dos TC's são:

- **Corrente Secundária Nominal:** Padronizada em 5 A.
- **Corrente Primária Nominal:** Caracteriza o valor nominal suportado em regime normal de operação pelo TC. Sua especificação deve considerar a corrente máxima do circuito em que o TC está inserido e os valores de curto-circuito.
- **Classe de Exatidão:** Valor máximo do erro do TC, expresso em percentagem, que poderá ser causado pelo TC aos instrumentos a ele conectados. A tabela da mostra as classes padronizadas.

	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

Figura 25 Classes de Exatidão

A Classe de exatidão do TC para medição com finalidade de faturamento a consumidor: 0,3 (ver tabela da Figura 26).

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

Figura 26 TC's Alimentando Instrumentos

- **Carga Nominal:** Carga na qual se baseiam os requisitos de exatidão do TC. A tabela da Figura 27 mostra a designação da carga nominal dos TC's segundo a ABNT: EB-251.2.

Designação da 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	0,50	1,0
C 50,0	1,00	1,7321	50,0	0,50	2,0
C 100,0	2,00	3,4642	100,0	0,50	4,0
C 200,0	4,00	6,9283	200,0	0,50	8,0

Figura 27 Carga Nominal: EB-251.2

- **Fator Térmico:** Fator pelo qual deve-se multiplicar a corrente primária nominal para se obter a corrente primária máxima que o TC 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.
- **Nível de Isolamento:** Define a especificação do TC quanto às condições que deve satisfazer a sua isolamento em termos de tensão suportável.
- **Corrente Térmica Nominal:** Maior corrente primária que um TC é capaz de suportar durante 1 segundo, com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem exceder, em qualquer enrolamento, a temperatura máxima especificada para sua classe de isolamento.

$$I_{\text{term}} \geq I_{\text{NI}} \text{ do disjuntor}$$

-
- **Corrente Dinâmica Nominal:** Valor de crista da corrente primária que um TC 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.
 - **Polaridade:** Normalmente é utilizada a polaridade subtrativa.

VIII.2.4 Designação Normativa dos TC's

⇒ TC's para Serviço de Medição

A designação dos TC's, de acordo com a ABNT, é feita indicando a classe de exatidão seguida da carga nominal com a qual se verifica esta exatidão.

Exemplos: 0,6 – C50,0
0,3 – C2,5

A designação de acordo com a ANSI é feita indicando a classe de exatidão seguida da letra "B" e da impedância da carga nominal com a qual se verifica esta exatidão.

Exemplos: 0,6B – 2,0
0,3B – 0,1

⇒ **TC's para Serviço de Proteção**

A designação dos TC's, de acordo com a ABNT e ANSI, é feita de acordo com a tabela da Figura 28.

Características Nominais				Designação	
Impedância Secundária Interna	Classe de Exatidão (%)	Potência Aparente (VA)	Tensão Secundária (V)	ANSI (C.57.13)	ABNT (EB-251.2)
				Rev. 1968	Ver. 1980
Alta	10	2,5	10	T 10	10A 10
	10	5,0	20	T 20	10A 20
	10	12,5	50	T 50	10A 50
	10	25,0	100	T 100	10A 100
	10	50,0	200	T 200	10A 200
	10	100,0	400	T 400	10A 400
	10	200,0	800	T 800	10A 800
Baixa	10	2,5	10	C 10	10B 10
	10	5,0	20	C 20	10B 20
	10	12,5	50	C 50	10B 50
	10	25,0	100	C 100	10B 100
	10	50,0	200	C 200	10B 200
	10	100,0	400	C 400	10B 400
	10	200,0	800	C 800	10B 800

Figura 28 TC's para Serviço de Proteção

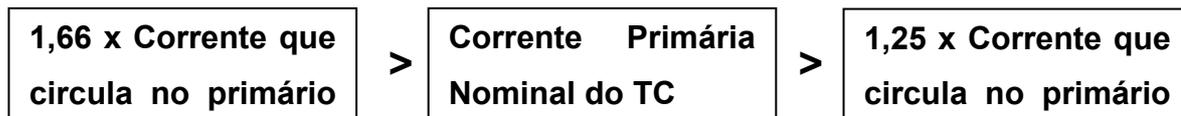
VIII.2.5 Determinação da Corrente Primária Nominal do TC

Por recomendação do IEEE, a relação ideal do TC é a que atende a condição:

$$4 \text{ A} > (\text{corrente que circula do primário do TC}) / k > 3 \text{ A}$$

Onde "k" é a relação de transformação nominal do TC, ou seja: $k = \frac{I_{NI}}{5A}$,

resultando:



Além disso:

⇒ **Função da Capacidade Dinâmica**

$$I_{N1} \geq \frac{I_M}{b_1}$$

⇒ **Função da Capacidade Térmica**

$$I_{N1} \geq \frac{I_{IN}}{b_2}$$

Sendo:

- I_{N1} – Corrente nominal primária do TC;
- I_M – Corrente momentânea do disjuntor do sistema ou ramal elétrico;
- b_1 – Coeficiente do limite de corrente de curta duração para efeito mecânico;
- I_{IN} – Corrente de interrupção nominal do disjuntor do sistema ou ramal elétrico;
- b_2 – Coeficiente do limite de corrente de curta duração para efeito térmico.

VIII.3 Transformadores de Potencial

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

VIII.3.1 Princípios Fundamentais

A Figura 29 apresenta o esquema básico de ligação de um TP.

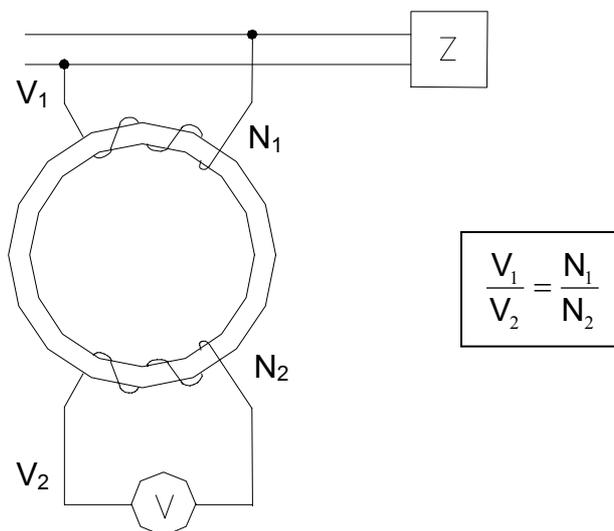


Figura 29 Transformador de Potencial

O TP é construído com $N_1 > N_2$.

VIII.3.2 Principais Características dos TP's

As principais características dos TP's são:

- **Tensão Primária Nominal:** Estabelecida de acordo com a tensão do circuito no qual o TP será instalado.
- **Tensão Secundária Nominal:** É padronizada em 115 V ou $115/\sqrt{3}$ V.
- **Classe de Exatidão:** Valor máximo do erro (expresso em percentagem) que poderá ser causado pelo transformador aos instrumentos a ele conectados (ver tabela da Figura 30).

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

Figura 30 Classe de Exatidão

- **Carga Nominal:** Carga na qual se baseiam os requisitos de exatidão do TP. A tabela da Figura 31 apresenta a designação segundo a ABNT e a ANSI.

Designação ABNT	Designação ANSI
P 12,5	W
P 25	X
P 75	Y
P 200	Z
P 400	ZZ

Figura 31 Carga Nominal

Exemplo: Um relé de consumo 20 VA/fase a 110 V é aplicado a um TP com tensão secundária de 120 V. O valor corrigido será:

$$VA = V \cdot I = V \cdot \frac{V}{Z} = \frac{V^2}{Z} = \frac{V^2}{R}$$

$$20 = \frac{(110)^2}{R} \therefore R = \frac{(110)^2}{20}$$

$$VA_{\text{novo}} = \frac{(120)^2}{\frac{(110)^2}{20}} = 20 \cdot \frac{(120)^2}{(110)^2} = 23,8 \text{ VA}$$

- **Potência Térmica:** Maior potência aparente que um TP pode fornecer em regime permanente sob tensão e frequências nominais, sem exceder os limites de temperatura permitidos pela sua classe de isolamento.
- **Nível de Isolamento:** Define a especificação do TP quanto à sua isolação em termos de tensão suportável.

VIII.3.3 Designação Normativa dos TP's

A designação correta dos TP's é feita indicando-se a classe de exatidão separada por um hífen do valor da maior carga nominal com a qual esta se verifica.

