

2. 1984



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**Escuela Nacional de Estudios Profesionales "ARAGON"  
INGENIERIA**

**“ Análisis Sobre Subestaciones Eléctricas  
Para Tensiones de Hasta 34.5 KV ”**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA  
P R E S E N T A  
RAFAEL ALEXANDER LEAL**

**ARAGON, EDO. DE MEX.**

**1984**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

# I N D I C E

## I N T R O D U C C I O N

### CAPITULO I

#### GENERALIDADES SOBRE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS

- 1) Fuentes de Energía Eléctrica. 1.1) Centrales Generadoras. -
- 1.2) Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. 2) Subestaciones Eléctricas. 2.1) Definición. 2.2) Clasificación. 3) Características Generales de las Subestaciones Eléctricas. 4) Proyecto de una Subestación Eléctrica . . . . . Pág. 1

### CAPITULO II

#### ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA SUBESTACION ELECTRICA

- 1) Instrumentos Eléctricos de Medición . . . . . Pág. 15
- 2) Transformadores de Instrumento . . . . . Pág. 28
- 3) Cuchillas Desconectoras en Aire . . . . . Pág. 41
- 4) Interruptores de Potencia . . . . . Pág. 48
- 5) Apartarrays . . . . . Pág. 68
- 6) Barras Colectoras o Buses . . . . . Pág. 79
- 7) Transformadores . . . . . Pág. 89
- 8) Tableros Eléctricos de Distribución . . . . . Pág. 120
- 9) Sistema de Tierras . . . . . Pág. 144
- 10) Aisladores . . . . . Pág. 171

### CAPITULO III

#### SUBESTACIONES ELECTRICAS DE TIPO COMPACTO

- 1) Generalidades. 2) Descripción de las Subestaciones Eléctricas de Tipo Compacto. 3) Clasificación de las Subestaciones de Tipo Compacto o Unitarias. 4) Características de las Subestaciones de Tipo Compacto o Unitarias. 5) Construcción. 6) Secciones y Arre--

glos Básicos de Subestaciones Eléctricas de Tipo Compacto. 7) --  
Celdas tipo Metal-clad . . . . . Pág. 175

CAPITULO IV  
SUBESTACIONES ELECTRICAS DE TIPO ABIERTO

1) Generalidades. 2) Características de las Subestaciones de Ti-  
po Abierto. . . . . Pág. 196

CAPITULO V  
SOBRETENSIONES Y COORDINACION DE AISLAMIENTO

1) Sobretensiones. 1.1) Definición. 1.2) Origen y Tipos de Sobre-  
tensiones. 1.3) Clasificación de las Sobretensiones. 2) Coordina-  
ción de Aislamiento. 2.1) Definición. 2.2) Aplicación. 2.3) Aisla-  
mientos. 2.4) Nivel de Aislamiento Nominal. 2.5) Nivel de Protec-  
ción y Coordinación de Aislamiento. 2.6) Distancias de no Flameo-  
en Aire. 2.7) Dimensionamiento Dieléctrico en Subestaciones Eléc-  
tricas . . . . . Pág. 199

CAPITULO VI  
ESTUDIO DEL CORTO CIRCUITO

1) Generalidades. 2) Causas y Efectos de un Corto Circuito. 3) -  
Aplicación. 4) Fuentes de Corriente de Corto Circuito. 5) Corrien-  
tes Simétricas y Asimétricas de Corto Circuito. 6) Tipos de Fa-  
llas en los Sistemas Eléctricos. 7) Métodos de Cálculo. Pág. 223

CAPITULO VII  
CAMPO DE APLICACION DE LAS SUBESTACIONES  
ELECTRICAS DE HASTA 34.5 KV

1) Antecedentes. 2) Consideraciones Básicas de Diseño. 2.1) Selec-  
ción de Tensiones. 2.2) Intensidades de Corriente previstas en la

Subestación Eléctrica. 2.3) Configuración de la Subestación Eléctrica . . . . . Pág. 242

### CAPITULO VIII

#### PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

1) Mantenimiento General. 2) Pruebas Eléctricas de Campo a Equipos y Materiales de la Subestación. 2.1) Teoría y Equipos de Pruebas. 3) Pruebas a Subestaciones Compactas. 3.1) Mantenimiento del Transformador. 4) Maniobras de Libranza para Mantenimiento y Emergencias. 4.1) Utiles de Seguridad y Maniobra Necesarios. 4.2) Maniobras de Libranza para Mantenimiento en una Subestación Convencional. . . . . Pág. 259

### CAPITULO IX

#### PROGRAMAS DE INSTALACION PARA SUBESTACIONES ELECTRICAS

---

1) Guia para la Planeación de un Sistema Eléctrico de Distribución Industrial. 2) Programas de Proyecto para Subestaciones Eléctricas. 3) Programas de Instalación o de Obras. . . . . Pág. 278

Conclusiones. . . . . Pág. 292

## INTRODUCCION

El presente trabajo denominado "Análisis sobre Subestaciones Eléctricas para Tensiones de hasta 34.5 KV", tiene por objeto destacar algunos aspectos relevantes relacionados con el diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento de sistemas abastecedores de energía eléctrica en mediana y baja tensión.

Paralelamente a este estudio se describen brevemente los equipos, dispositivos y circuitos que forman una subestación eléctrica de las tensiones antes mencionadas, repasando rápidamente su principio de operación y mostrando sus principales características, en base a normas de validez oficial, tanto nacional como internacionalmente, e información que proporcionan sus principales fabricantes.

Vale la pena aclarar que aunque el tema "Análisis sobre Subestaciones Eléctricas para Tensiones de hasta 34.5 KV", comprende un extenso género de sistemas de distribución y una gran variedad de sistemas abastecedores de energía eléctrica en mediana tensión, el desarrollo del presente estudio está enfocado a subestaciones de tipo compacto que son por su diseño, construcción, operación y mantenimiento, las que mejor satisfacen los requerimientos de seguridad, confiabilidad, flexibilidad, accesibilidad y economía de los sistemas eléctricos, así mismo, cumplen con las condiciones de estética que demandan las construcciones modernas, tales como: centros comerciales, unidades habitacionales o fraccionamientos, hospitales, grandes edificios, pequeñas y medianas industrias; por otro lado, se amoldan convenientemente como componentes (sistemas secundarios de distribución) de grandes industrias con acometidas de hasta 230 000 volts o como parte integral de complejos sistemas generadores de energía eléctrica.

Por lo antes mencionado, en este trabajo hago un repaso de los procedimientos básicos de diseño y de los criterios de ingeniería necesarios para seleccionar una subestación eléctrica y sus componentes, abarcando los conceptos siguientes:

- a) Análisis de corto circuito.
- b) Sobretensiones y coordinación de aislamiento.
- c) Aplicaciones de las subestaciones eléctricas.
- d) Programas de instalación.
- e) Programas de mantenimiento preventivo.
- f) Diseño de sistemas de tierra.
- g) Estudios de seguridad para las personas y los inmuebles.
- h) Descripción de cada uno de los componentes de una subestación eléctrica.

Los conceptos anteriores se han recopilado de normas nacionales e internacionales y bibliografía relacionada con el tema en estudio, así como de la información proporcionada por los fabricantes de equipo eléctrico, sin olvidar la aportación personal que engloba los diferentes criterios y procedimientos de cálculo, para cumplir con el cometido de tener en un solo documento los criterios de ingeniería, procedimientos de cálculo, sistemas de control y protección, dimensiones y arreglos de equipo, en base a los diagramas unifilares que muestran la filosofía del ingeniero proyectista para determinar los esquemas eléctricos como pueden ser, sistemas radiales, de doble barra o esquemas con equipos en paralelo, por ejemplo plantas para servicio de emergencia. Lo anterior pretende lograr un sistema conveniente para recibir, controlar y distribuir la energía eléctrica en mediana y baja tensión.

En forma adicional trato brevemente de establecer la comparación entre una subestación compacta y una tradicional de tipo abierto, en base a programas de construcción, instalación y diseño, y de otros factores de igual importancia, mismos que serán estudiados en el desarrollo de esta tesis.

CAPITULO I

GENERALIDADES SOBRE LAS  
SUBESTACIONES ELECTRICAS

## CAPITULO I

### GENERALIDADES SOBRE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS

#### 1) FUENTES DE ENERGIA ELECTRICA

"Es facultad exclusiva de la Nación generar, transmitir y distribuir energía eléctrica"(1), la prestación de este servicio público es por cuenta de la Comisión Federal de Electricidad --- (C.F.E.) y de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., en liquidación. Ambas empresas cuentan con instalaciones y equipos apropiados para desarrollar el proceso generación-consumo de la energía eléctrica.

##### 1.1) CENTRALES GENERADORAS

La energía eléctrica suministrada por un sistema de potencia proviene principalmente de los siguientes tipos de centrales-generadoras:

- Centrales Hidroeléctricas
- Centrales Termoeléctricas
- Centrales Geotermoeléctricas
- Centrales Nucleoeléctricas

Además, para la generación periódica de pequeñas cantidades de energía eléctrica se ha utilizado la fuerza del viento, de las mareas o de la energía solar.

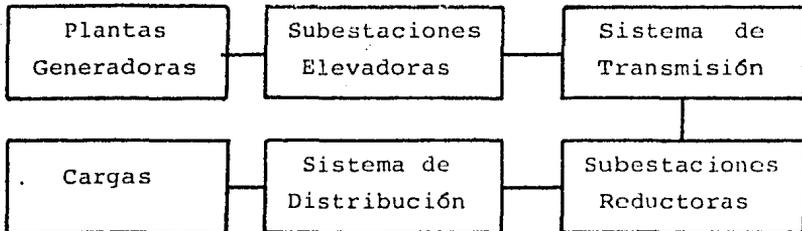
Gracias a que la energía puede ser transmitida a grandes distancias a un costo relativamente bajo, las centrales generadoras son instaladas en lugares donde las condiciones sean favorables para la generación de potencia eléctrica.

---

(1) Constitución General de la República, artículo 27.

## 1.2) TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

Normalmente la energía eléctrica se genera a tensiones moderadamente elevadas (de 5 a 23 KV), se transforma a alta tensión para ser transmitida y nuevamente se reduce en las subestaciones próximas a los centros de consumo. Si expresáramos el proceso anterior por medio de un diagrama de bloques, se vería así:



El empleo de la alta tensión en los sistemas de transmisión y distribución queda justificado a través del principio que dice: "El área de la sección transversal del conductor (A) es inversamente proporcional al cuadrado de la tensión (V) siempre y cuando permanezcan invariables la potencia por transmitir (P) y la longitud (L) del conductor". Si expresamos este principio en forma matemática, en un sistema trifásico de tres hilos tendremos:

Si:

$$P = 3 V I \cos \phi \quad \dots 1$$

Entonces:

$$I = \frac{P}{3 V \cos \phi} \quad \dots 2$$

Y como:

$$p = 3 I^2 R \quad \dots 3$$

Donde:

p = pérdidas por efecto Joule

$$R = \frac{\rho L}{A} \quad \dots 4$$

Si substituímos 2 y 4 en 3 y para simplificar los cálculos consideramos  $\cos \phi = 1$ , entonces:

$$p = \frac{1}{3} \frac{P^2 \rho L}{V^2 A} \quad \dots 5$$

Al despejar de la ecuación 5 el área de la sección transversal, podemos observar que se cumple el principio mencionado, - es decir:

$$A = \frac{1}{3} \frac{P^2 Q L}{V^2 p} \quad \dots \quad 6$$

Además, desde el punto de vista del consumo de conductor eléctrico, se justifica que las tensiones de transmisión y de distribución sean lo más alto posible, sin embargo, el costo de los transformadores, aisladores y demás equipo aumenta al incrementarse la tensión, no obstante tendremos una tensión que da lugar al costo total mínimo. Aproximadamente, dicho valor de voltaje es de 625 volts por kilómetro de transmisión.

#### 1.2.1) VALORES DE VOLTAJE DE TRANSMISION

Hemos visto en puntos anteriores las ventajas obtenidas al transmitir la potencia eléctrica a elevados valores de tensión y que dependiendo de la cantidad de energía y la distancia se puede efectuar a 69, 85, 115, 138, 230, 400 ó 750 KV. Sin embargo, en otros países se usan tensiones de hasta 1200 KV en corriente alterna.

#### 1.2.2) VALORES DE VOLTAJE DE DISTRIBUCION

Los valores de voltaje de distribución dentro del territorio nacional se clasifican de acuerdo a las divisiones de distribución, trece en total, las cuales se muestran en la tabla siguiente:

LINEAS EN TENSION DE	TIPO	DIVISIONES DE DISTRIBUCION													
		B.C.	N.O.	N	G.N.	C OCC.	C.S.	O	S	B	C.O.	P	J	CIA. LUZ	
4.16 kv	URBANA	X												X	
	RURAL	X												X	
13.8 kv	URBANA	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	RURAL	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
	SUBTERRANEA													X	
23.0 kv	URBANA			X		X	X							X	X
	RURAL			X		X	X							X	X
	SUBTERRANEA													X	X
34.5 kv	URBANA	X	X	X	X		X	X			X	X			
	RURAL	X	X	X	X		X	X	X	X	X				
	SUBTERRANEA														

DIVISIONES DE DISTRIBUCION



- B.C. BAJA CALIFORNIA
- N.O. NOROESTE
- N NORTE
- G.N. GOLFO NORTE
- C. OCC. CENTRO OCCIDENTE
- C.S. CENTRO SUR
- O ORIENTE
- S SURESTE
- B BAJIO
- C.O. CENTRO ORIENTE
- P PENINSULAR
- J JALISCO

La elevación, la reducción de tensión y la interconexión de redes de transmisión y distribución se realiza gracias a las subestaciones eléctricas, por tanto, es preciso estudiarlas para -- aplicarlas convenientemente en las diferentes etapas del proceso-generación-consumo de la energía eléctrica.

## 2) SUBESTACIONES ELECTRICAS

El continuo crecimiento de las densidades de corriente, producto de las exigencias de la vida moderna, ha traído como consecuencia la expansión de las redes en alta tensión y como se ha de mostrado la conveniencia económica de transmitir y de distribuir potencia eléctrica a tensiones elevadas, es importante que el -- usuario comprenda que al requerir enormes cantidades de energía - eléctrica (generalmente cargas mayores a 100 KVA) le resultará - redituable adquirirla en alta tensión y para el mejor manejo de - tales magnitudes de voltaje es necesario el uso de subestaciones- eléctricas, mismas que cumplen con la tarea de transformar los va lores de tensión en forma segura y eficaz y hacen posible utili-- zar la energía eléctrica en forma conveniente en todo tipo de ac-- tividad o servicio, por ejemplo, industrial, comercial, urbano, - etc.

La acción de transformación realizada en las subestaciones- eléctricas, implica recibir energía en alta tensión y distribuir- la en media o baja tensión.

### 2.1) DEFINICION

Una subestación eléctrica es una serie de dispositivos y -- circuitos que en conjunto modifican las características de la -- energía eléctrica en base a sus valores de voltaje o de corriente manteniendo el valor de la energía casi constante, es decir:

$$\text{KVA entrada} = \text{KVA salida} + \text{KVA pérdidas}$$

Donde:

$$\text{KVA pérdidas} = 1\%$$

## 2.2) CLASIFICACION

Debido a que existe una gran variedad de subestaciones eléctricas, se dificulta lograr una exacta clasificación de ellas, no obstante trataremos de agrupar en el siguiente cuadro a la mayoría de las subestaciones ordenándolas según sus particularidades:

- a) De acuerdo con la función que desempeñan:
  - Subestaciones elevadoras de las centrales generadoras.
  - Subestaciones de interconexión de las redes de alta tensión.
  - Subestaciones receptoras-reductoras para alimentar los sistemas de subtransmisión o de distribución.
  - Subestaciones convertidoras o de rectificación.
- b) De acuerdo a las tensiones de transformación:
  - Subestaciones primarias.
  - Subestaciones secundarias.
- c) Por su tipo de instalación:
  - Subestación urbana.
  - Subestación rural.
  - Subestación subterránea.
- d) Por su construcción:
  - Subestaciones de tipo abierto.
  - Subestaciones de tipo compacto 

{	servicio interior. servicio exterior. blindado.
---	---
- e) De acuerdo al tipo de aislamiento:
  - Subestaciones en aceite o en otro líquido aislante.
  - Subestaciones en aire.
  - Subestaciones en hexafloruro de azufre.
  - Subestaciones en vacío.

## 3) CARACTERISTICAS GENERALES DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS

El éxito que se obtenga en el proyecto de una subestación -

eléctrica, dependerá de los criterios tomados para seleccionar - tanto sus características constructivas como los equipos y circuitos que forman la subestación. Para alcanzar tal objetivo, el ingeniero proyectista puede basarse en los factores siguientes:

- Diagrama de conexiones o arreglo adoptado.
- Tensiones de operación y nivel básico de aislamiento seleccionado.
- Intensidad de corriente máxima que se prevé en condiciones normales o adversas de operación, así como el valor máximo de la corriente de corto circuito.

Es muy importante que dichos factores sean manejados paralelamente con los requisitos básicos que toda instalación eléctrica debe reunir, como son:

- a) **Reglamentación** Todo sistema debe cumplir con las normas y especificaciones que establece la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraes tatal.
- b) **Seguridad** Protección para el personal y preservación de la propiedad.
- c) **Confiabilidad** El sistema debe ser diseñado con el equipo necesario para aislar fallas con el mínimo de perturbaciones en el servicio.
- d) **Flexibilidad** Es la habilidad que tienen las instalaciones eléctricas para adaptarse al crecimiento o expansión del sistema al que pertenecen.
- e) **Accesibilidad** Es conveniente que la distribución del sistema sea accesible para su instalación, - operación y mantenimiento.

#### 4) PROYECTO DE UNA SUBESTACION ELECTRICA

El proyecto se constituye por planos y memorias técnico des

criptivas y en ellos se debe establecer con lujo de detalles y explicaciones las obras que se van a realizar.

#### 4.1) PLANOS

- a) Diagrama unifilar que represente el arreglo de la subestación eléctrica mostrando la acometida, la configuración de los tableros generales de distribución y sus protecciones principales. Es conveniente indicar datos técnicos del equipo como son voltaje y corriente de operación, número de fases, calibres de conductores, dimensiones y tipo de canalizaciones, así como el número de conductores que llevan, etc.
- b) Mostrar vista de planta, elevación, perfil y cortes necesarios que indiquen la disposición física de los componentes de la subestación.
- c) Especificar las características eléctricas de los elementos que forman la subestación tales como transformadores, cuchillas desconectadoras, sistemas de protección, etc.
- d) Realizar un plano del sistema de tierras, que incluya detalles de sus componentes indicando la conexión a todas las partes metálicas de la instalación no destinadas a conducir energía eléctrica.
- e) Cuando así se requiera, localizar el drenaje para el escurreimiento del líquido aislante de los transformadores.
- f) Mostrar las características y dimensiones de registros, ductos, trincheras, local o cerca protectora de la subestación, así como de la iluminación y ventilación en caso de requerirla y señalar medios de acceso al local.
- g) Indicar la ubicación del equipo de protección contra incendios y de ser posible, el lugar donde se encuentra el equipo de protección destinado al personal como son guantes, tarimas aislantes y demás sistemas de seguridad.

Los planos deben incluir los siguientes aspectos:

- Nombre, firma autógrafa, número de registro en la Subdi-

rección General de Electricidad y domicilio del responsable del proyecto, así como del responsable de la construcción de la obra eléctrica en su caso.

- Debe procurarse dejar un espacio adecuado para inscribir los sellos y firmas por parte de la SECOFIN.
- Croquis de localización de la obra eléctrica.
- Relación de símbolos y abreviaturas utilizados a lo largo del proyecto.
- Escala a la que se hacen los dibujos.
- Notas sobre el punto que el proyectista considere necesario aclarar.
- Número de autorización para la venta y uso de los equipos, materiales y accesorios eléctricos utilizados.

#### 4.2) MEMORIA DESCRIPTIVA

La memoria descriptiva se compone de métodos de construcción, especificaciones de materiales, equipos, dispositivos y accesorios de la subestación.

La memoria descriptiva incluye los siguientes puntos:

- a) Descripción general de la subestación eléctrica donde se indique su uso o aplicación, condiciones ambientales de operación, tipo de instalaciones, etc.
- b) Características del servicio que alimentará a la subestación: número de fases, tensión nominal, frecuencia, nivel de corto circuito, etc.
- c) Características eléctricas del sistema que será alimentado por la subestación, así como las de ella misma, con especificaciones de los mecanismos de protección contra fallas eléctricas indicando su capacidad interruptiva y la forma en que se realiza la extinción de arcos.
- d) Características de los conductores eléctricos empleados en las instalaciones de la subestación.

- e) Métodos de trabajo y precauciones para ejecutar las instalaciones de la subestación con las especificaciones de equipos, dispositivos y accesorios requeridos, estableciendo los procedimientos de operación y manejo.

#### 4.3) MEMORIA DE CALCULO

La memoria de cálculo es un documento manuscrito donde se desarrollan los cálculos necesarios para realizar el proyecto de una subestación. En dicho documento los cálculos se llevan a cabo con forme a procedimientos previamente establecidos, de acuerdo a normas eléctricas vigentes y en base al buen criterio de ingeniería. Por ello, la memoria de cálculo es un documento sumamente valioso por la información y criterios de ingeniería que permiten corroborar en cualquier momento los valores indispensables para cumplir con las condiciones de seguridad, flexibilidad y continuidad del servicio eléctrico requerido.

Dentro de los conceptos principales que debe contemplar la memoria de cálculo de una subestación eléctrica, podemos mencionar los siguientes <sup>(1)</sup>:

- a). Coordinación de aislamientos.
- b). Determinación de la capacidad de transformación (en KVA o MVA).
- c). Estimación de los valores nominales de corriente en equipos y circuitos.
- d). Cálculo de las corrientes de falla.
- e). Cálculo del sistema de tierras.
- f). Cálculo de esfuerzos electrodinámicos.
- g). Dimensionamiento del equipo eléctrico.

---

(1) En el desarrollo del presente trabajo se describen los conceptos que integran la memoria de cálculo.

Los puntos mencionados no deben considerarse como la totalidad de la información necesaria para proyectar una subestación eléctrica, sino simplemente como una guía para efectuarlo.

#### 4.4) ESPECIFICACIONES GENERALES

Las especificaciones generales establecen las características mecánicas y eléctricas necesarias para el diseño, fabricación, prueba y puesta en servicio de equipos y sistemas eléctricos. Deben contener las condiciones ambientales y físicas del sitio donde se van a instalar los equipos, cuidando de incluir los accesorios necesarios y sistemas auxiliares de control y protección que aseguren el correcto funcionamiento del sistema y así salvaguardar a las personas y equipos, aún en condiciones de falla.

##### 4.4.1) CONDICIONES DE SERVICIO

###### a) Condiciones normales de servicio:

- Servicio interior o a la intemperie
- Temperatura ambiente máxima y mínima
- Temperatura ambiente promedio
- Presión barométrica
- Humedad relativa
- Precipitación pluvial (promedio anual) en el caso de subestaciones a la intemperie
- Altitud (metros sobre el nivel del mar)
- Tensión nominal
- Corriente de carga
- Nivel de corto circuito

b) Condiciones Especiales de Servicio.- Cuando existan condiciones especiales de operación de la subestación, éstas deben especificarse previamente a las personas responsables del diseño, construcción e instalación del equipo. Ejemplo de algunas de estas condiciones son:

- Vapores o atmósferas dañinas, exceso de polvo, mezclas ex

plosivas de polvos o gases, vapor de agua, ambiente corrosivo, etc.

- Vibraciones anormales, golpes, etc.
- Temperaturas ambientes excesivamente bajas o altas
- Condiciones de transporte o almacenaje poco usuales
- Condiciones de servicio a altitudes mayores a la normal
- Necesidades especiales de aislamiento
- Cargas anormales.

#### 4.5) NORMAS Y REGLAMENTOS ELECTRICOS APLICABLES

Las normas y reglamentos eléctricos disponen los requisitos que deben adoptarse en la fabricación, montaje y utilización de subestaciones eléctricas, así como de aquellos aparatos y dispositivos que las integran.

Su finalidad es proteger, en lo posible, a personas y bienes materiales contra peligros directos o indirectos, causados por acciones perjudiciales de la energía eléctrica. Así mismo, pueden contener recomendaciones orientadas a lograr perfección, seguridad y eficiencia en el funcionamiento de aparatos y circuitos eléctricos, es decir, con la ayuda de las normas se evitan malos diseños que pueden ser causa de:

- Peligros a la vida o la salud
- Incendios por sobrecalentamiento y corto circuito en los equipos
- Bajo rendimiento del equipo por exceso de caída de tensión y considerables pérdidas de energía, lo cual incrementa el costo de las instalaciones
- Alto costo inicial de las instalaciones por recorrido excesivo de conductores y mal aprovechamiento de canalizaciones

Además, el acatamiento a lo dispuesto por las normas y reglamentos eléctricos vigentes es determinante para la solución satisfactoria de demandas judiciales causadas por daños personales o ma

teriales, ésto es, cumplir con dichas normas libera de responsabilidad a todas aquellas personas que de alguna manera intervienen en la producción, montaje u operación de subestaciones eléctricas, por el contrario, infringirlas es causa suficiente para incurrir en responsabilidad civil o penal.

Es usual tomar como base a las normas en acuerdos contractuales, por ejemplo, al momento de especificar ciertas condiciones especiales de fabricación del equipo.

Las normas con validez dentro del territorio nacional empleadas por los fabricantes e instaladores de subestaciones eléctricas son, entre otras, las siguientes:

- Especificaciones de la Dirección General de Normas.
- "Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas" establecidas por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.
- Publicaciones de la "National Electrical Manufacturers Association" (NEMA).
- Publicaciones del "Institute of Electrical and Electronics Engineers" (IEEE).
- "National Electrical Code" publicado por la "National Fire Protection Association" (NFPA).
- Publicaciones del "American National Standard Institute" (ANSI).

---

## CAPITULO II

### ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA SUBESTACION ELECTRICA

## CAPITULO II

### ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA SUBESTACION ELECTRICA

- 1) INSTRUMENTOS ELECTRICOS DE MEDICION
- 2) TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO
- 3) CUCHILLAS DESCONECTORAS EN AIRE
- 4) INTERRUPTORES DE POTENCIA
- 5) APARTARRAYOS
- 6) BARRAS COLECTORAS O BUSES
- 7) TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION
- 8) TABLEROS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION
- 9) SISTEMA DE TIERRAS
- 10) AISLADORES

## 1) INSTRUMENTOS ELECTRICOS DE MEDICION

### 1.1) GENERALIDADES

Los instrumentos eléctricos de medición, los aparatos registrados y los elementos de alarma forman parte del equipo principal de una subestación eléctrica ya que, a través de ellos es posible conocer el comportamiento y las características de la energía eléctrica que circula por los diferentes circuitos de la subestación.

La información proporcionada por los instrumentos de medida consiste en indicar, sobre escalas previamente establecidas, los cambios o desviaciones que sufren las magnitudes eléctricas.

### 1.2) INSTRUMENTOS Y UNIDADES ELECTRICAS

Los instrumentos que se utilizan para realizar mediciones eléctricas, adquieren su nombre de acuerdo a la unidad eléctrica que miden, es decir:

INSTRUMENTO	MAGNITUD ELECTRICA QUE MIDE	NOMBRE DE LA UNIDAD
Ampérmetro	Intensidad de corriente eléctrica	Ampere (A)
Vóltmetro	Diferencia de Potencial, tensión o voltaje	Volt (V)
Voltampérmetro	Potencia aparente	Volt-ampere (VA)
Wattmetro	Potencia activa	Watt (W)
Varmetro	Potencia reactiva	Volt-ampere-reactivo (VAR)
Frecuencímetro	Frecuencia (ciclos por segundo)	Hertz (Hz)
Fasímetro o Factorímetro	El coseno del ángulo de fase entre corriente y tensión	$\cos \phi$
Medidor o contador de energía	Consumo de energía activa	Watt-hora (Wh)
Medidor o contador de energía	Consumo de energía reactiva	Volt ampere-reactivo hora (VARh)

### 1.2.1) MULTIPLOS Y SUBMULTIPLOS

Para formar los múltiplos y los submúltiplos decimales de las unidades eléctricas, se utilizan los prefijos siguientes:

Múltiplos y submúltiplos decimales empleados comúnmente en las mediciones eléctricas industriales.

NOMBRE DEL PREFIJO	SIMBOLOS	FACTOR
MEGA	M	$10^6$
KILO	K	$10^3$
MILI	m	$10^{-3}$
MICRO	$\mu$	$10^{-6}$

Por ejemplo:

$$1 \text{ Kilovolt} = 1 \text{ KV} = 1000 \text{ volts}$$

### 1.3) CLASIFICACION DE LOS INSTRUMENTOS ELECTRICOS DE MEDICION

Los instrumentos eléctricos de medición se pueden clasificar de acuerdo a los criterios siguientes:

- a) Por el principio de funcionamiento:
  - Electromagnético.
  - Electrodinámico.
  - De inducción.
  - Electrónico o digital.
  
- b) Según el tipo de la corriente con la que operan:
  - Instrumentos para corriente alterna.
  - Instrumentos para corriente directa.
  
- c) Por su grado de precisión:
  - De tipo industrial o de tablero.
  - De control o de laboratorio.

d) Por sus características constructivas:

- Indicadores.
- Registradores.

#### 1.4) FORMAS CONSTRUCTIVAS DE LOS INSTRUMENTOS INDICADORES

Generalmente los instrumentos indicadores para mediciones eléctricas de tipo industrial, están previstos para empotrarse en tableros de control y de distribución, es decir, que al instalarse, sólo queda visible la carátula de los instrumentos, la cual puede ser redonda, cuadrada con escala a  $90^\circ$ , rectangular o cuadrada con escala a  $270^\circ$ .

#### 1.5) PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS INSTRUMENTOS INDICADORES

El funcionamiento de los instrumentos para mediciones eléctricas industriales, se basa en el principio de operación de los mecanismos compuestos por:

- Un imán fijo y una bobina móvil.
- Una bobina fija y un metal móvil.
- Una bobina fija y una bobina móvil.

Cada sistema tiene sus ventajas y desventajas, unos se adaptan más a la corriente directa y otros a la corriente alterna; - unos son más prácticos y baratos, pero su precisión es menor; -- otros son más afectados por el medio ambiente, cambios de temperatura o campos magnéticos.

##### 1.5.1) INSTRUMENTOS CON IMAN FIJO Y BOBINA MOVIL

Los instrumentos que usan el sistema de imán fijo y bobina móvil se utilizan como amperímetros o como voltímetros con escala lineal o uniforme, pero sólo responden con corriente directa. Son instrumentos precisos, su consumo de energía es muy bajo (del or-

den de microwatts), no les afecta mucho el campo magnético interior ni la temperatura, sin embargo, son sistemas caros.

#### 1.5.2) INSTRUMENTOS CON BOBINA FIJA Y METAL MOVIL

Este sistema es el que más se emplea para mediciones de corriente alterna, sin embargo, también tiene aplicaciones en corriente directa.

Para vóltmetros y ampérmetros los instrumentos consisten en una bobina fija en cuyo interior se mueve un hierro que unido a una aguja indica la lectura correspondiente. La escala de los instrumentos de hierro móvil es logarítmica, pero en aquellos de buena calidad la escala es casi lineal. El consumo de dichos aparatos es de unos cuantos watts, tienen una precisión aceptable industrialmente (de 1 a 1.5%). Las altas frecuencias los afectan en su precisión sensiblemente, pero entre 25 y 500 Hz trabajan perfectamente y los errores por temperatura son mínimos entre 0 y 65°C.

Otros instrumentos que usan el sistema de bobina fija y hierro móvil son los denominados de inducción, en los que por medio de fenómenos electromagnéticos se provoca el movimiento de un disco de aluminio. La aplicación principal de este sistema es en la fabricación de wattómetros o contadores de energía.

#### 1.5.3) INSTRUMENTOS CON BOBINA FIJA Y BOBINA MOVIL

Estos instrumentos son conocidos como electrodinámicos, pueden funcionar con corriente directa o con corriente alterna. Su sistema se presta para utilizarlos como ampérmetros y como vóltmetros con escalas logarítmicas, pero su aplicación principal está en la fabricación de wattmetros y varmetros con escalas lineales. El consumo interno de estos aparatos es de unos cuantos watts; la ampacidad de su bobina de corriente, es de amperes y su bobina de tensión puede soportar algunos kilovolts, aunque en corriente alterna, la conexión de dichos medidores se realiza a través de --

transformadores de medida.

## 1.6) PRINCIPALES INSTRUMENTOS ELECTRICOS DE MEDICION

### 1.6.1) AMPERMETROS

Los ampérmetros se deben conectar en serie con el circuito al que se desea medir la intensidad de corriente, la conexión es directa en los circuitos de baja tensión que manejan corrientes de algunos amperes, mientras que para los circuitos que trabajan con mediana y alta tensión y elevados valores de corriente se requiere de métodos de medición indirecta, en corriente continua se usan derivadores (SHUNTS) y en corriente alterna transformadores de corriente.

El tipo de ampérmetro más utilizado es el electromagnético de hierro móvil, por su simplicidad de construcción y su bajo costo.

### 1.6.2) VOLTMETROS

Los vóltmetros son por lo general electromagnéticos para corriente alterna y magneto-eléctricos para corriente continua. Son instrumentos que se conectan en paralelo a los puntos del circuito en donde se desea medir la diferencia de potencial y si el circuito por medir maneja baja tensión, es posible conectar directamente el instrumento, pero si el voltaje es alterno y su valor es mayor de 600 V, será necesario conectar el vóltmetro a través de transformadores de voltaje.

### 1.6.3) WATTMETROS Y VARMETROS

Los wattmetros se emplean para medir la potencia activa o real entregada por una fuente o consumida por una carga.

Cuando en los tableros eléctricos de distribución se instalan wattmetros, se utilizan casi siempre del tipo electrodinámico

por su construcción robusta y porque resultan poco afectados por los campos eléctricos externos.

El wattmetro electrodinámico funciona mediante dos circuitos, uno amperimétrico formado por una bobina fija conectada en serie al conductor alimentador y otro voltimétrico compuesto por una bobina que puede girar dentro del campo magnético de la primera; la bobina móvil, que tiene una resistencia alta, se conecta en paralelo a los puntos donde se desea medir la potencia eléctrica suministrada o consumida. En estas condiciones, al fijar una aguja al circuito voltimétrico, la deflexión o movimiento de la misma será proporcional al producto de las intensidades que pasan por las dos bobinas y por tanto, aproximadamente igual al producto de la tensión por la intensidad.

Si llamamos  $I$  a la intensidad que pasa por el circuito amperimétrico e  $I'$  a la que circula por el voltimétrico, al realizar el producto de los valores instantáneos de  $I$  e  $I'$ , tendremos:

$$I_0 \text{ SEN } (WT - \varphi) I'_0 \text{ SEN } (WT)$$

y al obtener el valor medio resultará:  $I I' \cos \varphi$

como  $I' = V/R$ , el producto  $I I'$  anterior será proporcional a  $VI \cos \varphi$ , es decir, la posición de la aguja indica la potencia activa instantánea (en watts) de un circuito ( $P_w = VI \cos \varphi$ ).

Si se desea conocer el valor de la potencia reactiva, se sustituye la resistencia  $R$  del circuito voltimétrico por una reactancia de valor  $WL$  muy grande y de escasa resistencia óhmica, de esta forma la corriente  $I'$  resultará retrasada en  $\pi/2$  radianes respecto a  $V$ .

Por tanto, si tomamos la expresión:

$$I_0 \text{ SEN } (WT - \varphi) I'_0 \text{ SEN } (WT)$$

Y aplicamos las condiciones anteriores considerando que  $I = V/WL$ , la expresión resultante será  $P_{var} = VI \text{ sen } \varphi$ , en este ca

so, la posición de la aguja marcará en volts-amperes reactivos la potencia reactiva instantánea consumida en un circuito.

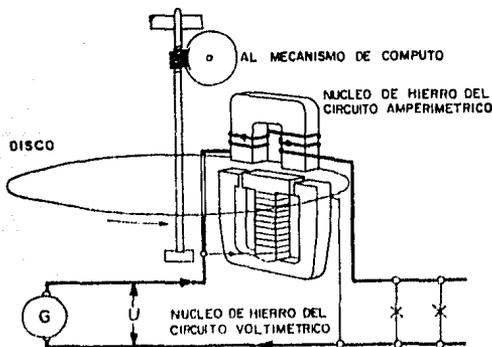
#### 1.6.4) CONTADORES ELECTRICOS

La función de los contadores eléctricos es determinar la energía activa (en KWh), la aparente (en KVAh) o la reactiva (en KVARh), emitida por un generador o consumida por una carga.

Según su principio de operación, los contadores eléctricos se dividen en dos grupos:

- Contadores de motor.
- Contadores estáticos.

Entre los contadores de motor, los más importantes son los de inducción para corriente alterna, los cuales tienen un rotor exento de bobina en forma de un disco sencillo de aluminio, dispuesto en el campo alterno de dos electroimanes (hierros del circuito amperimétrico y del voltimétrico). Los contadores de corriente trifásica disponen de varios sistemas de accionamiento, que actúan sobre un mismo eje. La integración de la potencia en un intervalo de tiempo, se realiza mediante el disco rotativo del sistema de medida, cuya velocidad de giro es proporcional a la potencia instantánea.



En los contadores se prevén normalmente mecanismos de cómputo de 6 ó 7 rodillos, el primero de los cuales es accionado por el disco giratorio a través de un tornillo sin fin. El número de revoluciones del disco por unidad de trabajo (constante del contador) viene indicado en la placa de características, así como los factores 10, 100, 1000, etc., por los que hay que multiplicar el valor indicado en el mecanismo de cómputo para obtener la energía realmente suministrada o consumida.

Los contadores se pueden conectar al circuito correspondiente directamente o a través de transformadores de medida, en el caso de sistemas de mediana o alta tensión y elevados valores de corriente.

s

Eligiendo debidamente las ruedas de transmisión, se pueden considerar también las relaciones de transformación de los transformadores de intensidad y de tensión. En este caso, el mecanismo de cómputo indica directamente la energía medida en el circuito primario. Sin embargo, cuando no se dispone de dicha condición, los valores indicados por los mecanismos de cómputo, deben multiplicarse por las relaciones de transformación de los transformadores de corriente y de voltajes, con el fin de determinar la magnitud de medida primaria.

#### 1.6.5) FASIMETROS

Los fasímetros también son conocidos con el nombre de factómetros o indicadores del factor de potencia.

El factor de potencia (F.P.) o coseno de  $\phi$  es la relación entre la potencia activa y la aparente y se expresa como :

$$\cos \phi = \frac{\text{Watts}}{\text{Voltamperes}}$$

Para la medición directa del factor de potencia se usan dos sistemas, el de bobina fija y hierro móvil y el de bobina fija con bobina móvil. El primer sistema es el más práctico, pues su-

hierro móvil queda libre, sin espiras conductoras, pudiendo moverse la aguja en un cuadrante de hasta 360°, con factor de potencia adelantado (capacitivo) o atrasado (inductivo). Además con hierro móvil, el error del instrumento es menor con el desequilibrio de fases en sistemas trifásicos.

Se construyen fasímetros para circuitos monofásicos y trifásicos para tres hilos de corriente y tres hilos de corriente y neutro; el fasímetro monofásico puede emplearse en circuitos trifásicos sólo cuando se tenga la seguridad de fases equilibradas. En general, un fasímetro está ajustado para una frecuencia determinada.

De las bobinas de los fasímetros, una es para corriente y otra para tensión.

#### 1.6.6) FRECUENCIMETROS O INDICADORES DE FRECUENCIA

Para conocer la frecuencia de la corriente alterna, se usan los frecuencímetros y en aplicaciones industriales se recurre -- principalmente a los tipos de resonancia mecánica y el electrodinámico. El más empleado es el de resonancia mecánica, compuesto de una pieza de latón a la que están unidas varias lenguetas de acero con puntas esmaltadas con el fin de hacerlas más visibles. Cada lengüeta está calibrada para que vibre por resonancia a una determinada frecuencia, es decir, es un peine de lengüetas ordenadas en forma creciente respecto a frecuencias propias. Las vibraciones son provocadas por un electroimán que se conecta en paralelo al circuito en el cual se desea hacer la medición, en esta forma el núcleo del electroimán experimenta una resonancia mecánica que es transmitida a las lengüetas y la que resuena a esa frecuencia vibrará en una forma mucho más notable que las otras, permitiendo así identificar y medir la frecuencia eléctrica del circuito. Normalmente la frecuencia de resonancia entre dos lengüetas contiguas varía de  $\frac{1}{2}$  a  $\frac{1}{4}$  de período.

El frecuencímetro electrodinámico es menos común por su delicada construcción, es más caro pero no por ello más preciso que

el frecuencímetro de resonancia, sin embargo su lectura es más sencilla ya que se hace en un cuadrante con números marcados y una aguja indica las lecturas.

#### 1.7) SELECCION DE MEDIDORES DE TABLERO

Existen diferentes tipos de instrumentos de medición para tableros eléctricos de distribución, sin embargo, al conocer diversos aspectos de construcción de los medidores, su funcionamiento y su uso, es posible seleccionar el instrumento adecuado para una aplicación específica.