Exemplos: 0,6 – P400 (ABNT) ⇒ 0,6 – ZZ (ANSI)
 1,2 – P25 (ABNT) ⇒ 1,2 – X (ANSI)

VIII.3.4 Grupos de Ligação

De acordo com a ABNT, os TP's classificam-se em três grupos:

- ⇒ **Grupo 1:** TP projetado para ligação entre fases;
- ⇒ **Grupo 2:** TP projetado para ligação entre fase e neutro de sistemas diretamente aterrados;
- ⇒ **Grupo 3:** TP projetado para ligação entre fase e neutro de sistema onde não se garanta a eficácia da aterramento.

Defini-se um sistema trifásico com neutro efetivamente aterrado como sendo um sistema caracterizado por um fator de aterramento que não exceda 80%. Esta condição é obtida quando:

$$\frac{X_0}{X_1} < 3 \quad \text{e} \quad \frac{R_0}{X_1} < 1$$

VIII.4 Chaves Secionadoras

As chaves seccionadoras são dispositivos destinados a isolar equipamentos ou zonas de barramentos, ou ainda, trechos de LT's.

VIII.4.1 Tipos Construtivos

Os tipos construtivos de chaves estão definidos em diversas normas. É apresentada a seguir a classificação segundo as normas ANSI, definidas com relação ao tipo de abertura ou ao modo de operação, ou ainda, ao meio de movimentação do contato móvel.

⇒ **Abertura Vertical – Tipo A**

A chave é composta por três colunas de isoladores fixados sobre uma única base. O movimento de abertura ou fechamento do contato móvel (lâmina) dá-se num 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.

As chaves de abertura vertical (Figura 32) podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvio (*by-pass*) ou como chave seletora.

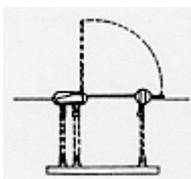


Figura 32 Abertura Vertical

⇒ **Dupla Abertura Lateral – Tipo B**

Essa chave é composta por três colunas de isoladores fixadas sobre uma base única, sendo a coluna central equidistante das duas colunas externas. O movimento de abertura ou fechamento do contato móvel dá-se num plano paralelo ao plano de montagem da base, através da rotação da coluna central.

As chaves com dupla abertura lateral (Figura 33) podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvio (*by-pass*) ou como chave seletora.

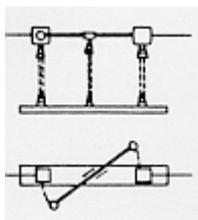


Figura 33 Dupla Abertura Lateral

⇒ **Basculante (3 colunas) – 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 a interior móvel. Esta última apresenta movimento de rotação em torno do ponto de fixação à base, e carrega o contato móvel em seu topo.

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

⇒ **Abertura Lateral – Tipo D**

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. O movimento de abertura ou fechamento da lâmina dá-se em um plano paralelo ao plano de montagem da chave.

As chaves de abertura lateral (Figura 34) podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida, sendo aplicadas para isolar equipamentos e circuitos, para desvios ou como chave seletora.

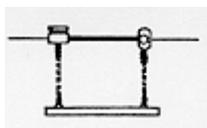


Figura 34 Abertura Lateral

⇒ **Abertura Central – Tipo E**

A chave seccionadora com abertura central (Figura 35) é composta por duas colunas de isoladores, ambas rotativas e ligadas a uma única base. O movimento de abertura e fechamento da lâmina é seccionada 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.

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

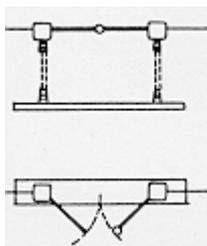


Figura 35 Abertura Central

⇒ **Basculante (2 Colunas) – Tipo F**

Esta é composta por duas colunas de isoladores ligadas a uma única base, sendo uma delas fixa e suporte para o contato fixo e a outra móvel e suporte para o contato móvel. O movimento da coluna móvel é de rotação ao redor do ponto de fixação à base.

⇒ **Aterramento – Tipo G**

A chave de aterramento é composta por uma coluna de isoladores fixa, em cujo topo encontram-se os contatos fixos e a lâmina fecha paralela à coluna de isoladores. Podem ter montagem horizontal, vertical ou invertida.

⇒ **Operação por Vara de Manobra – Tipo H**

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

⇒ **Fechamento ou Alcance vertical – Tipo J**

Também chamado de chave vertical reversa (Figura 36), este tipo de chave é composto por duas ou três colunas de isoladores. O movimento de abertura ou fechamento da lâmina dá-se num plano perpendicular ao plano de montagem da base, na qual estão fixadas as duas colunas de isoladores, uma rotativa e outra fixa. Existem duas possibilidades de montagem dos contatos fixos: em coluna de isoladores invertida ou diretamente no barramento.

Entre as chaves com fechamento vertical pode-se incluir as chaves pantográfica e semi-pantográfica. Este tipo de chave tem montagem horizontal. A Figura 36 mostra alguns exemplos.

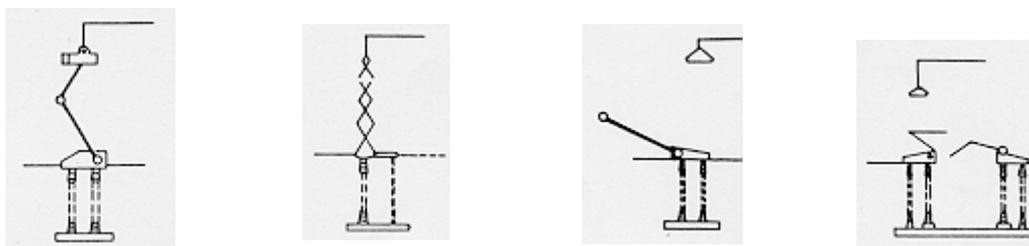


Figura 36 Fechamento ou Alcance Vertical

VIII.4.2 Tipos de Operação e Comando

⇒ **Operação em Grupo**

Os pólos da seccionadora são interligados mecanicamente através de hastes ou cabos e são operados simultaneamente. As chaves de operação em grupo podem ter ainda comando direto e indireto. No primeiro caso, o movimento é transmitido às colunas rotativas através de um dos próprios pólos. Já no caso de comando indireto, o movimento é transmitido através de rolamentos auxiliares, denominados “bases de comando”.

⇒ **Operação Monopolar**

Os pólos são comandados individualmente, sem interligação mecânica entre eles. A operação monopolar também pode ser direta ou indireta.

⇒ **Comando Manual**

O comando manual pode ser realizado com ou sem o auxílio de redutores.

⇒ **Comando Motorizado**

Os comandos motorizados podem ser realizados através de motores elétricos, acionadores hidráulicos, pneumáticos, etc.

A seguir apresenta-se a tabela (Figura 37) para dimensionamento da chave fusível para SE de 13,8 kV em função da demanda.

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 H	200

Figura 37 Dimensionamento dos Elos Fusíveis Primários para SE's de 13,8 kV

VIII.5 Disjuntores

Os disjuntores são os principais equipamentos de segurança, bem como os mais eficientes dispositivos de manobra em uso nas redes elétricas. Possuem

capacidade de fechamento e abertura que deve atender a todos os pré-requisitos de manobra sob condições normais e anormais de operação.

Além dos estados estacionários (fechado e aberto), define-se ambos os estados transitórios da manobra de fechamento (ligamento) e da manobra de abertura (desligamento).

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

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

É importante lembrar que disjuntores, freqüentemente instalados ao tempo, permanecem meses a fio no estado estacionário ligado, conduzindo a corrente nominal sob condições climáticas as mais variáveis, proporcionando, às vezes, variações de temperatura de várias dezenas de grau, agentes atmosféricos agressivos a vários de seus componentes e outras condições adversas. Após todo esse tempo de inatividade operacional mecânica, o disjuntor deve estar pronto para interromper correntes de curto-circuito, sem o menor desvio das especificações.

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

VIII.5.1 Disjuntores a Óleo

Os disjuntores a óleo estão, basicamente, divididos em: disjuntores de grande volume de óleo (GVO) e de pequeno volume de óleo (PVO). No caso do GVO, de pequena capacidade, as fases ficam imersas em um único recipiente contendo óleo, que é usado tanto para a interrupção das correntes quanto para prover o isolamento. Nos disjuntores de maior capacidade, o encapsulamento é monofásico. Já no PVO, foi projetado uma câmara de extinção com fluxo forçado sobre o arco, aumentando a eficiência do processo de interrupção da corrente, diminuindo drasticamente o volume de óleo no disjuntor.