##### 1.7.1) DIMENSIONES

La selección se basa generalmente en la disponibilidad de espacio, la legibilidad necesaria a una distancia normal de lectura y la compatibilidad con otros instrumentos montados en el tablero.

Al aumentar el tamaño, se incrementa la fricción y la repetición de errores y el tiempo de respuesta, de manera que no es conveniente especificar un tamaño mayor del necesario.

Las dimensiones (anchura de la caja) van desde 3.8 hasta 22.9 cm.

##### 1.7.2) ESCALAS

El paso siguiente es seleccionar los rangos de la escala que debe indicar el medidor. La exactitud puede aumentarse en proporción a la expansión de la escala. Por ejemplo, un voltmetro con una exactitud de 2% de la escala entera puede tener un error máximo de 2 volts si el rango es de 0-100 volts, pero un error máximo de un volt si el rango de la escala es de 50-100 volts.

### 1.7.3) CONSUMO DE ENERGIA

Para los ampérmetros, el consumo de energía o sensibilidad se expresa como una resistencia máxima permisible, aunque puede usarse también una caída de milivolts o un consumo de volts-amperes. Para los vóltmetros, el consumo de energía se expresa en términos de una clasificación nominal de OHMS por volt, pero algunas veces se especifica una resistencia mínima o un consumo de volts-amperes máximo.

APARATOS	CONSUMO APROXIMADO EN VA
VOLTMETROS:	
Indicadores	3.5 - 15
Registradores	15 - 25
WATTMETROS:	
Indicadores	6 - 10
Registradores	5 - 12
WATHORIMETROS	
	3 - 15
FRECUENCIMETROS:	
Indicadores	1 - 15
Registradores	7 - 15

### 1.7.4) EXACTITUD

La exactitud de los medidores se especifica de acuerdo a la temperatura ambiente, generalmente de 25°C.

La tolerancia de exactitud de los instrumentos comerciales es de aproximadamente del 2% de la escala completa, aunque puede lograrse una exactitud del 0.25% o menos en un instrumento de tablero de óptima calidad, sin embargo, un 0.5% es probablemente el límite más práctico que puede alcanzarse.

### 1.7.5) ESTILO

Los dos estilos clásicos de instrumentos de medida son el -

redondo y el rectangular. Para economizar espacio en el tablero, se ofrecen medidores de lectura de canto, pero a menudo introducen problemas de paralelaje y se limitan a giros cortos angulares del indicador.

#### 1.7.6) DISEÑO DE LA ESCALA

En general, mientras mayores y en menor número sean las leyendas y los números, mejor será la legibilidad de la escala. Es conveniente que la escala disponga de impresiones especiales para indicar zonas de seguridad o de peligro, calibración y puntos de ajuste y para prever diferentes rangos con un solo movimiento y - caja.

#### 1.7.7) TEMPERATURA AMBIENTE DE OPERACION

Las temperaturas en las proximidades del medidor pueden ser considerablemente más altas que la temperatura del local, debido al calor que desprenden los equipos durante su operación. Mientras no se declaren condiciones especiales de servicio, el fabricante del medidor dará por sentado que las especificaciones son para un funcionamiento a 25°C (temperatura ambiente local).

Conforme se incrementa la temperatura ambiente, aumenta tanto la sensibilidad como la resistencia del movimiento, estos cambios pueden ocasionar errores de hasta el 4% por un cambio de temperatura de 10°C.

#### 1.7.8) OPERACION DENTRO DE CAMPOS DE DISPERSION MAGNETICA

A menos que el movimiento del medidor sea de autoprotección, la presencia de un tablero magnético o de campos de dispersión magnética pueden introducir errores en la lectura. El fabricante puede compensar al medidor calibrándolo en un tablero idéntico al que será destinado, (especificando un movimiento apropiado de autoprotección o proveyendo una protección magnética apropiada).

#### 1.7.9) HUMEDAD Y SUCIEDAD

En condiciones extraordinarias de suciedad y humedad, es -- conveniente que los medidores dispongan de un sellado especial o sean totalmente herméticos.

#### 1.7.10) POSICION DE MONTAJE

A menos que se especifique de otro modo, se supone que el - medidor será instalado en un tablero vertical. Si va a usarse en un tablero de otra orientación, debiera especificarse para que el fabricante pueda calibrarlo a esa posición. En un medidor conven cional, un cambio de 60 grados de la posición normal de funciona- miento, puede producir una variación del 2% en la indicación.

#### 1.7.11) PROTECCION DE SOBRECARGA

La mayoría de los aparatos de medida que utilizan indicado- res móviles, disponen de una protección contra sobrecargas, es de cir, los instrumentos sensibles a las corrientes, están protegi- dos contra sobrecargas de diez veces el valor nominal de la esca- la completa. Para los vóltmetros, las capacidades razonables de- sobrecarga (durante un segundo) son diez veces para rangos de has ta 50 V, cinco veces en el rango de 50 a 200 V y dos veces para - voltajes de más de 200 V.

En aquellos casos en los que se deba indicar la sobrecarga, se suministran medidores con una escala de sobrecarga.

## 2) TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Los transformadores de instrumento se emplean para convertir elevados valores de corriente o voltaje a otros de menor rango previamente especificado, las magnitudes eléctricas así reducidas se utilizan para alimentar equipos de medición, control y/o - protección indispensables en toda subestación eléctrica.

Es importante mencionar que gracias a los transformadores - de instrumento, los medidores y dispositivos de protección (relevoadores) quedan aislados de los circuitos de alta tensión, sin embargo, realizan sus funciones con gran precisión. De esta manera, el uso de tales transformadores permite a los operarios de la subestación maniobrar sin peligro en los tableros de medición y - de control.

Los transformadores de instrumento se dividen en dos grandes grupos:

- Transformadores de Corriente
- Transformadores de Voltaje

A su vez los transformadores de corriente y potencial se - subdividen en transformadores para medición y transformadores para protección, dependiendo de su clase de precisión (de 0.1 a 3% - transformadores para medición y de 3 a 5% transformadores para -- protección).

### 2.1) PRECISION DE LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Dado que la función principal de los transformadores de instrumento es reducir las magnitudes de voltaje o de corriente, es conveniente conocer la precisión con que se realizan dichos cambios.

Los factores que afectan la precisión en la transformación de magnitudes eléctricas, son:

- Deficiencias en el diseño o construcción del transformador.
- Condiciones anormales de voltaje, corriente o frecuencia en los circuitos.
- Carga inadecuada en el secundario del transformador.

#### 2.1.1) CLASES DE PRECISION

La clase de precisión se define como el máximo error admisible expresado en por ciento que el transformador puede introducir en el cambio de magnitudes eléctricas en condiciones normales de operación. Las clases de precisión nominales son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5%, según las normas empleadas.

La selección de la clase de precisión depende de la utilidad que se vaya a dar a los transformadores y una vez especificada deberá asociarse con una o varias cargas nominales de precisión (ver tablas 1, 2 y 3). Independientemente a ésto, los transformadores y los aparatos que van a ser conectados a ellos, deberán presentar una similitud de exactitud.

#### 2.1.2) LIMITES DE LOS ERRORES DE CORRECCION DE LA RELACION (FCR) Y DE LOS ERRORES DE FASE

Los límites de los factores de corrección de la relación y de los errores de fase son tales, que el transformador en condiciones normales de operación no puede introducir en la medición de potencia un error mayor que el que designa a su clase de precisión.

#### 2.2) TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente tienen la finalidad de llevar la intensidad de corriente que se desea medir a un valor cómodo para su manipulación y registro. Se componen de dos devanados,

designados como primario y secundario, los cuales se encuentran - adecuadamente aislados uno del otro. Normalmente el devanado secundario permanece enrollado a un núcleo de acero y sus terminales son conectadas a los instrumentos de medición o a los dispositivos de protección, el devanado primario se conecta en serie con el circuito portador de la corriente que se desea medir, sin embargo, en algunos tipos de transformadores dicho circuito hace -- las veces de devanado primario.

La corriente secundaria en condiciones normales de opera--- ción, es proporcional a la corriente primaria. La relación de - transformación de corriente se expresa como:

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

Donde:

$I_1$  = Corriente primaria o corriente magnetizante

$I_2$  = Corriente de carga en el secundario

$N_1$  = Número de vueltas en el devanado primario

$N_2$  = Número de vueltas en el devanado secundario

### 2.2.1) TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente se clasifican de acuerdo a la construcción de su devanado primario, es decir:

- 1) Transformadores de corriente con enrollamiento primario. - Como su nombre lo indica, el devanado primario y el devanado secundario del transformador se forman con espiras de - alambre y ambos enrollamientos están ensamblados permanente mente en un núcleo de acero. Esta construcción permite -- gran precisión para bajas relaciones de transformación.
- 2) Transformadores de corriente tipo barra. Su devanado secundario está ensamblado en un núcleo laminar

de acero y su devanado primario es una barra conductora que atraviesa la ventana del núcleo.

3) Transformadores de corriente tipo toroidal.

Su devanado secundario va totalmente aislado y se encuentra ensamblado sobre un núcleo de acero y el conductor cuya corriente se desea medir pasa a través de la ventana del núcleo haciendo la función de devanado primario.

2.2.2) VALORES DE CORRIENTE NORMALIZADOS PARA  
LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

- Corriente nominal primaria: 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 8000, 12000 amps., para una simple relación de transformación, aunque en ciertos tipos de transformadores se realiza una doble o una triple relación primaria de transformación.

- El valor de la corriente nominal secundaria es normalmente de 5 amperes, aunque puede ser de 1 ampere siempre y cuando así se especifique.

2.2.3) CARGAS NOMINALES DE PRECISION PARA  
LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

La carga nominal de un transformador de corriente, es el valor en ohms de la impedancia constituida por los instrumentos y conductores conectados a su secundario y corresponde a una determinada potencia de precisión, bajo la corriente nominal del transformador, por ejemplo: potencia de precisión 50VA para  $I = 5A$ .

$$Z_2 = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ ohms}$$

Tabla 1.- Burden o Cargas Nominales para Transformadores de Corriente, según Normas ANSI

Designación de la Carga	Características de la Carga		Características para 60 hz. y corriente secundaria de 5 amps.		
	Resistencia ( $\Omega$ )	Inductancia (mh)	Impedancia ( $\Omega$ )	VA	f.p.
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B-1	0.50	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.00	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.00	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.00	18.4	8.0	200	0.5

#### 2.2.4) CLASES DE PRECISION PARA MEDICION EN LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Se recomiendan las siguientes clases de precisión según el uso que se de al transformador de corriente:

- 0.1 Calibración y mediciones en laboratorio.
- 0.2-0.3 Mediciones en laboratorio. Alimentación de wathorímetros para alimentadores de gran potencia.
- 0.5-0.6 Alimentación de wathorímetros para facturación en circuitos de distribución. Wathorímetros industriales.
- 1.2 Ampérmetros indicadores. Ampérmetros registradores. Fasómetros indicadores. Fasómetros registradores. Wathorímetros indicadores. Wathorímetros industriales. Wathorímetros registradores.

2.2.5) CLASES DE PRECISION PARA PROTECCION  
EN LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

En la revisión de 1968 de las normas americanas ANSI, se ha ce la siguiente clasificación de la precisión para protección:

- Clase C
- Clase T

Tabla 2.- Clases de Precisión y Cargas Nominales de Precisión

Clasificación de la Precisión para Protección		Tensión Secundaria en Volts	Carga Normalizada
C	T		
C-10	T-10	10	B-0.1
C-20	T-20	20	B-0.2
C-50	T-50	50	B-0.5
C-100	T-100	100	B-1.0
C-200	T-200	200	B-2.0
C-400	T-400	400	B-4.0
C-800	T-800	800	B-8.0

La clasificación C engloba a los transformadores de corriente tipo toroidal o tipo dona con el devanado secundario uniformemente distribuido y cualquier otro tipo en el que el flujo de dispersión en el núcleo tenga un efecto despreciable sobre el error de relación. La relación de transformación en ellos, puede ser calculada por métodos analíticos.

La clasificación T abarca a todos los transformadores que tienen los devanados no distribuidos de manera uniforme y por tanto el flujo de dispersión en el núcleo, tiene un efecto apreciable en el error de relación. La relación de transformación en los mismos, debe ser determinada por prueba.

Ambas clasificaciones se complementan con un número que indica la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga nominal (B-0.1 a B-8.0) a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación. Este error, además deberá estar limitado a 10% a cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal y a cualquier carga inferior a la nominal. Por ejemplo, un transformador de corriente clase C-200 indica que el porcentaje de error en la relación puede calcularse, a partir de las curvas de saturación y será menor del 10% para cualquier valor de corriente de 1 a 20 veces la corriente nominal, si su carga o burden no es mayor de 2 ohms. Por tanto, el valor máximo entre las terminales secundarias es igual a:

$$20 \times 5 \text{ amps.} \times 2 \Omega = 200 \text{ volts}$$

Es importante mencionar que la precisión con que se realiza la transformación de corriente varía sensiblemente en relación al cuadrado del número de amper-vueltas primarios, por tanto, la precisión de los transformadores diseñados para resistir grandes valores de corriente de corto circuito disminuye considerablemente. De lo anterior se deduce que es necesario limitar la potencia de precisión para los transformadores con características de corto circuito muy elevadas.

()

### 2.3) TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Un transformador de potencial es básicamente un transformador de voltaje convencional compuesto por un devanado primario y otro secundario, ambos enrollados sobre un núcleo común de acero. El primario de dicho transformador se conecta a las terminales entre las que se desea medir la tensión, en tanto que el secundario se conecta a los circuitos de potencial de uno o varios aparatos de medida, relevadores u otros dispositivos similares, conectados en paralelo.

En condiciones normales de operación el voltaje secundario-

es proporcional al voltaje primario, es decir:

$$K_n = \frac{\text{Voltaje en el devanado primario}}{\text{Voltaje en el devanado secundario}}$$

Donde:  $K_n$  = Relación de Transformación.

### 2.3.1) CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Los transformadores de potencial se pueden clasificar de acuerdo a su clase de aislamiento en tres grupos:

- Grupo 1 Transformadores diseñados con aislamiento completo para conectarse entre fase y fase, entre fase y tierra o entre fase y neutro, capaces de soportar una tensión de 1.73 veces la tensión nominal.
- Grupo 2 Transformadores diseñados para conectarse entre fase y fase o entre fase y neutro, siempre y cuando la tensión a través del devanado primario sea igual a la tensión nominal dividida entre 1.73.
- Grupo 3 Transformadores diseñados para conectarse solamente entre fase y tierra.

### 2.3.2) CONEXION DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Los transformadores de potencial van conectados ya sea entre fases o bien, entre fase y tierra.

La conexión entre fase y tierra se emplea normalmente con grupos de tres transformadores monofásicos conectados en estrella:

- a) Cuando se trata de subestaciones con una tensión mayor de 34.5 KV.

- b) Cuando se desea medir la tensión y la potencia de cada una de las fases por separado.
- c) Para alimentar algún indicador de tierra.
- d) Cuando el número de VA suministrados por dos transformadores de potencial es insuficiente.

2.3.3) TENSIONES NOMINALES DE OPERACION

- Tensión nominal primaria.- Se escoge generalmente la tensión nominal de aislamiento en KV superior y más próxima a la tensión de servicio.
- Tensión nominal secundaria.- Normalmente es de 120 V para transformadores con tensión nominal de servicio hasta de 25 KV y de 115 V para aquellos de 34.5 KV o más. En transformadores conectados entre fase y tierra, es normal una tensión secundaria de 115/1.73 V.

2.3.4) CARGAS NOMINALES DE PRECISION PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Los valores normales de las potencias de precisión para transformadores de potencial, según normas ANSI, están dados en la tabla siguiente:

Tabla 3- Burden o Cargas Nominales de Precisión para Transformadores de Potencial

Cargas Nominales			Características en base a 120V y 60hz.		
Designación	V.A.	f.p.	Resistencia (ohms)	Inductancia (henrys)	Impedancia (ohms)
W	12.5	0.10	115.2	3.042	1152
X	25	0.70	403.2	1.092	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0554	36

### 2.3.5) CLASES DE PRECISION DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Se recomiendan las siguientes clases de precisión según el uso que se de al transformador de potencial:

- 0.1 Calibración y mediciones en laboratorio.
- 0.2-0.3 Mediciones en laboratorio. Alimentación de integradores (wathorímetros) para sistemas de gran potencia.
- 0.5-0.6 Instrumentos de medición e integradores (wathorímetros).
- 1.2-3-5 Voltímetros de tablero. Voltímetros registradores. Wattmetros de tablero. Wathorímetros. Frecuenciómetros de tablero. Sincronoscopios. Reguladores de tensión. Relevadores de protección. Relevadores de tensión. Relevadores direccionales. Relevadores selectivos.

Una vez especificada la clase de precisión se deberá asociar con una o varias cargas de precisión (ver Tabla 3 ), por ejemplo: 0.6-X.

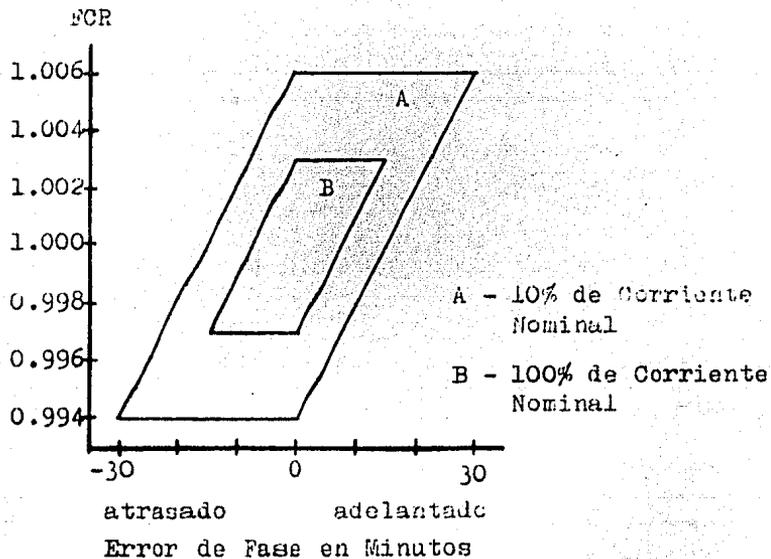
### 2.4) ANALOGIAS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL Y DE CORRIENTE

Para una mejor comprensión de las funciones que realizan los transformadores de instrumento, es conveniente hacer una pequeña tabla donde se señalen algunas de las analogías que existen entre los transformadores de potencial y los transformadores de corriente. En dicha tabla se observa que para todo fenómeno que suceda en un tipo de transformador, corresponderá un fenómeno contrario en el otro.

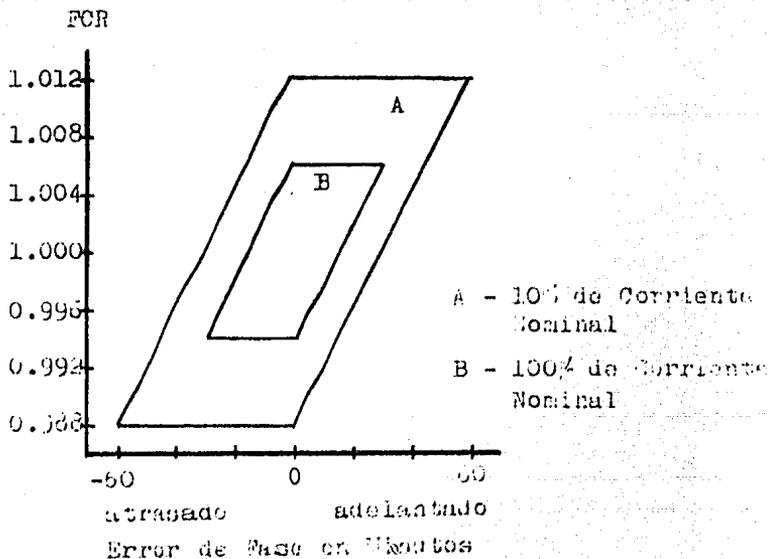
Analogías entre los Transformadores de Potencial y de Corriente

	Transformador de Potencial	Transformador de Corriente
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga determina	La corriente	La tensión
Causa del error	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta	Cuando $Z_2$ disminuye	Cuando $Z_2$ aumenta
Conexión del transformador a la línea	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario	En paralelo	En serie

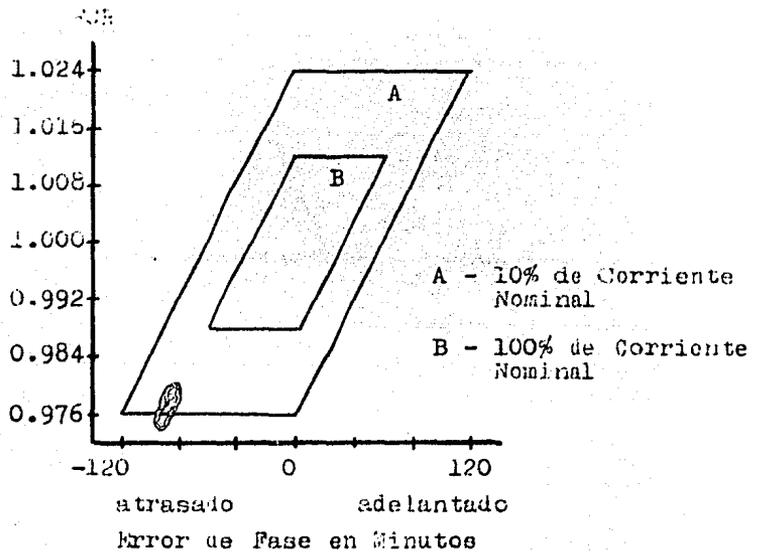
$Z_2$  = Impedancia del circuito secundario



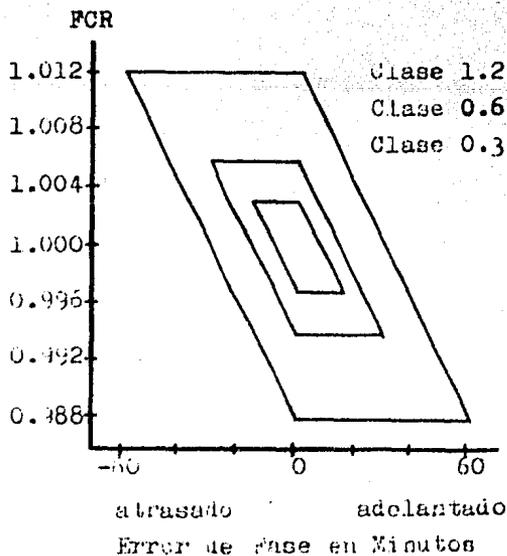
Clase de Precisión Nominal de 0.3 para Medición en los Transformadores de Corriente



Clase de Precisión Nominal de 0.6 para Medición en los Transformadores de Corriente



Clase de Precisión Nominal de 1.2 para Medición en Los Transformadores de Corriente



Clases de Precisión Nominales para Transformadores de Potencial Utilizados en Medición

### 3) CUCHILLAS DESCONECTADORAS EN AIRE

#### 3.1) DESCRIPCION

Las cuchillas desconectadoras en aire de operación sin carga, son mecanismos eléctricos de maniobra que se utilizan para conectar, desconectar o cambiar las conexiones eléctricas de circuitos. El accionamiento de las cuchillas puede ser bajo tensión, pero en general sin corriente.

En los sistemas abastecedores de energía eléctrica las cuchillas desconectadoras desempeñan un papel muy importante, pues ofrecen seguridad en el aislamiento físico de circuitos al interrumpir en forma apreciable la continuidad eléctrica.

En las subestaciones eléctricas las cuchillas desconectadoras se utilizan como cuchillas de paso, de prueba o únicamente como medio de desconexión de aparatos y circuitos.

Las cuchillas desconectadoras deben cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra, sobre todo en la apertura. Por lo general se requiere que entre los puntos de apertura de la cuchilla exista un 15 ó 20% de exceso en el nivel de aislamiento respecto al nivel de aislamiento a tierra.
- b) Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista un incremento de temperatura en las diferentes partes de la cuchilla (contactos).
- c) Soportar por un tiempo especificado (generalmente un segundo) los efectos térmicos y dinámicos que producen las corrientes de corto circuito.
- d) El diseño y construcción de las cuchillas deben evitar fallos contactos durante las maniobras de cierre y apertura, aún en condiciones atmosféricas desfavorables como puede ser

por ejemplo la presencia de hielo.

### 3.2) CLASIFICACION DE LAS CUCHILLAS DESCONECTADORAS

Las cuchillas desconectadoras tienen formas y características constructivas que dependen del valor nominal de tensión en el sistema, del nivel de aislamiento utilizado y de la corriente que deben conducir las cuchillas en condiciones normales de operación, lo cual las clasifica de la manera siguiente.

a) Por su número de polos:

- Unipolares
- Tripolares

b) Por el plano de apertura de sus contactos:

- Vertical
- Horizontal

c) Por el accionamiento de sus contactos:

- Giratorio
- Deslizante
- Rodante
- Tipo pantógrafo

Los tipos de cuchillas mencionados en los incisos a), b) y c) pueden presentarse además, con las siguientes modalidades:

d) Con apertura simple o con apertura doble

e) De operación individual o en grupo

f) Para servicio interior o a la intemperie

g) De accionamiento:

- Manual directo o con pértiga

- Manual con mando por varilla y palanca o manivela
- A control remoto accionadas por motor eléctrico o en forma neumática.

### 3.3) DATOS TECNICOS

Con el fin de tener una idea de las características y aplicaciones de las cuchillas desconectadoras en aire, describiremos brevemente algunos tipos de estos mecanismos de maniobra basándonos en la información proporcionada por los fabricantes de cuchillas desconectadoras.

#### 3.3.1) CUCHILLA DESCONECTADORA DE UN TIRO TRIPOLAR

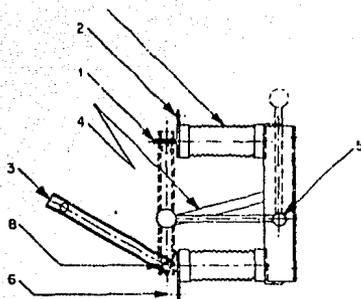
Las cuchillas desconectadoras de un tiro tripolar están diseñadas para maniobrar sin carga y su accionamiento puede ser por medio de mecanismos manuales o eléctricos.

Cada polo de la cuchilla está formado por dos contactos, uno fijo y otro móvil, ambos montados sobre aisladores fijos.

Los aisladores están montados sobre un chasis metálico, hecho con perfiles de acero soldados entre sí. Los tres contactos móviles de la cuchilla están unidos a un eje común, a través del cual se realiza la operación tripolar simultánea, dicho eje se encuentra ensamblado también al chasis de acero.

La cuchilla desconectadora puede equiparse con cuchillas auxiliares para la puesta a tierra, éstas van instaladas a uno y otro lado del aparato, además puede estar provista de bloqueos mecánicos entre cuchillas auxiliares y principales para evitar maniobras erróneas .

### 3.3.1.1) COMPONENTES DE UNA CUCHILLA DESCONECTADORA



1. Contacto fijo
2. Pieza porta-tuerca conexión de acometida
3. Cuchilla seccionadora con contacto móvil
4. Acoplador mecánico de material aislante (conexión en grupo)
5. Flecha de accionamiento en grupo
6. Contacto porta-tuerca conexión del usuario
7. Aislador de apoyo
8. Contacto de giro de la cuchilla

**CUCHILLAS DESCONECTORAS EN AIRE DE OPERACION SIN CARGA, DE UN TIRO, TRIPOLARES, OPERACION EN GRUPO, MANUALMENTE OPERADAS, SERVICIO INTERIOR**

Las cuchillas tipo DTP están diseñadas para operar sin carga. Las cuchillas DTP solamente se pueden operar por medio de accionamientos manuales de disco o accionamientos de volante, instalados en tableros.

**DATOS DE PRUEBA**

Serie	Corriente nominal	Resistencia contra ruptura en cortocircuitos	
		Corriente de impulso (valor cresta)	Corriente momentánea (valor eficaz)
	A	kA	kA
7.2/15	400	50	25
	630	85	40
	1250	140	60
	2000	150	90
	3000	150	100
20	400	50	25
	630	85	40
	1250	140	60
	2000	150	90
	3000	150	100
30	400	50	25
	630	85	40
	1250	140	60
	2000	150	90
	3000	150	100

Con tiempos de carga entre 1 y 4 seg., la intensidad de corriente momentánea (1 seg.) ha de multiplicarse por

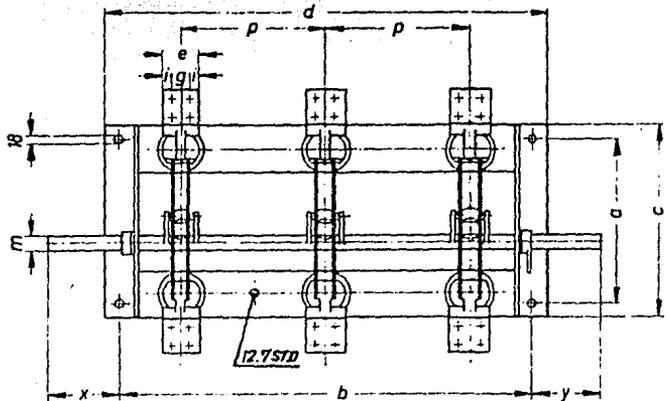
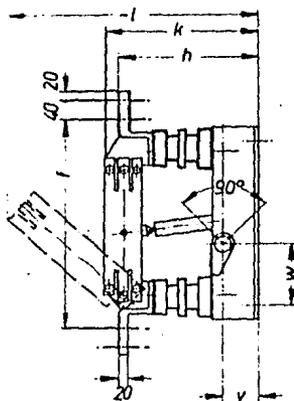
$$\sqrt{\frac{1}{t}}$$

**CUCHILLA DESCONECTADORA  
DE UN TIRO, TRIPOLAR, ALTO  
AMPERAJE**

Operación en grupo, operación sin  
carga, servicio interior.

Tipo	Tensión máxima Volts
DTP 7.2/2000	7,200
DTP 7.2/3000	
DTP 15/2000	15,000
DTP 15/3000	
DTP 20/2000	25,800
DTP 20/3000	
DTP 30/2000	36,000
DTP 30/3000	

Medidas en mm

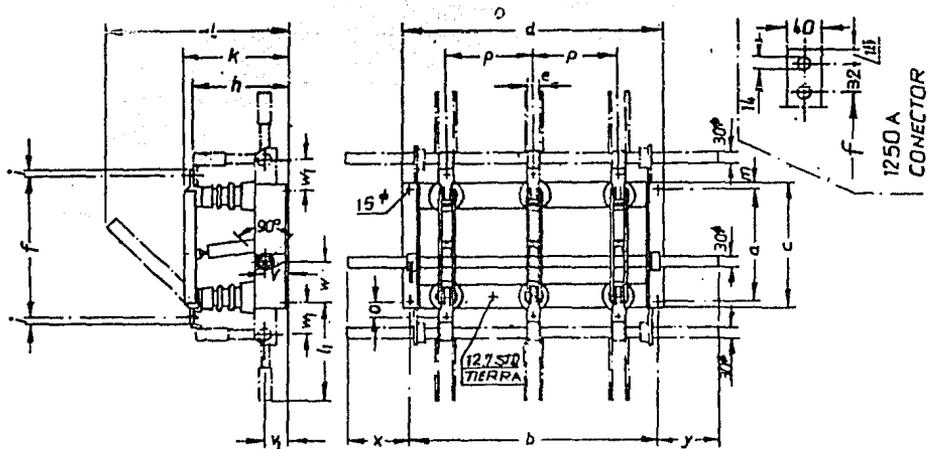


Serie	A	a	b	c	d	e	f	g	h	i	k	l	m	p	v	w	x/y
-mm-																	
7.2	2000	450	850	510	910	80	450	40	342	20	378	580	30	300	78	180	150
	3000	450	850	510	910	100	450	50	342	25	378	580	30	300	78	180	150
15	2000	450	850	510	910	80	450	40	342	20	378	580	30	300	78	180	150
	3000	450	850	510	910	100	450	50	342	25	378	580	30	300	78	180	150
20	2000	500	900	570	930	80	520	40	400	20	436	695	40	320	49	220	190
	3000	500	900	570	930	100	520	50	400	25	436	695	40	320	49	220	190
30	2000	600	1100	680	1165	80	590	40	530	20	566	900	40	400	80	274	250
	3000	600	1100	680	1165	100	590	50	530	25	566	900	40	400	80	274	250

## CUCHILLA DESCONECTADORA DE UN TIRO TRIPOLAR

Operación en grupo, operación sin  
carga servicio interior

Tensión máxima Volts	Corriente Nominal A
7,200	400
	630
	1250
15,000	400
	630
	1250
25,800	400
	630
	1250
36,000	400
	630
	1250



Serie	A	Tipo	a	b	c	d	e	f	i	o	p	v	w	x/y	h	k	l
-mm-																	
400		DTP 7.2/400	280	600	310	630	30	360	15	40	210	55	100	150	205	220	400
7.2	630	DTP 7.2/630	280	600	310	630	30	370	15	40	210	55	100	150	205	220	400
	1250	DTP 7.2/1250	280	700	380	740	40	376	15	48	250	76	82	150	255	275	465
400		DTP 15/400	280	600	310	630	30	360	15	40	210	55	100	150	270	285	465
15	630	DTP 15/630	280	600	310	630	30	370	15	40	210	55	100	150	270	285	465
	1250	DTP 15/1250	280	700	380	740	40	376	15	48	250	76	82	150	320	343	530
400		DTP 20/400	350	750	380	780	30	410	15	30	300	55	140	190	315	330	570
20	630	DTP 20/630	350	750	380	780	30	420	15	30	300	55	140	190	315	330	570
	1250	DTP 20/1250	350	850	500	890	40	496	15	73	320	76	120	190	365	388	650
400		DTP 30/400	450	1000	500	1040	30	510	15	5	400	55	190	250	425	440	758
30	630	DTP 30/630	450	1000	500	1040	30	520	15	5	400	55	210	250	425	440	758
	1250	DTP 30/1250	450	1000	600	1040	40	596	15	73	400	76	165	250	455	487	815

#### 4) INTERRUPTORES DE POTENCIA

##### 4.1) GENERALIDADES

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico encargado de cortar o de restablecer la continuidad de un circuito eléctrico con carga en condiciones normales de servicio, -- así como de interrumpir corrientes de corto circuito o sobrecarga en condiciones de falla. Su construcción es tal que la interrupción se realiza automáticamente y el tiempo que dura la misma es breve y se gradúa a voluntad.

Cuando por causa de una falla el circuito es interrumpido, -- éste adquiere características inductivas, por tanto, la tensión -- y la corriente de corto circuito presentan un importante defasamiento que impide a dichas magnitudes anularse al mismo tiempo. -- Tal fenómeno perjudica la extinción del arco.

El proceso ideal de interrupción de la corriente tiene lugar cuando el corte del circuito se realiza al paso de la intensidad por cero manteniéndose nula la tensión del arco durante los -- períodos que preceden a la interrupción; objetivo que se ha logrado en gran parte en los modernos interruptores al reducir la duración del arco y mantener su tensión a un valor muy débil. El problema consiste en dar, inmediatamente después de la apertura de -- los contactos, una rigidez dieléctrica suficiente al espacio que los separa para impedir los arcos eléctricos.

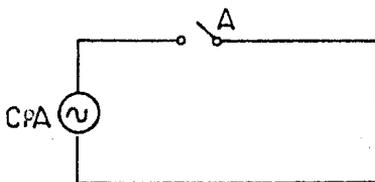
La duración máxima del arco en los modernos interruptores -- es de dos semiperíodos y el valor de la rigidez dieléctrica necesaria se obtiene por medio de aceite mineral, aire comprimido o -- algún otro gas a presión como por ejemplo el hexafloruro de azufre o al crear el vacío. Tomando como base lo anterior, los interruptores pueden ser clasificados de la siguiente forma:

- a) Interruptores sumergidos en aceite.
  - De gran volumen de aceite con o sin cámara de extinción.
  - De pequeño volumen de aceite, generalmente equipados con cámara de extinción.
- b) Interruptores en aire.
- c) Interruptores en hexafloruro de azufre.
- d) Interruptores en vacío.

Los tipos de interruptores arriba mencionados pueden ser --  
 construidos para usarse en instalaciones interiores o a la intem-  
 perie.

#### 4.2) PROCESO DE INTERRUPCION

Consideramos necesario explicar el proceso de interrupción-  
 de cualquier tipo de interruptor a través del circuito siguiente,  
 donde se produce un corto circuito en el momento de cerrar el in-  
 terruptor "A", originándose una corriente de falla que obliga al-  
 mismo interruptor a abrir automáticamente el circuito.



En el momento de cerrar el interruptor "A", el valor de la-  
 corriente de falla está limitado por la resistencia del inducido-  
 del generador, por la reactancia de dispersión del mismo y por la im-  
 pedancia de los conductores, pero como la resistencia del induci-

cido y de los conductores es pequeña comparada con la reactancia de dispersión, se considera que sólo ésta limita la corriente observada llamada corriente inicial de corto circuito. Sin embargo, por el efecto electromagnético de la misma su valor disminuye gradualmente hasta llegar a un valor permanente de corriente de corto circuito.

Si en el momento de producirse el corto circuito fuese máximo el valor de la onda de voltaje se tendrá una corriente de corto circuito simétrica, en cualquier otro instante en que se produzca la falla y la onda de voltaje tenga un valor distinto a su amplitud máxima, habrá una corriente de corto circuito asimétrica (ver capítulo VI).

#### 4.3) MAGNITUDES CARACTERISTICAS

En el proceso de operación de los interruptores de potencia es conveniente considerar las siguientes magnitudes eléctricas:

- a) Valor eficaz.- El valor eficaz de una corriente o de un voltaje alterno es la medida de su efecto térmico, por ejemplo, el valor eficaz de una corriente alterna equivale a un cierto valor de corriente continua que al pasar por una resistencia eléctrica, disipa la misma cantidad de energía calorífica que la correspondiente corriente alterna en estudio.

Sea  $H_1$  la energía disipada por una resistencia de valor  $R$ , al circular por ella una corriente  $I_e$  durante un intervalo de tiempo  $T$ , es decir:

$$H_1 = I_e^2 R T$$

Con el mismo intervalo de tiempo  $T$ , en una resistencia de igual valor  $R$  circula una corriente alterna  $i(t) = I_m \cos wt$ , la cual disipa una energía  $H_2$ , es decir:

$$H_2 = \int_0^T R I_m^2 \cos^2 wt dt$$

$$H_2 = \frac{I_m^2}{2} R T$$

al igualar  $H_1$  y  $H_2$  tendremos:

$$I_e = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \quad \text{Donde:}$$

$I_e$  = valor eficaz de corriente.

$I_m$  = valor máximo de la intensidad de corriente alterna.

- b) Tensión nominal del interruptor.- Es la tensión eficaz de la línea para la cual ha sido construido el interruptor.
- c) Corriente de interrupción o de ruptura.- Es el valor eficaz de la componente alterna durante el semiciclo con el cual se inicia el arco entre los contactos.
- d) Capacidad de interrupción.- A fin de integrar las cifras representativas de la capacidad de interrupción de los disyuntores, la Comisión Internacional de Electrotécnica recomendó indicarla en KVA, por tanto, para una corriente trifásica dicho valor resultará del producto siguiente:

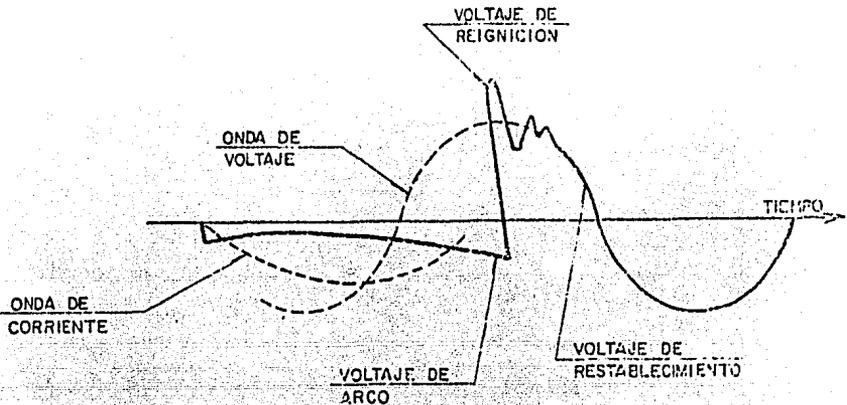
$$P_r = \sqrt{3} E I_r \quad \text{Donde:}$$

$P_r$  = potencia de interrupción

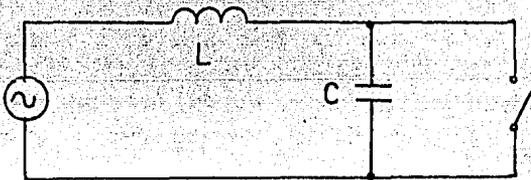
$E$  = tensión entre fases

$I_r$  = corriente de interrupción

- e) Voltaje de restablecimiento.- Es el valor eficaz del primer semiciclo de voltaje que aparece entre los contactos del interruptor después de la interrupción de corriente. Tiene una parte transitoria conocida como "voltaje de reignición" y después de la oscilación transitoria subsiste casi con el valor de la frecuencia del sistema, a lo que se denomina voltaje de restablecimiento, de gran influencia sobre el poder de interrupción del disyuntor.



La influencia de los elementos que componen una instalación de alta tensión pueden reducirse en el circuito siguiente:



El efecto combinado de la capacitancia "C" y de la inductancia "L", después de la extinción del arco, impiden el restablecimiento brusco de la tensión produciéndose oscilaciones transitorias. La frecuencia de estas oscilaciones se llama frecuencia propia del circuito interrumpido y generalmente varía entre algunos cientos y algunas decenas de millares de ciclos por segundo. Por ello, la capacidad de interrupción de un interruptor disminuye cuando la frecuencia propia del sistema aumenta en virtud de que el tiempo disponible para la regeneración dieléctrica del espacio entre los contactos es más corto.

- f) Ciclo de trabajo.- Consiste en una serie de operaciones de apertura y de cierre en cierto orden y a intervalos de tiempo preestablecidos.

Generalmente los ciclos de trabajo se designan con letras, por ejemplo, las operaciones de apertura se representan con la letra "A" y las de cierre con la letra "C". Entre las letras se colocan números para indicar el intervalo de tiempo (medido normalmente en segundos que debe transcurrir entre dos operaciones, por ejemplo, la expresión A-3-C significa una operación de apertura precedida, después de tres segundos, de una operación de cierre.

- g) Recierre de los interruptores.- Es la operación de cierre (en el menor tiempo posible) de los contactos del interruptor y ocurre después de haberse disparado éste.

El lapso de tiempo que transcurre desde la desconexión hasta el recierre se llama tiempo muerto y debe ser mínimo para evitar perturbaciones en la estabilidad de fuentes alimentadoras acopladas en paralelo a la subestación.

El recierre rápido reduce las interrupciones del servicio, ya que las estadísticas demuestran que el 7% de las perturbaciones son de carácter permanente y un 93% son transitorias. Por eso con el empleo de este método, si por causa de una sobreintensidad, el interruptor abre el circuito, éste vuelve en breve tiempo a cerrarlo quedando el servicio restablecido, si hubiere sido una falla pasajera, pero si ésta fuera permanente, el interruptor abrirá nuevamente el circuito dejándolo así hasta que el desperfecto sea reparado.

#### 4.4) PRESTACIONES DE LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA

Desde el punto de vista de las sobretensiones los interruptores de potencia brindan las siguientes prestaciones:

- Interrupción de corrientes bajo carga por maniobras controladas.

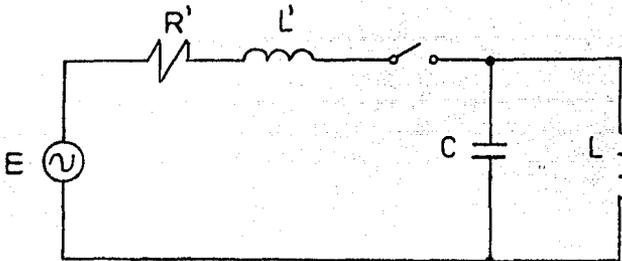
- Interrupción de corrientes de corto circuito o de sobrecarga.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes capacitivas.

La interrupción de corrientes de corto circuito es la que impone las más difíciles condiciones de operación y debe tomarse en cuenta para seleccionar la capacidad interruptiva del interruptor, pero éste no sólo debe abrir sino también cerrar circuitos con carga, en tales condiciones la corriente de cierre se establece poco antes de que lleguen a tocarse los contactos, creándose un arco que da origen a fuerzas electromagnéticas de repulsión -- que tienden a impedir el cierre de los contactos del interruptor.

Con el fin de conocer algunos de los efectos eléctricos que se producen durante la operación de los interruptores, describiremos brevemente la interrupción de pequeñas corrientes inductivas.

#### 4.4.1) INTERRUPCION DE PEQUEÑAS CORRIENTES INDUCTIVAS

Para entender el fenómeno que se presenta, consideremos el siguiente circuito monofásico en el que son  $L$  y  $C$  la inductancia y la capacitancia del circuito que ha de interrumpirse;  $R'$  y  $L'$ , la resistencia e inductancia del circuito de alimentación y  $E$  la tensión de la red.



Si en el momento de la interrupción, el arco eléctrico es - extinguido cuando aún circula por la inductancia "L" una intensidad " $i$ ", la energía magnética  $i^2 L/2$ , no puede desaparecer inmediatamente, en consecuencia la capacitancia "C" se carga produciendo un aumento en la tensión de sus terminales. Si la rigidez dieléctrica del espacio entre contactos y el aislamiento de todo el circuito son suficientes, la energía provoca en el circuito - (LC) oscilaciones de alta frecuencia que se amplifican y representan un fenómeno de inestabilidad.

Al mismo tiempo que aumenta la tensión en las terminales de la capacitancia "C", se incrementa la tensión entre los contactos, produciéndose arcos eléctricos y si la energía almacenada en "C" es todavía grande, el fenómeno se presentará varias veces hasta - que la energía disminuya a un valor tal, que la diferencia de potencial entre los contactos no provoque arcos eléctricos, por tanto, los valores de las sobretensiones producidas por este fenómeno dependerán de la rigidez dieléctrica entre los contactos.

#### 4.5) INTERRUPTORES SUMERGIDOS EN ACEITE

La interrupción en aceite puede llevarse a cabo con diferentes tipos de interruptores:

- a) Interruptores de gran volumen de aceite.
- b) Interruptores de gran volumen de aceite equipados con cámaras de extinción.
- c) Interruptor de pequeño volumen de aceite.

Actualmente los interruptores de gran volumen de aceite con y sin cámaras de extinción no son aplicables en las subestaciones eléctricas con tensiones medias de hasta 34.5 KV, por tal razón - no se estudiarán en este trabajo.

##### 4.5.1) INTERRUPTORES DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE

El alto costo, los riesgos de incendio y el considerable es

pacio que necesitaban los interruptores de gran volumen de aceite obligó a buscar otra solución al problema de la interrupción de corrientes de corto-circuito de gran magnitud, así se diseñaron los interruptores de pequeño volumen de aceite, recibiendo este nombre porque su contenido de aceite es de 1.5 a 2.5% del que requieren los de gran volumen.

Se fabrican dos tipos de interruptores de bajo contenido de aceite; uno de ellos está proyectado para operar en instalaciones a la intemperie con tensiones mayores a los 36 KV, el otro tipo es diseñado para incorporarse como estacionario o removible en gabinetes de subestaciones compactas con voltajes de hasta 34.5 KV. No obstante, ambos tipos de interruptores tienen la ventaja de que su poder de ruptura es independiente de la frecuencia propia del circuito al cual pertenecen.

#### 4.5.1.1) DESCRIPCION

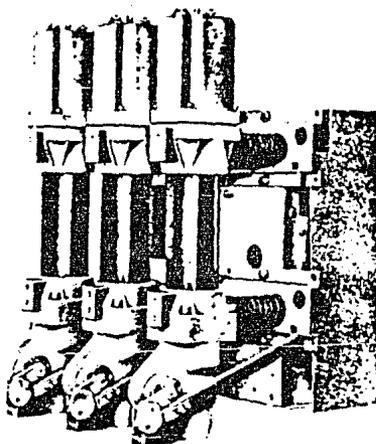
Existen diferentes formas constructivas de los interruptores de pequeño volumen de aceite, sin embargo, su principio de operación es el mismo y por eso es posible hacer una descripción general de ellos.

Los interruptores de bajo contenido de aceite para servicio interior, se fabrican para tensiones que varían entre 2.3 y 34.5-KV y con estos rangos de voltaje manejan corrientes nominales con valores que van de 600 a 4000 amperes, se componen de tres polos idénticos montados sobre un soporte móvil de acero o sobre un marco estacionario y se encuentran interconectados por un mecanismo que hace operar simultáneamente las barras de contacto. El accionamiento puede ser manual o eléctrico, de control local o remoto. Normalmente los aparatos de accionamiento del interruptor se encuentran en el interior de una caja metálica y todos ellos están aislados de la alta tensión, por lo tanto son accesibles aún en servicio, además, disponen de relevadores secundarios que controlan el disparo automático del interruptor en condiciones de corto circuito o sobrecarga.

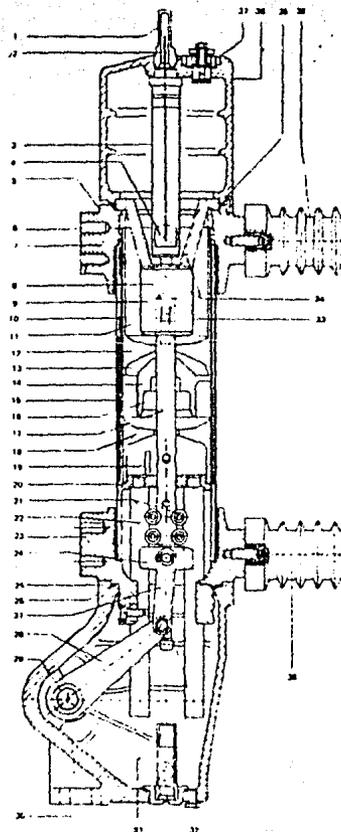
Exteriormente cada polo está protegido por un cilindro aislante de gran resistencia mecánica que contiene los dispositivos de contacto, cámara de extinción, etc. y todos ellos están sumergidos en aceite.

#### 4.5.1.2) INTERRUPTOR DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE PARA SERVICIO INTERIOR MONTADO EN UN MARCO ESTACIONARIO

##### a) CONSTRUCCION



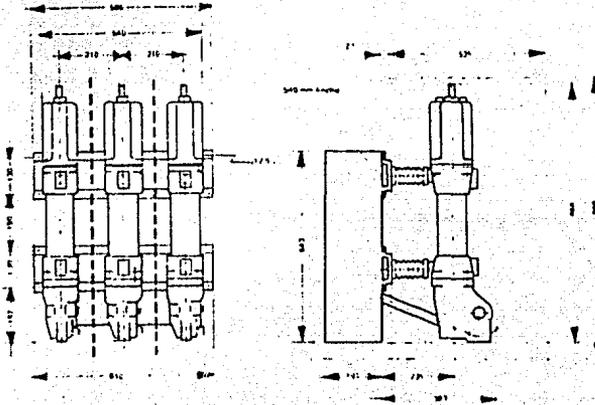
Corte de un polo completo de un interruptor



- |  |  |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>1 Indicador del nivel de aceite</li> <li>2 Varilla indicadora</li> <li>3 Tubo de flotador</li> <li>4 Flotador</li> <li>5 Brida superior de la cámara de extinción</li> <li>6 Superficie de contacto superior</li> <li>7 Anillo fijador</li> <li>8 Placa del contacto móvil</li> <li>9 Contacto fijo</li> <li>10 Tubo distanciador</li> <li>11 Parte superior de la cámara de extinción</li> <li>12 Tacos de cierre</li> <li>13 Tapa superior</li> <li>14 Pieza distanciadora de la cámara</li> <li>15 Tubo superior</li> <li>16 Parte inferior de la cámara de extinción</li> <li>17 Contacto móvil</li> <li>18 Tapa baja</li> <li>19 Pernillo superior</li> <li>20 Disco de control</li> <li>21 Muelle superior que ejerce la corriente</li> <li>22 Bujes de guía</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>23 Brida inferior de la cámara y superficie de contacto inferior</li> <li>24 Palco guía</li> <li>25 Codo de brida</li> <li>26 Junta</li> <li>27 Pieza de articulación</li> <li>28 Muelle inferior lateral</li> <li>29 Eje</li> <li>30 Superficie de contacto inferior</li> <li>31 Anillo superior de aceite</li> <li>32 Tornillo de cargado del aceite</li> <li>33 Carga de contacto</li> <li>34 Soportes del contacto fijo</li> <li>35 Junta</li> <li>36 Codo del interruptor</li> <li>37 Anillo de enlace</li> <li>38 Anillo de retención superior</li> </ul> <p>NOTA: El espacio para la cámara de aceite 31 entre el muelle superior de aceite fijo superior y el muelle inferior 21, el espacio entre el muelle superior y la cámara interior de la cámara de aceite 25.</p> |
|--|--|

b) DATOS TECNICOS

- DIMENSIONES



- TABLA DE SELECCION

	Tensión de Servicio	
	7.2 KV	13.8 KV
Amperaje de servicio hasta frecuencia.	600 A	600 A
Capacidad interruptiva simétrica.	250 MVA	350 MVA
Corriente admisible al cierre.	75 KA	37 KA
Intensidad de choque (valor cresta)	75 KA	75 KA
Tiempo de cierre, Accionamiento eléctrico (1)	4 seg.	-
Tiempo de apertura	40 mseg.	40 mseg.
Tiempo de Extinción	20 mseg.	20 mseg.
Tiempo de desconexión (2)	60 mseg.	60 mseg.

(1) En caso de accionamiento manual, el tiempo de cierre depende de la persona que acciona.

(2) El tiempo de desconexión comprende el tiempo de apertura y el de extinción.

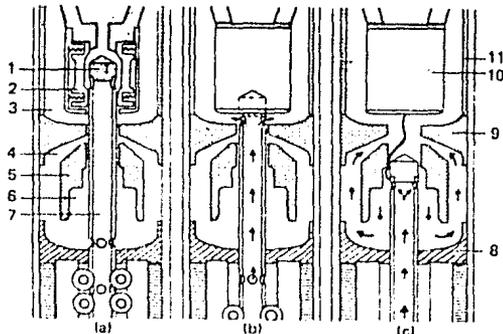
- OTROS DATOS

Tensión Nominal (KV)	Accionamiento	Peso con Aceite (KG)	Peso del Aceite (KG)
7.2	Eléctrico	112	7.5
7.2	Manual	108	7.5
13.8	Eléctrico	117	7.5
13.8	Manual	113	7.5

- TENSION RUPTURA:

Aceite Nuevo	50KV
Aceite en Operación	6KV-10KV
Aceite en Operación	13.8KV-15KV
Cantidad de Aceite por Polo	2.3 dm <sup>3</sup>

Estos interruptores tienen la característica de que su capacidad interruptiva sólo está limitada por la presión de los gases creados en la extinción del arco, por eso, dicha presión no debe exceder a la que pueda soportar la estructura de la cámara de extinción. Ayudados del siguiente esquema daremos una breve explicación de su funcionamiento.



PROCESO DE EXTINCION DEL ARCO:

- Contacto móvil en posición de cierre.
- El aceite que fluye por el interior del contacto móvil actúa sobre el arco.
- El arco es sometido a la acción combinada de dos flujos de aceite simultáneos.

PARTES QUE FORMAN LA CAMARA DE EXTINCION

1. Punta del contacto móvil
2. Delga de contacto
3. Parte superior de la cámara de extinción
4. Tobera anular
5. Pieza distanciadora de la cámara
6. Parte inferior de la cámara de extinción
7. Contacto móvil
8. Tapa gufa
9. Tapa cámara
10. Contacto fijo
11. Tubo distanciador

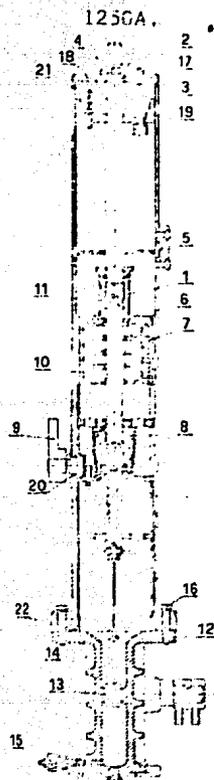
4.5.1.3) INTERRUPTOR DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE  
PARA SERVICIO INTERIOR, MONTADO SOBRE UN  
SOPORTE MOVIL

a) CONSTRUCCION

En general, este tipo de interruptor es similar al estudiado anteriormente, sin embargo, su construcción es mucho más robusta para soportar en su interior las intensas presiones que se generan al desarrollar el interruptor capacidades interruptivas que pueden ser de hasta 1500 MVA.

PARTES QUE COMPONEN UN POLO

1. Contacto fijo superior.
2. Terminal superior.
3. Antecámara.
4. Tapón para la carga de aceite.
5. Indicador del nivel de aceite.
6. Cilindro aislante.
7. Cámara para la extinción del arco.
8. Contactos inferiores.
9. Terminal inferior.
10. Varilla de contacto móvil.
11. Punta de varilla de contacto.
12. Armazón del mecanismo.
13. Eje de transmisión.
14. Palanca de unión.
15. Grifo para la descarga de aceite.
16. Tornillo.
17. Pieza de fijación.
18. Tapa aisladora.
19. División.
20. Empaque de hule.
21. Empaque de hule.
22. Empaque de hule.

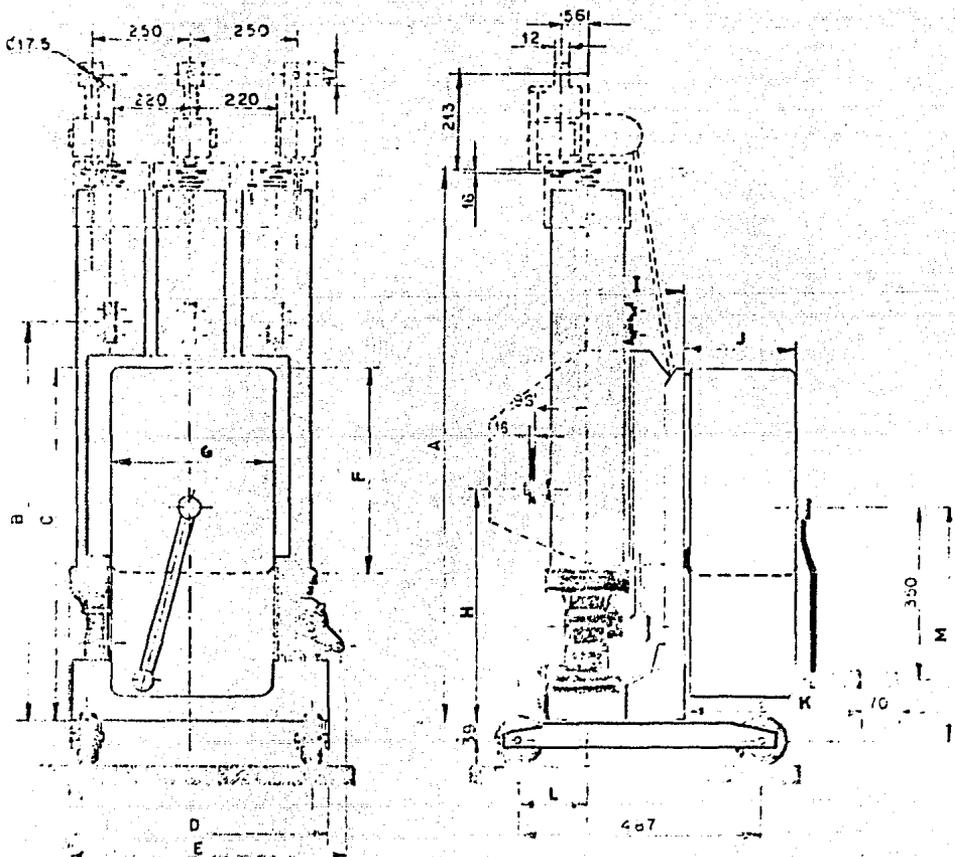


CORTE DE UN  
POLO DEL INTE-  
RUPTOR.

Una de las cualidades que presenta este tipo de interruptor es que, al ir montado en un soporte móvil, tiene la posibilidad de ser removido fácilmente de su gabinete al momento de requerir mantenimiento e instalar otro disponible.

b) DATOS TECNICOS

- DIMENSIONES (mm)



DIMENSIONES EN mm.

Voltaje Nominal (KV)	Corriente Nominal (AMP)	Capacidad Interrup-tiva (MVA)	DIMENSIONES EN mm.												
			A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
20/23	630	500	1155	844	727	630	680	421	324	540	325	218	330	126	477
	1250	500	1155	844	727	630	680	421	324	540	325	218	330	126	477
34.5															
	630	500	1580	1314	931	1050	1110	530	412	941	360	258	390	150	-
	1250	750	1670	1314	931	1050	1110	530	412	941	360	258	390	150	-

- TABLA DE SELECCION

Voltaje Nominal (KV)	Corriente Nominal (AMP)	Capacidad Interrup-tiva (MVA)
	630	300
	1250	600
	2500	300
6/7.2	4000	600
	630	500
	1250	350
	2000	750
	2500	500
10/12	4000	1000
	1250	1500
	2500	1500
15/17.5	4000	1500
	630	500
	630	750
	1250	500
	1250	1500
	2500	1500
20/24	4000	1500
	630	500
	630	750
	1250	500
	1250	1000
30/36	2000	1500

NOTA: La tabla anterior sólo da una idea de las características eléctricas que presentan los interruptores, por tanto conviene consultar al fabricante en todo caso.

#### 4.6) INTERRUPTORES EN AIRE

##### 4.6.1) DESCRIPCION

Los sistemas de abastecimiento de energía eléctrica que manejan alta tensión, tienen la posibilidad de emplear equipos automáticos de ruptura en aire para proteger sus propias instalaciones de las corrientes de corto-circuito, de sobrecargas o para desconectar circuitos con carga en condiciones normales de operación.

Los interruptores en aire están provistos de fusibles de alta capacidad interruptiva y de relevadores secundarios de sobrecorriente que gobiernan la desconexión automática del aparato, sin embargo, todas estas ventajas se ven limitadas por los rangos de operación del interruptor debido a que los equipos de interrupción en aire son apropiados para trabajar en sistemas de hasta 34.5 KV y su capacidad interruptiva llega hasta 1000 MVA.

Por sus reducidas dimensiones los interruptores en aire pueden ser instalados dentro de los gabinetes metálicos que forman las subestaciones compactas, no obstante, al modificar algunas características constructivas es posible operarlos en instalaciones a la intemperie.

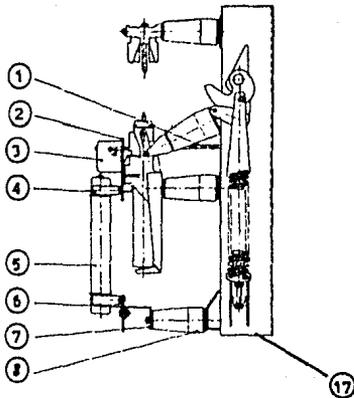
Desde el punto de vista operativo, existen dos tipos de dispositivos que realizan la interrupción en aire:

- a) Seccionadores o interruptores de cierre y apertura rápida sin fusibles.
- b) Interruptores automáticos provistos de un mecanismo de disparo libre que además de la conexión y desconexión rápida, efectúa el disparo tripolar al fundirse alguno de los fusibles. Los fusibles tienen la función de limitar la corriente de corto circuito, por tanto, el poder de ruptura depende de la capacidad interruptiva de los fusibles utilizados.

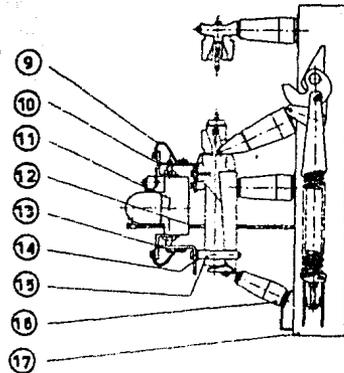
#### 4.5.2) ACCIONAMIENTO

Los interruptores en aire están previstos para operar manualmente a través de accionamientos de palanca o de disco que generalmente van colocados al frente del gabinete. La desconexión automática se realiza por medio de un disparador mecánico accionado por el indicador de fusión del fusible, que se rearma automáticamente, pero para conectar el interruptor nuevamente se requiere reponer el fusible fundido.

INTERRUPTOR EN AIRE  
EQUIPADO CON FUSIBLES



INTERRUPTOR EN AIRE  
EQUIPADO CON RELEVADORES



#### PARTES QUE COMPONEN UN INTERRUPTOR

- |  |  |
|--|--|
| 1. Varilla aislante de los relevadores | 10. Soporte superior del relevador           |
| 2. Placa soporte de los relevadores    | 11. Relevador                                |
| 3. Relevador de sobrecorriente         | 12. Varilla aislante del relevador           |
| 4. Clema para fusible                  | 13. Soporte inferior de la toma de corriente |
| 5. Fusible                             | 14. Placa aislante                           |
| 6. Toma de corriente inferior          | 15. Cincho soporte de la toma de corriente   |
| 7. Soporte de toma de corriente        | 16. Aislador soporte                         |
| 8. Aislador soporte                    | 17. Chasis                                   |
| 9. Conexión flexible para relevador    |  |

#### 4.6.3) EXTINCIÓN DEL ARCO

El corte de corriente se realiza en las cámaras de extinción, donde el arco se apaga por efecto de un fuerte soplo de aire bajo presión provocado en el instante de la desconexión. El aire ionizado es enfriado a tal grado dentro de la cámara, que no hay chisporroteos durante la interrupción, además, la gran rapidez de desconexión lograda por la energía almacenada en el resorte, asegura una interrupción efectiva y la extinción del arco en corto tiempo.

Es importante señalar que la capacidad interruptiva es independiente del factor de potencia de la instalación.

#### 4.7) INTERRUPCIÓN EN VACÍO

El interruptor en vacío es un dispositivo que tiene sus contactos principales en una cámara al alto vacío, por lo que su habilidad para interrumpir corriente es más efectiva que la de un interruptor en aire o en aceite.

##### 4.7.1) PRINCIPIO DE INTERRUPCIÓN

El principio de interrupción es por difusión del arco, esto es, cuando el dispositivo abre un circuito con carga, los contactos del interruptor se separan, lo que provoca la formación de un arco, pero como la operación ocurre dentro de la cámara de vacío, el arco tiende a extinguirse provocando una pequeña explosión que vaporiza material de los contactos formando un plasma iónico de baja energía que se difunde irregularmente dentro de la cámara, principalmente entre los contactos. El plasma iónico de baja energía formado por material de los contactos, desaparece inmediatamente al pasar la corriente por su valor cero, es decir, su duración máxima es de  $\frac{1}{4}$  ciclo.

El plasma iónico tiene corta duración porque se mantiene con un valor pequeño de energía ( $i^2t$ ) y en el instante en el que la corriente vale cero la energía también vale cero, propiciando que el plasma se enfríe y las partículas de material que lo forman se condensen sobre los contactos nuevamente.

El problema que puede surgir, es que la corriente se interrumpa en un valor diferente de cero, si esto ocurre, puede haber exceso de ionización metálica dentro de la cámara de vacío, también habría un alto voltaje a través de los contactos, tal combinación de posibilidades causaría un reencendido del arco, provocando un voltaje mayor que lo normal, llamado voltaje de impulso.

Para impedir tal fenómeno se inyecta dentro de la combinación química de los contactos, material especial compuesto de aleaciones que incluyen no menos de 15 diferentes metales, lo que da como resultado contactos tipo electrodo fácilmente sublimables, es decir, pasan del estado sólido al gaseoso, directamente y viceversa. Con esto se consigue mantener estable el arco eléctrico hasta el valor cero de corriente, en donde será extinguido, lo que significa que el corte de corriente siempre será en el punto  $I = 0$ , eliminándose los sobrevoltajes, por lo que no se requiere de supresores de voltaje a excepción de las aplicaciones especiales en donde se manejen enormes valores de corriente y sea muy difícil llevar la corriente hasta su valor cero sólo con el material de los contactos.

## 5) APARTARRAYOS

La continuidad en el servicio y la vida útil del equipo de una subestación eléctrica, pueden alterarse por los esfuerzos -- dieléctricos aplicados a sus materiales aislantes, tales esfuer-- zos se producen por:

- a) Sobretensiones (1) de origen externo, como son las descargas atmosféricas.
- b) Sobretensiones (1) de origen interno causadas al realizar maniobras con interruptores.

Por tanto, es muy importante proveer a las instalaciones - eléctricas abastecedoras de energía en alta tensión, de los ele-- mentos necesarios para protegerlas contra las sobretensiones.

### 5.1) DEFINICION

Apartarrayos.- Es un dispositivo de protección del aisla-- miento de los equipos eléctricos contra las sobretensiones transi-- torias de gran valor, limita la magnitud y duración de éstas y re-- duce la amplitud de la corriente remanente por medio de descargas a tierra, a través de trayectorias cuya resistencia está en fun-- ción de la tensión.

NOTA: Corriente remanente de un apartarrayos es la corriente que proviene de la red y circula a través del apartarrayos des-- pués del flujo de la corriente de impulso posterior a una-- descarga.

---

(1) Cap. V sobretensiones y coordinación de aislamiento.

## 5.2) CLASIFICACION

Uno de los criterios para clasificar a los apartarrayos es según el valor de la corriente nominal de descarga y tiene las acepciones siguientes:

- a) Apartarrayos tipo estación a los de 10 KA.
- b) Apartarrayos tipo intermedio a los de 5 KA (serie A).
- c) Apartarrayos tipo distribución a los de 5 KA (serie B).
- d) Apartarrayos secundarios a los de 1.5 KA.

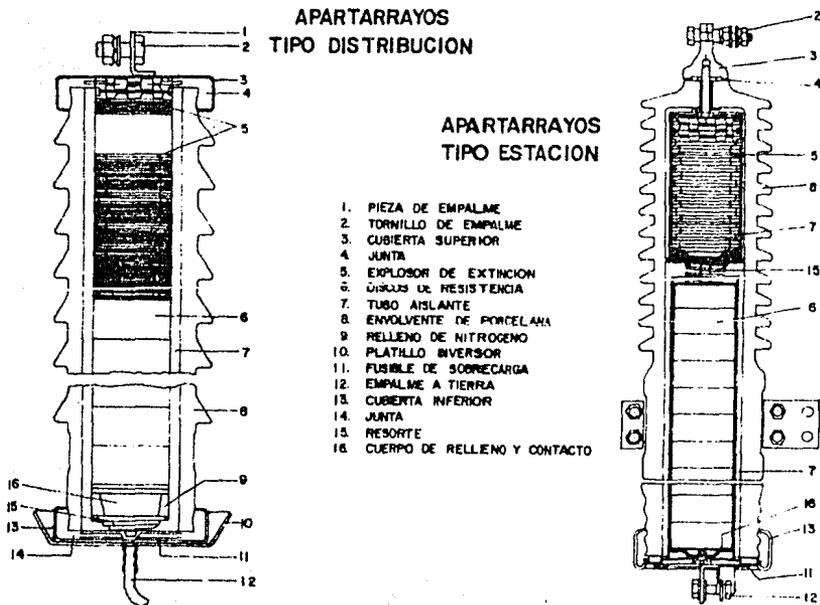
Estudios estadísticos han demostrado que sólo del 1 al 4% de las corrientes de descarga en los apartarrayos sobrepasan de los 10 KA y alrededor de un 70% son menores de 2 KA.

## 5.3) TENSIONES NORMALIZADAS EN KV (rms) PARA APARTARRAYOS DE HASTA 34.5 KV

1.5 KA (Secundarios)	5 KA Serie B (Distribución)	5 KA Serie A (Intermedios)	10 KA (Estación)
0.175	3	3	3
0.280	4.5	6	6
0.500	6	9	9
0.600	7.5	12	12
	9	15	15
	10	21	21
	12	24	24
	15	27	27
	18	30	30
	21	33	33
	24	36	36
	27		
	30		

## 5.4) CONSTRUCCION

El apartarrayos se presenta como una envolvente de porcelana herméticamente cerrada en donde se encuentran montadas sus partes activas, entre las que figuran la resistencia que trabaja en función de la tensión y el explosor de extinción compuesto por electrodos. Generalmente, dentro del apartarrayos existe nitrógeno con el fin de evitar fenómenos de corrosión y de envejecimiento.



## 5.5) CARACTERISTICAS DE LOS APARTARRAYOS

Las características principales de los apartarrayos que debemos considerar en su aplicación son las siguientes:

- Tensión Nominal (Vn).- También conocida como tensión de designación del apartarrayos y su valor se puede obtener de acuerdo a la expresión siguiente:

$$V_n = K_e \times V_{max}.$$

Donde:

$V_n$  = Tensión nominal del apartarrayos en KV.

$K_e$  = Factor de conexión a tierra cuyo valor depende de las relaciones  $R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$ , siendo  $R_0$ ,  $X_0$  la resistencia y reactancia de secuencia cero del sistema respectivamente y  $X_1$  la reactancia de secuencia positiva del sistema.

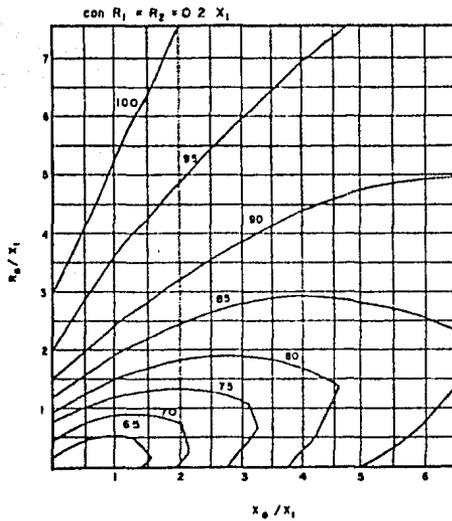
$V_{max}$  = Tensión máxima de diseño en KV (de fase a fase) del sistema por proteger.

Para propósitos de cálculo aproximado, el valor de  $K_e$  se puede tomar como 0.8 para sistemas con neutro sólidamente aterrizado en donde  $R_0/X_1 \leq 1.0$  y  $X_0/X_1 \leq 3.0$ .

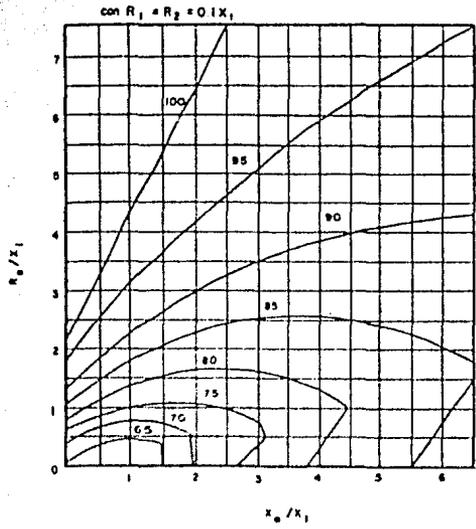
Para sistemas con neutro flotante el valor de  $K_e$  se toma como 1.0.

Este método para determinar la tensión nominal del apartarrayos sólo es aplicable para la protección contra sobretensiones de origen atmosférico. Tratándose de sobretensiones causadas por maniobra de interruptores, el procedimiento es diferente.

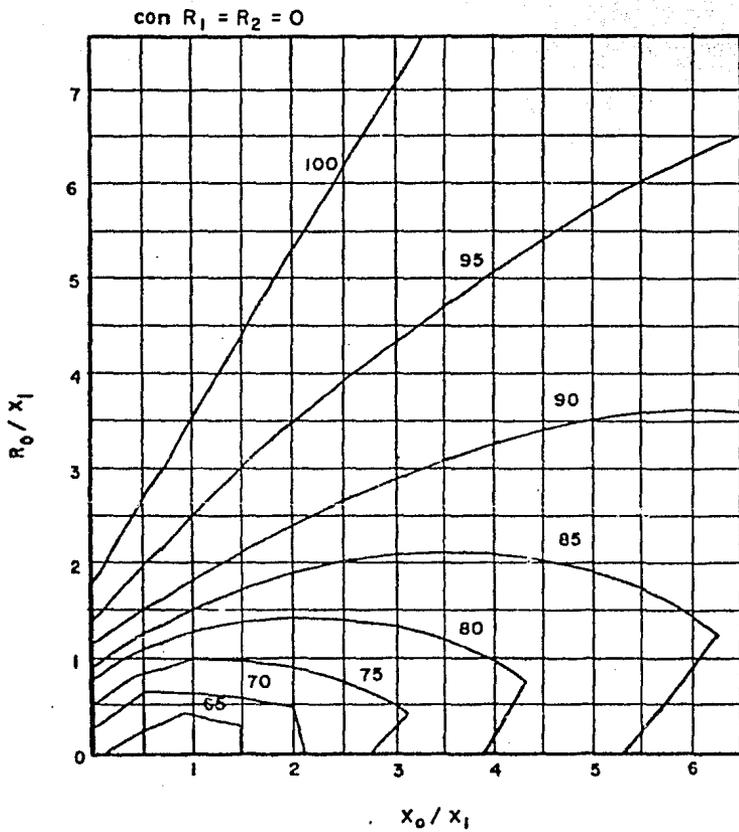
Para relaciones distintas de  $X_0/X_1$  y  $R_0/X_1$ , los factores de conexión a tierra  $K_e$  se obtienen de las gráficas 5.1, 5.2 y 5.3 donde se expresan como un porcentaje de la sobretensión que aparece en dos fases de un sistema trifásico cuando se presenta una falla de fase a tierra en la otra.



GRAFICA 5.1 Relación de  $R_o/X_1$  y  $X_o/X_1$  para la determinación del factor de conexión a tierra  $K_e$ , con  $R_1 = R_2 = 0.2 X_1$



GRAFICA 5.2 Relación de  $R_o/X_1$  y  $X_o/X_1$  para la determinación del factor de conexión a tierra  $K_e$ , con:  $R_1 = R_2 = 0.1 X_1$



GRAFICA 5.3 Relación de  $R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$  para la determinación del factor de conexión a tierra  $K_e$ , con:

$$R_1 = R_2 = 0$$

- CORRIENTE DE DESCARGA DEL APARTARRAYOS ( $I_d$ )

La corriente de descarga del apartarrayos se calcula a partir de las características de protección y nivel básico de aislamiento del sistema. Generalmente se expresa en Kiloamperes a partir de la expresión:

$$I_d = \frac{2 E - V_r}{Z_o + R} \quad [\text{KAMP}]$$

Donde:

- E = Es la magnitud de la onda entrante a la subestación.
- E =  $2e/n$  siendo e el valor de la onda incidente y n el número de líneas entrantes a la subestación.
- $V_r$  = Tensión residual del apartarrayos (KV).
- $Z_o$  = Impedancia característica de la línea (OHMS).
- R = Resistencia del apartarrayos (OHMS).

Para cálculos rápidos cuando  $n=1$ , la corriente  $I_d$  se puede obtener en forma aproximada como:

$$I_d = K \frac{2 N B A I}{Z_o} \quad [\text{KAMP}]$$

Para tomar en consideración el efecto de las reflexiones sucesivas de las ondas de rayo (desde el punto de la descarga) que tienden a incrementar la corriente  $I_d$ , a las expresiones para el cálculo de esta corriente se les multiplica por un factor "K" que depende de la distancia al punto de la descarga (D) y de la longitud de la cola de la onda:

FACTORES PARA LA DETERMINACION DE  $I_d$

D (m)	Factor K
700	3
1600	2
3200	1

- Tensión residual o de descarga ( $V_r$ ).- Es la tensión que aparece entre la terminal de línea y tierra de un apartarrayos durante el paso de la corriente de descarga.
- Tensión de descarga a 60 Hz ( $V_{60}$ ).- Es el valor eficaz de la menor tensión de baja frecuencia (60 Hz) que aplicada entre las terminales de línea y tierra de un apartarrayos, causa el arqueo de todos los explosores (GAPS) que se encuentran en serie.
- Tensión de descarga por impulso ( $V_p$ ).- Es el valor más alto de tensión obtenida con un impulso de onda y polaridad dadas (1.25/50 ó 250/2500  $\mu$ s para impulso por rayo o por maniobra), aplicada entre las terminales de línea y tierra del apartarrayos.

De las características anteriores, las primarias son la tensión nominal y la corriente de descarga y a partir de éstas se determinan las demás, ya sea por valores de norma o recomendaciones del fabricante.

#### 5.6) MARGEN DE PROTECCION

A la diferencia que existe entre el nivel básico de aislamiento al impulso del equipo por proteger y la máxima tensión que puede aparecer en el apartarrayos se le conoce como margen de protección. Se establece que su valor debe ser del 20% para impulsos por rayo y 15% para impulsos por maniobra, generalmente se expresa en por ciento y se obtiene con las expresiones siguientes:

##### a) PARA IMPULSO POR RAYO

$$\text{Margen de Protección} = \frac{(\text{NEAI}) - (\text{Máxima tensión en el apartarrayos})}{\text{Máxima tensión en el apartarrayos}} \times 100$$

NOTA: En el Cap. V, Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento, se ven otros conceptos relacionados con los apartarrayos.

b) PARA IMPULSOS POR MANIOBRA

$$\text{Margen de Protección} = \frac{(\text{NBAM}) - (\text{Máxima tensión en el apartarrayos})}{\text{Máxima tensión en el apartarrayos}} \times 100$$

La máxima tensión en el apartarrayos puede ser la tensión de descarga por impulso o la tensión residual (la que resulte mayor).