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

O princípio de extinção do arco nos disjuntores a óleo é baseado na decomposição das moléculas de óleo pela altíssima temperatura do arco. Essa decomposição resulta na produção de gases (principalmente hidrogênio), sendo a quantidade de gás liberada dependente da magnitude da corrente e da duração do arco. O gás liberado desempenha duas funções: em primeiro lugar, ele tem um efeito refrigerante muito acentuado e em segundo lugar, ele causa um aumento de pressão em torno do arco, determinando uma elevação do gradiente de tensão necessário à sua manutenção.

VIII.5.2 Disjuntores a Ar comprimido

Nos disjuntores de ar comprimido a extinção do arco é obtida a partir da admissão, nas câmaras de ar comprimido (armazenado num reservatório pressurizado) que, soprando sobre a região entre os contatos, determina o

resfriamento do arco e sua compressão. 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” energética (liberação x absorção de energia) e dielétrica (tensão de restabelecimento x suportabilidade dielétrica).

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

Nos tipos modernos de disjuntores, as câmaras são permanentemente pressurizadas com ar a aproximadamente 25 / 30 bars, enquanto que nos reservatórios de ar comprimido a pressão é de 150 / 200 bars. Para a interrupção do arco abrem-se ao mesmo tempo as válvulas de sopro e de exaustão em cada câmara, de maneira a ventilar a região entre os contatos. Após o fim do movimento do contato móvel, que ocorre num tempo pré-determinado para permitir a extinção dos arcos, as válvulas se fecham, deixando o disjuntor aberto, com as câmaras cheias de ar comprimido à pressão de serviço, livre de produtos ionizados. Na operação de fechamento, as válvulas de sopro e exaustão podem ser abertas ligeiramente para ventilar a região entre contatos, impedindo a contaminação da câmara por resíduos provenientes da vaporização de material de contatos.

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

Os disjuntores a ar comprimido podem possuir compressores individuais ou trabalhar ligados a uma central de ar comprimido. Como a operação dos disjuntores pode ser perigosa quando a pressão de ar comprimido cai abaixo de determinado nível, estes são providos de dispositivos para impedir seu fechamento ou sua abertura sob pressões inferiores a níveis pré-fixados. Pode-se dispor também de dispositivos para abrir os disjuntores quando a pressão chegar a um nível perigoso, mas ainda superior àquele em que a abertura seja proibida. Devido a estas características, é prática de muitos clientes exigir que os disjuntores que operam com sistemas de ar comprimido central possuam reservatórios individuais ("air receivers"), com capacidade suficiente para realizar um ciclo completo O-CO-CO sem necessidade de receber reforço de ar comprimido do sistema central, e sem que a pressão caia a níveis perigosos. Um reservatório central deve também ser capaz de garantir a repressurização de todos os reservatórios individuais, após uma operação O-CO simultânea, num intervalo de tempo usualmente fixado em dois minutos.

VIII.5.3 Disjuntores a SF₆

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

O SF₆ é um dos gases mais pesados conhecidos (peso molecular 146), sendo cinco vezes mais pesado que o ar. À pressão atmosférica, o gás apresenta uma rigidez dielétrica 2,5 vezes superior à do ar. A rigidez dielétrica aumenta rapidamente com a pressão, equiparando-se à de um óleo isolante de boa qualidade à pressão de 2 bars. A contaminação do SF₆ pelo ar não altera substancialmente as propriedades dielétricas do gás: um teor de 20 % de ar resulta numa redução de apenas 5 % da rigidez dielétrica do gás.

Somente no final dos anos 40 teve início o desenvolvimento de disjuntores e chaves de abertura em carga a SF₆, com base em experimentos em que as excepcionais qualidades do gás como meio interruptor de arcos elétricos foram comprovadas. Essas qualidades derivam do fato de que o hexafluoreto de enxofre ser um gás eletronegativo, possuindo, portanto, uma afinidade pela captura de elétrons livres, o que dá lugar à formação de íons negativos de reduzida mobilidade. Essa propriedade determina uma rápida remoção dos elétrons presentes no plasma de um arco estabelecido no SF₆, aumentando, assim, a taxa de decremento da condutância do arco quando a corrente se aproxima de zero.

O SF₆ é um gás excepcionalmente estável e inerte, não apresentando sinais de mudança química para temperaturas em que os óleos empregados em disjuntores começam a se oxidar e decompor. Na presença de arcos elétricos sofre lenta decomposição, produzindo fluoretos de ordem mais baixa (como SF₂ e SF₄) que, embora tóxicos, recombina-se para formar produtos não tóxicos imediatamente após a extinção do arco. Os principais produtos tóxicos estáveis são certos fluoretos metálicos que se depositam sob a forma de um pó branco, e que podem ser absorvidos por filtros de alumina ativada.

Os primeiros disjuntores de hexafluoreto de enxofre eram do tipo “dupla pressão”, baseados no funcionamento dos disjuntores a ar comprimido. O SF₆ era armazenado num recipiente de alta pressão (aproximadamente 16 bars) e liberado sobre a região entre os contatos do disjuntor. A principal diferença com relação aos disjuntores a ar comprimido consistia no fato de o hexafluoreto de enxofre não ser descarregado para a atmosfera após atravessar as câmaras de interrupção, e sim para um tanque com SF₆ a baixa pressão (aproximadamente 3 bars). Assim, o gás a alta pressão era utilizado para interrupção do arco e o SF₆, a baixa pressão, servia à manutenção do isolamento entre as partes energizadas e a terra. Após a interrupção, o gás descarregado no tanque de baixa pressão era bombeado novamente para o

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

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

Os disjuntores tipo “puffer” ou do tipo “impulso” são também denominados de “pressão única” porque o SF₆ permanece no disjuntor, durante a maior parte do tempo, a uma pressão constante de 3 a 6 bars, servindo aos isolamento entre as partes com potenciais diferentes. A pressão necessária à extinção do arco é produzida em cada câmara por um dispositivo tipo “puffer” formado por um pistão e um cilindro , em que um desses dois elementos ao se movimentar desloca consigo o contato móvel e comprime o gás existente no interior do cilindro. A compressão do SF₆ por esse processo produz pressões da ordem de 2 a 6 vezes a pressão original e no intervalo entre a separação dos contatos e o fim do movimento do gás , assim comprimido, é forçado a fluir entre os contatos e através de uma ou duas passagens (“nozzles”), extinguindo o arco de forma semelhante ao dos disjuntores de dupla pressão.

O disjuntores de pressão única são de projeto mais simples que o de dupla pressão e dispensam a instalação de aquecedores para impedir a liquefação do SF₆, sendo conseqüentemente mais econômicos e mais confiáveis.

O desenvolvimento e a difusão dos disjuntores a SF₆ estão ligados aos desenvolvimentos das técnicas de selagem dos recipientes e detecção de vazamentos de gás. Os projetos ocorridos nesses terrenos já permitem

reduzir o escape de SF₆ nos disjuntores a níveis inferiores a 1 % por ano. Os avanços tecnológicos têm permitido aos disjuntores a SF₆ tornarem-se crescentemente competitivos em relação aos tipo a ar comprimido e PVO, sendo provável que, em futuro próximo, esses disjuntores ocupem uma posição dominante no mercado, pelo menos para certas faixas de tensão. Da mesma forma que nos disjuntores a ar comprimido, os disjuntores a SF₆ devem ser providos de dispositivos para indicar a ocorrência de pressões inferiores a determinados níveis mínimos e intertravamentos para impedir sua operação em condições perigosas de super pressão.

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

Numa subestação blindada todas as partes energizadas são protegidas por uma blindagem metálica, que conterà os disjuntores, chaves, TC's, TP's, barramentos, etc.. As partes energizadas são isoladas da blindagem por isoladores de resina sintética (ou outro material adequado) e SF₆ à pressão de cerca de 3 bars. Válvulas especiais permitem detectar o escapamento do gás e possibilita efetuar manutenção dos equipamentos sem necessidade de remover grandes quantidades de gás. Alarmes e intertravamentos garantem a segurança em caso de vazamento de SF₆.

VIII.5.4 Disjuntores a Vácuo

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

Nos disjuntores a vácuo o arco que se forma entre os contatos é bastante diferente dos arcos em outros tipos de disjuntor, sendo basicamente mantido por íons de material metálico vaporizado proveniente dos contatos (catodo). A intensidade da formação desses vapores metálicos é diretamente proporcional à intensidade da corrente e, conseqüentemente, o plasma diminui quando esta decresce e se aproxima do zero. Atingindo o zero de corrente, o intervalo entre os contatos é rapidamente desionizado pela condensação dos vapores metálicos sobre os eletrodos. A ausência de íons após a interrupção dá aos disjuntores a vácuo características quase ideais de 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 nominais das câmaras a vácuo e a redução de seus volumes e pesos.