TABLA 4.- Características de protección de apartarrayos tipo estación\*

Tensión nominal del apartarrayos (eficaz) KV	Indice de elevación de tensión (pendiente) KV del frente de onda KV/μs	Tensión de impulso de descarga por frente de onda de 1.2/50 μs KV (cresta) máx.	Tensión residual en KV para una onda de impulso de corriente de descarga de 8/20 y valor de corriente:		
			5KA	10KA	20KA
3	25	11-12	6-8.5	7-9	7.8-10
6	50	18-24	12-17	13.5-19	15.5-20
9	75	28-35	18-24	20-26	23-28
12	100	38-45	23.5-32	27-35	31-38
15	125	46-55	29.5-40	33.5-44	39-47
21	175	63-72	41-55	47-60	54-65
24	200	74-90	47-65	53.5-71	62-76
30	250	92-105	59-80	67-87	77.5-94
36	300	108-125	70.5-96	80-105	93-113

\* Se excluyen los apartarrayos de óxido de zinc.

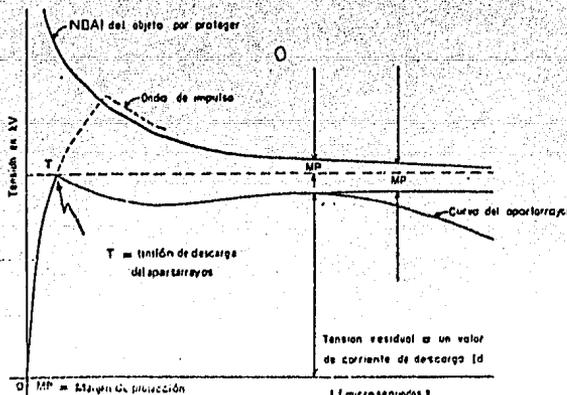


TABLA 5.- Características de protección de apartarrayos tipo intermedio\*

Tensión nominal del apartarrayos KV eficaz	Índice de elevación de tensión (pendiente) del frente de onda KV/ $\mu$ s	Tensión de impulso de descarga por frente de onda de 1.2/50 $\mu$ s	Tensión residual en KV para una onda de impulso de corriente de descarga de 8/20 y valor de corriente de:		
		KV (cresta) máxima	5 KA	10 KA	20 KA
3	25	12-12	9-10	10-10.8	12-12.5
6	50	24-31	15.5-19.6	17.5-21.6	20-24.5
9	75	31-35	21-29	23-32	27-36
12	100	41-45	28-36.5	31-40.5	36-48
15	125	51-55	35-46	39-51	45-60
21	175	67-72	49-63	55-70	63-83
24	200	77-90	56-76	62-84	72-95
30	250	94-105	70-90	78-100	91-118
36	300	111-125	88-116	94-129	109-143

\* Se excluyen los apartarrayos de óxido de zinc.

TABLA 6.- Características de protección de apartarrayos tipo distribución\*

Tensión nominal del apartarrayos en KV eficaz	Indice de elevación de tensión (pendiente) del frente de onda KV/ $\mu$ s	Tensión de impulso de descarga por frente de onda de 1.2/50 $\mu$ s		Tensión residual en KV para una onda de impulso de corriente de 8/20 y valor de corriente:		
		KV (cresta) sin electrodos ("gaps") externos	KV (cresta) con electrodos ("gaps") externos	5KA	10KA	20-KA
3	25	16-25	21-32	10-12.4	11.5-13.8	12.5-15.5
6	50	28-35	41-51	20-23	22.5-26	25-30
9	75	41-50	59-65	29-36.5	33-41	37-46
10	83.3	46-50	62-67	32-38	36-45	41-53
12	100	53-61	72-79	39-46	44-52	50-60
15	125	44-76	80-94	49-55	55-64	62-74.5
18	150	52-91	96-120	59-66	66-76.5	74-90
21	175	60-106	100-150	68-77.5	76-87	86-104
27	225	76-105	—	89-99	96-114	105-134
30	250	84-112	—	99-110	107-126	117-149

\* Se excluyen los apartarrayos de óxido de zinc.

## 6) BARRAS COLECTORAS O BUSES

### 6.1) DESCRIPCION

Se denominan barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos utilizados como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación.

Los circuitos que pueden conectarse o derivarse de las barras son: alimentadores primarios, alimentadores secundarios, bancos de transformadores, redes de tierra, etc.

Los sistemas de barras se componen principalmente de:

- a) Conductores Eléctricos.
- b) Aisladores.- Proporcionan las distancias dieléctricas necesarias y ofrecen un soporte mecánico a los conductores.
- c) Conectores y herrajes.- Sirven para unir tramos de conductor y sujetarlo a los aisladores.

El diseño de un sistema de barras colectoras implica la selección apropiada del material, tipo y forma de los conductores, de los aisladores y sus accesorios y de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño se realiza en base a los esfuerzos estáticos y dinámicos a que son sometidas las barras y de acuerdo a las necesidades de conducción de corriente, disposiciones físicas, etc., sin embargo, para la selección final de las barras es necesario tomar en cuenta el aspecto económico, los materiales existentes en el mercado y las normas establecidas.

### 6.2) TIPOS DE BARRAS

Los tipos de barras usadas normalmente son:

#### 6.2.1) Cables

6.2.2) Tubos

6.2.3) Soleras

#### 6.2.1) CABLES

Los materiales empleados en la fabricación de cables son el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR), éste tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso.

Los cables están formados por alambres trenzados en forma helicoidal, sin embargo, existen conductores de un solo alambre en subestaciones de pequeña capacidad.

##### 6.2.1.1) VENTAJAS

- Es el más barato de los tres tipos de barras antes mencionadas.
- Se logran claros más grandes.

##### 6.2.1.2) DESVENTAJAS

- Mayores pérdidas por efecto corona.
- Mayores pérdidas por efecto superficial.

#### 6.2.2) TUBOS

Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para llevar grandes cantidades de corriente, su uso en subestaciones compactas está limitado por requerir soportes especiales. No obstante, por su bajo peso requieren estructuras y soportes ligeros y se emplean actualmente en subestaciones de tipo abierto empleadas por C.F.E. y Compañía de Luz y Fuerza del Centro.

Los materiales más usados para barras tubulares son el cobre y el aluminio.

#### 6.2.2.1) VENTAJAS

- Igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- El número de soportes necesarios es menor debido a su rigidez.
- Facilidad en la unión entre dos tramos de tubo.
- Disminuye las pérdidas por efecto corona.
- Disminuye las pérdidas por efecto superficial.
- Capacidad de conducción de corriente relativamente grande por unidad de área.

#### 6.2.2.2) DESVENTAJAS

- Alto costo del tubo comparado, con los otros tipos de barras.
- Requiere un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubo.
- En subestaciones compactas se requieren soportes especiales.

#### 6.2.2.3) VENTAJAS DEL TUBO DE ALUMINIO EN RELACION AL DE COBRE

- Mayor capacidad de corriente en igualdad de peso.
- A igual conductividad el costo del tubo de aluminio es menor que el de cobre.

#### 6.2.2.4) DESVENTAJAS DEL TUBO DE ALUMINIO EN RELACION AL DE COBRE

- Mayor volumen del tubo en igualdad de conductividad.
- Los conectores son más caros.

### 6.2.3) BARRAS DE SOLERA

El tipo de barra que más se utiliza para conducir grandes cantidades de corriente, especialmente en interiores, es la solera de cobre o de aluminio.

#### 6.2.3.1) VENTAJAS

- Es relativamente más barata que el tubo.
- Es superior eléctricamente para conducción de corriente directa.
- Tiene excelente ventilación debido a la mayor superficie de radiación, especialmente en posición vertical.

#### 6.2.3.2) DESVENTAJAS

- Baja resistencia mecánica al pandeo debido a los esfuerzos de corto-circuito.
- Grandes pérdidas por efecto superficial y de proximidad -- cuando se conduce corriente alterna.
- Requiere de un número mayor de aisladores soporte.

#### 6.2.3.3) CARACTERISTICAS ELECTRICAS

- Al conducir corriente directa en grupos de soleras y debido al poco espacio que hay entre ellas, la conducción de calor disminuye, lo que hace que las soleras del centro se calienten más, fenómeno que reduce la eficiencia de conducción de corriente.
- En corriente alterna, la reacción es al contrario, ya que debido al efecto superficial que origina mayor densidad de corriente en la periferia del conductor, se ocasiona que un conductor formado por más de seis soleras no aumente la capacidad de conducción de corriente del grupo, porque tal ca

pacidad no se incrementa en la misma proporción en que se -  
aumenta el número de soleras.

### 6.3) MATERIALES CONDUCTORES

Los materiales frecuentemente usados para conducir corriente eléctrica, son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero.

En la siguiente tabla se dan las propiedades físicas de dichos materiales:

Propiedades Físicas	Cobre Electrolítico	Aluminio	Acero
Peso Específico $\text{gr/cm}^3$ a 20° c	8.91	2.71	7.63
Punto de Fusión °c	1084	658	1406
Coef. Lineal de Expansión térmica: (°c) por $10^6$	17.6	23.1	10.9
Resistividad Eléctrica a 20°c	1.68	2.68	Aprox.16
Conductividad Eléctrica en % del cobre recocido a 20°c	101.0	61.0	12.3
Resistencia a la Tensión ( $\text{Kg/cm}^2$ ) duro	3866	1898	9139
Resistencia a la Tensión ( $\text{Kg/cm}^2$ ) blando	2249	844	6046
Módulo de Elasticidad $\text{Kg/cm}^2 \times 10^6$	1.19	0.70	2.1

PROPIEDADES FISICAS DE LOS CABLES DE COBRE

COBRE RECOCIDO CONDUCTIVIDAD 100%

CALIBRE		NUMERO DE ALAMBRES	DIAM. DEL ALAMBRE mm.	DIAM. DEL CABLE mm.	AREA mm. <sup>2</sup>	PESO KG/Km.	TIPO RECOCIDO		CAP. DE COND. DE CORRIENTE CABLE DESNUDO (AMPS.)	
							RESIST. MAX. A LA C.D. 20°C OHMS/Km.	CARGA MAX. DE RUPTURA KG.		
MCM	AWG						INTERIOR 30°C	EXTERIOR 30°C		
26.25	6	7	1.554	4.115	13.30	118.3	1.296	360	-	-
41.74	4	7	1.961	5.189	21.15	188.0	0.815	572	100	135
66.37	2	7	2.474	6.543	33.62	299.0	0.512	910	135	185
105.50	1/0	7	1.892	8.252	53.48	475.4	0.322	1391	184	248
133.10	2/0	7	2.126	9.266	67.43	599.5	0.255	1754	216	286
167.80	3/0	7	2.388	10.404	85.01	755.9	0.203	2212	250	335
211.60	4/0	7	2.680	11.684	107.20	953.2	0.161	2789	296	388
250	-	12	3.665	15.24	126.64	1148.6	0.138	3295	331	434
500	-	19	4.120	20.59	253.35	2297.5	0.069	6591	525	670

PROPIEDADES FISICAS DE LOS CABLES ACSR MAS USADOS

CALIBRE		NUM. DE ALAMBRES		DIAMETRO mm.		PESO TOTAL DEL CABLE KG/KM	CARGA DE RUPTURA KG	RESISTENCIA 25°C OHM/KM	CAPAC. DE COND. DE CORRIENTE 30°C AMP
mm. <sup>2</sup>	MCM	ALUMINIO	ACERO	TOTAL DE CABLE	NUCLEO ACERO				
171.36	336.0	26	7	18.31	6.75	688.0	6373	0.172	420
405.45	795.0	26	7	28.14	10.36	1633.8	14152	0.072	725
567.63	1113.0	54	19	32.84	10.94	2126.3	18234	0.052	875

PROPIEDADES DE LOS TUBOS DE COBRE ESTANDAR.

98% CONDUCTIVIDAD

DIAMETRO NOMINAL		DIAM. DEL TUBO cm.		GRUESO DE LA PARED cm.	AREA cm <sup>2</sup>	PESO Kg/m	MOMENTO DE INERCIA I= (cm) <sup>4</sup>	MODULO DE SECCION S = (cm) <sup>3</sup>	LIMITE ELASTICO KG.	RESISTENCIA A LA C.D. 20°C MICRO-OHMS POR METRO	CAPAC. DE COND. DE CORR. 30°C	
											INTER.	INTEMP.
3/4	2.0	2.667	2.087	0.289	2.162	1.93	1.5500	1.1628	2433	81.31	512	680
1	2.5	3.340	2.697	0.321	3.046	2.73	3.5104	2.1024	3427	57.72	675	860
1 1/4	3.2	4.216	3.474	0.370	4.478	3.98	8.3578	3.9656	5039	39.26	875	1130
1 1/2	4.0	4.826	4.064	0.381	5.319	4.74	13.2361	5.4847	5983	33.06	1025	1285
2	5.0	6.032	5.237	0.398	7.036	6.26	28.0705	9.3061	7915	24.99	1300	1585
2 1/2	6.0	7.302	6.350	0.476	10.210	9.10	59.7706	16.3722	11489	17.22	1700	2010

PROPIEDADES DE LOS TUBOS DE ALUMINIO ESTANDAR.

61% CONDUCTIVIDAD

DIAMETRO NOMINAL		DIAMETRO DEL TUBO CM.		GRUESO DE LA PARED	AREA	PESO	MOMENTO DE INER-CIA I =	MODULO DE SECCION	LIMITE ELASTICO	RESISTEN-CIA A LA C.D. 20°C	CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE 30°C	
Pulg.	Cm.	Ext.	Int.								cm.	cm. <sup>2</sup>
3/4	2.0	2.667	2.093	0.287	2.147	0.580	1.5400	1.1552	2871	140.74	435	530
1	2.5	3.340	2.664	0.337	3.186	0.863	3.6336	2.1761	4259	94.89	590	700
1 1/4	3.2	4.216	3.505	0.355	4.308	0.680	8.1039	3.8443	5756	70.16	740	890
1 1/2	4.0	4.826	4.089	0.373	5.160	1.397	12.8989	5.3454	6894	58.58	840	1010
2	5.0	6.032	5.250	0.391	6.870	1.877	27.2922	9.1865	9253	43.59	1100	1320
2 1/2	6.0	7.302	6.271	0.515	10.990	2.979	63.6831	17.450	14696	27.52	1490	1790
3	8.0	8.890	7.792	0.548	14.370	3.894	125.6057	28.257	19187	21.02	1765	2120
4	10.0	11.430	10.226	0.602	20.472	5.548	301.038	52.674	27352	14.76	2300	2720
5	12.5	14.130	12.819	0.655	27.735	7.515	631.00	89.325	37059	10.89	3100	3660

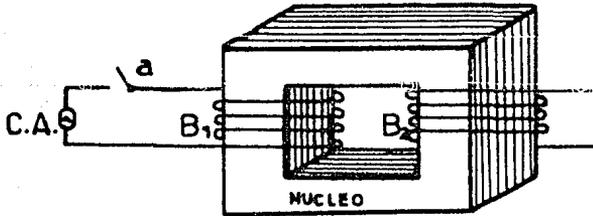
PROPIEDADES DE LAS SOLERAS.

DIMENSIONES				A R E A		PESO Kg/m	EJE HORIZONTAL		EJE VERTICAL		LIMITE ELASTICO Kg.	RESISTENCIA A LA C.D. - 20°C Microohms por metro
ESPESOR		ANCHO		MCM	Cm <sup>2</sup>		MOM. DE INERCI I = Cm <sup>4</sup>	MODULO DE SECCION S = Cm <sup>3</sup>	MOM. DE INERCI I = Cm <sup>4</sup>	MODULO DE SECCION S = Cm <sup>3</sup>		
Pulg.	Cm.	Pulg.	Cm.									
					SOLERA DE COBRE							
		2	5.0	636.6	3.225	2.88	6.926	2.7300	0.1063	0.3413	5216	54.18
		2 1/2	6.0	795.8	4.031	3.60	13.527	4.2671	0.1354	0.4267	7087	43.32
1/4	0.6	3	8.0	955.0	4.837	4.33	23.375	6.1451	0.1625	0.5120	8505	36.11
		4	10.0	1273	6.450	5.77	55.400	10.923	0.2167	0.6826	11340	27.06
		5	12.5	1592	8.062	7.21	108.219	17.075	0.2709	0.8534	14175	21.64
					SOLERA DE ALUMINIO							
		3	8.0	955	4.837	1.30	23.433	6.1451	0.1664	0.5079	-	58.41
1/4	0.6	4	10.0	1273	6.450	1.74	55.483	10.930	0.2081	0.6882	-	43.82
		5	12.5	1592	8.062	2.18	108.386	17.075	0.2913	0.8521	-	35.06

## 7) EL TRANSFORMADOR

El transformador es un dispositivo electromagnético sin partes en movimiento, destinado a transferir energía eléctrica mediante un flujo magnético de uno o más circuitos de corriente alterna a otro o más circuitos, sin modificar la frecuencia y manteniendo la potencia constante, tan sólo cambian la magnitud y desplazamiento angular de los vectores correspondientes al voltaje y a la corriente.

En su forma más simple un transformador está integrado por un circuito magnético llamado núcleo, el cual se compone de chapas apiladas de material ferromagnético y sobre él se enrollan dos bobinas ( $B_1$  y  $B_2$ ) de alambre de cobre o aluminio.



### 7.1) PRINCIPIO DE OPERACION

En el momento de cerrar el seccionador "a", la bobina  $B_1$  es atravesada por una corriente alterna que provoca a su vez un flujo variable con el tiempo que al circular por el circuito magnético, induce una fuerza electromotriz en la bobina  $B_2$  de igual frecuencia que la tensión aplicada en la bobina  $B_1$  (debido a que no existe movimiento relativo entre dichas bobinas), este principio de inducción electromagnética fue descubierto por M. Faraday en 1831.

A la bobina que actúa como generadora de flujo, en este ca-

so B1, se le conoce como devanado primario y la bobina a la que se le induce energía se le denomina devanado secundario (en nuestro ejemplo la bobina B2).

## 7.2) CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES

Existen diversos criterios para clasificar a los transformadores dentro del campo de la alta tensión, no obstante, intentaremos abarcar a la mayoría de ellos en el siguiente cuadro:

- a) Por el número de fases:
  - Monofásicos
  - Trifásicos
  
- b) De acuerdo a la cantidad de energía que manejan:
  - Transformadores de distribución.- Para capacidades de 15 a 500 KVA y tensiones de hasta 34.5 KV.
  - Transformadores de pequeña potencia.- Con capacidad mayor a 500 KVA y tensiones que llegan a los 69 KV.
  - Transformadores de gran potencia.- Con capacidad superior a los 5 MVA y tensiones que van de 69 a 400 KV.
  
- c) Por la función que desempeñan:
  - Transformadores elevadores.
  - Transformadores reductores.
  - Transformadores de instrumento.
  
- d) Según su tipo de instalación:
  - Para servicio interior.
  - Para servicio exterior.
  
- e) Por su aplicación:
  - Tipo poste.
  - Tipo subestación.

- Tipo pedestal.
  - Tipo bóveda o subterráneo.
- f) De acuerdo a la construcción de su núcleo:
- De columnas o transformadores de circuito eléctrico envolvente, es decir los devanados envuelven al núcleo.
  - Acorazados o transformadores de circuito magnético envolvente, en este caso los devanados están rodeados por el núcleo de hierro.
- g) Por la regulación de voltaje que manejan:
- Regulación fija.
  - Regulación variable sin carga.
  - Regulación variable con carga.
- h) De acuerdo al medio refrigerante y a los materiales aislantes que utilizan, los transformadores se denominan:
- De tipo seco.
  - Sumergidos en aceite u otro líquido inerte.
  - Encerrados en gas inerte.
- i) En función de los sistemas de disipación de calor:
- OA (sumergido en aceite enfriado a base de circulación natural de aire).
  - OA/FA (sumergido en aceite enfriado con aire forzado).
  - FOA (sumergido en aceite enfriado por la circulación de aceite y aire forzado).
  - AA (tipo seco con enfriamiento a base de la circulación natural de aire).
  - AFA (tipo seco enfriado por aire forzado).
  - OW (sumergido en aceite enfriado con agua).

En puntos posteriores haremos un estudio detallado de los transformadores que interesan a nuestro estudio.

### 7.3) PARTES QUE INTEGRAN UN TRANSFORMADOR

En esta sección no aspiramos a un análisis preciso de los problemas que implica la construcción de transformadores de alta-tensión para subestaciones eléctricas, pero sí mencionaremos los elementos que conforman estos aparatos de conversión electromagnética.

#### 7.3.1) NUCLEO

Es el circuito magnético del transformador y está construido con acero al silicio laminado en frío de grano orientado, llamado hipersil que tiene la ventaja de trabajar a muy altas inducciones magnéticas con pocas pérdidas, debido a que posee alta permeabilidad, además, todas las laminaciones llevan un aislamiento adherido no degradable. En las láminas extremas y al centro de los yugos se realizan cortes a 45° con el fin de evitar traslapes laminares, aumentando con esto la eficiencia de los transformadores.

Las características constructivas antes mencionadas permiten obtener núcleos compactos y disminuir la longitud de conductor en los devanados, lo cual reduce el peso y tamaño de los transformadores.

0

6

El núcleo del transformador puede adoptar diversas formas, aunque su sección no varía de los tipos clásicos, como son: cuadrado, rectangular, cruciforme o escalonado.

#### 7.3.1.1) BASTIDOR O HERRAJES

Una vez armado el núcleo se sujeta cada una de sus piernas con flejes de acetato de celulosa y después se coloca sobre una estructura soporte de acero para mantener en su posición al núcleo y a las bobinas. El ensamble de los herrajes se hace por medio de placas de apriete que utilizan pernos y en algunas ocasiones se usa soldadura.

Los herrajes se diseñan para soportar los esfuerzos mecánicos producidos en el ensamble final y los causados por corto circuito.

#### 7.3.2) DEVANADOS

El devanado es un conjunto de espiras que forman el circuito eléctrico del transformador. Los materiales empleados en la construcción de los devanados varían de acuerdo a las características del servicio al cual se destine el transformador, aunque normalmente se usa cobre y aluminio para los de distribución, es decir, las bobinas de alta tensión se fabrican con alambre o solera de cobre, cubiertos con un aislamiento adecuado, normalmente el cobre lleva una capa de barniz y se envuelve con cinta hecha a base de celulosa, en cambio los devanados secundarios se construyen con hojas de aluminio cuando la tensión que manejan es menor de 480 volts, sin embargo, cuando ese valor es superior se utiliza alambre de cobre. La ventaja de emplear hojas de aluminio, cuyo ancho abarca la altura total de la bobina, es la de obtener una sección transversal continua del conductor que permite con facilidad el autoalineamiento de los centros eléctricos de los devanados de alta y baja tensión, por lo consiguiente se propicia la eliminación de la componente vertical del esfuerzo por corto -

circuito además, al acoplar la bobina de alta tensión dentro de la baja tensión se permite que el bobinado primario quede soportado por el devanado secundario, actuando éste como un fleje. En los devanados de hojas de aluminio, se utilizan aislamientos del mismo ancho de la lámina y de este modo se simplifica el proceso de devanado, se reduce el tiempo de fabricación y por tanto baja el precio del transformador

Finalmente las bobinas de alta y baja tensión, se introducen concéntricamente en las piernas del núcleo, fijándolas con apoyos adecuados.

### 7.3.3) TANQUE Y CUBIERTA

Los transformadores que emplean como medio refrigerante líquidos, necesitan tener al conjunto núcleo-bobinas completamente armado e instalado en el interior de un tanque, sujetándose tanto en el fondo del mismo como en las paredes laterales. El diseño y construcción del tanque permiten soportar los esfuerzos mecánicos comunes y eventuales a los que estará sometido el transformador durante su manejo, instalación y operación. El tanque es construido con placas de acero rolando en caliente y todas las juntas o uniones se realizan con cordones de soldadura para garantizar la ausencia de fugas del líquido refrigerante. Normalmente los tanques para transformadores de distribución deben resistir sin sufrir deformación permanente una presión de  $0.34 \text{ KG/cm}^2$  como mínimo y de  $1 \text{ KG/cm}^2$  para los transformadores de potencia (en la placa de datos aparecen las presiones máximas de operación para las cuales el transformador está diseñado).

El tanque del transformador sirve además como soporte a gran variedad de instrumentos necesarios para la efectiva opera-

ción del transformador.

Los acabados que se le dan al tanque y cubiertas para resistir los efectos ambientales propios de los lugares en donde se instalan son: baños químicos de limpieza, inhibidores antioxidantes y pinturas con pigmentos adecuados.

#### 7.3.4) BOQUILLAS Y TERMINALES

Para alimentar o dar salida a la corriente del transformador, éste se equipa con boquillas cuya clase de aislamiento no debe ser menor a la de las terminales de los devanados que conectan. Para tener una idea de las características que reúnen las boquillas y terminales de alta y baja tensión utilizadas en los transformadores de distribución, se muestran las tablas siguientes:

CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE BOQUILLAS PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS

Clase de Aislamiento KV	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso KV	Distancia Mínima de Fuga mm
15.0	95	267
25.0	150	430
34.5	200	660

CARACTERISTICAS DE LAS TERMINALES DE LINEA DE ALTA TENSION PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS

La Terminal debe ser apropiada para los siguientes Calibres:	Capacidad en KVA para Tensiones Nominales en Alta Tensión de
AWG	34.5 KV y Menores
Alambre No. 8 a Cable No. 2	15 a 225
Alambre No. 6 a Cable No. 4/0	300 a 500

**CARACTERISTICAS DE LAS TERMINALES DE LINEA Y NEUTRO DE  
BAJA TENSION PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS**

La Terminal debe ser apropiada para los siguientes calibres:  (AWG - MCM)	Capacidad en KVA para Tensio siones Nominales en Baja Ten sion de:
	440 V y Menores
Alambre No. 8 a Cable No. 2	- -
Alambre No. 8 a Cable No. 2/0	15 a 45
Alambre No. 6 a Cable No. 4/0	75
Alambre No. 2 a Cable No.350 MCM	112.5 a 150
Alambre No. 1/0 a Cable No. 500 MCM	225
Alambre No. 2/0 a Cable No.1000 MCM	300
Tipo Barra	500

**ESPACIAMIENTO ENTRE BOQUILLAS CON  
TENSIONES MAYORES DE 600 V.**

Clase de Aislamiento (KV)	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (KV)	Distancia Mínima entre Partes Vivas y Tierra (mm)	Distancia Mínima entre Partes Vivas de Fases diferentes o entre Partes Vivas de Bobinados diferentes (mm)
1.2	30	25	25
2.5	45	51	51
5.0	60	64	64
8.7	75	89	102
15.0	95	127	140
25.0	150	203	229
34.5	200	305	330

Para altitudes superiores a 1000, las distancias se aumentan en 1% por cada 100 m que excedan de 1000 m.

#### 7.3.4.1) LOCALIZACION DE LAS BOQUILLAS

La ubicación de las boquillas de alta y baja tensión pueden ser de acuerdo a las necesidades del usuario y se realiza en base a los tipos siguientes:

- Para acoplamiento a tableros se montan las boquillas de baja tensión a la derecha y las boquillas de alta tensión a la izquierda del panel de accesorios o las boquillas de baja tensión a la izquierda y las de alta a la derecha de dicho panel.
- Las boquillas de alta tensión se colocan en la cubierta del tanque y las de baja tensión se pueden instalar en la misma cubierta o al lado derecho o izquierdo del panel de accesorios.
- Transformador con gargantas de acoplamiento a tableros o a bus ducto con boquillas de baja tensión a la derecha y las boquillas de alta tensión a la izquierda del panel de accesorios o las boquillas de baja tensión a la izquierda y las de alta a la derecha de dicho panel.

Normalmente las terminales de alta tensión se designan con la letra H ( $H_3, H_2, H_1$ ) y las terminales de baja tensión con la letra X ( $X_0, X_1, X_2, X_3$ ).

#### 7.3.5) CAMBIADOR DE DERIVACIONES

Se emplea para reducir o aumentar el número de vueltas o espiras de un devanado del transformador y se hace con el fin de ajustar el voltaje secundario respecto al voltaje primario. Las derivaciones son colocadas generalmente en el lado de alta tensión, la variación de tensión obtenida con las derivaciones no excede del 10% de la tensión nominal y normalmente el número de derivaciones son una arriba y tres abajo o dos arriba y dos abajo, cada una de 2.5% de la tensión nominal.

Ejemplo.- Un transformador de 13200 - 480 V conectado a un sistema de 13200 V podrá variar su tensión secundaria en la forma siguiente:

<u>TAP'S</u>		
Dos Arriba	+ 5%	504 V
	+ 2.5%	492 V
	0%	480 V
Dos Abajo	- 2.5%	468 V
	- 5%	456 V

El ajuste del cambiador de derivaciones se realiza por medio de una manija y su operación puede ser:

- a) Interna (operación sin carga), es decir, la manija está dentro del tanque por encima del nivel de aceite.
- b) Externa, en este caso, la manija de ajuste va colocada fuera del tanque y puede ir instalada a un costado o en la cubierta superior, siempre y cuando no sea en el lado de alta tensión. Sin embargo, en ambos casos lleva un mecanismo que impide su accionamiento mientras el transformador está energizado, en caso de ser para operación sin carga.

#### 7.3.6) AISLAMIENTO

El aislamiento en los transformadores está formado por varios elementos (sólidos y líquidos) colocados para dar un perfecto aislamiento entre los componentes del núcleo, entre los devanados y entre éstos y el núcleo, así mismo también se cuenta con aislamientos adecuados entre las partes vivas y el tanque. Los tipos de aislamiento que se emplean dependen de la capacidad y voltaje nominal del transformador.

Cabe mencionar que los transformadores sumergidos en líquidos dieléctricos, utilizan a éstos como aislamiento y a la vez como medio refrigerante.

### 7.3.7) MEDIO REFRIGERANTE

Generalmente en los transformadores de distribución y de pequeña potencia, la refrigeración por convección y por radiación natural no es suficiente para mantener la temperatura de funcionamiento por debajo del valor máximo del que pueden soportar sus aislamientos sin reducir la vida útil de éstos, de ahí la importancia de que dichos transformadores cuenten con el equipo necesario para facilitar la refrigeración, esto se logra al dotar de conductos de ventilación a los devanados, al aumentar las dimensiones de radiación del tanque y al adicionar elementos que ayuden a una rápida disipación de calor.

Los refrigerantes más empleados son: el aire, el aceite mineral y el agua. Más adelante se hablará sobre los sistemas de disipación de calor de los transformadores, de sus rangos de temperatura y condiciones de sobrecarga.

### 7.3.8) VALVULAS, DISPOSITIVOS DE MUESTREO Y CONEXION PARA FILTRO PRENSA

Se utilizan cuando el transformador va sumergido en aceite mineral.

#### 7.3.8.1) VALVULA PARA DRENAJE Y MUESTREO

Consiste de una válvula combinada para drenaje y conexión inferior del filtro prensa. El diámetro de la válvula para transformadores de hasta 2500 KVA es de 25.4 mm y los que tienen capacidad superior a 2500 KVA el diámetro es de 50.8 mm. La válvula se localiza en la parte inferior del tanque. Integrada a dicha válvula se encuentra otra válvula para muestreo de 6.35 mm o de 9.5 mm de diámetro.

#### 7.3.8.2) CONEXION SUPERIOR DE FILTRO PRENSA

Para unidades de hasta 2500 KVA consiste de una conexión --

hembra roscada de 25.4 mm con tapón macho, ubicada en la cubierta o tapa del transformador y para aparatos con capacidad mayor de - 2500 KVA la válvula de 25.4 mm se localiza en la pared frontal - del tanque.

#### 7.3.9) ADITAMENTOS DE LEVANTAMIENTO

Los aditamentos de levantamiento como son argollas y gan---chos están soldados o vaciados en el cuerpo del tanque y se utilizan para realizar las maniobras de transporte y montaje del transformador. Así mismo, los herrajes que sostienen al conjunto núcleo-bobinas también llevan aditamentos de levantamiento para poder sacar y meter el conjunto al tanque o para su manejo y montaje cuando el transformador es de tipo seco.

#### 7.3.10) BASE DESLIZABLE

La base del transformador lleva apoyos principales y transversales que permiten mover la unidad sobre rodillos en la dirección de cualquiera de sus ejes, además, es posible equipar la base con ruedas orientables.

#### 7.3.11) PROVISION PARA CONEXION DEL TANQUE A TIERRA

- Conexión tipo A.- Consiste de una placa o conexión hembra de acero cobrizado, de acero inoxidable o de latón, con un agujero que tiene cuerda normal para tornillo de 12.7 mm de diámetro y 11 mm de longitud, localizada en la parte inferior del tanque.
- Conexión tipo B.- Se forma de una placa de acero cobrizado o de acero inoxidable de 50 mm x 90 mm provista de dos barrenos roscados para tornillos de 12.7 mm de diámetro, espaciados horizontalmente 45 mm entre centros. El espesor mínimo de la capa de cobre es de 0.5 mm. La profundidad mínima del roscado en los barrenos es de 13 mm. La placa se localiza en la parte inferior del tanque.

7.3.12) INDICADORES DE LOS TRANSFORMADORES  
SUMERGIDOS EN LIQUIDO DIELECTRICO

7.3.12.1) INDICADOR DEL NIVEL DE LIQUIDO AISLANTE

Se emplea para señalar si existe cantidad suficiente de líquido refrigerante. El indicador puede ser magnético y va provisto de una carátula en la cual se indican los niveles máximo, mínimo y normal del líquido a la temperatura de 25°C. El indicador - está montado en la pared frontal del tanque, además, se pueden - tener contactos para alarma por bajo nivel.

7.3.12.2) TERMOMETRO

Se utiliza para indicar la temperatura del líquido aislante, normalmente se localiza en la pared frontal del tanque y sus sensores van sumergidos en un termopozo a 50 mm del nivel del líquido. Generalmente, los termómetros son de tipo magnético y están provistos de una aguja de arrastre que indica la temperatura máxima alcanzada en cierto período. En este caso también se pueden tener contactos para alarma por alta temperatura.

7.3.12.3) INDICADOR DE PRESION  VACIO

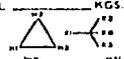
Los transformadores con capacidades mayores a 2500 KVA o con nivel básico al impulso superior a 200 KV, son equipados con un manovacuómetro indicador tipo carátula. Los transformadores de hasta 2500 KVA van provistos de un tapón para prueba de la cámara de aire el cual sirve, además, como manovacuómetro.

7.3.13) VALVULA DE ALIVIO PARA  
PRESIONES ALTAS

Es de tipo mecánico y se utiliza para aliviar presiones altas. Se encuentra localizada en la cubierta del tanque, es accesorio normal para unidades mayores de 2500 KVA y es opcional para transformadores con capacidades menores o iguales a los 2500 KVA.

### 7.3.14) PLACA DE DATOS

Cada transformador debe tener una placa de datos, resistente a la corrosión, de dimensiones no menores de 100 x 130 mm y en la cual se indiquen con caracteres legibles a simple vista los datos siguientes:

"EMBLEMA Y MARCA DE LA FABRICA"		
TRANSFORMADOR EN		
KVA _____		No _____
VOLTS _____		
FASES _____	FREC. _____	HZ. IMP. _____
ELEV. _____		% A _____
ALTITUD _____		MSNM. CLASIF. _____
DERIVACIONES	N.B.L. _____	KV. AT. _____
POS. VOLTS	LIQUIDO AISLANTE _____	LTS. _____
	PESO TOTAL _____	KGS. _____
	DIAGRAMA	
	VECTORIAL	
		
DIAGRAMA DE CONEXIONES		
"NUMERO DE REGISTRO DE LA FABRICA"		

### 7.4) SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO Y TIPOS DE TRANSFORMADORES

Durante el funcionamiento de los transformadores se presentan dos clases de pérdidas de energía:

Pérdidas en el núcleo y pérdidas en los devanados o pérdidas en el cobre. Toda esta energía perdida se disipa en forma de calor y aunque es una pequeña parte de la energía total de transformación, adquiere valores considerables cuando no se le controla, por esta razón es importante proporcionar al circuito magnético y a los devanados de alta y baja tensión un medio de refrigeración adecuado para que disipen el calor generado durante el servicio, con el fin de evitar daños a los aislamientos y prolongar la vida del aparato entre otras razones.

Por tanto, de acuerdo al medio refrigerante que envuelve al conjunto núcleo-bobinas y conforme a los sistemas de enfriamiento que se utilizan en los transformadores, éstos pueden dividirse en:

- Transformadores sumergidos en líquido aislante.
- Transformadores tipo seco.

#### 7.4.1) TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDO AISLANTE

Los aislantes líquidos han tenido gran demanda para dar a los transformadores de media y alta tensión, un buen aislamiento y al mismo tiempo proporcionar un medio adecuado de refrigeración.

Entre los refrigerantes dieléctricos líquidos para transformadores podemos mencionar a los aceites minerales, líquidos de silicona y a los askareles o líquidos de ascaridol. Sin embargo, es muy importante señalar que en la actualidad (aproximadamente desde 1977) el uso de los askareles está prohibido, debido a que su elemento principal el bifenilo policlorinado (PCB) y sus demás compuestos son sumamente tóxicos y pueden causar daños al medio ambiente, no obstante, los líquidos de ascaridol poseen excelentes características dieléctricas y una flamabilidad baja.

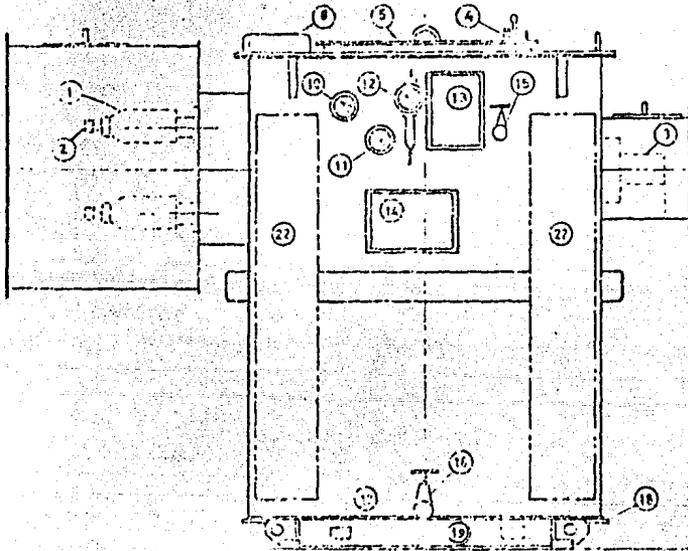
A continuación presentamos algunas de las características de los líquidos refrigerantes ya mencionados:

TABLA 7.- CARACTERISTICAS DE LOS LIQUIDOS  
DIELECTRICOS PARA TRANSFORMADORES

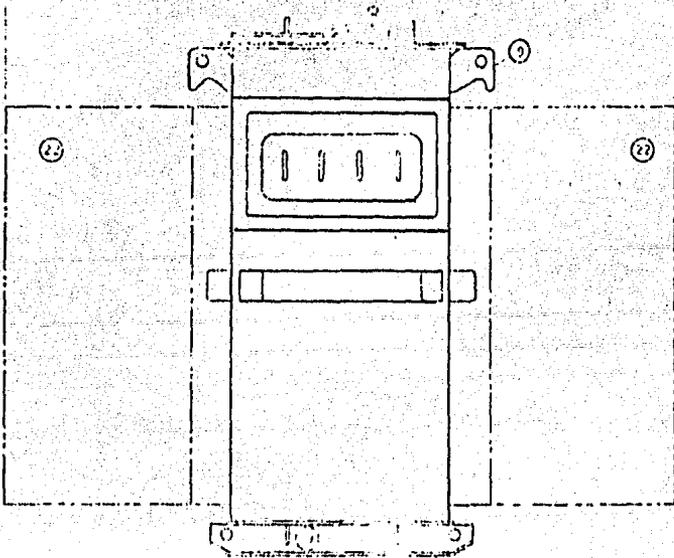
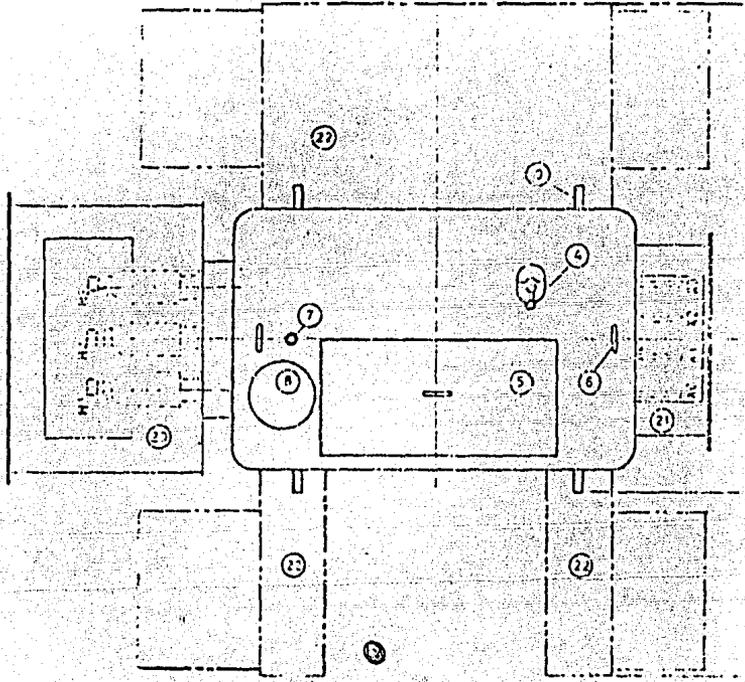
PROPIEDADES	ACEITES MINERALES	LIQUIDOS DE SILICONA	ASKARELES
Gravedad específica (25°C)	0.88	0.90	1.5
Punto de fluencia	-40	-55	-45
Viscosidad, cs, (25°C)	16	50	17
Punto de ebullición (°C)	-	Ninguno	340
Punto de inflamabili- dad (°C)	150	300	195
Punto de combustión (°C)	165	360	Ninguno
Resistencia volumétri- ca (25°C)	$8.5 \times 10^{15}$	$1 \times 10^{15}$	$2 \times 10^{12}$
Rigidez dieléctrica (25°C)	35	35	35
Constante dieléctrica (25°C)	2.2	2.7	5.6
Y a 100 °C (100 Hz)	-	2.4	4.7
Factor de disipación, % a 25°C	0.02	0.02	-
Y a 100°C (100 Hz)	0.5	0.10	-
Coeficiente de expan- sión (°C)	0.00072	0.0005	0.0007
Clasificaciones U.L. de riesgo de incendio (1)	10-20	4-5	2-3

(1) U.L. (Laboratorios Underwriters) utilizan una escala de 0 a-  
100 y consideran al 0 como no peligroso y al 100 como muy -  
peligroso.