VIII.6 Principais Sistemas de Acionamento

O sistema de acionamento de um disjuntor é o subconjunto que possibilita o armazenamento de energia necessária à sua operação mecânica, bem como a necessária liberação desta energia através de mecanismos apropriados, quando do comando de abertura e fechamento do mesmo.

Dentro de cada categoria existe uma variação imensa de detalhes construtivos, característicos de cada fabricante.

Os acionamentos podem ser monopolares ou tripolares. No primeiro caso, a atuação dos mesmos se faz diretamente em cada pólo, permitindo a manobra individual de cada um deles. Isso torna o acionamento mais complexo e caro, pois na realidade são três acionamentos, um para cada pólo. Este tipo é

usado quando se necessita de religamentos monopolares no caso de faltas monofásicas. Nos acionamentos tripolares a operação é centralizada em uma unidade e transmitida aos três pólos do disjuntor simultaneamente, via acoplamento mecânico, hidráulico ou pneumático. Neste caso só é possível ter religamentos tripolares.

A seguir estão relacionados os principais sistemas de acionamento.

VIII.6.1 Acionamento por Solenóide

Neste sistema, uma bobina solenóide - que na maioria dos tipos de acionamento é usada somente para disparo - é utilizada diretamente para acionar os contatos na operação de fechamento e também para carregar a mola de abertura. Aliás, este é um princípio comum a todos os acionamentos, pois o disjuntor na condição "fechado" deverá estar sempre com energia armazenada para a operação de abertura. Este tipo de acionamento não é muito utilizado, pois tem capacidade de armazenamento de energia limitada.

VIII.6.2 Acionamento a Mola

Para este caso, a energia para o fechamento é acumulada em uma mola. As mola são carregadas através de motores, os quais podem ser de corrente contínua ou alternada. Pode-se ter também o acionamento manual. Quando o mecanismo de disparo é acionado, a mola é destravada, acionando os contatos do disjuntor, fechando-o, acontecendo nesta operação o carregamento simultâneo da mola de abertura. Cada fabricante tem seu próprio arranjo para este tipo de acionamento, entretanto, o princípio de funcionamento aqui descrito é comum a todos eles.

O acionamento a mola é muito difundido para disjuntores de média tensão (até 38 kV) e alta tensão (69 a 138 kV) em grande volume de óleo, pequeno volume de óleo, sopro magnético, a vácuo e a SF₆, podendo ser tripolar ou monopolar.

Neste tipo de acionamento, a caixa que abriga o mecanismo, abriga também o bloco de comando, ou seja, acionamento e unidade de comando estão num mesmo subconjunto principal o que é uma característica mais ou menos constante em disjuntores de média tensão.

O sistema de acionamento a mola tem funcionamento simples, dispensando qualquer supervisão, tornando-o ideal para média tensão. No entanto, deve-se ter em mente que a ausência de supervisão, se por um lado simplifica e barateia o disjuntor, por outro, não permite que se tenha controle das partes vitais do acionamento, de maneira a se prever qualquer falha na operação que, neste caso, ocorreria de forma totalmente imprevista.

Em sistema onde haja sucessivos religamentos sua aplicação se torna difícil, já que há um limite no acúmulo de energia.

VIII.6.3 Acionamento a Ar Comprimido

O acionamento a ar comprimido consiste em armazenar a energia necessária à operação do disjuntor em recipientes de ar comprimido, a qual é liberada através de disparadores atuando sobre válvulas, que acionam os mecanismos dos contatos via êmbolos solidários, ou através de conexões pneumáticas. Este tipo de acionamento é utilizado para disjuntores de média, alta tensões e é a solução natural para disjuntores que usam o ar comprimido como meio extintor, embora também seja usado para disjuntores a óleo e SF₆.

VIII.6.4 Acionamento Hidráulico

Neste tipo de acionamento, a energia necessária para a operação do disjuntor é armazenada em um "acumulador hidráulico" que vem a ser um cilindro com êmbolo estanque tendo, de um lado, o óleo ligado aos circuitos de alta e baixa pressão através da bomba hidráulica e, de outro, um volume

reservado a uma quantidade prefixada de N_2 . Em algumas execuções, o N_2 pode estar contido em uma membrana de elastômero.

A bomba hidráulica de alta pressão comprime o óleo e, conseqüentemente, o N_2 , até que seja atingida a pressão de serviço (aproximadamente 320 bar). Através de disparadores de abertura ou fechamento são acionadas as válvulas de comando que ligam o circuito de óleo com o êmbolo principal de acionamento.

A característica principal deste tipo de acionamento é a sua grande capacidade de armazenamento de energia, aliada às suas reduzidas dimensões, o que é conseguido através da pressão de operação, que é da ordem de 320 atm. Além disso, sem a necessidade de ser mudar a configuração básica do acionamento, ou seja, dos blocos das válvulas de comando e dos êmbolos, pode-se aumentar a capacidade do mesmo, aumentando-se o volume de nitrogênio. Isto é particularmente importante para disjuntores a SF_6 em EAT com resistores de abertura ou fechamento e de abertura rápida (2 ciclos), ou no caso em que o usuário tem exigências específicas com relação à seqüência de operação.

VIII.7 Pára-Raios

O pára-raios é um dispositivos protetor que tem por finalidade limitar os valores dos surtos de tensão transitante que, de outra forma, poderiam causar severos danos aos equipamentos elétricos.

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

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

VIII.8 Características Construtivas dos Pára-Raios

VIII.8.1 Pára-Raios com Gap e Resistor Não Linear

Estes pára-raios são constituídos 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 de descarga 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.

VIII.8.2 Pára-Raios de Óxido de Zinco

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

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

1. Inexistência de *gaps* (*gaps* estão sujeitos a variações na tensão de descarga de um pára-raios que não esteja adequadamente selado, além de que um número elevado de partes no *gap* aumenta a possibilidade de falhas);
2. Inconvenientes apresentados pelas características não lineares do carbonato de silício;
3. 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.

VIII.9 Recomendações de Distâncias de Pára-Raios

As seguintes tabelas mostram a distância máxima entre o transformador e o pára-raios.

Classe de Tensão do Transformador (kV)	NBI (kV)	Distância (ft)	
		Neutro não aterrado ou resistência de aterramento (PR 100%)	Neutro efetivamente aterrado (PR 80%)
25	150	25	70
34,5	200	25	70
46	250	25	70
69	350	30	75
72	450	30	75
115	550	30	85
138	650	35	95

Tensão Nominal (kV)	NBI - Trafo (kV)	Pára-Raios (kV)	Distância (ft)
34,5	200	37	60
34,5	200	30	90
69	350	60	135, 155
69	350	73	75, 95
138	550	121	90, 115
138	650	145	120, 155

Tensão Nominal (kV)	Distância entre Pára-Raios e Terra (m)	
	Sistema Efetivamente Aterrado	Sistema Isolado
34,5	27,4	18,3
69	41,1	22,9
138	42,7	27,4

VIII.10 Resistores de Aterramento

Com a 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, em geral, é 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 SE's industriais, o neutro do transformador é solidamente aterrado quando seu secundário for em 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, obtendo-se assim algumas vantagens para o sistema, tais como:

1. A corrente de curto-circuito entre fase e terra é de valor moderado, porém suficiente para sensibilizar os relés de terra;
2. Segregação automática dos circuitos sujeitos a curtos-circuitos para terra (atuação mais rápida do relé de terra);
3. Facilidade de localização dos curtos-circuitos fase-terra desde que sejam usados relés de terra adequados;
4. O custo de manutenção é praticamente igual ao sistema solidamente aterrado, porém os danos nos motores ligados ao sistema são bastante reduzidos;
5. Controla a valores moderados as sobretensões devido à ressonância LC e curtos-circuitos intermitentes.

A seguir apresenta-se um método de aterramento do neutro de transformadores normalmente encontrado nas plantas industriais.

⇒ **Sistemas até 600 V**

Solidamente aterrado.

⇒ **Sistemas de 2,4 a 13,8 kV**

Resistor de aterramento na maioria dos casos e solidamente aterrado em poucos casos.

⇒ **Sistemas acima de 22 kV Inclusive**

Solidamente aterrado.

VIII.11 Curto-Circuito em Sistemas Industriais

Num sistema industrial, é necessário o cálculo de curto-circuito com a finalidade de dimensiona-lo adequadamente para que tenha condições de suportar as solicitações impostas durante o curto-circuito, e protege-lo devidamente contra tal ocorrência.

Os componentes do sistema, tais como: chaves seccionadoras, disjuntores, TC's, condutores, devem ser dimensionados para suportarem aos esforços térmicos e mecânicos decorrentes da ocorrência do curto-circuito.

Quando se deseja analisar o comportamento de um sistema em condições de carga ou durante a ocorrência de um curto-circuito, o diagrama unifilar deve ser transformado num diagrama de impedância.

Sendo a corrente de magnetização de um transformador normalmente insignificante se comparada com a corrente de plena carga, a admitância em paralelo não é colocada no circuito equivalente do transformador.

A resistência pode ser omitida nos cálculos de faltas. Nos elementos principais como geradores e transformadores, a reatância é normalmente, pelo menos cinco vezes maior que a resistência ($X \geq 5R$). A corrente de curto-circuito calculada desprezando-se a resistência dos elementos principais, introduz um certo erro, porém os resultados serão satisfatório desde que a reatância indutiva do sistema seja muito maior que sua resistência, o que normalmente acontece. Este erro está a favor da segurança.

Cargas que não envolvam máquinas girantes têm pequena influência na corrente total durante a ocorrência de uma falta, sendo freqüentemente omitidas. Cargas constituídas por motores síncronos, no entanto, são sempre incluídas no cálculo de faltas uma vez que as FEM's nelas geradas contribuem para a corrente de curto-circuito. Os motores de indução também

devem ser representados para se calcular a corrente imediatamente após a ocorrência de uma falta. Esses motores podem ser ignorados no cálculo da corrente uns ciclos após a ocorrência da falta porque a contribuição de corrente feita pelo motor de indução cessa logo após o curto-circuito do motor.

Assim, a corrente de curto-circuito que circula entre as fontes e o ponto de curto, é limitada apenas pela impedância entre as fontes e o ponto de defeito.

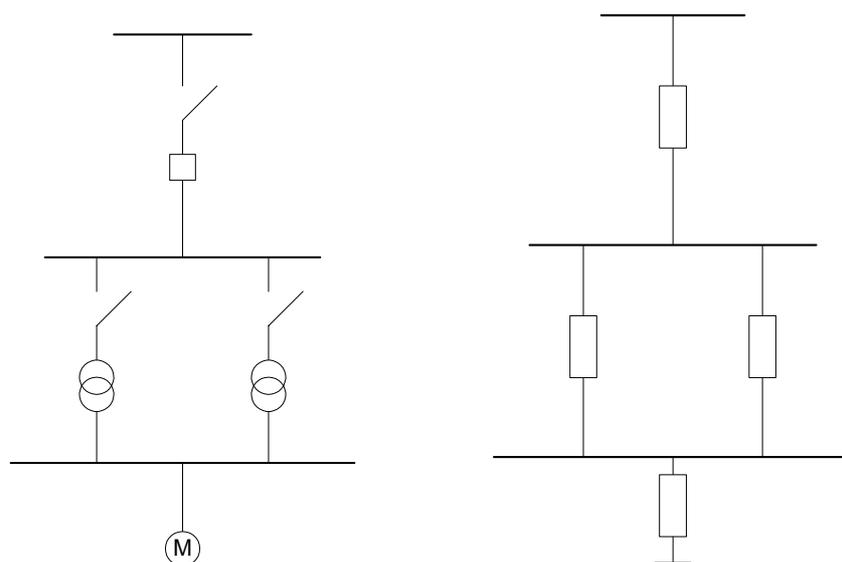


Figura 38 Diagrama Unifilar e Diagrama de Impedâncias

Quando a resistência e a reatância de um dispositivo forem dadas pelo fabricante em porcentagem ou em pu, subentende-se que as bases são os kVA e os kV nominais do dispositivo.

As concessionárias de energia elétrica fornecem tabelas contendo as correntes de curto-circuito ($I_{CC_{conc}}$) que podem ocorrer em pontos de ligação dos seus sistemas. Normalmente, as tabelas fornecem os $MVA_{CC_{conc}}$, sendo:

$$MVA_{CC_{conc}} = \sqrt{3} \cdot kV_{nominal} \cdot I_{CC_{conc}} \cdot 10^{-3} \quad (1)$$

Desprezando-se a resistência e a capacitância em paralelo o circuito equivalente monofásico de Thévenin que representa o sistema consta de uma FEM igual à tensão nominal de linha dividida por $\sqrt{3}$ em série com uma reatância indutiva de:

$$X_{th} = \frac{(kV_{nominal} / \sqrt{3}) \cdot 1000}{I_{cc_{conc}}} \quad [\Omega] \quad (2)$$

Tirando $I_{cc_{conc}}$ da equação (1) e substituindo na equação (2) tem-se:

$$X_{th} = \frac{(kV_{nominal})^2}{MVA_{cc_{conc}}} \quad [\Omega] \quad (3)$$

Se a base em kV for igual aos $kV_{nominais}$, convertendo em pu obtém-se:

$$X_{th} = \frac{MVA_{base}}{MVA_{cc_{conc}}} \quad [pu] \quad (4)$$

Se o sistema de potência externo for grande em comparação com o industrial, as perturbações no interior da indústria não afetam a tensão no ponto de conexão. Nesse caso, o sistema externo é considerado uma barra infinita, sendo representado por uma fonte de tensão constante sem impedância interna.

VIII.11.1 CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

A escolha, por exemplo de um disjuntor, para um circuito de potência depende não só da corrente que ele deverá conduzir em condições de operação, como também da máxima corrente que esse disjuntor deve suportar momentaneamente e da corrente que possa ter que interromper, na tensão da linha na qual está colocado. Portanto, é sempre necessário determinar o valor inicial da corrente quando ocorre uma falta no sistema, de modo a escolher um disjuntor com capacidade suficiente de suportar esta carga momentânea.

A fim de abordar o problema do cálculo da corrente inicial que circula quando um alternador é curto-circuitado, considere o que ocorre quando uma tensão CA é aplicada a um circuito com valores constantes de resistência e indutância. Seja $V_m \text{ seno}(\omega t + \alpha)$ a tensão aplicada, onde $t=0$ por ocasião da aplicação da tensão. Então α determina o módulo da tensão quando se fecha o circuito. Se a tensão instantânea for zero e estiver aumentando no sentido positivo quando é aplicada pelo fechamento da chave, α será zero. Se a tensão estiver no seu máximo positivo, α será igual a $\pi/2$. A equação diferencial é:

$$|V_m| \text{ seno}(\omega t + \alpha) = Ri + L \, di/dt$$

cuja solução será:

$$i = \frac{|V_m|}{|Z|} \cdot [\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-Rt/L} \cdot \text{sen}(\alpha - \theta)]$$

O 1º termo da equação varia senoidalmente com o tempo; o 2º não é periódico e decresce, exponencialmente com uma constante de tempo L/R , sendo chamado de componente C.C. da corrente.

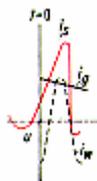


Figura 39 Componentes de corrente contínua e alternada no início de um curto-circuito

Assim, quando ocorre um curto-circuito em um sistema de potência, a corrente resultante é composta de duas componentes: uma componente simétrica (CA) determinada pelo valor da tensão da fonte e pela impedância ($R+jX$) da rede, e uma componente de corrente contínua (CC) cujo valor inicial e taxa de decréscimo são determinados em função do instante de ocorrência do curto na onda de tensão, do valor da tensão da fonte e da relação X/R da rede.

A assimetria da corrente resultante de curto-circuito decorre da presença da componente CC.

O valor da componente CC pode variar desde zero até um valor igual ao valor de pico da componente simétrica de corrente alternada. O valor inicial da componente CC é igual ao valor da componente simétrica de corrente alternada no instante que ocorre o curto-circuito.

Num sistema teórico, em que $R=0$, a componente CC permaneceria com valor constante. Entretanto, num sistema prático, em que a resistência está presente, a componente CC decai até zero, de acordo com a energia armazenada e representa a perda de energia sob forma de I^2R na resistência do sistema.

O efeito deste decréscimo é que a corrente de curto-circuito cai gradualmente desde o valor assimétrico até o valor simétrico da corrente de curto-circuito, em relação ao ponto zero da tensão.

Existem dois fatores que fazem com que o valor inicial da corrente de curto-circuito seja maior que em regime permanente. Um destes fatores é a reatância variável das máquinas rotativas, que como visto anteriormente, é levada em consideração no cálculo da corrente de curto-circuito.