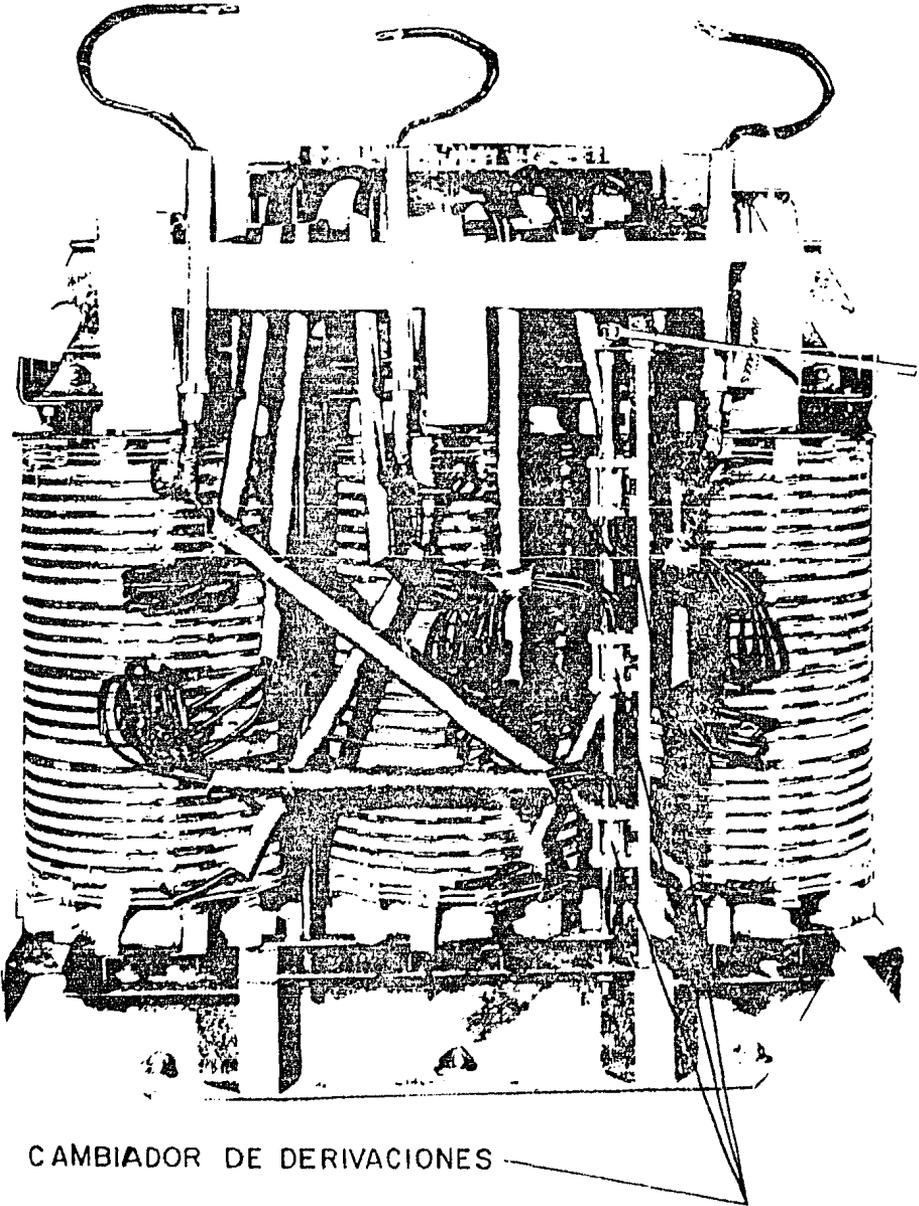
7.4.1.1) TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE MINERAL



- ① BOQUILLAS DE ALTA TENSION
- ② TERMINALES BOQUILLAS DE ALTA TENSION
- ③ BOQUILLAS TERMINALES DE BAJA TENSION
- ④ MECANISMO CAMBIADOR DERIVACIONES
- ⑤ REGISTRO DE INSPECCION
- ⑥ ARGOLLAS SUSPENSION CUBIERTA
- ⑦ TAPON DE LLENADO DE (1") 25 DIA.
- ⑧ VALVULA DE SOBREPRESION
- ⑨ GANCHOS DE LEVANTAMIENTO
- ⑩ INDICADOR NIVEL DEL ACEITE
- ⑪ INDICADOR DE TEMPERATURA
- ⑫ INDICADOR PRESION VACIO (SEALDAIRE)
- ⑬ PLACA DE DATOS
- ⑭ ESCUDO "IEM"
- ⑮ VALVULA SUPERIOR DE FILTRO PRENSA DE (1") 25 DIA.
- ⑯ VALVULA DRENE (2") 51 DIA. C / VALVULA HUESTRO (1/4) 6 DIA.
- ⑰ CONECTORES A TIERRA TIPO MORDAZA
- ⑱ REFUERZOS DE PALANQUEO
- ⑲ BASE DESLIZABLE
- ⑳ CAMARA BOQUILLAS DE ALTA TENSION
- ㉑ CAMARA BOQUILLAS DE BAJA TENSION
- ㉒ CAREZALES DE ENFRIAMIENTO



CONJUNTO NUCLEO-BOBINAS DE UN  
TRANSFORMADOR TIPO SUMERGIDO EN ACEITE



Los transformadores que utilizan el aceite mineral como -- dieléctrico refrigerante, tienen actualmente muchas aplicaciones -- ya que el costo del aceite mineral es relativamente bajo comparado con los precios de otros líquidos para transformadores, en México el aceite mineral que generalmente se emplea lo produce --- PEMEX y lo denomina PEMEX No. 1, sin embargo, la desventaja que - tienen los transformadores sumergidos en aceite es el peligro de explosión e incendio en severas condiciones de falla que pudieran sufrir el transformador, por tal motivo el uso de ellos normalmente es en instalaciones a la intemperie y en casos especiales dentro de locales cerrados en subestaciones de tipo compacto, siempre y cuando se manejen capacidades de hasta 500 KVA con tensiones menores a los 23 KV.

Los sistemas de enfriamiento que utilizan son:

- Tipo OA.- El conjunto núcleo-bobinas va sumergido en aceite mineral y disfruta del enfriamiento propio. - Por lo general en transformadores cuya capacidad es superior a los 50 KVA se usan tubos radiadores de calor para un mejor enfriamiento, ya que la circulación del aceite por los intercambiadores de calor es natural al igual que el flujo de aire entre éstos.
- Tipo OA/FA.- El transformador está inmerso en aceite dieléctrico y se autoenfria por medio de circulación forzada de aire. Podemos decir que es básicamente un transformador OA, pero dispone de ventiladores para aumentar la disipación de calor en los enfriadores.
- Tipo OA/FA/FOA.- El transformador se encuentra sumergido en aceite mineral, es autoenfriado por medio de aire forzado y aceite forzado. Básicamente es un transformador OA equipado con ventiladores y bombas para recircular el líquido refrigerante.

- Tipo FOA.- El conjunto núcleo-bobinas está inmerso en aceite, enfriado a base de aire forzado y circulación forzada del líquido refrigerante. Su empleo es cuando se desea que trabajen al mismo tiempo las bombas del líquido aislante y los ventiladores.
- Tipo OW.- El transformador va sumergido en líquido aislante y su enfriamiento depende de la cantidad de calor que absorbe el agua que circula en serpentines, los cuales están en contacto con el líquido aislante del transformador. El aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.

7.4.1.1.1) EFECTO DE LA ALTITUD EN LA ELEVACION DE LA TEMPERATURA

El aumento en la altitud provoca una disminución en la densidad del aire, lo cual a su vez incrementa la temperatura en los transformadores que dependen del aire para su disipación de calor, por eso es importante tomar en cuenta las recomendaciones siguientes:

- a) Operación a capacidad nominal.- Los transformadores contruidos para altitudes de 1000 metros sobre el nivel del mar (M.S.N.M.), pueden operarse a capacidad nominal a mayores altitudes, siempre y cuando la temperatura ambiente promedio máxima, no exceda los valores siguientes:

TABLA 8.

TIPO DE ENFRIAMIENTO	ALTITUD EN METROS			
	1000,	2000,	3000,	4000
	TEMPERATURA EN °C			
Sumergidos en líquido aislante auto-enfriado (clase OA)	30	28	25	23

- b) Operación a capacidad reducida.- Si la temperatura ambiente promedio máxima es mayor que los valores indicados en la tabla ( 8 ), pero no excede la temperatura ambiente de 40° y la temperatura promedio durante cualquier período de 24 - horas no sobrepasa los 30°C, los transformadores pueden operar a capacidad reducida en un porcentaje de 0.4%, por cada 100 metros en exceso de 1000 M.S.N.M., en el caso que sean del tipo autoenfriados sumergidos en líquido aislante (clase OA).

7.4.1.1.2) DATOS TECNICOS DE TRANSFORMADORES  
SUMERGIDOS EN ACEITE MINERAL

Para tener una idea de las características eléctricas que presentan los transformadores sumergidos en aceite, mostraremos algunas de las tablas que proporciona el fabricante.

- Impedancia: Está definida por la suma vectorial de los valores de la resistencia y de la reactancia de los devanados y se mide en %.

VOLTAJE NOMINAL ALTA TENSION (KV)	BAJA TENSION HASTA 480 VOLTS.	BAJA TENSION 2400 VOLTS Y MAYORES
4.16 - 23	5.75 %	5.5 %
34.5	6.25 %	6.0 %

- Magnitudes Nominales:

VOLTAJES ALTA TENSION

LIMITACION EN KVA	VOLTAJE A.T. VOLTS	CLASE DE AISLAMIENTO KV	NIVEL BASICO DE IMPULSO KV	
			DISTRIBUCION	POTENCIA
1500	4160	5.0	60	75
3750	6900	8.7	75	95
5000	13200	15.0	95	110
5000	23000	25.0	150	150
5000	34500	34.5	200	200

VOLTAJES BAJA TENSION

LIMITACION EN KVA	VOLTAJE B.T. VOLTS	CLASE DE AISLAMIENTO KV	NIVEL BASICO DE IMPULSO KV	
			DISTRIBUCION	POTENCIA
1000	220 y /127	1.2	30	45
1000	240 y /138	1.2	30	45
1000	240Δ	1.2	30	45
2500	400 y /254	1.2	30	45
2500	440Δ	1.2	30	45
2500	480 y /277	1.2	30	45
2500	480Δ	1.2	30	45
5000	2400 y /1385	2.5	45	60
5000	2400Δ	2.5	45	60
5000	4160 y /2400	5.0	60	75
5000	4160Δ	5.0	60	75

- Corriente nominal.- Es la corriente que fluye a través de una terminal de un devanado y se obtiene al dividir la potencia nominal del devanado entre la tensión nominal del mismo y el factor de fase apropiado.
- Capacidades nominales de transformadores trifásicos: 15, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300, 500, 750, 1000, 1500, 2000, - 2500, 3750, 5000 KVA; para tensiones de hasta 34.5 KV.
- Sobrecarga y ventilación forzada.

Generalmente, el fabricante proporciona tablas que indican la capacidad nominal del transformador, su límite de elevación de temperatura sobre la temperatura ambiente y el incremento permisible de éstas cuando el transformador se le somete a un enfriamiento a base de aire forzado, para no exceder al límite de temperatura de sus aislamientos. Las sobrecargas que se consiguen con ventilación forzada son:

SOBRECARGA	CAPACIDAD (KVA)
15%	Hasta 2000
25%	De 2001 a 10000
33%	Mayores de 10000

Es decir, los factores de sobrecarga dependen del calor que pueden soportar los aislamientos del transformador, considerando como temperatura nominal del aislamiento 55°C sobre la temperatura ambiente. Por ejemplo, un transformador con aislamiento para 65°C sobre la temperatura ambiente podrá resistir sobrecargas del 12%.

- Dimensiones.

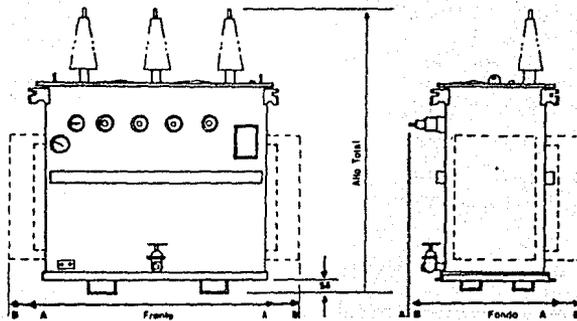
#### TRANSFORMADORES TRIFASICOS TIPO ESTACION

KVA	ALTO mm	FRENTE mm	FONDO mm	ACEITE Lts.	PESO TOTAL Kg.
Clase 15					
225	1391	1273 A	1191 B	598	1455
300	1391	1273 A	1191 B	594	1630
500	1492	2080 B	1230 B	780	2165
Clase 25					
225	1530	1451 A	1065 B	745	1710
300	1530	1451 A	1230 B	736	1970
500	1530	2080 B	1230 B	762	2310
Clase 34.5					
225	1645	1451 A	1065 B	710	1905
300	1645	1451 A	1230 B	734	1975
500	1645	2080 B	1230 B	747	2265

A - Sin enfriamiento

Estas Cifras son Aproximadas

B - Con enfriamiento



#### 7.4.1.2) TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDOS DE SILICONA .

Los líquidos de silicona de dimetilpolisiloxano han venido a ser en los últimos años el sustituto perfecto de los aceites minerales y los askareles como refrigerante dieléctrico en los transformadores (ver tabla 7 ), sin embargo, por ser un producto de manufactura extranjera su precio es sumamente alto, aproximadamente 1000% más que el del aceite mineral.

Los líquidos de silicona son degradables al distribuirse en el ambiente, no son tóxicos, son sumamente estables en altas temperaturas sin variar sus excelentes propiedades dieléctricas, aún a temperaturas constantes de operación de transformadores de -- 150°C; ofrecen una baja clasificación de riesgo de incendio (U.L. 4-5). Pruebas de fuego realizadas con líquidos de silicona demostraron que durante el incendio se forman grandes cantidades de cenizas de sílice sobre el líquido en combustión, estas cenizas cubren el fuego y gradualmente lo extinguen, así mismo, el índice de calor producido es mínimo (910 KCAL/min) comparado con el que produciría el aceite mineral (14800 KCAL/min). Además, los gases de combustión emanados del líquido de silicona son de muy baja -- toxicidad.

#### 7.4.1.2.1) APLICACION DE LAS SILICONAS LIQUIDAS

Las siliconas líquidas para transformadores se manejan de igual forma y utilizan los mismos equipos que los aceites minerales y askareles. Sin embargo, el equipo de bombeo que debe usarse es especial ya que los dimetilsiloxanos no lubrican adecuadamente ciertos tipos de bombas y el empleo de equipo inapropiado puede contaminar a la silicona con partículas metálicas.

La silicona líquida es muy inerte, no reactiva y es un solvente muy pobre para la mayoría de los materiales. Por tal motivo tiene una compatibilidad aceptable con casi todos los materiales utilizados en los transformadores de askarel. La silicona líquida también es compatible con la mayoría, pero no con la totalidad de los materiales que son compatibles con los aceites minerales. En cambio, la silicona líquida es compatible con un gran número de materiales que no son compatibles con los aceites minerales para transformadores.

Por tanto, los transformadores existentes pueden ser rellenados satisfactoriamente con líquidos de silicona, ya sea en campo o en talleres de mantenimiento, siempre y cuando lo hagan compañías especializadas en estos trabajos. Es importante mencionar que actualmente en México hay industrias capaces de realizar dichas tareas.

De lo anterior se deduce que el uso de silicona líquida es adecuado en transformadores utilizados en instalaciones donde el fuego, la explosión o los peligros para la salud y el ambiente -- son serios problemas.

#### 7.4.2) TRANSFORMADORES TIPO SECO

Los transformadores tipo seco son aquellos que tienen su núcleo y devanados impregnados con aislantes, pero no están sumergidos en líquidos refrigerantes,

#### 7.4.2.1) CLASIFICACION

Dichos transformadores se clasifican de la siguiente manera:

- a) Por el sistema de enfriamiento que utilizan:
  - Tipo seco ventilado, autoenfriado, clase AA.
  - Tipo seco ventilado, enfriado con aire forzado, clase - AFA.
  - Tipo seco ventilado, autoenfriado/enfriado con aire forzado, clase AA/FA.
  - Tipo seco sellado autoenfriado, clase CA.
- b) Por las características de su tanque o gabinete:
  - Ventilado.
  - Sellado.

#### 7.4.2.2) TRANSFORMADORES TIPO SECO VENTILADOS

Los transformadores tipo seco ventilados tienen su conjunto núcleo-bobinas instalado dentro de un gabinete metálico autosoportado y su sistema de ventilación puede ser a base de circulación natural de aire o circulación forzada de aire al estar equipado - el gabinete con ventiladores, con el fin de lograr un enfriamiento más eficaz.

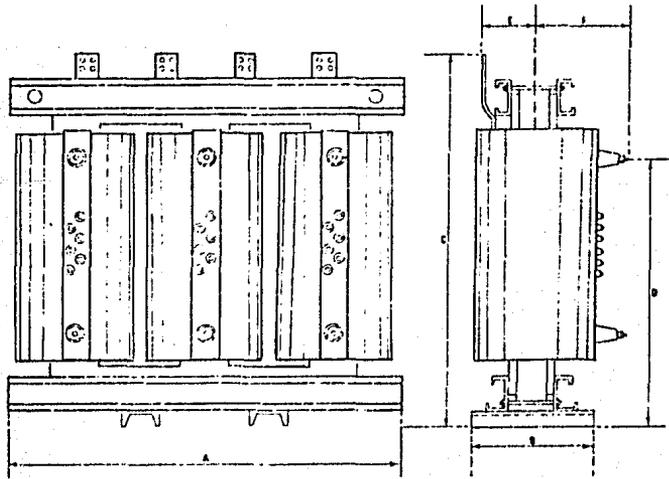
La función del gabinete es evitar contactos accidentales - con partes vivas, además, permite realizar las maniobras de transporte, montaje e instalación de la unidad de transformación sin - provocarle daño alguno.

La construcción del núcleo y bobinas es similar a lo descrito en los incisos que hablan sobre estos conceptos, sin embargo, - los aislamientos que utilizan son diferentes.

### 7.4.2.3) TRANSFORMADORES EN RESINA O ENCAPSULADOS

Hace más de 15 años aparecieron en el mercado europeo los primeros transformadores encapsulados en resina, pero su alto costo provocó que su campo de aplicación fuera muy reducido. No obstante, con la evolución de técnicas para su producción, la elaboración de métodos más económicos para obtener resinas y gracias a importantes estudios se logró fabricar este tipo de transformadores a un costo relativamente bajo, haciéndolos accesibles a aplicaciones generales, principalmente su empleo es en instalaciones de tipo interior.

Actualmente son manufacturados en México (desde 1976) con capacidades que van de los 5 a 15000 KVA con tensiones de hasta 34.5 KV.



#### 7.4.2.3.1) ASPECTOS CONSTRUCTIVOS

La técnica de construcción del núcleo es similar a la descrita en puntos anteriores y del mismo modo el núcleo y la estructura metálica están conectados a tierra para evitar diferencias de potencial debidas a inducciones magnéticas.

El alambre magneto con el que son fabricadas las bobinas de alta tensión disponen de un aislamiento compatible con el material dieléctrico (resina epóxica) que las envuelve, esta combinación de aislamientos permite tener bobinas de una alta rigidez dieléctrica y resistencia mecánica bastante elevada, además, como el encapsulado de las bobinas en resina es al alto vacío se evitan burbujas de aire en la resina y de esta modo se logra una operación libre de descargas parciales que reducirían la vida útil del aislamiento. Las boquillas de alta tensión son hechas de la misma resina y quedan integradas a las bobinas.

Las bobinas de baja tensión son de fabricación convencional, con devanados de aluminio o de cobre, las cuales son colocadas en la parte interna de la unidad, concéntricamente bajo las bobinas de alta tensión. El aislamiento que se usa en las bobinas de baja tensión depende del tipo de trabajo y capacidad del transformador, hasta llegar a tenerlas encapsuladas en resina. Las terminales de las bobinas de baja tensión son generalmente de aluminio.

Disponen de un cambiador de derivaciones que permite un ajuste máximo del 10% de la tensión nominal, las derivaciones son dos arriba y dos abajo de 2.5% cada una.

#### 7.4.2.3.2) SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

Los transformadores tipo seco con bobinas encapsuladas son autoenfriados con circulación natural de aire, clase (AA) o por medio de circulación forzada de aire, clase (AA/FA). Los transformadores encapsulados son apropiados para instalaciones en interior en gabinetes metálicos ventilados adecuadamente, cuya función sólo es evitar contactos accidentales con partes vivas, sin embargo, es posible instalarlos dentro de los gabinetes metálicos de las subestaciones compactas para servicio exterior.

#### 7.4.2.3.3) CARACTERISTICAS Y VENTAJAS DE LOS TRANSFORMADORES ENCAPSULADOS

- Las resinas epóxicas utilizadas como aislamiento no son in-

- flamables, aún sometiéndolas a un fuego directo con soplete, ni tampoco producen gases tóxicos.
- Libres de mantenimiento. No existen problemas de fugas, - pues todos los aislamientos son sólidos.
  - Las resinas epóxicas no admiten la humedad, además impiden la acumulación de polvo en los devanados y gracias a ésto, - es posible tener almacenados a los transformadores por tiempo indefinido sin que sufran daño sus aislamientos.
  - Las instalaciones de los transformadores encapsulados re---quieren del equipo convencional de protección tanto en alta como en baja tensión.
  - Gracias a la elevada rigidez dieléctrica de las resinas, es posible fabricar transformadores de reducidas dimensiones y como no requieren de tanques para contener el material ---dieléctrico, su peso es inferior al de los transformadores- sumergidos en líquido refrigerante.
  - Las bobinas encapsuladas con resina son altamente resistentes a los contaminantes químicos o industriales, atmósferas corrosivas, etc.
  - No contaminan, ya que no despiden gases ni sustancias tóxicas.
  - Dependen del aire para su enfriamiento.

3 fases, 60 c.p.s.

A.T. Clase 15 Kv.

B.T. Clase 1.2 Kv. (440Y/254 6 220Y/127 V.)

KVA	Perds. e impedancia			Dimensiones Generales (mm)						Peso (Kg.)
	Losses and Impedence			General Dimenssions						
	Wfe	Wcu	Z%	A	B	C	D	E	F	
112.5	690	1770	3.7	1210	435	1100	645	200	290	720
150	670	2280	4.1	1210	435	1120	755	200	290	840
225	780	3610	4.8	1280	460	1230	750	210	300	1015
300	1000	3860	4.8	1330	475	1270	790	215	310	1220
500	1300	6030	5.0	1340	480	1470	990	220	310	1590
750	1670	8460	5.5	1420	505	1490	1010	225	320	2035
1000	1990	10660	5.7	1560	550	1550	1040	260	345	2620
1250	2220	13160	5.9	1530	540	1750	1240	260	340	3010
1500	2770	14010	6.0	1610	565	1810	1280	280	355	3215
2000	3330	17000	6.0	1660	580	1810	1250	295	360	4035

3 fases, 60 c.p.s.

A.T. Clase 25 Kv.

B.T. Clase 1.2 Kv. (440Y/254 6 220Y/127)

KVA	Perds. e Impedancia			Dimensiones Generales (mm)						Peso (Kg.)
	Losses and Impedence			General Dimenssions						
	Wfe	Wcu	%Z	A	B	C	D	E	F	
112.5	700	1830	4.0	1280	460	1120	640	200	395	740
150	730	2220	4.5	1250	450	1220	740	200	390	835
225	830	3670	5.2	1350	485	1220	740	210	405	1080
300	1000	4040	5.2	1350	480	1270	790	215	405	1230
500	1300	6330	5.4	1370	485	1470	990	220	410	1590
750	1660	8400	5.8	1440	515	1470	990	225	420	2010
1000	1980	10600	5.8	1550	550	1470	990	240	440	2610
1250	2210	13550	6.0	1530	540	1670	1190	240	440	2980
1500	2770	14000	6.0	1620	575	1810	1270	285	450	3370
2000	3350	16500	6.0	1700	600	1810	1270	295	465	4160

3 fases, 60 c.p.s.  
 A.T. Clase 34.5 Kv.  
 B.T. Clase 1.2 Kv. (440Y/254, 220Y/127)

KVA	Perds. e impedancia			Dimcnsiones Generales (mm)						Peso (Kg.)
	Losses and Impedance			General Dimenssions						
	Wfe	Wcu	%Z	A	B	C	D	E	F	
112.5	715	1910	4.4	1290	465	1145	650	200	489	790
150	740	2320	4.5	1262	455	1240	760	200	484	885
225	830	3705	5.2	1360	495	1245	760	210	499	1120
300	1050	4090	5.2	1360	485	1290	800	215	499	1280
500	1320	6350	5.6	1378	490	1485	1005	220	504	1610
750	1680	8450	5.8	1452	520	1500	1025	225	514	2060
1000	2000	10700	5.8	1560	560	1570	1050	260	534	2670
1250	2250	13600	6.0	1542	545	1770	1250	260	534	3100
1500	2800	14150	6.0	1635	580	1830	1290	285	544	3410
2000	3360	17200	6.0	1720	600	1830	1285	295	559	4220

## 8) TABLEROS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION

### 8.1) DEFINICION

Tablero eléctrico de distribución es el nombre que se da al gabinete metálico total o parcialmente cerrado que aloja equipos eléctricos para alimentación, medición, desconexión, protección o transferencia de circuitos de un sistema abastecedor de energía eléctrica; cuenta con los elementos necesarios para la interconexión y soporte de los equipos antes mencionados, así como de sus respectivos dispositivos de control y de señalización.

### 8.2) CLASIFICACION

En general, los tableros eléctricos pueden ser clasificados de la siguiente forma:

- a) Por los valores de tensión que manejan:
  - Tableros de distribución para baja tensión.
  - Tableros de distribución para mediana tensión.
- b) De acuerdo a las características de sus instalaciones o al tipo de servicio que prestan:
  - Tableros para servicio interior.
  - Tableros para servicio a la intemperie.
- c) De acuerdo a sus características constructivas:
  - Tableros blindados metal-clad.
  - Tableros tipo cubículo.
  - Tableros tipo abierto.
  - Tableros con frente muerto (sin tensión).
  - Tableros modulares.
  - Tableros tipo escritorio.

### 8.3) DESCRIPCION

#### 8.3.1) TABLEROS BLINDADOS METAL-CLAD

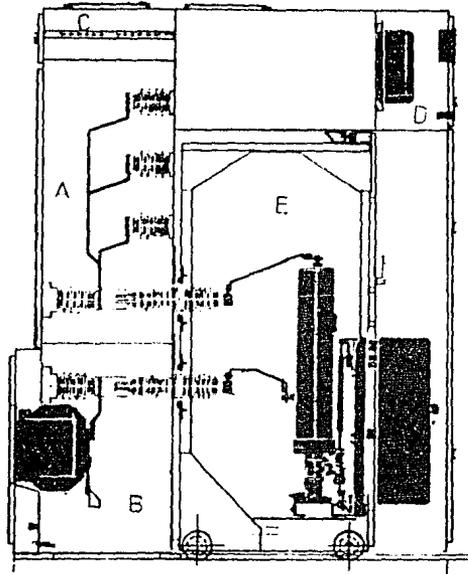
Los tableros blindados metal-clad están contruidos en sec-

ciones independientes, de tal forma que al ocurrir una falla en uno de los compartimientos no se contaminan las secciones adyacentes o el exterior, es decir, cumplen con las características siguientes:

- a) El equipo de interrupción es de tipo removible, con mecanismo para moverlo físicamente entre las posiciones de conectado y desconectado, equipados con medios de autoalineamiento e inserción.
- b) Los componentes principales del circuito primario, como son dispositivos de interrupción, barras colectoras, transformadores de instrumento, así como todas las partes vivas, se encuentran totalmente segregadas<sup>(1)</sup> por divisiones metálicas conectadas a tierra, las cuales no tienen aberturas entre compartimientos. Al estar equipado el tablero con interruptores removibles, se dispone de una barrera adicional al frente del dispositivo de interrupción con el fin de asegurar que en la posición de desenchufado ningún componente del circuito primario quede expuesto al quedar fuera el interruptor.
- c) El tablero cuenta con bloqueos mecánicos para garantizar su correcta secuencia de operación.
- d) Los instrumentos de medición, relevadores, dispositivos de control secundario y el alumbrado se encuentran separados de los componentes del circuito primario por barreras metálicas conectadas a tierra.
- e) La puerta en donde el dispositivo de interrupción se inserta a la celda, se puede ocupar como panel de instrumentos - además, proporciona acceso hacia un compartimiento secundario o de control dentro de la celda.

---

(1) Segregación: Disposición de conductores en la que se interpone metal conectado a tierra, de tal forma que una ruptura dieléctrica sólo puede ocurrir hacia tierra.



TABLERO BLINDADO METAL-CLAD

Compartimientos o secciones:

- A.- De alta tensión.
- B.- De terminales y transformadores de instrumento.
- C.- De control o bus auxiliar.
- D.- De medición y protección.
- E.- Parte removible con interruptor de potencia.

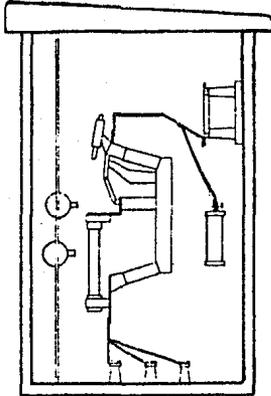
NOTA: En el capítulo III (subestaciones eléctricas de tipo compacto) se describen con más detalle las celdas tipo metal-clad.

### 8.3.2) TABLERO TIPO CUBICULO

El tablero tipo cubículo presenta todas o algunas de las condiciones siguientes:

- a) Sin divisiones para separar las distintas secciones.
- b) En caso de haber divisiones, éstas son de material no metálico.

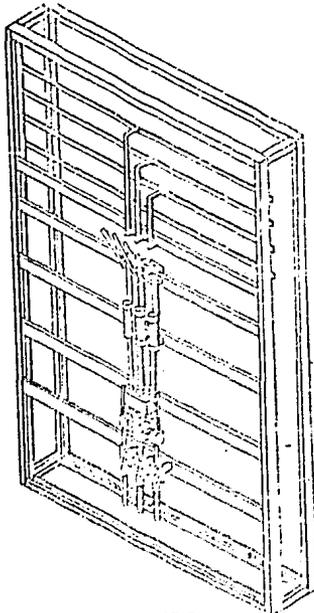
- c) Dos o más componentes principales del circuito primario ocupan un mismo compartimiento.



Ejemplo de un tablero tipo cubículo que aloja un interruptor en aire con fusibles de alta capacidad interruptiva, cuchillas de servicio y aparatos de protección.

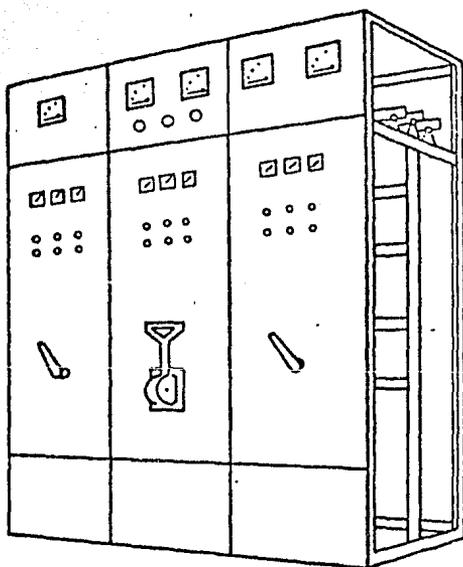
### 8.3.3) TABLERO TIPO ABIERTO

Es una estructura metálica que aloja equipo eléctrico, pero carece de una envolvente metálica que evite los contactos accidentales con partes energizadas de los equipos.



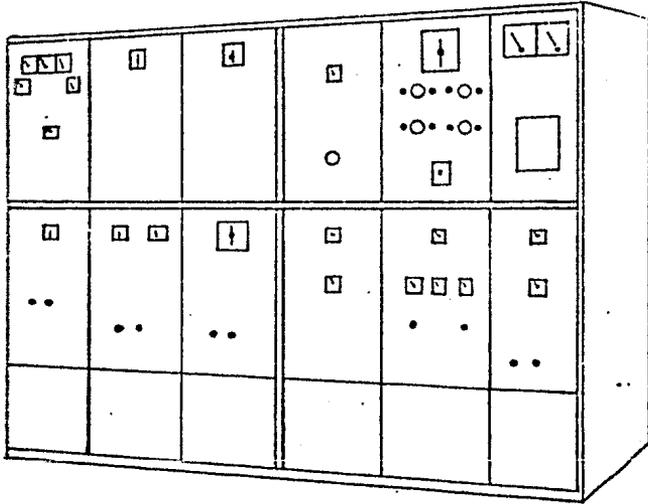
#### 8.3.4) TABLERO TIPO FRENTE MUERTO

Tiene una cubierta al frente del tablero que evita tener - contactos accidentales con partes vivas en la parte frontal del - tablero, sin embargo, las otras caras del tablero carecen de di-- cha cubierta o barrera de protección.



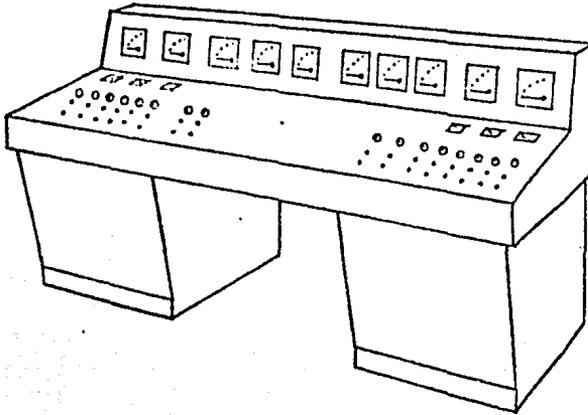
#### 8.3.5) TABLERO TIPO MODULAR

El tablero así denominado tiene cubiertas metálicas en to-- das sus caras, es decir, es cerrado tipo autosoportado. Además, - existe la posibilidad de unir mecánicamente y/o eléctricamente varias - secciones y formar un sistema eléctrico para desempeñar funciones específicas.



### 8.3.6) TABLERO TIPO ESCRITORIO

Los tableros tipo escritorio son cerrados y disponen de una superficie superior horizontal en la cual está instalado equipo - de control, medición, señalización, etc. Estos tableros se utilizan para controlar una o varias subestaciones, centros de control de motores, etc.



NOTA: Los tipos de tableros descritos anteriormente, generalmente forman parte de las instalaciones de una subestación -- eléctrica de hasta 34.5 KV, por ello, en el capítulo III - se explicará con más detalle la función que desempeñan las secciones de una subestación de tipo compacto, al ser equi

padas con un equipo eléctrico específico.

#### 8.4) CONDICIONES GENERALES DE SERVICIO

Normalmente los tableros eléctricos que se emplean en los - sistemas abastecedores de energía eléctrica, están diseñados y - construidos de acuerdo a las condiciones ambientales del lugar - donde serán instalados, ésto lleva el fin de proteger al equipo - eléctrico contra las condiciones externas y evitar que las perso- nas tengan contactos accidentales con partes energizadas de los - equipos.

A continuación describiremos brevemente los diferentes ti-  
pos de gabinetes, según designaciones NEMA:

DESIGNACION NEMA	DESCRIPCION
Tipo 1	Usos generales.- Diseñado para uso en interiores, en áreas donde no existen condiciones especiales de servicio. Su función es prevenir a las personas de contactos accidentales con partes energizadas de los equipos.
Tipo 2	A prueba de goteo.- Diseñado para uso en interiores. Su función es proteger al equipo - contra goteo de líquidos no corrosivos y contra la salpicadura de lodos.
Tipo 3	Para servicio intemperie.- Diseñado para uso en exteriores. Su función es proteger al -- equipo contra tolvaneras y aire húmedo; este tipo de gabinete es resistente a la corrosión.
Tipo 3R	A prueba de lluvia.- Diseñado para uso en exteriores. Su función es proteger al equipo - contra la lluvia; este tipo de gabinete es <u>re</u> sistente a la corrosión.
Tipo 4	Hermético al agua y al polvo.- Diseñado para proteger a equipos cuyas instalaciones se exponen a severas condiciones externas.
Tipo 5	Hermético al polvo.- Diseñado para uso en interiores y para proteger del polvo al equipo- que encierra.
Tipo 10	Para uso en minas.- Diseñado para instalarse en el interior de minas, cumple los requisitos necesarios para operar en atmósferas que contienen mezclas de metano y aire. El gabinete es a prueba de explosión con juntas y <u>se</u> guros adecuados.

Tipo 12                    Uso industrial, hermético al polvo y al goteo.- Diseñado para uso en interiores y para defender al equipo contra insectos, pelusas, polvos, goteos y condensaciones externas de líquidos.

Tipo 13                    Uso industrial, hermético al aceite y al polvo.- Diseñado para uso en interiores y para resguardar al equipo contra escurrimientos de aceites, líquidos refrigerantes y ambientes con polvo.

#### 8.5) GENERALIDADES SOBRE LOS TABLEROS DE DISTRIBUCION

##### 8.5.1) CONEXION A TIERRA

En los tableros tanto de media como de baja tensión, es necesario montar un colector de tierra para interconectar eléctricamente las estructuras de todas las secciones. Los puntos de conexión del colector con las estructuras deben estar libres de cualquier recubrimiento aislante como pintura, barniz, etc., con el fin de evitar falsos contactos.

El colector de tierra debe ser un conductor con capacidad momentánea igual o mayor a la del interruptor instalado en el tablero y disponer de una adecuada conexión al sistema de tierras de la subestación.

##### 8.5.2) SECUENCIA DE FASES Y POLARIDAD DE BARRAS COLECTORAS

La secuencia de fases de barras colectoras y conductores primarios dentro de los tableros es fase A, fase B, fase C, contando desde el frente hacia atrás, de arriba hacia abajo o de izquierda a derecha, visto el tablero desde el lado del mecanismo de operación del interruptor principal.

Los aparatos empotrados en el exterior del tablero se hallan en la misma secuencia o disposición física antes mencionada, para un observador situado frente a los aparatos.

### 8.5.3) PLACA DE DATOS

La placa de datos del tablero de distribución se coloca en un lugar visible y accesible, conteniendo como mínimo la información siguiente:

- Razón social del fabricante.
- Número de autorización para fabricación, venta y uso.
- Número de serie.
- Valores nominales de tensión, corriente, frecuencia y nivel de corto-circuito.
- Características especiales.

### 8.6) TABLEROS DE MEDIA TENSION

Tablero de media tensión es aquél que trabaja con tensiones superiores a los 1500 volts en corriente directa o en el rango que va de 1000 a 34.5 KV en corriente alterna.

#### 8.6.1) TENSION NOMINAL

Los valores nominales trifásicos de tensión a los que operan los tableros de media tensión, se indican en la tabla siguiente:

TENSIONES NOMINALES PRACTICA AMERICANA	TENSIONES NOMINALES PRACTICA EUROPEA
4.16 KV	3.3 KV
7.2 KV	6.6 KV
13.8 KV	15 KV
23 KV	22 KV
34.5 KV	33 KV

### 8.6.2) CORRIENTE NOMINAL

Los valores nominales de corriente de los circuitos alimentadores, barras colectoras, etc., se seleccionan conforme a los siguientes rangos:

400 Amperes	2000 Amperes
600 Amperes	2500 Amperes
800 Amperes	3000 Amperes
1000 Amperes	4000 Amperes
1200 Amperes	5000 Amperes
1600 Amperes	6000 Amperes

### 8.6.3) CONSTRUCCION

Los tableros de media tensión se pueden construir de tres formas:

- a) Como tablero blindado alojando los componentes principales del circuito tales como el interruptor, transformadores, - apartarrayos, barras colectoras, dispositivos secundarios y su alambrado, etc., en compartimientos metálicos individuales.
- b) En compartimientos metálicos por polo o fase incluyendo el interruptor.
- c) En tableros blindados no compartimentados.

En cualquiera de los tres casos, los tableros se construyen de forma que no permiten contactos accidentales de los operarios con partes energizadas al abrir una puerta de acceso.

### 8.7) TABLEROS PARA BAJA TENSION

Tablero para baja tensión es aquél que trabaja con valores de tensión de hasta 1000 volts en corriente alterna o 1500 volts en corriente directa.

A continuación haremos un breve estudio de los tableros para baja tensión que comúnmente se usan en las subestaciones eléctricas de hasta 34.5 KV, los cuales caen en los rangos siguientes:

75 KW (200 amperes a 220 volts)  
3000 KW (4000 amperes a 440 volts)

Cuando la energía manejada es mayor a los rangos anteriores, conviene repartirla en varios tableros, tanto para facilitar su distribución y control, como para obtener economía en el equipo.

#### 8.7.1) CONSTRUCCION

Los tableros de distribución en baja tensión se fabrican en tres tipos.

a) Compartimentados.- Cumplen con las características siguientes:

- Cada interruptor tiene su compartimiento.
- Los instrumentos de medición y control, elementos indicadores y otros dispositivos se instalan en compartimientos propios o en las puertas o cubiertas frontales de los compartimientos de interruptores.
- Las barras colectoras se alojan en el espacio restante del tablero en donde se puedan instalar transformadores de medición y control, fusibles, reactores, cuchillas y condensadores.
- Las barras colectoras correspondientes a diferentes fuentes de alimentación se colocan en compartimientos propios.

b) No compartimentados.- En estos tableros se montan interruptores en caja moldeada, electromagnéticos o cuchillas fusible.

c) Mixtos.- Combinan secciones compartimentadas y otras que no lo son.

## 8.7.2) ELEMENTOS QUE FORMAN UN TABLERO PARA BAJA TENSION

### 1) GABINETE

A los sistemas abastecedores de energía eléctrica que requieren de un centro de distribución para atender alimentadores eléctricos de baja tensión con diferentes capacidades de conducción, les es conveniente agrupar los dispositivos protectores de los circuitos eléctricos dentro de una estructura cubierta llamada gabinete.

El gabinete protege a los dispositivos protectores, barras-conductoras y demás accesorios de control que integran el tablero eléctrico, contra los efectos atmosféricos, además, previene a los operarios de contactos accidentales con partes vivas. Los gabinetes se fabrican para servicio interior y para servicio a la intemperie. (1)

### 2) BARRAS DE CONEXION (2)

Las barras son los elementos de conexión entre el interruptor general y los derivados. Existen dos tipos de barras principales:

- Barras Verticales.- Son las propias de cada sección y van de arriba a abajo conectando a todos los interruptores de una sección.
- Barras Horizontales.- Interconectan eléctricamente las secciones adyacentes.

Los tableros de baja tensión disponen de una o dos barras en cada fase, dependiendo de la cantidad de corriente que manejen, son de cobre electrolítico con una conductividad eléctrica mínima

---

(1) Ver punto 8.4, Condiciones Generales de Servicio.

(2) Ver sección No. 6 del Capítulo II, Barras de Conexión

del 99%. Además de las barras principales, se cuenta con una barra de tierra unida mecánicamente a los gabinetes y va instalada en la parte inferior y a todo lo largo de los tableros.

Las dimensiones y número de barras que van en cada polo son las siguientes:

CAP. MAXIMA	DIMENSIONES EN MM. (Para barras de cobre)	NUMERO DE BARRAS POR FASE
200	6.3 x 25.4	1
400	6.3 x 31.7	1
600	6.3 x 38.1	1
800	6.3 x 50.8	1
1200	6.3 x 76.0	1
1600	6.3 x 101.6	1
2000	6.3 x 76.0	2
3000	12.6 x 76.0	2
4000	12.6 x 101.6	2

En todos los gabinetes, además de las barras de cada fase y de tierra, se puede disponer de una barra neutra.

### 3) DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE CIRCUITOS A BAJA TENSION

Los dispositivos de protección de circuitos a baja tensión, son la parte principal de los tableros eléctricos que manejan volltajes de hasta 600 volts en corriente alterna o 250 volts en co--rriente directa. Los dispositivos de protección aquí mencionados, actúan como estaciones de control del tráfico de energía eléctrica dentro de los sistemas de distribución. Generalmente tienen - las siguientes funciones:

- a) Protección.- Detectan condiciones anormales de tensión o - intensidad de la corriente en los circuitos eléctricos y en seguida interrumpen automáticamente el flujo de la corriente, con ello se consigue proteger los cables de la instalación y los aparatos de la misma contra una eventual sobreintensidad o sobretensión.
- b) Conectar y desconectar.- Se destinan a la conexión o desconexión de circuitos o aparatos en condiciones normales o - anormales bajo la acción voluntaria de una persona.

#### 3.1) TIPOS DE DISPOSITIVOS PROTECTORES

Los diferentes tipos de dispositivos eléctricos que desem--peñan las funciones de protección y maniobra en los circuitos a - baja tensión, pueden clasificarse en forma general en tres grupos:

- a) Interruptores
- b) Combinaciones de interruptores y fusibles.
- c) Combinaciones de cuchillas desconectoras y fusibles inte--rruptores.

#### 3.2) SELECCION DEL DISPOSITIVO PROTECTOR

Al seleccionar el dispositivo protector adecuado, el inge--niero proyectista puede considerar los puntos siguientes:

a) Capacidades requeridas.

- La capacidad continua del interruptor debe ser adecuada para manejar la corriente de carga normal.
- La capacidad interruptiva debe ser adecuada para interrumpir con seguridad la corriente de corto circuito disponible en el punto del sistema donde el dispositivo se encuentra instalado.
- El voltaje nominal del dispositivo no debe ser menor que el voltaje del sistema.

b) Características requeridas.

En muchos casos y basándose en las capacidades requeridas del dispositivo protector, puede ser aparente que dos o más tipos de dispositivos satisfagan una aplicación determinada, por tanto, el segundo paso para seleccionar el dispositivo de protección es determinar de acuerdo a las características requeridas y entre ellas tenemos las siguientes:

- Flexibilidad
- Confiabilidad
- Robustez
- Mantenimiento
- Condiciones de operación
- Economía en la adquisición

### 3.3) INTERRUPTORES PARA BAJA TENSION

Los interruptores para baja tensión realizan las funciones de protección y maniobra de circuitos a baja tensión a través de un mecanismo de contactos que abren y cierran y un mecanismo detector que capta las condiciones anormales de carga y dispara al interruptor, el cual abre simultáneamente todos sus contactos cuando dichas condiciones existen. Estos interruptores pueden cerrarse nuevamente restableciendo el servicio sin necesidad de reemplazar ningún elemento.

Hay dos tipos básicos de interruptores en aire para baja tensión:

3.3.1) Interruptores electromagnéticos.

3.3.2) Interruptores termomagnéticos.

### 3.3.1) INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

Los interruptores electromagnéticos en aire son dispositivos de protección de alimentadores principales o bien de circuitos secundarios. El mecanismo detector de estos interruptores es un elemento magnético dual que opera por efecto de la intensidad de la corriente eléctrica, por tanto no les afectan los cambios en la temperatura ambiente, de esta forma proporcionan el máximo de continuidad en el servicio que requiera de estas características, así como en aquellos casos donde sea importante proteger con precisión a la carga eléctrica alimentada.

~~Los dispositivos de disparo de los interruptores electromagnéticos~~ pueden ajustarse a los valores requeridos de disparo por sobrecorrientes, es decir, el dispositivo magnético dual puede operar a tiempo diferido o en forma instantánea según el caso. Esto permite que la calibración del interruptor pueda darse con exactitud conforme a los requerimientos de coordinación de protección de los circuitos. Los ajustes pueden hacerse en el lugar de la instalación. Los interruptores electromagnéticos al acoplarse con relevadores de protección que accionan las bobinas o mecanismos de disparo ofrecen una gama de protecciones que nos permite resolver cualquier situación de falla, además de que nos permite jugar con los tiempos de disparo y conseguir una perfecta coordinación de protecciones.

Están disponibles para montaje fijo o removible si se instalan en tableros de piso.

#### MECANISMOS DE OPERACION

Existen dos tipos de mecanismos de operación y ambos pueden aplicarse a todos los tamaños de marco de interruptor. Los mecanismos de operación son el manual para control de accionamiento

local y eléctrico que sirve tanto para control de accionamiento remoto, como para accionamiento local. En ambos mecanismos se utiliza la acción de un sistema de energía almacenada para obtener un control efectivo de la velocidad de cierre y apertura, independientemente de que y como opere el interruptor.

El sistema de energía almacenada consiste básicamente de un resorte especialmente diseñado que "se carga" al ser comprimido y "se descarga" al ser liberado para accionar el mecanismo de cierre.

Para la operación eléctrica se requiere un motor eléctrico, un solenoide de cierre y un solenoide de disparo en derivación. Mediante el motor "se carga" el resorte para almacenar la energía de cierre. El interruptor se cierra cuando se libera el resorte por la acción del dispositivo de cierre en derivación que opera al activarse su solenoide.

### 3.3.2) INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

Los interruptores termomagnéticos en caja moldeada son desconectadores con carga de alta capacidad interruptiva con elementos que detectan e interrumpen automáticamente las corrientes anormales o de falla. El mecanismo detector de estos interruptores es un dispositivo termomagnético (o magnético instantáneo solamente). Están armados dentro de una caja aislante que sirve como bastidor, hecha de material fenólico moldeado.

Los interruptores termomagnéticos están integrados por tres componentes básicos: los elementos de disparo, el mecanismo de operación y los supresores de arco.

La función del elemento de disparo es accionar al mecanismo de operación en caso de una sobrecorriente prolongada o de corto circuito. Para efectuar esta operación se ha previsto una acción térmica y magnética combinada.

La acción térmica de disparo se obtiene con un elemento que-

responde a la corriente de carga. En sobrecargas mantenidas este elemento se flexiona, provocando que el mecanismo de operación abra los contactos. Debido a que el elemento térmico reacciona por el calor generado durante la circulación de corriente, el tiempo en el que opera es prolongado en sobrecorrientes moderadas y corto en sobrecorrientes altas.

La acción magnética se logra mediante el uso de un electroimán por el que pasa la corriente de carga. Esta acción proporciona un disparo instantáneo cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. Generalmente sólo se proporcionan elementos de disparo magnético ajustable en los interruptores con valor superior a los 225 amperes de marco. Los demás tienen elemento magnético no ajustable.

Todos los interruptores multipolares tienen elementos de disparo en cada polo y barra de disparo común, por tanto, al prevalecer una condición anormal en alguno de los polos, se provoca que todos los polos se abran al mismo tiempo, esta operación simultánea ocurre también cuando se acciona el interruptor en condiciones normales.

En consecuencia, los interruptores termomagnéticos son apropiados para usarse como interruptores generales o derivados para protección de la alimentación principal (de baja tensión) o sus derivaciones y de los aparatos conectados a ellas.

Se recomienda su uso en tableros de pared, tableros autoportados, centros de control de motores y gabinetes individuales.

#### TIPOS DE INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

En el mercado existen tres tipos de interruptores termomagnéticos:

- De capacidad interruptiva normal
- De alta capacidad interruptiva (tienen las mismas características eléctricas que los de capacidad interruptiva normal)

mal, pero se emplean cuando el corto circuito disponible excede la capacidad interruptiva de los interruptores de línea normal).

- Interruptores termomagnéticos limitadores de corriente, - cuando se requiere de capacidades interruptivas extremadamente altas, se recomienda el uso de interruptores combinados con fusibles, que adicionan a las características de los interruptores normales la alta capacidad limitante de los fusibles limitadores de corriente.

### 3.3.3.) DATOS TECNICOS DE LOS INTERRUPTORES EN AIRE PARA BAJA TENSION

#### RANGOS DE CAPACIDADES EN CORRIENTE ALTERNA (60 ciclos, normas NEMA)

	Interruptores en aire a baja tensión. Tipo AK	Interruptores en caja moldeada
Corriente normal	15 a 4,000 amps.	10 a 1,200 amps.
Capacidad interruptiva (corriente simétrica) sistemas a		
240 v	25,000 a 130,000 amps	5,000 a 65,000 amps.
240 v a 480 v	22,000 a 85,000 amps.	10,000 a 35,000 amps.
240 v a 600 v	14,000 a 85,000 amps.	14,000 a 25,000 amps.

Cuando los interruptores se usan en combinación con fusibles limitadores de corriente adecuados, las capacidades interruptivas arriba indicadas pueden ser aumentadas en todos los casos a los siguientes valores:

Interruptores electromagnéticos: 200 000 amps. Simétricos

Interruptores termomagnéticos: 100 000 amps. Simétricos

#### RANGO DE CAPACIDADES EN CORRIENTE DIRECTA

	Interruptores en aire a baja tensión. Tipo AK	Interruptores en caja moldeada
Capacidad continua	15 a 4,000 amps.	10 a 800 amps.
Capacidad interruptiva	15,000 a 100,000 amps.	5,000 a 20,000 amps.
Voltaje	125 a 250 v.	125 a 250 v.

REQUISITOS NEMA DE RESISTENCIA O NUMERO DE OPERACIONES

Tamaño de marco máximo	Interruptores en aire tipo AK			Interruptores termomagnéticos de caja moldeada		
	A plena carga	En vacío	Arranque de motores	A plena carga	En vacío	Total
100 amps.	....	.....	....	6,000	4,000	10,000
225 amps.	5,000	50,000	3,500	4,000	4,000	8,000
600 amps.	3,500	35,000	2,500	1,000	5,000	6,000
800 amps.	....	.....	....	500	3,500	4,000
1600 amps.	1,000	10,000	750	No se fabrican		
3000 amps.	500	5,000	....			
4000 amps.	500	5,000	....			
	a) El criterio de estas pruebas está basado en efectuar pruebas independientemente para cada tipo de trabajo.			a) El criterio de estas pruebas está basado en pruebas a plena carga y en vacío efectuadas en serie en el mismo interruptor, seguidas de una prueba de la capacidad interruptiva.		
	b) Estos interruptores están diseñados para aplicaciones especiales y de arranque de motores en adición a las aplicaciones generales.			b) Estos interruptores son diseñados primeramente para aplicaciones de tipo común en alimentadores y por consiguiente con especificaciones de prueba NEMA adecuadas para dicho propósito.		

3.3.4) APLICACIONES DE LOS INTERRUPTORES EN AIRE PARA BAJA TENSION

3.3.4.1) INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

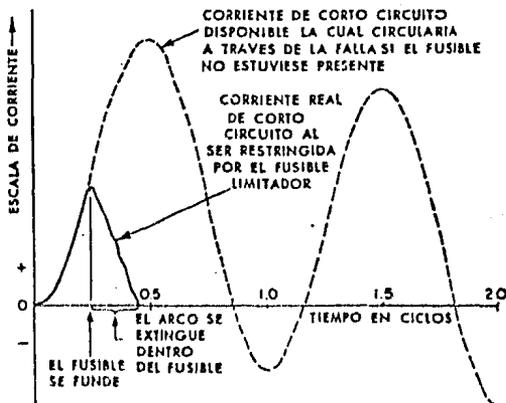
- a) En lugares de distribución principal de energía eléctrica, - como son tableros principales de distribución.
- b) Protección de aparatos eléctricos mayores, cables, etc.
- c) Donde se requieran cambios rápidos de sistemas de alimentación.
- d) Para realizar maniobras en alimentadores principales (transferencias).
- e) Donde existen variaciones extremas de temperatura ambiente.
- f) En instalaciones donde se requiera la operación frecuente -- del interruptor bajo una corriente igual o cercana a la capacidad máxima interruptiva del dispositivo.

### 3.3.4.2) INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

- a) Para dar servicio a circuitos derivados y equipo eléctrico - en puntos que no excedan los 1200 amps. nominales en corriente alterna.
- b) Protección de conductores, aparatos, etc.
- c) En aquellos casos en que las características de la carga -- eléctrica son relativamente fijas y la instalación no requiere flexibilidad adicional en los interruptores.
- d) Protección en tableros de maniobra y distribución.
- e) En lugares en donde los dispositivos de protección puedan -- ser operados por personal no especializado.

### 3.4) FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE

Un fusible limitador de corriente se caracteriza por su habilidad para interrumpir con seguridad las corrientes de sobrecarga-permanentes o de falla dentro de su capacidad interruptiva. Dentro del rango en que opera como limitador de corriente, el tiempo que tarda para librar la corriente de falla a voltaje nominal equivale a un intervalo igual o menor a la primera onda simétrica de corriente, limitando el pico de la misma a un valor menor del que se presentaría si en lugar de fusible, se encontrara un conductor-sólido de la misma impedancia.



LOS FUSIBLES CON VALORES NOMINALES MAS PEQUEÑOS, AL LIBRAR LA FALLA BAJO LA MISMA CORRIENTE DISPONIBLE DE CORTO CIRCUITO, SE FUNDIRAN MAS RAPIDO Y POR CONSIGUIENTE EL VALOR REAL DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO SERA MAS PEQUEÑO.

Los fusibles limitadores de corriente se utilizan principalmente en combinación con interruptores, desconectadores, arrancadores combinados, etc., para dar una protección adecuada y segura -- contra cortos circuitos, en instalaciones donde la corriente de falla es bastante elevada y se requiere limitar su valor.

### Capacidades disponibles

Voltaje	Corriente
<b>CAPACIDADES EN CA</b>	
250 volt.	6 a 400 amps.
600 volt.	6 a 4000 amps.
Capacidad interruptiva: 200,000 amps. simétricos	
<b>CAPACIDADES EN CD</b>	
250 volt.	6 a 200 amps.
600 volt.	6 a 200 amps.
Capacidad interruptiva: 100,000 amps.	

### TIPOS NEMA

Existen en la actualidad varios tipos básicos de fusibles de baja tensión, sin embargo, recientemente NEMA ha establecido las categorías en que se clasifican los diferentes tipos de fusibles, fijando normas para procedimientos de prueba y lo más importante, establece las normas para determinar las capacidades nominales de los fusibles.

Las categorías o clases NEMA para fusibles son:

- Clase H.- Agrupa los fusibles de cartucho de baja tensión hasta de 600 amps. de corriente nominal y con capacidad interruptiva no mayor de 10 000 amps. los fusibles de esta categoría tienen sus dimensiones prácticamente especificadas por el Código Nacional Eléctrico. Estos fusibles pueden o no ser limitadores de corriente.
- Clase J.- Agrupa los fusibles de cartucho de baja tensión hasta 600 V.C.A. y corrientes menores de 600 amps. -

Estos fusibles tienen una capacidad interruptiva de --- 200 000 amps. y sus dimensiones se especifican de modo - que difieran de las especificadas para los fusibles clase H. Los fusibles de la clase J son todos del tipo limitador de corriente.

- Clase L.- Agrupa a los fusibles para baja tensión con capacidades nominales de 601 a 6000 amps. y capacidad interruptiva de 200 000 amps., sus dimensiones específicas -- son mayores que las de otros fusibles para 600 volts, su diseño es apropiado para ser atornillados a las barras colectoras y no requieren portafusibles.
- Clase M.- Agrupa los fusibles de baja tensión con capacidades nominales de 601 a 6000 amps., y hasta 600 volts. - C.A. estos fusibles no son limitadores de corriente.

## 9) SISTEMA DE TIERRAS

### 9.1) GENERALIDADES

Algunos años atrás quienes se encargaban de diseñar, construir y dar mantenimiento a las subestaciones eléctricas, pensaban que cualquier estructura o cubierta metálica conectada a tierra, podía ser tocada con toda seguridad sin riesgo de sufrir una descarga eléctrica, ya que si una línea de cualquier tensión estuviera en contacto con dicha estructura, ésta igualaría su nivel de potencial a cero. Sin embargo, este concepto equivocado produjo consecuencias trágicas, pues no se habían considerado los efectos eléctricos que produce la corriente de falla al circular por el terreno.

Actualmente se han desarrollado diversas técnicas que facilitan el diseño de adecuados sistemas de tierra que limitan los riesgos causados durante las condiciones de falla a tierra. Las técnicas de cálculo van desde las más simples y tradicionales como la descrita en la guía 80 de I EEE "Guide for Safety in Substation Grounding", hasta los sofisticados métodos que utilizan programas de computadora.

### 9.2) FUNCIONES DEL SISTEMA DE TIERRAS. (1)

Las funciones principales del sistema de tierras son las siguientes:

- a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para descargar segura y adecuadamente las corrientes resultantes de una falla a tierra o las corrientes de descarga de los aparatos.
- b) Evitar que durante la circulación de las corrientes de falla a tierra se produzcan peligrosas diferencias de voltaje y elevados gradientes de potencial.

---

(1) Sección 603 - Sistema de Tierras (NTIE)

- c) Ofrecer a las instalaciones eléctricas un sistema con potencial cero, al cual se puedan conectar los dispositivos de protección contra sobrecorrientes, en caso de fallas a tierra.

### 9.3) DISEÑO DEL SISTEMA DE TIERRAS

En el caso general, los elementos principales del sistema de tierras son:

- a) Red o malla de conductores enterrados a una profundidad que usualmente varía entre 0.50 y 1 metro.
- b) Electrodo de tierra conectados a la red de conductores y enterrados a la profundidad necesaria para obtener el valor mínimo de resistencia a tierra.
- c) Conductores de puesta a tierra, a través de los cuales se hace la conexión a tierra de las partes de la instalación o del equipo que la requiera.

#### 9.3.1) METODOS DE CALCULO

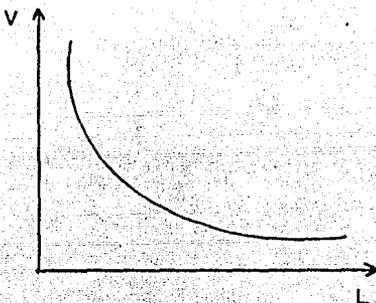
El método de cálculo por estudiar, está encaminado a dar una solución práctica al diseño de sistemas de tierra y se basa en la "guía para seguridad en la conexión a tierra de subestaciones", publicada por el Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica (IEEE).

El objetivo principal del presente estudio es mostrar un método de cálculo que permita determinar la longitud, calibre, disposición y características de los conductores que forman el sistema de tierras.

#### 9.3.2) COMPORTAMIENTO DE LA MALLA DE TIERRAS BAJO CONDICIONES DE FALLA

Al descargarse las corrientes resultantes de una falla a --

tierra, éstas se distribuirán en el terreno circundante creando - gradientes de potencial debidos al paso de la corriente de falla - por la resistividad del terreno ( $\rho$ ) en una longitud ( $L$ ), que -- por la ley de OHM resulta  $dv=\rho L$  dicc y arroja una superficie -- equipotencial representada por la curva siguiente:



Debe observarse que los decrementos de tensión son sumamente importantes en las proximidades del punto de falla ya que a -- pequeños incrementos de longitud, ocurren grandes incrementos de potencial.

### 9.3.3) SEGURIDAD Y LA PUESTA A TIERRA

Para lograr que un sistema de tierras cumpla los requisitos de seguridad y sea un medio de protección para el personal y los equipos, es importante tomar en cuenta entre otros, los puntos siguientes:

- a) Limitar la intensidad de las corrientes de falla de tal forma que su magnitud sea adecuada al tamaño y resistividad -- del sistema de tierras.
- b) Tratar que la resistividad del terreno y la distribución -- del flujo de las corrientes resultantes de una falla a tierra sean uniformes y así limitar los gradientes de poten--- cial sobre el terreno.
- c) Diseñar sistemas adecuados de protección contra sobrecorri--- rrientes en caso de fallas a tierra, considerando los valo-

res de corriente letales para el ser humano, los cuales dependen de la frecuencia, magnitud y duración del flujo eléctrico que puede pasar por partes vitales de su cuerpo.

#### 9.3.4) EFECTOS FISIOLÓGICOS DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA

Según reportes del IEEE, el umbral de percepción de la corriente eléctrica en un ser humano es del orden de 1 mA, ya en niveles de 9 a 25 mA resulta un efecto doloroso y empieza a presentarse el fenómeno de contracción muscular (aferrarse a los objetos electrizados), en el intervalo de 50 a 100 mA se presenta el umbral de la fibrilación ventricular y los valores superiores a 100 mA pueden provocar la muerte por ausencia de la actividad cardíaca y asfixia.

En el libro "Electric Shock Hazard" de Charles F. Dalziel se establece que el 99.5% de todas las personas pueden soportar durante muy corto tiempo y sin sufrir fibrilación ventricular, valores de corriente que se pueden determinar mediante la siguiente expresión:

$$\text{Por tanto: } I_k^2 t = 0.0135 \quad (1)$$
$$I_k = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \text{ amperes} \quad (2)$$

Donde:

$I_k$  Es el valor rms de la corriente a través del cuerpo humano.

$t$  Es la duración del choque eléctrico en segundos.

0.0135 Es un valor empírico basado en el concepto de constante de energía.

Es necesario mencionar que la ecuación (2) no es válida para tiempos demasiado largos. Experimentos realizados en la Universidad de Columbia, han marcado 100 miliamperes como el umbral de fibrilación, pero sin especificar la duración del choque eléctrico.

trico, por tanto, al proyectar los sistemas de protección contra-corto circuito de una subestación es necesario tomar en cuenta - los tiempos de operación de los relevadores y otros dispositivos- para limitar la duración de choques eléctricos en el ser humano, - evitando riesgos por fibrilación, por lo que es conveniente esta- blecer como norma que un valor seguro para un corazón sano es de- 25 miliamperes a través de él, claro que la duración de dicha co- rriente es de tres segundos como máximo.

### 9.3.5) DIFERENCIAS DE POTENCIAL TOLERABLES

Utilizando los valores de corriente tolerables para el - cuerpo humano, obtenidos por medio de la ecuación (2) y los cir- cuitos apropiados, es posible calcular las diferencias de poten- cial soportables entre puntos del cuerpo humano.

En los circuitos equivalentes se incluye la resistencia del sistema de tierras ( $R_0, R_1, R_2$ ); la resistencia de contacto de - la mano que por ser tan pequeña se considera cero, así como la- resistencia de los zapatos; la resistencia  $R_f$  de la capa del sue- lo que está inmediatamente debajo de cada pie, y la resistencia - del cuerpo humano  $R_k$ .

Para propósitos prácticos se considera que cada pie equiva- le a tener sobre la superficie del terreno un electrodo en forma- de disco de ocho centímetros de radio, por lo que su resistencia- ( $R_f$ ) puede calcularse en función de la resistividad del terreno - cercano a la superficie ( $\rho_s$  en ohm-metro). Por tanto, se ha de- terminado que la resistencia  $R_f$  en ohms para cada pie es igual a- 3  $\rho_s$ .

El valor de resistencia  $R_k$  del cuerpo humano es mucho más - difícil de establecer, investigadores como Dalziel y Laurent, en- tre otros, han realizado pruebas con seres humanos en condiciones desfavorables, dichas pruebas dieron como resultado valores que - van de los 500  $\Omega$  a 3000  $\Omega$ , sin embargo, se considera que 1000  $\Omega$  -

es un valor muy razonable dentro de los límites de la seguridad, por tanto se toma como dato para los propósitos del presente estudio.

### 9.3.5.1) VOLTAJE DE PASO

La primera situación en la que un individuo puede verse sometido a descargas eléctricas, se presenta cuando se encuentra caminando en una superficie bajo tensiones transitorias causadas por una falla de fase a tierra.

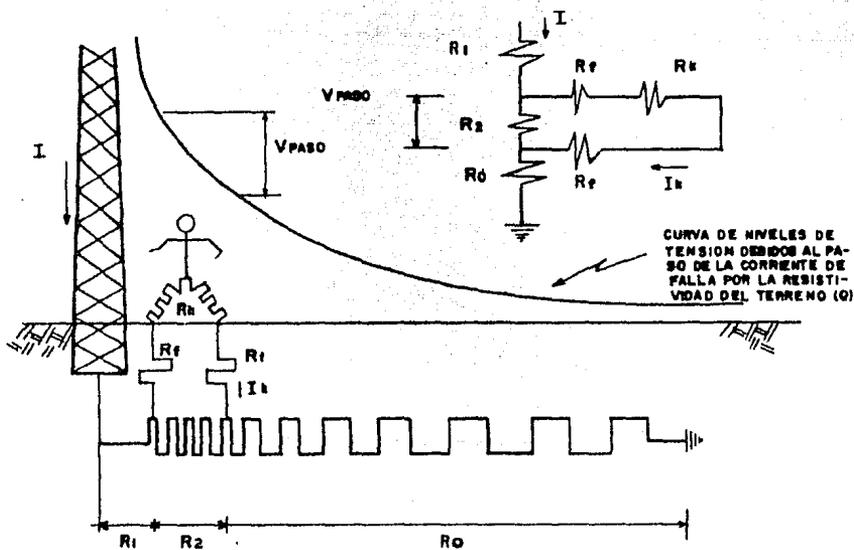


Fig. 1. VOLTAJE DE PASO CERCA DE UNA ESTRUCTURA CONECTADA A TIERRA

En la figura 1 aparece el circuito que se forma cuando una persona da un paso y mantiene separados los pies (se puede asumir que es un metro) sobre la superficie del terreno de la subestación. Por tanto, entre estos puntos de contacto existirá una di-

ferencia de potencial, cuyo valor podrá obtenerse por medio de la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 V \text{ paso} &= (R_k + 2R_f) I_k \quad [\text{volts}] \\
 &= (1000 + 6 \text{ } \Omega \text{ s}) \frac{(0.116)}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.7 \text{ } \Omega \text{ s}}{\sqrt{t}} \quad (3)
 \end{aligned}$$

### 9.3.5.2) VOLTAJE DE CONTACTO

La segunda posibilidad de que un individuo pueda estar sometido a peligrosas diferencias de potencial, se presenta cuando la persona está parada junto a una estructura conectada a tierra y hace contacto con ella en el momento en que ocurre una falla a tierra.

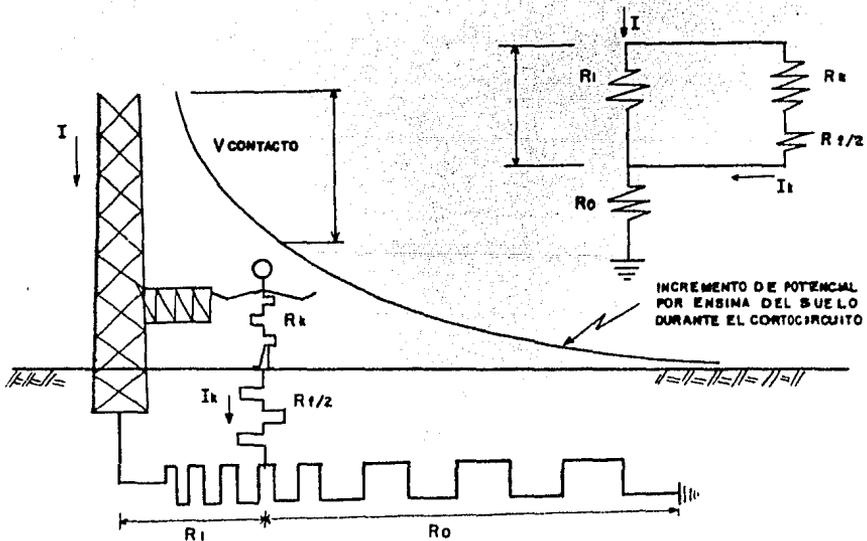


Fig. 2 VOLTAJE DE CONTACTO

Aquí el problema es poco más complejo que en el primer caso, pero la diferencia de potencial puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 V_{\text{contacto}} &= (R_k + R_f / 2) I_k \\
 &= (1000 + 1.5 \text{ } \Omega \text{ s}) \frac{(0.116)}{\sqrt{t}} \\
 V_{\text{contacto}} &= \frac{116 + 0.17 \text{ } \Omega \text{ s}}{\sqrt{t}} \text{ [volts]} \quad (4)
 \end{aligned}$$

### 9.3.5.3) VOLTAJE DE TRANSFERENCIA

El voltaje de transferencia se puede considerar como un caso especial del voltaje de contacto.

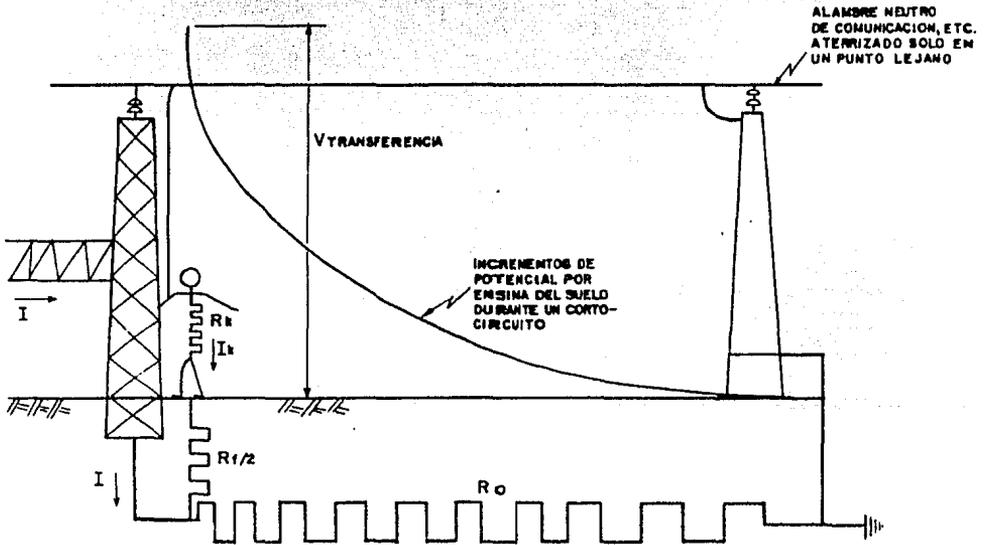
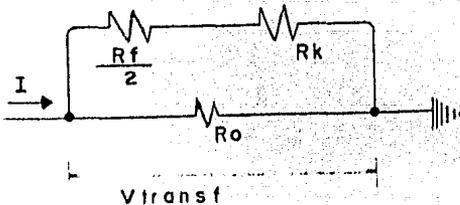


Fig. 3 EJEMPLO DEL RIESGO QUE SE CORRE POR EL VOLTAJE DE TRANSFERENCIA

El circuito equivalente es:



Por tanto:

$$\begin{aligned}
 V_{\text{transf}} &= \frac{(R_f + R_k)}{2} I_k \\
 &= (1.5 \text{ } \Omega \text{ s} + 1000) \frac{(0.116)}{\sqrt{t}} \\
 &= \frac{0.17 \text{ } \Omega \text{ s} + 116}{\sqrt{t}}
 \end{aligned}$$

Esta situación se presenta cuando una persona al estar parada dentro del área ocupada por la subestación, toca alguna estructura conectada a tierra en un punto distante, o cuando la persona al estar parada en un punto alejado de la subestación toca una estructura metálica conectada a la malla de tierras de la subestación. Aquí el voltaje de la descarga eléctrica puede alcanzar el máximo incremento de voltaje en la malla de tierras en condiciones de falla.

En teoría se establece en forma casi arbitraria el valor de 150 volts como límite máximo para los voltajes de paso y de contacto debidos a los gradientes de falla, siempre y cuando la duración de una descarga eléctrica no exceda de 1.2 segundos. En un caso real, lograr esta condición ocasiona ciertos problemas, sin embargo, es posible obtener grados de seguridad aceptables a bajo costo si se toman en cuenta los factores apropiados durante el diseño de los sistemas de tierra.

#### 9.4) PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL SISTEMA DE TIERRAS

Una vez determinados los valores límite de los voltajes de paso y de contacto, es posible diseñar y construir el sistema de tierras para una subestación mediante el procedimiento que se presenta a continuación:

- Investigación de las características del terreno.
- Determinación del valor máximo de la corriente de falla a tierra.
- Diseño preliminar del sistema de tierras.
- Cálculo de la resistencia de la red de tierra.
- Cálculo del máximo valor de voltaje en la red.
- Cálculo de los voltajes de paso en la periferia de la red.
- Corrección o refinamiento del diseño preliminar.
- Construcción del sistema de tierras.
- Medición en campo de la resistencia del sistema de tierras y si es posible, comprobación de los valores esperados de los voltajes de paso y de contacto.

#### 9.4.1) INVESTIGACION DE LAS CARACTERISTICAS DEL TERRENO

No todos los sistemas de tierra poseen las mismas características, ya que uno de los factores de mayor influencia es la resistividad eléctrica del terreno, la cual está determinada por su composición química, contenido de humedad, etc. Sin embargo, en el diseño de redes de tierra el proyectista puede auxiliarse de tablas que indican en forma aproximada los valores de resistividad de diferentes tipos de terreno, por ejemplo:

#### VALORES TIPICOS DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

<u>TIPO DE TERRENO</u>	<u>RESISTIVIDAD (Ω - METRO)</u>
Tierra orgánica mojada	10
Terreno de cultivo arcilloso	100
Terreno arenoso seco	1000
Concreto armado	1000
Terreno rocoso	10000

#### 9.4.1.1) MEDICION DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Al estimar la resistividad eléctrica de un terreno por medio de valores tabulados en tablas, se obtiene sólo una idea de su conductividad eléctrica, por tanto, para conocer el valor real de su resistividad es necesario realizar mediciones sobre el propio terreno.

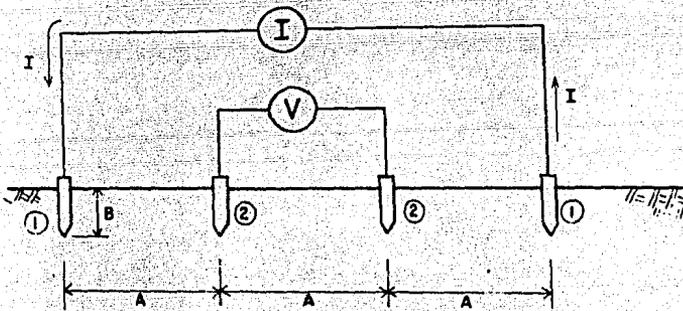
El método de medición generalmente utilizado se basa en la ecuación (5) descrita por el Doctor F. Wenner de la "U.S. BUREAU-OF STANDARDS". En la figura siguiente se representa el procedimiento para obtener el valor de los parámetros de la ecuación (5).

$$\rho = \frac{4 \pi AR}{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}} \quad \text{OHM - METRO} \quad (5)$$

Donde:

$\rho$  Resistividad del terreno, en OHMS - METRO.

- R Resistencia, en OHMS, que resulta de dividir el voltaje entre los electrodos de potencial y la corriente que pasa por los electrodos de corriente.
- A Distancia o espaciamento entre electrodos, en metros.
- B Profundidad a la que se entierran los electrodos, - en metros.



- ① Electrodos de potencial.
- ② Electrodos de corriente.

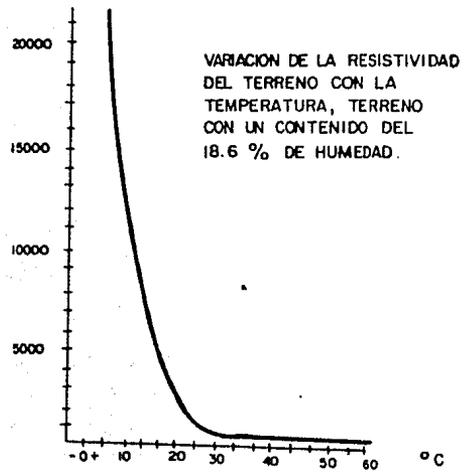
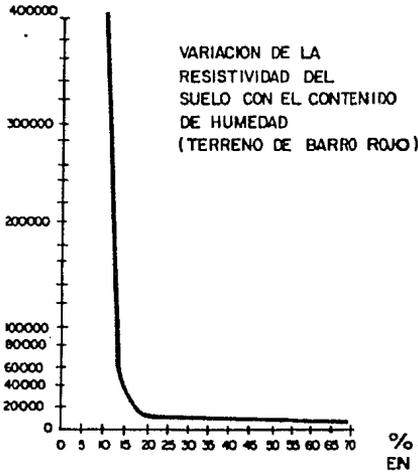
Si  $B \ll A$  y considerando que la resistividad del suelo es uniforme, la ecuación anterior puede simplificarse de la siguiente forma:

$$\rho = 2\pi A^2 R \quad (6)$$

En ciertos casos se acostumbra asumir que la resistividad medida con el espaciamento de prueba "A", representa la resistividad promedio de una capa del terreno considerada desde la superficie del suelo hasta una profundidad igual al espaciamento "A". Con este criterio no se obtienen resultados muy precisos, sin embargo, son aceptables en la mayoría de los propósitos prácticos.

Otros factores que deben tomarse en cuenta para determinar la resistividad eléctrica del terreno son la humedad y la temperatura del suelo.

RESISTIVIDAD DEL TERRENO  
( Ohm POR Cm<sup>3</sup> )



Por tanto, es recomendable que los electrodos del sistema - de tierras estén enterrados a suficiente profundidad para asegur-- rar un contacto permanente con tierra húmeda, no obstante, para - conservar la humedad del suelo se aconseja aplicar una capa de 5- a 10 centímetros de grava o roca triturada en la superficie del - terreno, la capa de roca ayuda además, a incrementar la resistivi- dad superficial del terreno.