O segundo fator é a assimetria, também já abordado, em função do decréscimo da componente de CC.

A Figura 40 apresenta o comportamento da corrente de curto-circuito excluindo a componente CC.

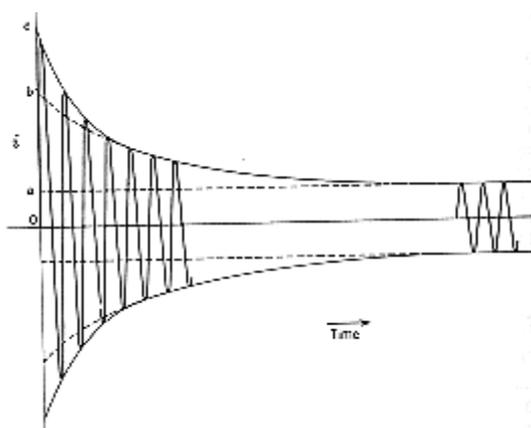


Figura 40 Corrente de Curto sem a Componente CC

Onde:

- oa → valor máximo da corrente de curto-circuito permanente;
- $I = \frac{oa}{\sqrt{2}}$ → Valor eficaz da corrente de curto-circuito em regime permanente;

- $X_d = \frac{|E_g|}{||} \rightarrow$ Reatância síncrona do eixo direto (E_g : tensão em vazio do alternador);
- $I' = \frac{ob}{\sqrt{2}} \rightarrow$ Valor eficaz da corrente transitória;
- $X'_d = \frac{|E_g|}{|I'|} \rightarrow$ Reatância transitória do eixo direto;
- $I'' = \frac{oc}{\sqrt{2}} \rightarrow$ Valor eficaz da corrente subtransitória;
- $X''_d = \frac{|E_g|}{|I''|} \rightarrow$ Reatância subtransitória do eixo direto;

A corrente subtransitória (I'') é muitas vezes chamada de corrente eficaz simétrica inicial (porque contém a idéia de desprezar a componente CC).

Inserindo a componente CC da corrente, a corrente em função do tempo para uma falta ficaria assim:

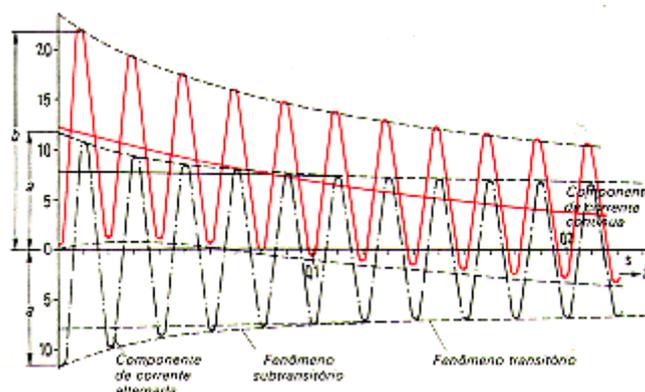


Figura 41 Amortecimento da Corrente

$I''_k \Rightarrow$ corrente inicial subtransitória de curto circuito;

$I''_{cc} \Rightarrow$ corrente inicial subtransitória de curto-circuito incluindo a componente CC.

Concluindo o exposto, relaciona-se a seguir as correntes e reatância de um estudo de curto-circuito:

$I_{II} \Rightarrow$ corrente de regime permanente, valor eficaz;

$I''_I \Rightarrow$ corrente transitória, valor eficaz excluindo a componente CC;

$I''_I \Rightarrow$ corrente subtransitória, valor eficaz excluindo a componente CC;

$X_d \Rightarrow$ reatância síncrona do eixo direto (limita a corrente no primeiro ciclo, após a ocorrência do curto) ;

$X'_d \Rightarrow$ reatância transitória do eixo direto (limita a corrente até 2 segundos após a ocorrência do curto);

$X''_d \Rightarrow$ reatância subtransitória do eixo direto (limita a corrente após estabelecido o regime permanente de curto).

Como já foi visto, a corrente subtransitória é a corrente eficaz simétrica inicial e não inclui a componente contínua da corrente de falta transitória. O cálculo exato do valor eficaz da corrente de falta num sistema de potência é demasiadamente complicado; métodos aproximados são mais práticos e dão resultados suficientemente precisos. O método recomendado pelo *AIEE SWITCHGEAR COMMITTEE* leva em conta a componente CC pela aplicação de um fator de multiplicação à corrente eficaz simétrica calculada.

Os fatores de multiplicação recomendados para o cálculo da corrente momentânea são:

- Tensões > 5 kV \Rightarrow 1,6;
- 600V < Tensões \leq 5 kV \Rightarrow 1,5;
- Tensões \leq 600V \Rightarrow 1,25.

Os fatores de multiplicação recomendados para determinar a corrente nominal de interrupção do disjuntor são:

- Disjuntores de 8 ciclos ou mais lentos $\Rightarrow 1,0$;
- Disjuntores de 5 ciclos $\Rightarrow 1,1$;
- Disjuntores de 3 ciclos $\Rightarrow 1,2$;
- Disjuntores de 2 ciclos $\Rightarrow 1,4$;

Se os disjuntores estiverem na barra do gerador e a potência trifásica for superior a 500.000 kVA, os fatores dados anteriormente devem ser acrescido de 0,1 cada. Os disjuntores a ar abaixo de 600 V são considerados de abertura instantânea e suas correntes momentâneas e de interrupção têm o mesmo valor.

No caso de chaves seccionadoras, os valores de corrente de curto-circuito que devem ser especificados são os seguintes:

\Rightarrow **Corrente Suportável Nominal de Curta Duração**

Segundo a ABNT/IEC: valor eficaz da corrente que a chave pode conduzir por um período especificado de tempo (1 s ou 3 s).

Segundo a ANSI: valor eficaz da corrente total (componente CA simétrica + componente CC) que a chave pode conduzir por um pequeno intervalo de tempo.

\Rightarrow **Valor de Crista Nominal da Corrente Suportável de Curta Duração**

Segundo ABNT/IEC: valor de crista da corrente que a chave pode conduzir sem deterioração de seu material. Os valores padronizados desta corrente (em kA crista) são **2,5 vezes a corrente nominal de curta duração**.

⇒ **Corrente Momentânea**

Segundo ANSI: Valor eficaz da corrente total no máximo ciclo que a chave pode conduzir pelo menos durante um ciclo.

A seguir são apresentadas as equações de conversão e as fórmulas a serem utilizadas no cálculo da corrente de curto-circuito.

$$\rightarrow X_{pu} = \frac{X_{\%}}{100}$$

$$\rightarrow X_{pu} = \frac{\Omega \times kVA_{base}}{1000 \times kV^2} = \frac{\Omega \times MVA}{kV^2}$$

$$\rightarrow X_{pu} = X_{pu} \times \frac{kVA_{base}}{kVA_{equipamento}}$$

Onde:

- Ω → reatância por fase;
- MVA, kVA_{base} → potência trifásica;
- kV → tensão fase-fase.

$$\rightarrow \text{Potência de curto simétrico} = \frac{S_{base}}{X_{pu}}$$

$$\rightarrow \text{Corrente de curto simétrico} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot X_{pu}}$$

Onde:

- S_{base} → potência base em kVA;
- V → tensão entre fases em kV;
- MVA, kVA_{base} → potência trifásica;
- kV → tensão fase-fase.

→ Reatância da Concessionária

Como já foi visto, a concessionária deverá informar a potência máxima de curto-circuito trifásico, na entrada da SE receptora. Entretanto, a reatância da concessionária, neste ponto, referida a sua própria potência base é 1,0 pu.

Para referi-la a potência base escolhida basta fazer:

$$X_{\text{conc}} = 1,0 \times \frac{S_{\text{base}}}{S_{\text{cc}_{\text{conc}}}}$$

Onde:

- $S_{\text{cc}_{\text{conc}}}$ → potência de curto da concessionária;
- X_{conc} → reatância da concessionária;
- S_{base} → potência base.

VIII.12 Exemplo Numérico

A Figura 42 apresenta o diagrama unifilar simplificado de uma SE de 69 kV. O conjunto de relés apresenta carga total de 85 VA localizados a 40 m do TC e serão ligados ao secundário deste através de condutor de seção 6 mm² com 10 Ω/km de resistência (admitir $\cos \varphi = 0,8$ para carga de relé e TC de baixa impedância interna). Especificar o TC e o disjuntor 52-1, considerando que a corrente de linha chegará a 350 A.