#### 9.4.2) DETERMINACION DEL VALOR MAXIMO DE LA CORRIENTE DE FALLA A TIERRA

Existen diferentes técnicas para calcular el valor de la -- corriente de corto circuito, <sup>(1)</sup> sin embargo, para determinar la - magnitud real de la corriente de falla a tierra utilizada en el - diseño de sistemas de tierra, es importante considerar las reco- mendaciones siguientes:

- a) Determinar el máximo valor RMS simétrico de la corriente re- sultante de una falla a tierra (I"), la cual circula a tra- vés de la red de tierras y el terreno circundante a ella.

(1) Ver Capítulo VI, Estudio del Corto Circuito.

- b) Aplicar al valor de (I") un factor de corrección apropiado para determinar la corriente efectiva (I) durante un intervalo de tiempo después de iniciada la falla.
- c) Aplicar al valor de la corriente efectiva de falla (I), un factor que tome en cuenta futuros incrementos de la corriente de falla a causa de las expansiones del sistema.

#### 9.4.2.1) FACTOR DE DECREMENTO (1)

Durante la operación de los sistemas eléctricos, es imposible precisar el instante en el que ocurra un corto circuito respecto a la onda de voltaje, además, es probable que en el momento de iniciarse la falla, un individuo se encuentre en contacto con una estructura conectada a tierra y por ello se vea expuesto a sufrir una descarga eléctrica. De ahí que para limitar los efectos de un accidente, es necesario tomar en cuenta las peores condiciones de falla, ésto se logra compensando el valor de la onda de la corriente de falla a tierra durante la descarga eléctrica.

Es decir, al multiplicar el valor de la corriente de falla (I") por el factor "D" llamado factor de decremento, se consideraran los efectos que produce la corriente efectiva de falla instantes después de su inicio.

Si expresamos lo anterior en forma matemática, tendremos -- las expresiones siguientes:

$$I = D I'' \quad (7)$$

Donde:

I Valor RMS de la corriente resultante de una falla a tierra compensado para efectos de cálculo en el diseño de sistemas de tierra, su valor es en amperes.

---

(1) Ver Capítulo VI, Estudio del Corto Circuito.

D Factor de decremento utilizado para determinar la corriente efectiva instantes después de haberse iniciado la falla, su valor puede determinarse con la expresión siguiente:

$$D = \frac{1}{T} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_f^2 dt} \quad (8)$$

- I" Valor RMS máximo de la onda simétrica de la corriente de falla a tierra.
- T Duración de la falla en segundos.
- t Tiempo después del inicio de la falla en segundos.
- $i_f$  Valor RMS de la corriente de falla a tierra durante un tiempo t.

La solución de la integral en la ecuación (8) depende del grado de atenuación que experimenten la componente de corriente alterna y la componente de corriente directa de la onda asimétrica de la corriente de falla, es por eso que dicha solución resulta un tanto complicada, no obstante, para simplificar los cálculos el proyectista puede tomar las soluciones que aparecen en la tabla siguiente:

DURACION DE LA FALLA (T)		FACTOR DE DECREMENTO (D)
SEGUNDOS	CICLOS A 60 Hz	
0.008	0.5	1.65
0.1	6	1.25
0.25	15	1.10
0.5 ó más	30 ó más	1.00

Los valores intermedios del factor "D" se pueden obtener por interpolación lineal.

#### 9.4.2.2) EFECTO DE FUTURAS CARGAS

Al diseñar sistemas de tierras es conveniente dimensionarlos con cierta holgura pensando en futuros incrementos de la corriente de falla debidos a la expansión del sistema, este efecto se consigue al multiplicar el valor de la corriente de falla por un apropiado factor.

#### 9.4.3) DISEÑO PRELIMINAR DEL SISTEMA DE TIERRAS PARA UNA SUBESTACION ELECTRICA

Una vez definida la disposición o arreglo del equipo de la subestación eléctrica, se diseña en forma preliminar su sistema de tierras. Es recomendable que un cable continuo forme el perímetro de la malla o red de tierras, de tal modo que encierre el área ocupada por los equipos.

Para formar la malla se colocan cables paralelos, con un espaciamiento razonablemente uniforme y a lo largo del arreglo del equipo para facilitar la puesta a tierra del mismo.

El diseño preliminar debe ajustarse de tal manera que la longitud total de conductores enterrados (incluyendo las varillas de tierra), sea mayor o igual a la calculada con la ecuación (16), para conservar el valor de los gradientes de voltaje dentro de los límites tolerables.

##### 9.4.3.1) CONDUCTORES DE LA MALLA DE TIERRAS

Cada uno de los elementos del sistema de tierras como son los cables que forman la red, las derivaciones para las conexiones, los electrodos, etc., deben diseñarse de tal manera que:

- a) Las uniones eléctricas no se fundan o deterioren durante las peores condiciones de falla.
- b) Los elementos sean mecánicamente resistentes, especialmente en aquellos casos en que queden expuestos a daños físicos.

- c) Tengan suficiente conductividad para que no contribuyan -- apreciablemente a producir diferencias de potencial.

La ecuación de Onderdonk permite seleccionar la sección de los conductores de cobre y de las uniones para evitar su fusión durante la circulación de las corrientes de falla.

La ecuación es la siguiente:

$$I = A \sqrt{\frac{\log_{10} \left( \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}{33 S}} \quad (9)$$

Donde:

- I Corriente de falla, en amperes.
- A Sección de cobre, en circular MILS.
- S Tiempo durante el cual circula la corriente I, en segundos.
- T<sub>m</sub> Temperatura máxima permisible (temperatura de fusión del material conductor), en grados centígrados.
- T<sub>a</sub> Temperatura ambiente, en grados centígrados.

Para la solución de la ecuación (9) pueden suponerse los siguientes valores:

- T<sub>a</sub> = 40°C
- T<sub>m</sub> = 1083°C (Temperatura de fusión del cobre).
- T<sub>m</sub> = 450°C (Temperatura permisible para las uniones soldables de latón).
- T<sub>m</sub> = 250°C (Temperatura permisible para las uniones mecánicas).

En base a la ecuación de Onderdonk y los valores anteriores, la siguiente tabla ayuda a determinar en forma rápida el área (S) de la sección de los conductores de cobre en función de la duración de la falla.

TABLA 9.- CALIBRES MINIMOS DEL CONDUCTOR DE COBRE QUE PREVIENEN LA FUSION

TIEMPO DE DURACION DE LA FALLA	CIRCULAR MILS POR AMPERE ( CM/A )		
	CABLE SOLO	CON UNIONES DE SOLDADURA DE LATON	CON UNIONES MECANICAS
30 Segundos	40	50	65
4 Segundos	14	20	24
1 Segundo	7	10	12
0.5 Segundos	5	6.5	8.5

Ejemplo:  $S = ( CM/A ) \times I_{cc}$

Sin embargo, las normas técnicas para instalaciones eléctricas (NTIE), recomiendan que los conductores de la malla sean de cobre, con calibre mínimo de 4/0 AWG (107.2 mm<sup>2</sup>) y que los conductores de puesta a tierra del equipo no sean de un calibre menor al No. 2 AWG (33.6 mm<sup>2</sup>).

#### 9.4.3.2) LONGITUD DEL CONDUCTOR QUE FORMA LA RED DE TIERRAS

Para determinar la longitud adecuada del conductor que forma la red de tierras, es importante considerar la ecuación que limita el voltaje de contacto.

Se escogen generalmente las tensiones de contacto a estructuras conectadas a tierra al centro de la malla, este caso especial de tensión de contacto se denomina tensión de malla (normalmente su valor es superior a las tensiones de contacto a un metro del conductor de la malla de tierras).

En instalaciones con tamaños de conductores, profundidad de enterramiento y espaciamientos dentro de los límites usuales, los valores de las diferencias de voltaje pueden calcularse de la siguiente forma:

$$V \text{ Paso} = 0.1 \text{ a } 0.15 e_i \quad (10)$$

$$V \text{ Contacto} = 0.6 \text{ a } 0.8 e_i \quad (11)$$

$$V \text{ Malla} = e_i \quad (12)$$

Donde:

V Paso Voltaje de paso sobre el terreno entre una -- distancia horizontal de un metro, su valor es en volts.

V Contacto Voltaje de contacto a una distancia horizon-- tal de un metro del conductor de la malla de tierras, en volts.

V Malla Diferencia de potencial, en volts, desde el - conductor de la malla a la superficie del terreno al centro del rectángulo de la malla.

$e$  Resistividad eléctrica, en OHMS - METRO.

$i$  Corriente, en amperes, que fluye a tierra por cada metro de conductor enterrado.

Las expresiones (10), (11) y (12) proporcionan información- aproximada, por ello, la ecuación que considera la profundidad de enterramiento, las irregularidades de la distribución del flujo - de corriente en la malla, el diámetro de los conductores y su espaciamento, es:

$$V \text{ Malla} = K_m K_i e \frac{I}{L} \quad (13)$$

Donde:

$K_m$  Coeficiente que involucra el efecto del número de con-- ductores paralelos "n", el espaciamento "D", el diá-- metro "d" y la profundidad de enterramiento "h" de - los conductores que forman la red.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left[ (3/4)(5/6)(7/8)\dots \right] \quad (14)$$

El número de factores dentro del paréntesis es de dos menos que el número de conductores paralelos en el diseño de la red básica, excluyendo los conductores transversales.

- Ki Factor de corrección por irregularidades, compensa el flujo de corriente no uniforme en diferentes partes de la malla de tierras.
- $\rho$  Valor promedio de la resistividad del terreno, en -- OHM - METROS.
- I Corriente efectiva máxima, en amperes, que fluye entre la malla de tierras y el terreno, afectada por el factor de decremento y los incrementos de corriente futuros.
- L Longitud total del conductor enterrado, en metros.

El factor Ki considera las irregularidades geométricas de la malla de tierras, por lo que su valor depende de las mismas.

CALCULO DE LOS FACTORES "Km" y "Ki"

TABLA 10.

<table border="1" style="width: 100%; height: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td style="text-align: center; vertical-align: middle;">1.83</td></tr> </table> <p><b>MALLA A</b></p>	1.83	<table border="1" style="width: 100%; height: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td style="width: 50%;">1.74</td><td style="width: 50%;">1.74</td></tr> <tr><td style="width: 50%;">1.74</td><td style="width: 50%;">1.74</td></tr> </table> <p><b>MALLA B</b></p>	1.74	1.74	1.74	1.74	<table border="1" style="width: 100%; height: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>1.73</td><td>1.33</td><td>1.33</td><td>1.73</td></tr> <tr><td>1.33</td><td>1.16</td><td>1.16</td><td>1.33</td></tr> <tr><td>1.33</td><td>1.16</td><td>1.16</td><td>1.33</td></tr> <tr><td>1.73</td><td>1.33</td><td>1.33</td><td>1.73</td></tr> </table> <p><b>MALLA C</b></p>	1.73	1.33	1.33	1.73	1.33	1.16	1.16	1.33	1.33	1.16	1.16	1.33	1.73	1.33	1.33	1.73																																																																																							
1.83																																																																																																														
1.74	1.74																																																																																																													
1.74	1.74																																																																																																													
1.73	1.33	1.33	1.73																																																																																																											
1.33	1.16	1.16	1.33																																																																																																											
1.33	1.16	1.16	1.33																																																																																																											
1.73	1.33	1.33	1.73																																																																																																											
<table border="1" style="width: 100%; height: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>1.9</td><td>1.6</td><td>1.4</td><td>1.2</td><td>1.2</td><td>1.4</td><td>1.6</td><td>1.9</td></tr> <tr><td>1.6</td><td>1.2</td><td>1.1</td><td>1.1</td><td>1.1</td><td>1.1</td><td>1.2</td><td>1.6</td></tr> <tr><td>1.4</td><td>1.1</td><td>1.1</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>1.1</td><td>1.1</td><td>1.4</td></tr> <tr><td>1.2</td><td>1.1</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>1.1</td><td>1.2</td></tr> <tr><td>1.2</td><td>1.1</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>1.1</td><td>1.2</td></tr> <tr><td>1.4</td><td>1.1</td><td>1.1</td><td>1.0</td><td>1.0</td><td>1.1</td><td>1.1</td><td>1.4</td></tr> <tr><td>1.6</td><td>1.2</td><td>1.1</td><td>1.1</td><td>1.1</td><td>1.1</td><td>1.2</td><td>1.6</td></tr> <tr><td>1.9</td><td>1.6</td><td>1.4</td><td>1.2</td><td>1.2</td><td>1.4</td><td>1.6</td><td>1.9</td></tr> </table> <p><b>MALLA D</b></p>	1.9	1.6	1.4	1.2	1.2	1.4	1.6	1.9	1.6	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.6	1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.4	1.2	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2	1.2	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2	1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.4	1.6	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.6	1.9	1.6	1.4	1.2	1.2	1.4	1.6	1.9	<table border="1" style="width: 100%; height: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>1.0</td><td>0.9</td><td>0.8</td><td>0.8</td><td rowspan="4" style="width: 50%; text-align: center; vertical-align: middle;">1.82</td></tr> <tr><td>0.8</td><td>0.7</td><td>0.7</td><td>0.7</td></tr> <tr><td>0.8</td><td>0.7</td><td>0.6</td><td>0.7</td></tr> <tr><td>0.8</td><td>0.7</td><td>0.7</td><td>0.7</td></tr> <tr><td colspan="5" style="text-align: center; vertical-align: middle;">2.13      2.23</td></tr> </table> <p><b>MALLA E</b></p>	1.0	0.9	0.8	0.8	1.82	0.8	0.7	0.7	0.7	0.8	0.7	0.6	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7	2.13      2.23					<table border="1" style="width: 100%; height: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr><td>1.0</td><td>0.8</td><td>0.8</td><td>0.8</td><td rowspan="4" style="width: 50%; text-align: center; vertical-align: middle;">1.82</td></tr> <tr><td>0.8</td><td>0.7</td><td>0.6</td><td>0.7</td></tr> <tr><td>0.8</td><td>0.6</td><td>0.6</td><td>0.6</td></tr> <tr><td>0.8</td><td>0.7</td><td>0.6</td><td>0.7</td></tr> <tr><td colspan="5" style="text-align: center; vertical-align: middle;">2.13      2.23</td></tr> </table> <p><b>MALLA F</b></p>	1.0	0.8	0.8	0.8	1.82	0.8	0.7	0.6	0.7	0.8	0.6	0.6	0.6	0.8	0.7	0.6	0.7	2.13      2.23				
1.9	1.6	1.4	1.2	1.2	1.4	1.6	1.9																																																																																																							
1.6	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.6																																																																																																							
1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.4																																																																																																							
1.2	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2																																																																																																							
1.2	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2																																																																																																							
1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.4																																																																																																							
1.6	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.6																																																																																																							
1.9	1.6	1.4	1.2	1.2	1.4	1.6	1.9																																																																																																							
1.0	0.9	0.8	0.8	1.82																																																																																																										
0.8	0.7	0.7	0.7																																																																																																											
0.8	0.7	0.6	0.7																																																																																																											
0.8	0.7	0.7	0.7																																																																																																											
2.13      2.23																																																																																																														
1.0	0.8	0.8	0.8	1.82																																																																																																										
0.8	0.7	0.6	0.7																																																																																																											
0.8	0.6	0.6	0.6																																																																																																											
0.8	0.7	0.6	0.7																																																																																																											
2.13      2.23																																																																																																														

Las cifras en los diagramas son los productos de los coeficientes  $K_m \times K_i$  determinados de datos experimentales obtenidos por KOCH.

MALLA	A	B	C	D	E	F
VALOR MAXIMO DE $K_m \times K_i$	1.83	1.74	1.73	1.90	2.23	2.23
COEFICIENTE $K_m$ CALCULADO POR EL METODO DESCRITO	1.82	1.50	1.18	0.86	1.50	1.50
COEF. $K_i = \frac{K_m \times K_i}{K_m}$ (EXPERIM)	1.00	1.16	1.47	2.21	1.49	1.49

Los valores de  $K_i$  para las mallas A, B, C y D pueden ser calculados en forma aproximada por medio de  $K_i = 0.65 + 0.172 n$  donde  $n$  es el número de conductores paralelos en una sola dirección.

Si el valor del voltaje de malla dado en la ecuación (13) se iguala con el valor del voltaje de contacto máximo tolerable de la ecuación (4), se obtiene la expresión siguiente:

$$\frac{K_m K_i \rho I}{L} = \frac{116 + 0.17 \rho s}{N_t} \quad (15)$$

De aquí se deduce el valor de  $L$ , es decir, la longitud del conductor enterrado necesaria para mantener la tensión de malla dentro de los límites de seguridad:

$$L = \frac{K_m K_i \rho I \sqrt{F}}{116 + 0.17 \rho s} \quad (16)$$

Donde:

$\rho_s$  Resistividad del terreno inmediato bajo los pies, -- OHMS - METRO. Toma en cuenta el tratamiento de la superficie del terreno, por lo que su valor es diferente a la del terreno natural ( $\rho$ ).

$t$  Duración máxima de la falla, en segundos.

#### 9.4.4) CALCULO DE LA RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRAS

Resulta conveniente tener un valor aproximado de la resistencia "R" de la malla de tierras partiendo del diseño preliminar de la misma. Para obtener dicho valor se puede emplear la expresión siguiente:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \quad (17)$$

Donde "r" es el radio (en metros) de una placa circular cuya área equivale a la ocupada por la malla de tierras, "L" es la longitud total (en metros) del conductor enterrado y " $\rho$ " es la resistividad (en OHM - METRO) del terreno.

#### 9.4.5) CALCULO DEL MAXIMO INCREMENTO DE POTENCIAL EN LA RED DE TIERRAS

Para determinar el mayor incremento de potencial en la red de tierras, se aplica la expresión  $E = IR$ , donde "I" es el valor máximo de la corriente efectiva de corto circuito que fluye a través de la red y "R" es el valor de la resistencia eléctrica de la red calculado con la ecuación (17).

Frecuentemente, el incremento de potencial (E) adquiere valores que sobrepasan los límites de seguridad, por ello se requiere de un estudio de los potenciales locales que se presentan en las condiciones de falla.

#### 9.4.6) CALCULO DE LOS VOLTAJES DE PASO EN LA PERIFERIA DE LA RED

La ecuación utilizada para calcular los potenciales de paso fuera de la malla de tierras, es la siguiente:

$$V \text{ Paso} = K_s K_i \rho \frac{I}{L} \quad (18)$$

Donde:

$K_s$  Coeficiente que considera el efecto del número de conductores "n" de la malla, el espaciamiento "D" y la profundidad de enterramiento "h" de los mismos.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} \dots \right]$$

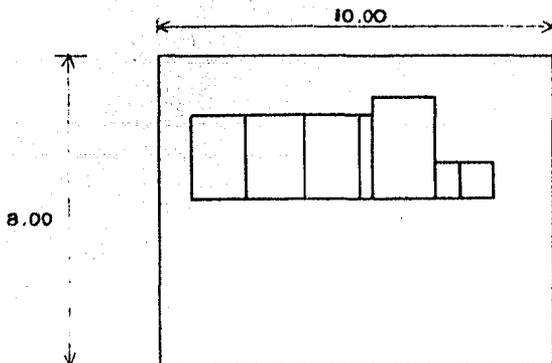
La cantidad total de términos dentro del paréntesis es igual al número de conductores paralelos (los de menor longitud) en la malla básica, excluyendo los conductores transversales,  $K_i$ ,  $\rho$ , I y L se definieron en la ecuación (13).

Normalmente, los potenciales de paso son menos peligrosos que los voltajes de contacto, sin embargo, cuando la seguridad en el terreno limitado por la red de tierras, se consigue al incrementar la resistividad superficial a base de capas de roca triturada, los potenciales de paso en la periferia de la red presentan cierto peligro, que puede evitarse al extender la roca triturada fuera de la malla más allá de la reja que encierra a la subestación y al eliminar esquinas o proyecciones agudas en la configuración de la malla.

#### 9.5) EJEMPLO DE APLICACION

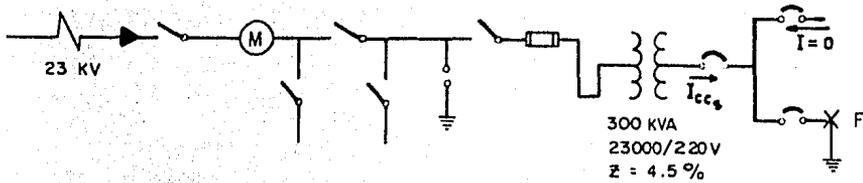
##### 9.5.1) CALCULO DE LA RED DE TIERRAS DE UNA SUBESTACION DE 23000/220 V

a) Arreglo de equipo de la subestación.



PLANTA

b) Diagrama unifilar.



c) Datos generales.

- Máxima capacidad de corto circuito disponible en el primario del sistema: 100 MVA.
- Por tanto, el máximo valor de la corriente de corto circuito en amperes simétricos en el primario del sistema es:

$$I_{ccp} = \frac{100 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 23 \text{ KV}} = 2510.3 \text{ Amps.}$$

- Valor RMS de la corriente de corto circuito <sup>(1)</sup> en amperes simétricos en el punto de falla "F", localizado en el secundario del sistema:

$$I_{ccs} = 16390 \text{ Amps.}$$

- Resistividad del terreno ( $\rho_{s1}$ ):  $10 \Omega - m$
- Resistividad del concreto ( $\rho_{s2}$ ):  $5000 \Omega - m$
- Profundidad (h) de enterramiento de la red: 0.5 m
- Tiempo en que se libra la falla: 0.5 seg.
- Factor de decremento (en función de la duración de la falla): 1.0
- Factor de ampliación del sistema: 1.0

(1) Ver Capítulo VI, estudio del corto circuito.

d) Selección del calibre mínimo del conductor de cobre que formará la red:

$$S = (CM/A) \times I_{cc}$$

Donde:

$$CM/A = 6.5 \text{ (Valor obtenido de la Tabla 9 )}$$

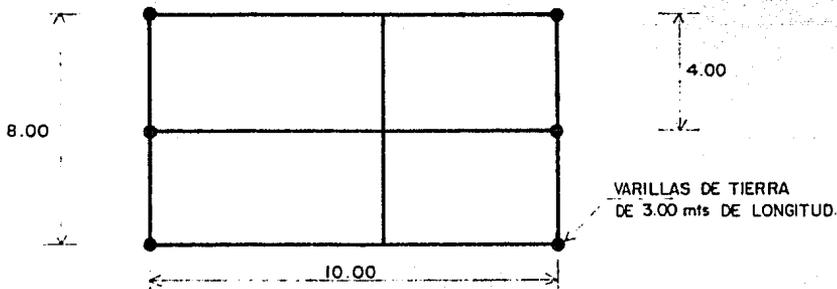
Por tanto:

$$S = 6.5 \times 16390 = 106535 \text{ CM}$$

$$S = 106535 \text{ CM} \frac{1 \text{ mm}^2}{2000 \text{ CM}} = 53.26 \text{ mm}^2$$

que se satisface con el calibre No. 1/0 AWG (53.49 mm<sup>2</sup>), sin embargo, las "NTIE" recomiendan que los conductores de la malla -- sean de cobre, con calibre mínimo de 4/0 AWG (107.2 mm<sup>2</sup>).

e) Diseño preliminar de la red.



- Longitud del conductor enterrado:

$$L_m = 3 \times 10 + 3 \times 8 + 6 \times 3 = 72 \text{ mts.}$$

- Cálculo de la longitud mínima del cable enterrado, incluyendo las varillas de tierra:

$$L = \frac{K_m K_i \rho_s I_{cc} \sqrt{t}}{116 + 0.17 \rho_s^2}$$

Donde:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \left( \frac{7}{8} \right) \dots n \text{ Factores}$$

$$D = 5 \text{ mts.} \quad h = 0.5 \text{ mts.}$$

$$d = 0.013 \text{ mts.} \quad n = 3-2 = 1 \text{ Factores}$$

Por tanto:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{5^2}{16 \times 0.5 \times 0.013} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right)$$

$$K_m = 0.872 + (-0.0915) = 0.78$$

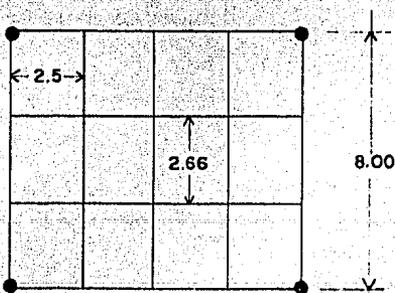
$$K_i = 1.16 \quad (\text{obtenido de la Tabla 10.})$$

$$L = \frac{0.78 \times 1.16 \times 10 \times 16390 \sqrt{0.5}}{116 + 0.17 \times 5000}$$

$$L = 108.55 \text{ mts.}$$

Como  $L_m < L$ , se corrige el diseño preliminar agregando conductores paralelos en la red y seis varillas de 3 mts. de longitud.

f) Corrección del diseño preliminar.



- Longitud del conductor enterrado.

$$L_m = 4 \times 10 + 5 \times 8 + 10 \times 3 = 110 \text{ mts.}$$

- Comprobación de los requisitos de seguridad de la red de tierras:

$$D = 2.5 \text{ mts.} \quad h = 0.5 \text{ mts.}$$

$$d = 0.013 \text{ mts.} \quad n = 5-2 = 3$$

Por tanto:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{(2.5)^2}{16 \times 0.5 \times 0.013} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \left( \frac{7}{8} \right)$$

$$K_m = 0.651 + (-0.192) = 0.46$$

El valor de  $K_i$  puede obtenerse de la Tabla (10) o por medio de la ecuación  $K_i = 0.65 + 0.172 n'$  ( $n'$  es el número de conductores paralelos en una sola dirección), es decir:

$$K_i = 0.65 + 0.172 (5) = 1.51$$

Por tanto:

$$L = \frac{0.46 \times 1.51 \times 10 \times 16390 \sqrt{0.5}}{116 + 0.17 \times 5000}$$

$$L = 83.33 \text{ mts.}$$

Como  $L_m > L$ , se puede decir que la malla de tierras es adecuada.

g) Cálculo de la resistencia de la red de tierras:

$$R = \frac{\rho_{s1}}{4r} + \frac{\rho_{s1}}{L_m}$$

Donde:

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{8 \times 10}{\pi}} = 5.046$$

Por tanto:

$$R = \frac{10}{4(5.046)} + \frac{10}{110} = 0.586$$

h) Cálculo del máximo aumento de potencial en la red en caso de falla.

$$E = I_{cc} R = 16390 \times 0.586$$

$$E = 9604.5 \text{ volts.}$$

- i) Cálculo del potencial de paso en el terreno adyacente a la red.

$$V_{\text{paso}} = K_s K_i \rho \frac{I}{L}$$

Donde:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots \right)$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2(0.5)} + \frac{1}{2.5+0.5} + \frac{1}{2(2.5)} + \frac{1}{3(2.5)} + \frac{1}{4(2.5)} \right)$$

$$K_s = 0.562$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 (5) = 1.51$$

Por tanto:

$$V_{\text{paso}} = 0.562 \times 1.51 \times 10 \times \frac{16390}{110}$$

$$V_{\text{paso}} = 1264.5 \text{ volts.}$$

$$V'_{\text{paso}} = \frac{116 + 0.7 \rho_{s2}}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.7 (5000)}{0.5}$$

$$V'_{\text{paso}} = 5113.8 \text{ volts.}$$

Como  $V_{\text{paso}} < V'_{\text{paso}}$  (1264.5 < 5113.8 volts), implica que la red de tierras cumple con los requisitos de seguridad.

## 10) AISLADORES

### 10.1) DESCRIPCION

En las subestaciones eléctricas los aisladores se utilizan como piezas de montaje y sujeción de los elementos portadores de energía eléctrica como barras, conductores, cuchillas desconectadoras, etc. Existen básicamente dos tipos de aisladores:

- a) Aisladores tipo soporte
- b) Aisladores tipo suspensión

La decisión de emplear uno u otro tipo de aisladores depende del elemento conductor que se requiera sujetar o apoyar en las instalaciones de la subestación, por ejemplo, para el montaje de barras sólidas el aislador adecuado es de tipo soporte, en cambio para la sujeción de cables es común emplear aisladores tipo suspensión.

Los diferentes tipos de aisladores están manufacturados para uso interior e intemperie, generalmente de vidrio o porcelana vidreada de elevada resistencia dieléctrica, capaz de soportar grandes esfuerzos mecánicos y severas condiciones ambientales. Sin embargo, en instalaciones de tipo interior los aisladores normalmente se fabrican a base de resinas sintéticas fundidas, entre las cuales la resina epóxica o araldita tiene excelentes cualidades dieléctricas y mecánicas, además ofrece gran resistencia a los efectos químicos y climatológicos.



36 KV



24 KV

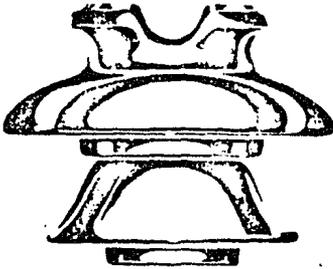


7.2 KV

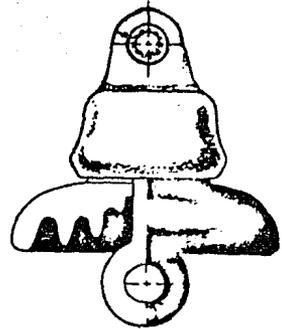


AISLADORES DE APOYO, PARA SERVICIO INTERIOR, DE RESINA EPOXICA.

AISLADOR TIPO REMATE O PIJA, DE PORCELANA.



AISLADOR TIPO ALFILER DE PORCELANA VIDREADA.



AISLADOR DE SUSPENSION TIPO NORMAL DE PORCELANA VIDREADA.

## 10.2) SELECCION DE AISLADORES

El tipo y las características de los aisladores dependen de los requerimientos de las instalaciones de la subestación, pero las dimensiones de los aisladores están en función de la tensión nominal del sistema y de los esfuerzos mecánicos a que estarán sujetos los aisladores. Los fabricantes recomiendan en sus catálo-

gos las dimensiones adecuadas basándose en pruebas de laboratorio y normas establecidas (ver Capítulo V, Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento).

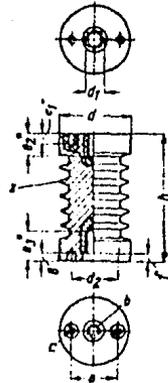
La siguiente tabla es un ejemplo de la información proporcionada por el fabricante de aisladores.

TABLA DE SELECCION

TENSION NOMINAL MAXIMA EN KV	CARGA ADMISIBLE A LA FLEXION EN Kgf	TENSION DE PRUEBA	
		IMPULSO KV	DIELECTRICA 60Hz 1 min. KV
7.2	300	75	35
13.8	500	95	45
13.8	1000	95	45
24	500	125	60
24	1000	125	60
34.5	500	170	80

DIMENSIONES EN mm

TENSION NOMINAL MAXIMA EN KV	a mm	b mm	c mm	d mm	d1 mm	e1 mm	e2 mm	e3 mm	f mm	h mm	Z
7.2	36	15.87	9.52	71	15.87	9	22.5	38	12	100	2
13.8	36	9.52	6.35	70	15.87	9	15	45	20	175	6
24	36	9.52	6.35	75	15.87	9	15	45	20	210	8
34.5	36	9.52	6.35	82	15.87	9	15	48	20	300	11



\* Profundidad de atornillamiento  
Z Cantidad de aletas

CAPITULO III  
SUBESTACIONES ELECTRICAS  
DE TIPO COMPACTO

CAPITULO III  
SUBESTACIONES ELECTRICAS DE TIPO COMPACTO

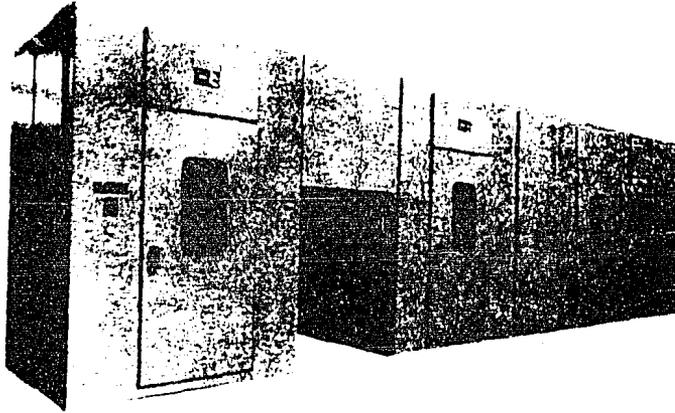
1) GENERALIDADES

En todo establecimiento industrial, comercial o de cualquier otro tipo, así como en grandes conjuntos habitacionales que requieran manejar considerables cantidades de energía eléctrica o utilicen el servicio eléctrico en forma continua a tensión adecuada y necesiten de un medio de desconexión manual o automático para efectos de control, protección, medición y mantenimiento en sus instalaciones, se justifica el uso de una subestación eléctrica; pero si dichos establecimientos no disponen de suficiente área, es posible que empleen una subestación eléctrica de tipo compacto, de esta forma se consigue un óptimo aprovechamiento de espacio y al mismo tiempo se puede disfrutar de un sistema seguro y confiable para la recepción y distribución de importantes cantidades de energía eléctrica.

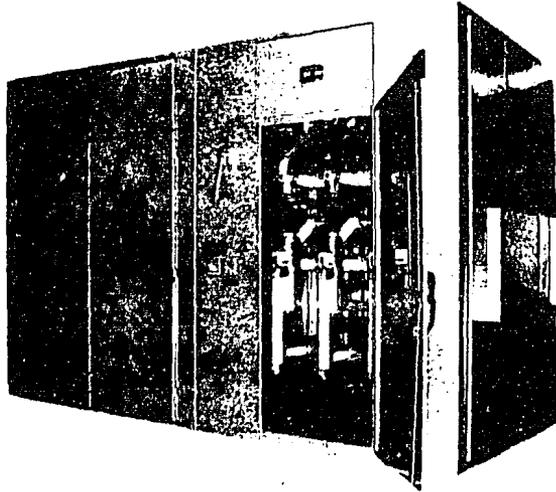
2) DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS  
DE TIPO COMPACTO

La subestación eléctrica de tipo compacto puede describirse como un grupo de dispositivos eléctricos alojados en forma compacta en gabinetes adecuados para facilitar la transformación, distribución, control y medición de la energía eléctrica proveniente de plantas generadoras o del sistema público de distribución en alta tensión. Como el equipo eléctrico está protegido por una unidad o gabinete, a las subestaciones compactas también se les conoce -- como subestaciones unitarias.

Existe una clase de subestaciones de tipo compacto que además de tener sus gabinetes o celdas independientes, disponen de superficies metálicas limitadoras que dividen al gabinete en diferentes compartimientos para evitar los contactos accidentales con partes energizadas y confinar los riesgos de falla o explosión, al compartimiento donde pudiera producirse una falla por corto circuito, esta clase de subestaciones son del tipo blindado metal-clad.



**Subestación compacta 5 secciones servicio interior**



**Subestación compacta 2 secciones servicio interior**

### 3) CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES DE TIPO COMPACTO O UNITARIAS

De acuerdo a la función que desempeñan:

- a) Subestaciones primarias o de acometida.- Manejan circuitos-alimentadores en su sección de baja tensión con voltajes superiores a 1000 V.C.A., por ello se utilizan para distribuir energía eléctrica en alta tensión.
- b) Subestaciones secundarias o derivadas.- Son aquéllas que en su sección de baja tensión manejan voltajes de hasta 1000 - V.C.A. por lo que su función es alimentar circuitos y equipos de utilización.

Por su servicio:

- a) Subestaciones tipo interior.- El equipo y diseño de la subestación están adaptados para trabajar dentro de los locales cerrados sin que sean afectados por fenómenos climatológicos.
- b) Subestaciones tipo intemperie.- Se instalan en áreas expuestas a la intemperie, por lo que requieren de un diseño y -- equipo especial, capaz de soportar condiciones atmosféricas-adversas.

De acuerdo a sus características constructivas:

- a) Subestaciones blindadas compartimentadas o tipo metal-clad.
- b) Subestaciones blindadas no compartimentadas.

Dependiendo del valor de tensión que las alimenta hay subestaciones para 2.4, 4.16, 7.2, 13.8, 23 y 34.5 KV.

Por la potencia eléctrica o capacidad de transformación que manejan, las subestaciones se fabrican para 45, 75, 112.5, 150, --

225, 300, 500, 750, 1000, 2000 y 3000 KVA, estos volúmenes de energía se manejan con una unidad de transformación.

4) CARACTERISTICAS DE LAS SUBESTACIONES  
DE TIPO COMPACTO O UNITARIAS

- a) Las subestaciones de tipo compacto se fabrican a base de módulos o secciones para facilitar su transportación y montaje, además, la flexibilidad y confiabilidad de estos sistemas -- permiten combinar sus secciones y así formar el arreglo adecuado a las necesidades de servicio y espacio.
- b) El montaje o cambio de lugar de las subestaciones unitarias no requiere de personal tan especializado como las subestaciones convencionales del tipo abierto.
- c) Cada una de las secciones que integran la subestación unitaria cumple con una función específica y en base a ella y al equipo que alojan se denominan:
  - Sección de medición
  - Sección de cuchillas de paso y de prueba
  - Sección de interruptor
  - Sección de transformación
- d) Por sus reducidas dimensiones, las subestaciones de tipo compacto son sistemas eléctricos de distribución apropiados para utilizarse en locales industriales o de otro tipo con limitaciones de espacio.

Las dimensiones de las subestaciones compactas varían según el voltaje que las alimenta como nos muestra la siguiente tabla.

VOLTAJE NOMINAL	SECCIONES	SERVICIO INTERIOR			SERVICIO INTEMPERIE		
		ALTO cm	ANCHO cm	FONDO cm	ALTO cm	ANCHO cm	FONDO cm
2.4-13.8 KV	CELDA DE MEDICION	240	130	150	265	130	150
	CELDA DE CUCHILLAS DE PRUEBA	240	130	150	265	130	150
	CELDA DE INTERRUPTOR	240	130	150	265	130	150
	CELDA DE ACOPLAMIENTO	240	50	150	265	80	150
20-23 KV	CELDA DE MEDICION	265	200	200	265	200	200
	CELDA DE CUCHILLAS DE PRUEBA	265	160	200	265	160	200
	CELDA DE INTERRUPTOR	265	130	200	265	160	200
	CELDA DE ACOPLAMIENTO	265	80	200	265	80	200
34.5 KV	CELDA DE MEDICION	310	200	200	335	200	200
	CELDA DE CUCHILLAS DE PRUEBA	310	180	200	335	180	200
	CELDA DE INTERRUPTOR	310	180	200	335	180	200
	CELDA DE ACOPLAMIENTO	310	130	200	335	130	200

- e) Las subestaciones de tipo compacto ofrecen seguridad en el manejo de la energía eléctrica, pues el equipo y sus conexiones se encuentran dentro de gabinetes metálicos que los protegen contra los efectos ambientales y evitan que el personal tenga contactos accidentales con partes energizadas, además, los gabinetes disponen de bloqueos mecánicos y eléctricos que impiden maniobras erróneas en los equipos.
- f) Los mandos y equipos de control de la subestación se operan desde el exterior de los gabinetes. Sus puertas están provistas de pequeñas ventanas protegidas con cristal inastillable y de alta resistencia al impacto, por lo que la inspección de los equipos puede efectuarse en cualquier momento, aún estando energizada la subestación.
- g) Las subestaciones de tipo compacto y sus equipos han sido diseñados y construidos para soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos producidos durante la operación normal, solicitudes de sobrecarga y condiciones de corto circuito, además son capaces de resistir los esfuerzos ocasionados durante la transportación y montaje.

## 5) CONSTRUCCION

Las subestaciones eléctricas de tipo compacto se diseñan y construyen bajo especificaciones y normas vigentes en el territorio nacional <sup>(1)</sup>, como son las que se contienen en los catálogos expedidos por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial por conducto de la Dirección General de Normas (SECOFIN-DGN) y las que publica la Comisión Federal de Electricidad, no obstante, existen normas con validez internacional que por su reconocido prestigio pueden aplicarse en nuestro país y entre ellas podemos mencionar las publicaciones ANSI, NEMA, IEC, IEEE, entre otras.

Para su fabricación, venta y uso, las subestaciones deben cumplir con las disposiciones impuestas por la SECOFIN-DGN y ser registradas ante dicha dependencia.

### 5.1) CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS

Las subestaciones de tipo compacto disponen de gabinetes metálicos autosoportados e independientes, provistos de puertas embisagradas, contruidos con lámina de acero rolada en frío, calibre 12 USG (2.78 mm) para puertas, cubiertas y techo, y calibre 7 USG (4.76 mm) para uniones de módulos y elementos estructurales o de soporte (los calibres de lámina mencionados pueden variar de acuerdo a cada fabricante) además, disponen de una base perimetral de canal estructural de acero.

Los gabinetes se producen bajo el sistema de estructuras independientes a base de elementos fabricados en serie, los cuales llevan diferentes acabados según las condiciones ambientales a las que serán expuestos.