⇒ Dados:

- Coeficiente de limite de corrente de curta duração para efeito mecânico: 300;
- Coeficiente de limite de corrente de curta duração para efeito térmico: 120;
- Corrente de curto-circuito subtransitória (I''_{k3}): 21,5 kA (*rms*);
- Corrente de curto-circuito de regime permanente (I_{k3}): 20,9 kA (*rms*);

Obs: Corrente de interrupção nominal do disjuntor 52-1 = I_{k3} .

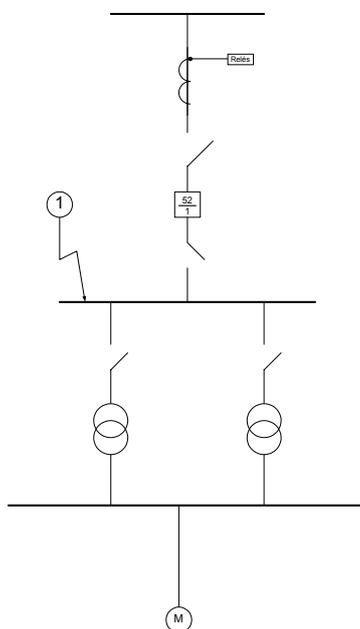


Figura 42 Diagrama Unifilar

1. Dimensionamento do TC

- Corrente Nominal Primária do TC

$$1,66 \times 350 \text{ A} > I_1 > 1,25 \times 350 \text{ A}$$

$$581 \text{ A} > I_1 > 437,5 \text{ A}$$

Pela tabela da ABNT: $I_1 = 500 \text{ A}$

- Capacidade Térmica

$$I_1 \geq \frac{I_{IN}}{b_2} \therefore I_{IN} = I_{k3}$$

$$I_1 \geq \frac{20900}{120} = 174 \text{ A}$$

$$I_1 = 500 \text{ A} > 174 \text{ A} \rightarrow \text{atende}$$

- Capacidade Dinâmica

$$I_1 \geq \frac{I_{\text{mom}}}{b_1}$$

$$I_1 \geq \frac{\sqrt{2} \times 1,6 \times 21,5}{300} = 162 \text{ A}$$

$$I_1 = 500 \text{ A} > 162 \text{ A} \rightarrow \text{atende}$$

Então adoto: TC: 500-5 A

$$I_t: 120 I_1$$

$$I_d: 300 I_1$$

- Carga Nominal

Condutores: $P = RI^2$

$$R = \frac{10}{1000} \times 40 = 0,4 \Omega$$

$$P = 0,4 \times 5^2 = 10 \text{ W}$$

Considerando 2 condutores, $P = 2 \times 10 = 20 \text{ W}$.

Pela tabela, o TC imediatamente superior é o C200 ($\cos \varphi = 0,5$)

- Polaridade: subtrativa
- Impedância Interna

$$S = ZI^2$$

$$Z = \frac{S}{I^2} = \frac{200}{5^2} = 8\Omega$$

- Tensão Secundária

$$V = 20 \times I_2 \times Z$$

$$V = 20 \times 5 \text{ A} \times 8 \Omega = 800 \text{ V}$$

Designação:

ABNT: 10B800

ANSI: C800

2. Dimensionamento do Disjuntor 52-1

$$I = 350 \text{ A}$$

$$I_{\text{mom}} = \sqrt{2} \times 1,6 \times 21,5 = 49 \text{ kA}$$

$$I_{\text{IN}} = 20,9 \text{ kA}$$

Pela tabela da ABNT, tem-se: $I_{\text{nominal}} = 1200 \text{ A}$

Especificação:

Corrente nominal: 1200 A

Corrente de interrupção nominal: 31,5 kA (*rms*)

Corrente momentânea: 78 kA (pico)

Tensão nominal: 69 kV

Classe de tensão: 72,5 kV

Tipo do disjuntor: PVO

Acionamento: mola motorizada

IX. PROTEÇÃO

A elaboração de um esquema de proteção envolve várias etapas desde o estabelecimento de uma estratégia de proteção, selecionando os respectivos dispositivos de atuação, até a determinação dos valores adequados para a calibração dos relés.

Basicamente, em um sistema encontram-se os seguintes tipos de proteção:

- Proteção contra incêndio;
- Proteção por relés e fusíveis;
- Proteção contra descargas atmosféricas e surtos de manobra.

IX.1 Proteção de Transformadores em Subestações

IX.1.1 Introdução

Ao contrário dos múltiplos tipos de defeitos suscetíveis de aparecer nas máquinas rotativas, os transformadores podem estar sujeitos apenas aos seguintes defeitos:

- Curtos-circuitos nos enrolamentos;
- Sobreaquecimento.

Realmente, a construção dos transformadores atingiu um nível técnico tão elevado que os mesmos podem ser considerados entre os elementos que apresentam maior segurança de serviço. Até a proteção térmica, mesmo em subestação sem operador, normalmente só controla alarmes ou bancos de ventiladores.

Assim, o que deve preocupar, basicamente, é a proteção contra curto-circuito interno e a proteção de retaguarda contra faltas externas. Os curtos resultam

de defeitos de isolamento que, por sua vez, são constituídos por sobretensão de origem atmosférica ou de manobras, e por sobreaquecimento inadmissível dos enrolamentos. As sobrecargas repetitivas, permanentes ou temporárias, conduzem a um envelhecimento prematuro dos isolantes dos enrolamentos. Com isso, acabam ocorrendo rupturas destes isolamentos, ocasionando curtos-circuitos entre as espiras.

Pode-se então dividir a proteção de transformadores da seguinte forma:

⇒ **Proteção contra Curto-Circuito Interno**

◆ Para grandes transformadores

- Proteção diferencial;
- Proteção *Buchholz*.

◆ Para pequenas unidades e transformadores de média potência com alimentação unilateral

- Proteção através de relés de sobrecorrente temporizados e/ou por fusíveis;
- Relés térmicos e imagens térmicas constituem a proteção contra sobrecarga;

⇒ **Proteção de Retaguarda**

Relés de sobrecorrente e/ou fusíveis.

IX.1.2 Esquemas de Proteção

A seguir serão apresentados esquemas típicos de proteção de transformadores, de acordo com o nível de tensão.

1. Primário a 15 kV e secundário em baixa tensão para $S \leq 225$ kVA e $225\text{kVA} < S \leq 1000$ kVA

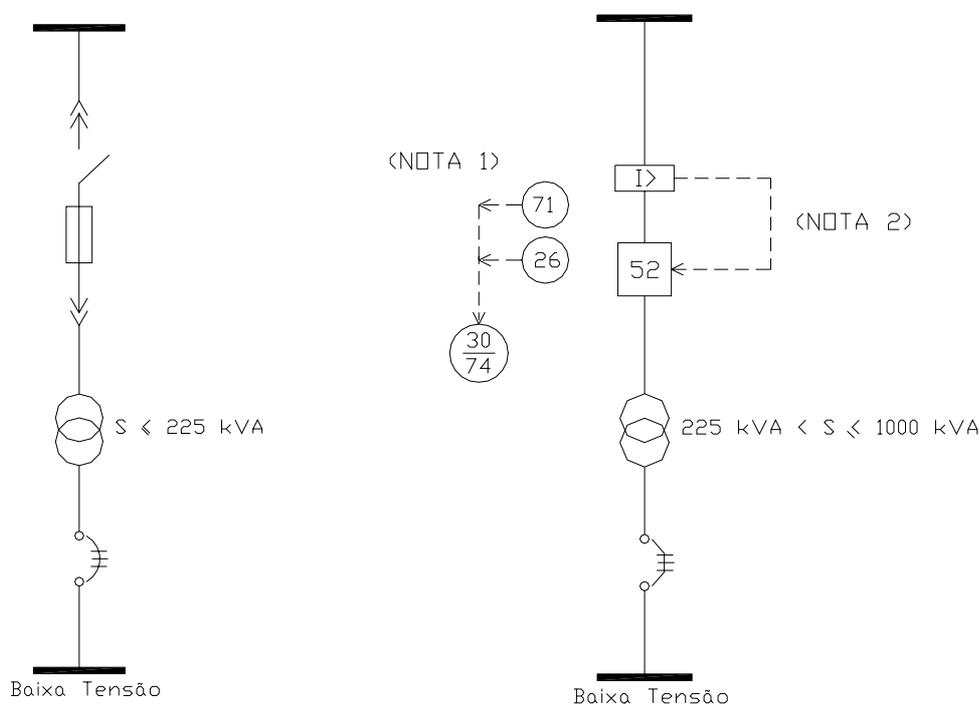


Figura 43 Esquemas de Proteção: 15 kV

Nota 1 – Os alarmes são opcionais, sendo recomendados para $S \geq 500$ kVA;

Nota 2 – A proteção com relé primário pode ser utilizada em transformadores com potência acima de 1000 kVA, onde não se deseja uma proteção mais sofisticada, sem alarme e sempre verificando o limite de fabricação desses relés.

2. Primário ≥ 15 kV e secundário em média tensão e $S \geq 1000$ kVA

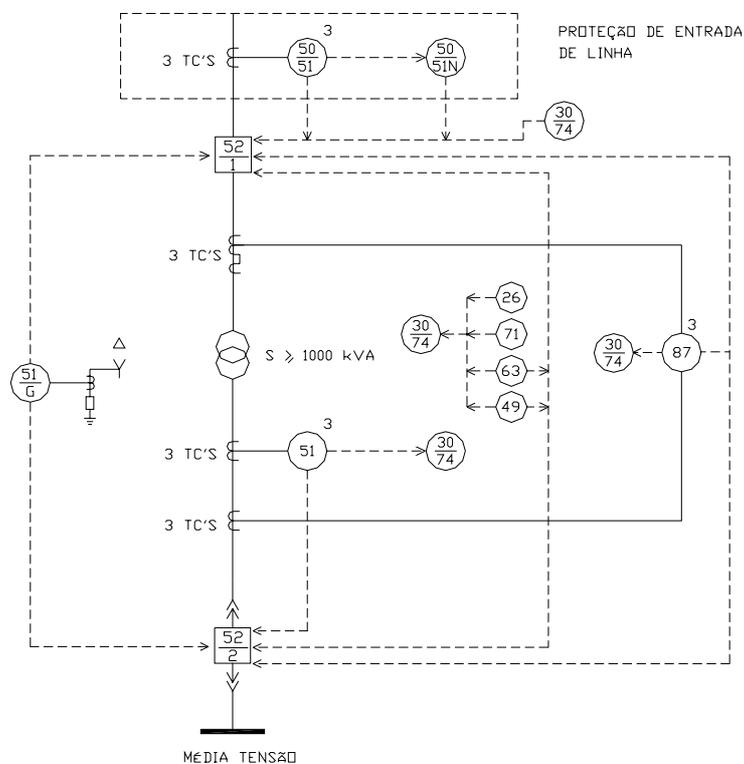


Figura 44 Esquema de Proteção: Acima de 15 kV

⇒ Funções dos Relés

1. Relé de Gás (*Buchholz* – transformador com conservador)

Função ASA: 63

TR > 500 kVA

2. Relé de Temperatura do Óleo

Função ASA: 26

Exemplo de aplicação:

- Dois pares de contatos
- Faixa de ajuste: 55 a 100 °C
 - Alarme para óleo a 75 °C
 - Desligamento da fonte para óleo a 85 °C

Obs: O desligamento da fonte é opcional.

3. Temperatura do Enrolamento (Imagem Térmica)

Função ASA: 49

Utilização: TR \geq 2500 kVA

Exemplo de aplicação:

- Dois pares de contatos ajustáveis entre 80 e 115 °C
 - Alarme a 80 °C
 - Desligamento da fonte a 95 °C
 - Liga ventiladores (se houver) a 75 °C
 - Liga bomba de óleo a 80 °C (TR > 7500 kVA)

4. Relé de Sobrecorrente

Função ASA: 51

5. Relé Diferencial

Função ASA: 87

Recomendável para TR > 1000 kVA

Econômico para TR > 5000 kVA

Devido ao custo elevado, recomenda-se para TR \geq 7500 kVA

6. Relé de Nível de Óleo

Função ASA: 71

Alarme de nível mínimo

IX.1.3 Descrição das Principais Proteções

⇒ **Proteção Diferencial Percentual (ASA 87)**

É capaz não só de eliminar todos os tipos de curtos-circuitos internos, como também os defeitos devidos a arcos nas buchas.

Nessa montagem diferencial, compara-se as correntes na entrada e na saída do elemento protegido, sendo que o relé diferencial opera quando é percorrido por uma corrente (diferença entre a entrada e a saída) que ultrapassa certo valor ajustado e denominado corrente diferencial.

No caso de transformadores, aparecem outras correntes diferenciais que não são originadas por defeito, devidas principalmente à:

- Corrente de magnetização inicial;
- Erros próprios dos TC's colocados em cada lado do transformador;
- Erros no ajuste das relações de transformação dos TC's;
- Etc.

⇒ **Proteção de Sobrecorrente (ASA 51)**

Em transformadores de média e pequena potência, nos quais a importância econômica é menor, a proteção contra curto-circuito ou de retaguarda para faltas externas é feita através de relés de sobrecorrente primários ou secundários no lugar de relés diferenciais.

⇒ **Proteção por meio de Relés de Pressão e/ou Gás (ASA 63)**

O relé de pressão é destinado a responder rapidamente a um aumento anormal na pressão do óleo do transformador devido ao arco, resultante de uma falta interna. Tal relé é insensível às lentas mudanças causadas, por exemplo, pela variação de carga. Constituem assim, valiosa suplementação aos relés diferenciais ou de sobrecorrente, para falta no interior do tanque.

O relé *buchholz* é uma combinação do relé de pressão com o relé detetor de gás.

⇒ **Desligamento Remoto**

Quando uma linha de transmissão alimenta um único banco de transformadores, é prática freqüente omitir-se o disjuntor do lado de alta tensão por motivo de economia. Faz-se então um desligamento remoto sobre o disjuntor do início da linha, de forma que, em caso de defeito, a proteção do banco atua sobre o disjuntor do lado de menor tensão e sobre a chave de aterramento rápido ou através de onda portadora para disparo de disjuntor remoto.

**IX.1.4 Tabela de Calibração do Relé Primário de SE de 13,8 kV em
Função da Demanda**

Demanda (kVA)	Corrente de Ajuste (A)	Demanda (kVA)	Corrente de Ajuste (A)
150	8	1300	67
200	10	1400	72
250	13	1500	78
300	16	1600	84
400	21	1700	88
500	26	1800	94
600	31	1900	99
700	36	2000	104
800	42	2100	109
900	47	2200	114
1000	52	2300	120
1100	57	2400	125
1200	62	2500	130

Figura 45 Calibração dos Relés Primários em SE's de 13,8 kV

X. BIBLIOGRAFIA

- [1] **BEEMAN**, D. – *“Industrial Power Systems Handbook” – 1st edition*, McGraw-Hill Book Company, New York, 1955;
- [2] **EARLEY**, M.W., Murray, R.H. & Caloggero J.M. – *“The National Electrical Code 1990 Handbook” – 5th edition*, NFPA, Quincy, Massachusetts, 1989;
- [3] **MAMEDE**, J. – *Sistemas Elétricos Industriais – 5^a edição*, LTC – Livros Técnicos e Científicos Ltda, Rio de Janeiro, 1997.
- [4] **SOUZA**, L.F.W. – *Apostila do Curso de Subestações da Universidade Federal Fluminense – UFF*.
- [5] **PETROBRÁS**, Petróleo Brasileiro S.A.– *Procedimento de Projeto de Subestações*, 1985;
- [6] **STEVENSON**, W.D. – *Elementos de Análise de Sistemas de Potência* – Editora McGraw Hill do Brasil Ltda, São Paulo, 1974;
- [7] **MEDEIROS**, S. - *Medição de Energia Elétrica*, 2^a edição - Editora da Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 1980;
- [8] **MAMEDE**, J. - *Manual de Equipamentos Elétricos*, Volume 1, 2^a edição - , LTC – Livros Técnicos e Científicos Ltda, Rio de Janeiro, 1994;
- [9] **D’AJUZ**, A. & Outros - *Equipamentos Elétricos / Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão* - Convênio Furnas Centrais Elétricas S.A. e Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 1985;
- [10] **CEMIG**, Companhia Energética de Minas Gerais – *Manual de Distribuição: Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária – Rede de Distribuição Aérea* – Belo Horizonte, 1981;
- [11] **ROEPER**, R. – *Correntes de Curto-Circuito em Redes Trifásicas* – Siemens, São Paulo, 1986;
- [12] **CAMINHA**, A.C. – *Introdução à Proteção de Sistemas Elétricos*;
- [13] **PENNA FRANCA**, S. – *Anotações de Trabalho*;
- [14] **CARVALHO**, M. – *Transformadores de Corrente* – Petrobrás, 1982;
- [15] **CARVALHO**, M. – *Transformadores de Potencial* – Petrobrás, 1984.