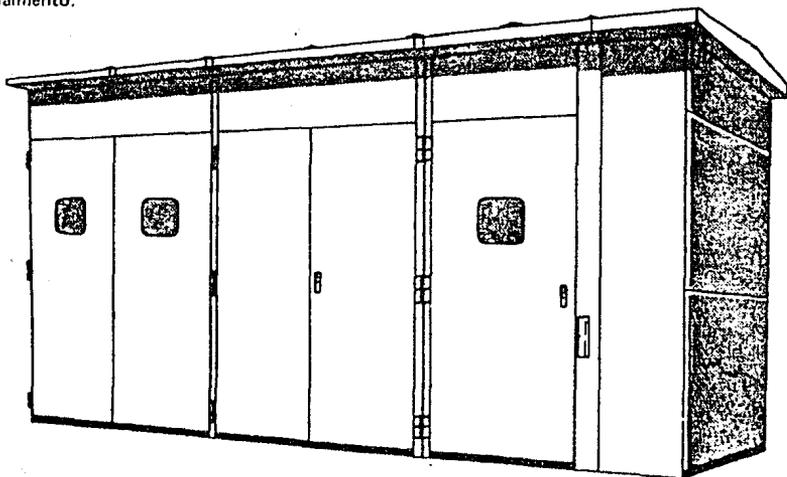
---

(1) Ver Capítulo I, sección 4.5, Normas y Reglamentos Eléctricos.

Las subestaciones compactas para servicio a la intemperie se diseñan de tal forma que el agua y el polvo no penetran hasta el equipo eléctrico, disponen de techos inclinados y de doble puerta al frente con empaques de neopreno para asegurar su hermeticidad.- En el interior de los gabinetes se encuentran elementos calefactores para evitar la condensación de humedad.

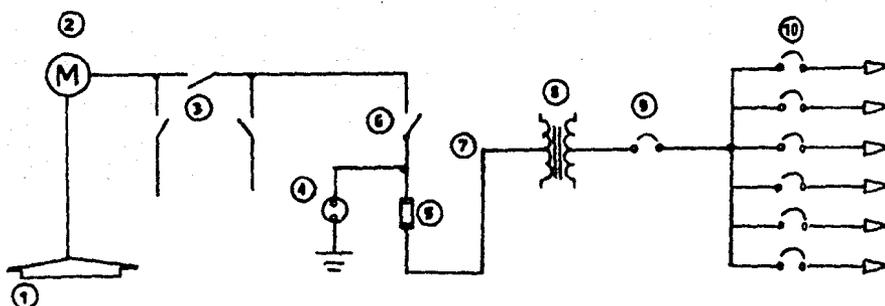
Las subestaciones de tipo compacto tienen la ventaja de poderse enviar totalmente armadas o en secciones para ser ensambladas en el lugar de la obra mediante un sencillo acoplamiento, esta característica permite flexibilidad para futuras ampliaciones del sistema.

Subestación compacta para 23 Kv. servicio intemperie, con celda de medición, celda de cuchillas de prueba, celda de seccionador y celda de acoplamiento.



6) SECCIONES Y ARREGLOS BASICOS DE SUBESTACIONES  
ELECTRICAS DE TIPO COMPACTO

Las subestaciones compactas constan de varias secciones coo-  
dinadas para formar gran variedad de arreglos de acuerdo a las ne-  
cesidades de cada usuario, es decir, la subestación puede o no te-  
ner equipo de medición (dependiendo de los convenios realizados -  
con la compañía suministradora), puede o no disponer de cuchillas-  
de prueba, etc., sin embargo, el arreglo básico de una subestación  
de tipo compacto para uso industrial lo mostramos con el siguiente  
diagrama unifilar.



- 1 Acometida en alta tensión (A.T.)
- 2 Equipo de medición en A.T. (más de 200 KW de demanda -  
contratada)
- 3 Cuchillas de prueba
- 4 Apartarrayos
- 5 Fusibles de alta capacidad interruptiva
- 6 Interruptor de operación con carga
- 7 Sección de acoplamiento
- 8 Transformador de distribución
- 9 Interruptor general de baja tensión (B.T.)
- 10 Interruptores derivados de B.T.

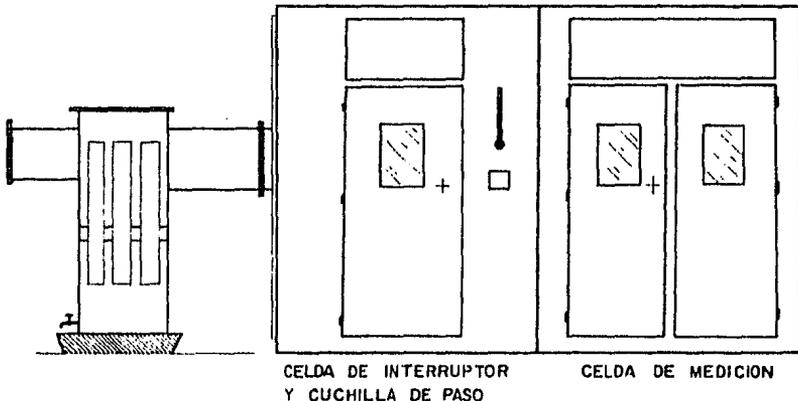
## 6.1) SECCION DE MEDICION

La sección de medición consta de un gabinete metálico de dimensiones adecuadas al valor de tensión de la acometida. El gabinete está previsto para recibir y resguardar el equipo de medición de la compañía suministradora de energía eléctrica, también dispone de espacio suficiente para alojar una mufa tripolar o tres monopolares, un bus trifásico de cobre electrolítico, una barra de cobre con capacidad adecuada para la puesta a tierra del gabinete - y conectores del tipo mecánico, tres para el bus principal y uno - para la conexión a tierra.

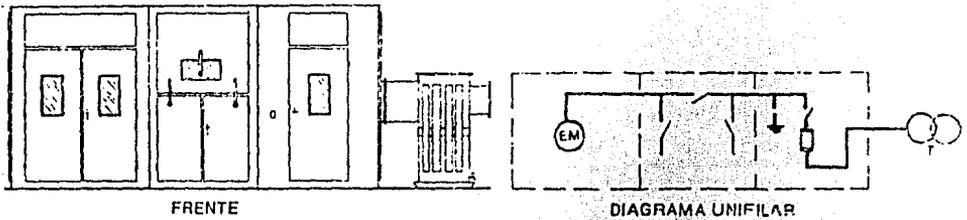
Normalmente al frente del gabinete se tienen dos puertas -- equipadas con manijas y seguros mecánicos, además, las puertas pueden llevar ventanas de inspección protegidas con cristal inastillable.

El consumo de energía eléctrica puede medirse en el lado de baja tensión cuando la demanda de carga contratada es menor de 200 KW, en caso contrario cuando la demanda contratada es superior a los 200 KW, la medición se realiza en el lado de alta tensión.

Es importante mencionar que la sección que recibe la acometida de la compañía suministradora, determina el sentido de la subestación, es decir, si la acometida es por el lado derecho el sentido del arreglo es derecha-izquierda.



## SENTIDO IZQUIERDA - DERECHA



### 6.2) SECCION DE CUCHILLAS DE PASO Y DE PRUEBA

La sección de cuchillas de paso es un gabinete blindado que contiene una cuchilla desconectadora en aire de operación tripolar, barras principales y barra para la conexión a tierra del gabinete y estructura de la cuchilla. Normalmente la cuchilla<sup>(2)</sup> está destinada a operar sin corriente, su accionamiento es a través de disco o palanca desde el frente exterior del gabinete, provisto de un dispositivo de señalamiento (abierto-cerrado) y un seguro mecánico con portacandado.

La cuchilla de paso tiene la función de seccionar las barras principales y así impedir el paso de energía eléctrica a la siguiente sección.

Al seleccionar el arreglo de la subestación se debe tomar en cuenta si al usuario le resulta conveniente una interrupción temporal en horas normales de servicio cuando la compañía suministradora de energía eléctrica verifica su equipo de medición, en caso contrario se recomienda utilizar cuchillas de prueba en lugar de la cuchilla de paso.

La sección con cuchillas de prueba aloja a tres juegos de cuchillas tripolares de operación en grupo para operar sin carga.

(2) Ver en el Capítulo II el punto Cuchillas Desconectadoras.

Además, dentro del gabinete hay espacio suficiente para instalar un equipo de medición auxiliar. Por tanto, las dimensiones de dicha sección son mayores que las de la sección con cuchillas de paso. (3)

### 6.3) SECCION DE INTERRUPTOR

La sección de interruptor es un gabinete blindado con dimensiones y equipo adecuado al valor de la tensión nominal que manejan. En el interior de esta sección se alojan un interruptor de potencia tripolar capaz de efectuar las maniobras de conexión y desconexión de circuitos con carga, las barras principales y una barra para la conexión a tierra del gabinete.

El accionamiento a voluntad del interruptor se realiza a través de palancas o discos desde el frente exterior del gabinete, además dispone de bloqueos mecánicos que impiden abrir el gabinete si el interruptor está en la posición de conectado, es decir, energizado.

Los dispositivos de interrupción que tienen cabida en dicha celda son, por ejemplo: Interruptores en aire e interruptores en pequeño volumen. (4)

### 6.4) SECCION DE ACOPLAMIENTO

La sección de acoplamiento es un gabinete blindado que encierra barras de cobre de características eléctricas y mecánicas iguales a las que poseen las barras principales de la subestación. El gabinete contiene además una barra de tierras (normalmente de cobre) para conectar a tierra la estructura del gabinete.

---

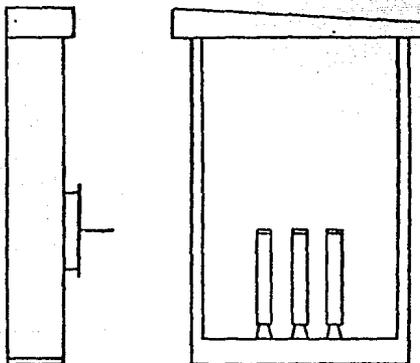
(3) Ver en el punto 4 de este Capítulo, lo referente a las dimensiones de las secciones que forman una subestación de tipo compacto.

(4) Ver en Capítulo II, Interruptores de Potencia.

Las barras de cobre para el acoplamiento están colocadas verticalmente y sostenidas por medio de tornillos y aisladores que generalmente son de resinas sintéticas.

El uso de la sección o celda de acoplamiento es:

- a) Interconectar el bus o barras de acometida con las barras principales de la subestación.
- b) Conectar los bushings o terminales de alta tensión del transformador de distribución con la sección que contiene al interruptor de alta tensión.



#### 6.5) SECCION DE TRANSFORMACION

Las subestaciones eléctricas industriales de tipo compacto utilizan en su sección de transformación, transformadores trifásicos que pueden ser de tipo sumergidos en dieléctricos refrigerantes líquidos o de tipo seco (ver en Capítulo II lo referente a transformadores de potencia).

## 6.6) SECCION DE BAJA TENSION

La sección de baja tensión se compone de gabinetes compactos autosoportados, en los cuales se agrupan dispositivos y equipos de distribución y control de la energía eléctrica en baja tensión --- (hasta 600 volts en C.A.), así como elementos para la protección - de los circuitos eléctricos que intervienen en la utilización de - dicha energía (ver en Capítulo II lo referente a tableros de baja - tensión).

## 7.) CELDAS TIPO METAL - CLAD

En el Capítulo II sólo indicamos las características principales de los tableros de distribución tipo metal - clad, por tanto, en los párrafos siguientes trataremos de ampliar esa información.

### 7.1) CONSTRUCCION

El diseño y construcción de las celdas metal - clad se realiza bajo normas eléctricas vigentes de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal y Normas Internacionales como son las publicaciones IEC-128, "High-Voltaje Metal-Enclosed Switchgear and Controlgear" e IEC-298, entre otras.

Todas las partes que integran un tablero tipo metal - clad - están fabricadas con lámina de acero formando compartimientos para autosoportarse sobre el piso. La lámina lleva un tratamiento con sustancias anticorrosivas y pintura de calidad tal que los tableros pueden trabajar en cualquier tipo de ambiente. Con el fin de mantener altos grados de seguridad, las estructuras metálicas y - las superficies limitadoras están conectadas a tierra. Al estar - compartimentado el tablero es imposible que un arco eléctrico o incendio pase de una celda a otra o al exterior, además, en la celda de barras principales se dispone de rejillas de alivio que expulsan los gases producidos por un corto circuito y con ésto se evita el riesgo de una explosión.

Otra de las ventajas que ofrecen los tableros metal - clad, es que al tener partes removibles se asegura la continuidad del servicio eléctrico, pues existe la posibilidad de intercambiar el interruptor u otro equipo que esté montado sobre la parte móvil -- cuando dicho equipo se haya averiado, ya que normalmente los aparatos que requieren de una inspección y mantenimiento, se encuentran en la parte móvil. Al sacar la parte removible de la celda fija, se aprecia una segura apertura del circuito que se desea aislar -- del sistema. El intercambio de partes móviles, se realiza con ayuda de rieles guías y mediante bloqueos mecánicos se evitan operaciones equivocadas. Además, en todo momento las partes vivas de alta y baja tensión permanecen protegidas con superficies metálicas que previenen de contactos accidentales.

El bus principal de las celdas se fabrica de solera de cobre electrolítico, diseñado para conducir corrientes nominales de 630 a 2500 amperes y para capacidad de corto circuito de hasta 1000 MVA.

El diseño estandar del bus principal se presenta sin aislamiento, sin embargo, se puede cubrir con capas de cinta aislante de PVC o recubrimiento encapsulado. Por otra parte, todos los cables de baja tensión que pasan por compartimientos de alta tensión, se encuentran encerrados en canales metálicos cubiertos o van dentro de tubo flexible.

## 7.2) COMPARTIMIENTOS QUE FORMAN UN GABINETE BLINDADO METAL - CLAD

Una celda de una subestación de tipo compacto, se compone de los siguientes compartimientos:

- A.- Compartimiento de alta tensión.
- B.- Compartimiento de terminales y transformadores de corriente.
- C.- Compartimiento de control
- D.- Compartimiento de medición y protección.
- E.- Compartimiento de parte móvil.

7.2.1) SEÑALAMIENTOS:



Dirección de la salida de gases en caso de corto-circuito.

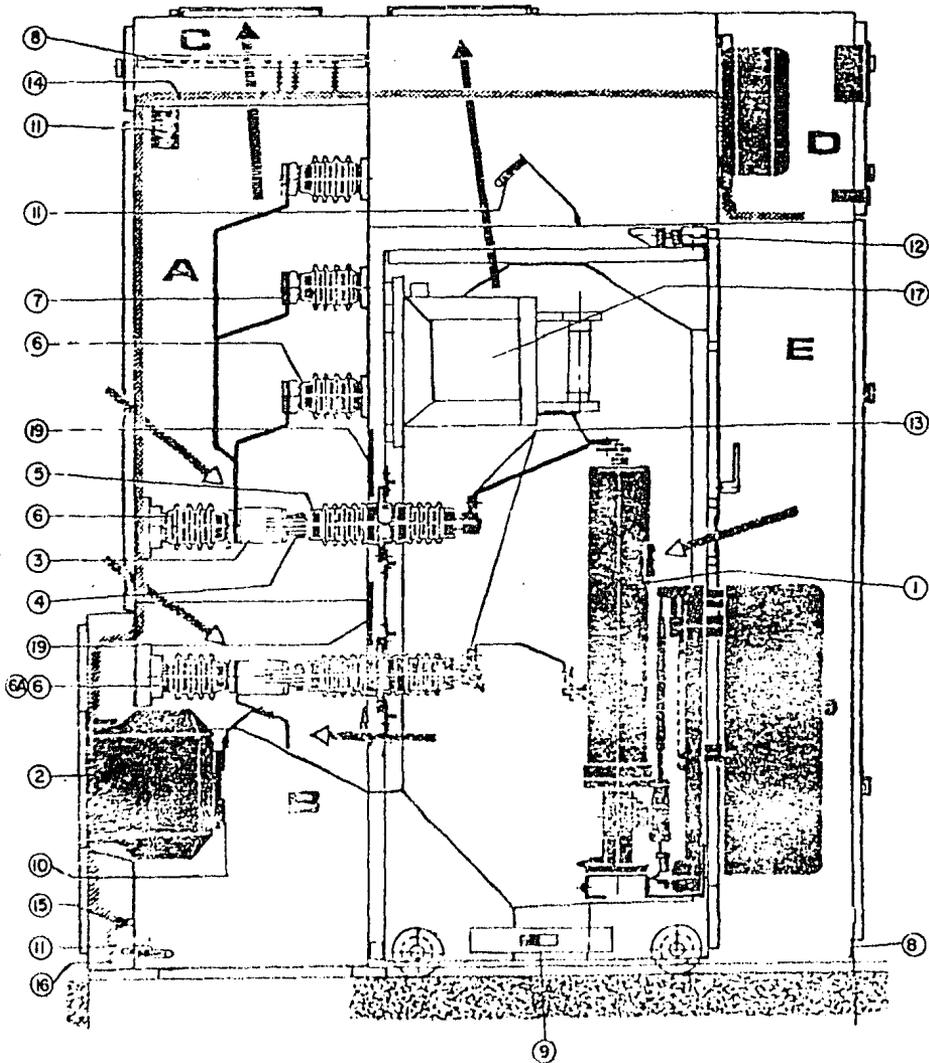


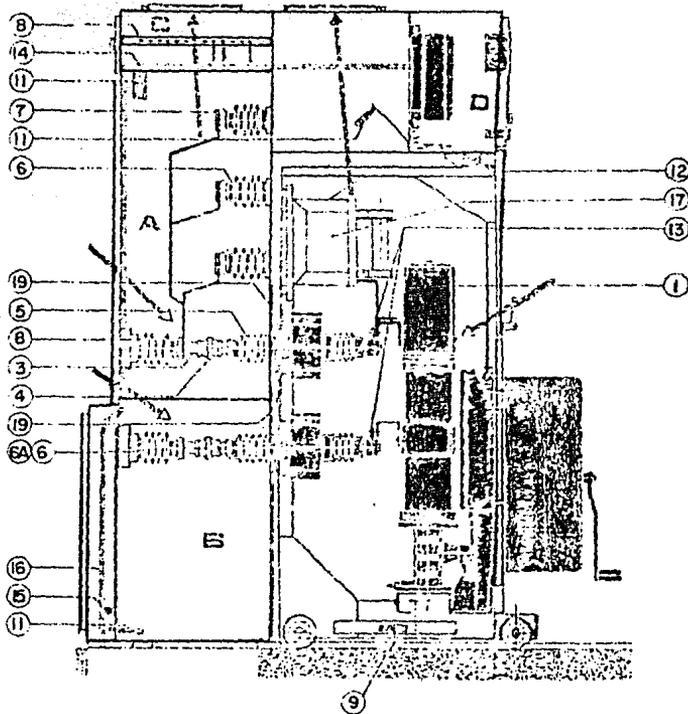
Dirección para la inspección de la posición de los contactos y los indicadores de nivel de aceite.

7.2.2) IDENTIFICACION DE LAS PARTES PRINCIPALES DE UNA CELDA METAL - CLAD

- 1 Interruptor en pequeño volumen de aceite
- 2 Transformador de corriente
- 3 Contacto fijo
- 4 Contacto tipo tulipan (móvil)
- 5 Aislador pasamuro
- 6 Aislador de apoyo
- 6a Aislador de apoyo-capacitor
- 7 Sistema de bus principal
- 8 Sistema de bus auxiliar
- 9 Conexión a tierra
- 10 Compartimiento de cables
- 11 Lámpara para la iluminación interior del cubículo
- 12 Contactos (BACCO) para baja tensión
- 13 Contacto de pasamuro fijo
- 14 Control y señalización
- 15 Terminales para la conexión del control
- 16 Cables de señalización
- 17 Transformadores de potencial
- 18 División del gabinete
- 19 Mamparas elevadoras

CELDA METAL CLAD CON  
INTERRUPTOR REMOVIBLE





7.3) DESCRIPCION DE LOS GABINETES BLINDADOS  
 TIPO METAL - CLAD Y SU OPERACION

Los gabinetes tipo metal - clad se componen de una parte fija y una móvil.

7.3.1) PARTE FIJA

La parte fija se divide en cinco compartimientos:

- a) Compartimiento de "alta tensión" (sistema del bus principal).

- b) Compartimiento de transformadores de corriente, terminales - para cables de control y alimentación en B. T.
- c) Compartimiento del bus de control auxiliar.
- d) Compartimiento para equipo de protección, medición y equipo-secundario.
- e) Compartimiento de parte móvil.

#### COMPARTIMIENTO DE ALTA TENSION

Este compartimiento se localiza en la parte posterior superior de la celda, cubierto con tapas de lámina, fijadas con tornillos y chapa especial (chapas mariposa, las cuales se pueden montar y desmontar con una llave allen).

La operación de desmontar las tapas del bus principal se deberá realizar solamente cuando el bus se encuentre desenergizado.

Las barras del bus principal se fabrican de solera de cobre fijadas verticalmente con o sin recubrimiento de P.V.C. (aislamiento).

Las barras principales están instaladas sobre aisladores de apoyo hechos de porcelana, araldita o resina epóxica.

En la parte inferior de la sección se encuentran los contactos fijos superiores conectados a las barras a través de las bajadas del bus principal.

En la parte superior se localizan las ventilas de alivio con tapa, calculadas y dimensionadas de tal forma que al existir un arco en el interior del compartimiento, se abren las ventilas para disminuir la presión de los gases dentro de la celda.

## COMPARTIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TERMINALES PARA CABLES

Este compartimiento se localiza en la parte posterior inferior del gabinete, está cubierto con tapas iguales a las de la sección de alta tensión.

En el compartimiento se encuentran instalados:

- Contactos fijos soportados por aisladores de apoyo, o según la requisición, podrán ser aisladores de tipo especial que a través de lámparas de señalización indican si existe tensión en las terminales de los cables.
- Transformadores de corriente que pueden ser del tipo barra o del tipo dona o toroidal, <sup>(5)</sup> según se requiera.
- Cuchillas de conexión a tierra, pueden ser operadas solamente cuando la parte móvil está afuera, pues el mando de éstas se encuentra colocado dentro del compartimiento. - El mando de puesta a tierra puede bloquearse solamente en la posición de conectado, pues la parte removible no puede ser introducida a su compartimiento.
- Terminales para cables.

## COMPARTIMIENTO DE PARTE MOVIL

El compartimiento de parte móvil se encuentra en la parte frontal del gabinete. Además de servir para alojar a la parte removible, en él están colocadas las mamparas elevadoras, por las cuales pasan los bushings o aisladores pasamuros.

Se tiene acceso al sistema elevador de las mamparas siempre y cuando la parte removible esté afuera del compartimiento.

---

(5) Ver en el Capítulo II, lo referente a transformadores de instrumento.

Dentro del compartimiento se encuentran también:

- Cuchillas de puesta a tierra, instaladas en la parte inferior. La conexión a tierra se realiza sólo cuando la parte móvil está completamente fuera.
- Guías que se utilizan para conducir la parte móvil cuando entra o sale.
- Contactos auxiliares fijos.
- Lámparas indicadoras de tensión en las terminales de cables.
- Resistencias calefactoras que evitan condensaciones.
- Ventiladas para descargar los gases producidos por un arco eléctrico.

#### COMPARTIMIENTO DE BARRAS AUXILIARES

Se llama también control auxiliar y se localiza sobre el <sup>o</sup>compartimiento del bus principal. En el compartimiento que nos ocupa se instalan barras auxiliares con el fin de eliminar el cableado entre las celdas.

#### COMPARTIMIENTO DE EQUIPO DE PROTECCION, MEDICION Y CONTROL.

Los relevadores e instrumentos de medición están instalados en la puerta del gabinete, así como los equipos de indicación, tales como lámparas.

#### 7.3.2) PARTE REMOVIBLE

La parte removible es una estructura fabricada de lámina provista de ruedas. La parte frontal de la estructura está completamente cerrada por una tapa fija de lámina.

El equipo o dispositivos eléctricos que pueden alojarse en la parte removible son:

- Interruptor de potencia en pequeño volumen de aceite.
- Cuchilla desconectadora con carga.
- Portafusibles de alta tensión.

Sin embargo, es posible instalar en lugar del interruptor de potencia, un transformador auxiliar de distribución.

Cuando en la parte removible está instalado un interruptor de potencia en pequeño volumen de aceite, se dispone de un mecanismo de bloqueo que impide sacar o meter el interruptor si éste no se encuentra en posición de desconectado. Si se trata de introducir la parte móvil en el compartimiento fijo con el interruptor cerrado, el mecanismo de bloqueo abrirá automáticamente el interruptor.

Las maniobras para sacar y meter la parte móvil con interruptores de hasta 1250 Amps., se realizan a través de dos manijas colocadas en la parte frontal de la estructura móvil, no obstante, en el caso de interruptores para 2500 Amps. nominales, la parte móvil es muy pesada (1200 Kg.) y su extracción se realiza por medio de una palanca especial.

Cuando en la parte removible no está instalado un interruptor de potencia, la extracción de la estructura sólo puede realizarse cuando se encuentre desenergizada, para ello se requiere abrir el interruptor correspondiente y enseguida quitar el bloqueo mecánico que impide sacar la parte móvil.

CAPITULO IV

SUBESTACIONES ELECTRICAS  
DE TIPO ABIERTO

CAPITULO IV  
SUBESTACIONES ELECTRICAS  
DE TIPO ABIERTO

Antes de iniciar el tema de las subestaciones eléctricas de tipo abierto vale aclarar que el presente trabajo se dirige al estudio de las subestaciones unitarias o de tipo compacto, sin embargo, el título de "Análisis sobre Subestaciones Eléctricas para Tensiones de hasta 34.5 KV" también sugiere subestaciones de tipo --abierto y por ello es conveniente que en este capítulo hablemos --brevemente de ellas.

1) GENERALIDADES

Antiguamente las subestaciones de tipo abierto eran el único sistema disponible para manejar grandes volúmenes de energía eléctrica en alta tensión, de ahí que se consideren como las antecesoras de las subestaciones de tipo compacto.

No obstante, en la actualidad las subestaciones abiertas ocupan un papel muy importante en los sistemas eléctricos de potencia y aunque en ellos se trabaja con elevados valores de tensión (69, -85, 115, 230, 400 KV), es posible encontrar subestaciones abiertas de tipo antiguo de media tensión en pequeñas plantas industriales cuyas instalaciones existen de tiempo atrás y en las cuales no se presentan problemas de espacio o donde el costo del terreno que ocupan no es elevado; otro de los usos que se ha dado a las subestaciones de tipo abierto es en sistemas de distribución eléctrica de tipo rural, empero, las subestaciones de tipo abierto que emplean tensiones de hasta 34.5 KV, no son el medio más seguro para distribuir la energía eléctrica en plantas industriales o centros comerciales, además se consideran antiestéticas y poco prácticas en las construcciones modernas.

Por otra parte, el costo de una subestación eléctrica de tipo abierto es aproximadamente del 25 al 50% menos del valor de una subestación eléctrica de tipo compacto, factor que parece ser importante en los sistemas eléctricos de distribución de las compa--

ñías suministradoras, pues en todos los centros urbanos existen - miles de estos sistemas eléctricos.

Por lo anterior, podemos considerar que los sistemas de distribución urbanos provistos de fusibles y transformadores alojados en postes y cuyas capacidades de transformación van de los 50, 75- y 112.5 KVA con tensiones primarias de 2000, 4000, 6000, 13200 y - 23000 volts, y por supuesto voltajes secundarios trifásicos a cuatro hilos para satisfacer las necesidades de sistemas domésticos - y comerciales en 220/127 volts, son una variante de subestaciones- eléctricas de tipo abierto más elemental, sin embargo, no pretende mos profundizar mucho en este tema y por ello sólo nos concretare- mos a mencionar algunas de sus cualidades.

## 2) CARACTERISTICAS DE LAS SUBESTACIONES DE TIPO ABIERTO

Dentro de las cualidades de las subestaciones de tipo abier- to o ventajas que éstas pueden ofrecer sobre las de tipo compacto- podemos mencionar las siguientes:

### 2.1) ECONOMIA

El factor economía puede ser un factor muy discutido, ya que no solamente cuentan los factores de adquisición de materiales, si no también otros factores como son tiempo de montaje, dimensiones- de terreno o área destinada a las instalaciones de la subestación- y requerimientos de obra civil. De ahí que en cada caso deberá -- evaluarse detalladamente el factor costo.

### 2.2) SEGURIDAD

Aunque a simple vista o bajo un rápido análisis parecen ser- más seguras las subestaciones eléctricas de tipo compacto, no debe mos olvidar que uno de los principales factores de su seguridad -- consiste en la verificación de los aparatos y dispositivos, por - ejemplo, cuando en una subestación eléctrica de tipo abierto abri-

mos una cuchilla, podemos apreciar con toda seguridad su apertura, situación que en algunas ocasiones es difícil detectar dentro de un gabinete a través de una ventanilla o inclusive los dispositivos indicadores de las puertas de los gabinetes pueden mentir al señalar la posición en que se encuentran las cuchillas, pues aunque es prácticamente difícil pero no imposible, puede suceder que una cuchilla o un interruptor al recibir la orden de apertura y a pesar de tener la indicación correspondiente en la puerta del dispositivo, éste no abra, es decir el aparato no obedece, situación que puede ser de consecuencias fatales.

Por otro lado, las celdas que ofrecen el grado más alto de seguridad son las denominadas celdas blindadas tipo metal clad, las cuales minimizan los riesgos al cerrar un interruptor contra una situación de falla.

Las subestaciones abiertas también ofrecen seguridad cuando se abre un circuito, ya que utilizan distancias en aire fácilmente apreciables de acuerdo a la coordinación de aislamiento del sistema y el accionamiento de los seleccionadores se hace a través de pértigas adecuadas a los niveles de voltaje que manejan.

Sin embargo, todas las demás características de los sistemas abastecedores de energía eléctrica suelen ser similares entre las subestaciones abiertas y las subestaciones de tipo compacto, no obstante, podemos decir que en el manejo de las altas tensiones las subestaciones unitarias o de tipo compacto han logrado gran aceptación debido a las ventajas exclusivas de estos sistemas eléctricos, por lo que podemos considerar que las subestaciones abiertas tienden a desaparecer dentro de los sistemas de distribución de tipo industrial o de tipo comercial y solamente seguirán utilizándose en sistemas de distribución con líneas aéreas como los empleados por las compañías vendedoras de energía eléctrica.

ARREGLO DE EQUIPO DE UNA SUBESTACION ELECTRICA  
DE TIPO ABIERTO DE HASTA 34.5 KV

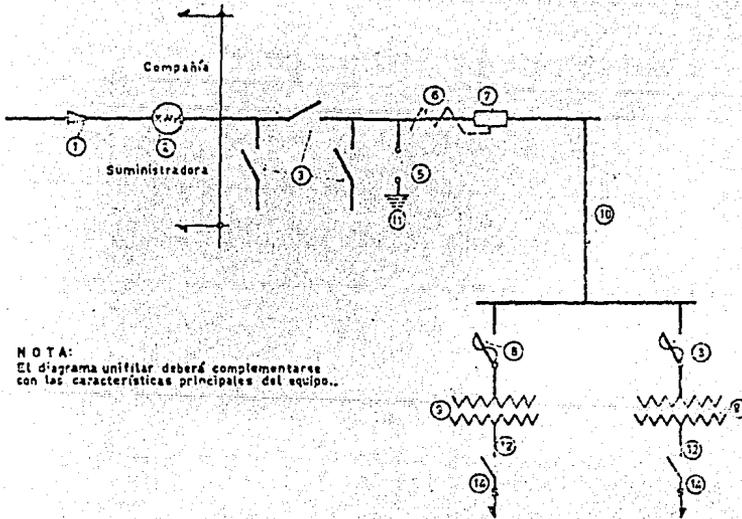
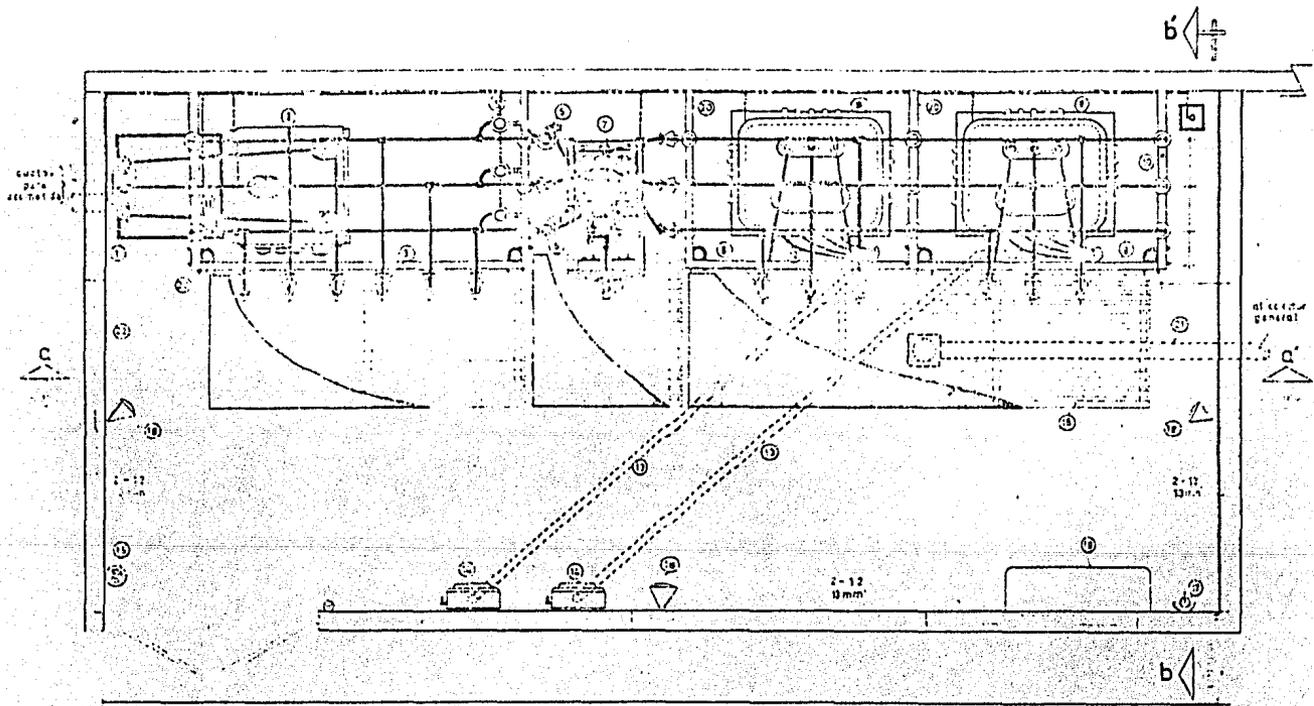
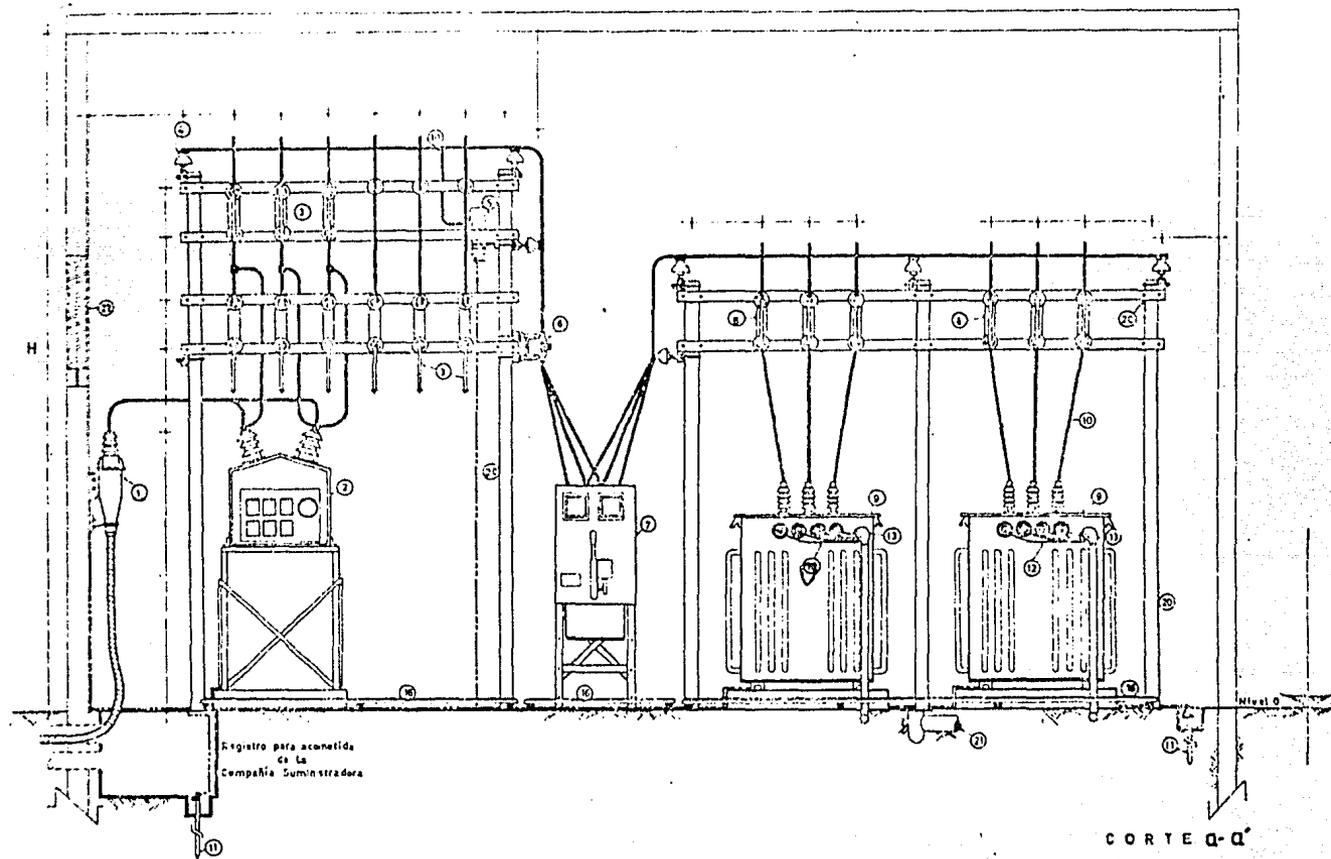


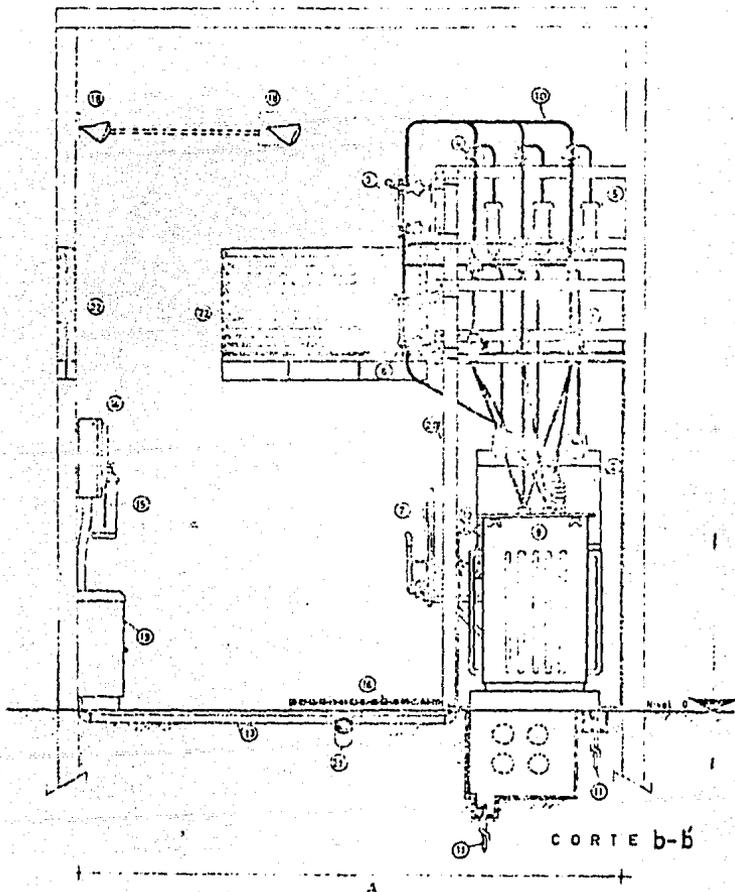
DIAGRAMA UNIFILAR



L

PLANTA





## EQUIPO Y MATERIALES

- 1.- Mufa terminal propiedad de la Compañía Suministradora
- 2.- Equipo de medición de la Compañía Suministradora.
- 3.- Cuchillas desconectadoras
- 4.- Ancladores soporte para el alimentador de alta tensión
- 5.- Apartarrajos
- 6.- Transformadores de corriente
- 7.- Interruptor en aceite para servicio en alta tensión
- 8.- Desconectadores fusibles de la capacidad interruptiva adecuada.
- 9.- Transformadores de distribución.
- 10.- Alimentador en alta tensión
- 11.- Sistema general de tierras
- 12.- Conductores de baja tensión
- 13.- Mufa y ducto para servicio en baja tensión
- 14.- Interruptores para servicio en baja tensión
- 15.- Extintores
- 16.- Tarima antistante reglamentaria con tapete de hule antideslizante.
- 17.- Pértiga
- 18.- Alumbrado del local
- 19.- Estante para equipo de seguridad (guantes, casco y botas aislantes)
- 20.- Estructura y soportes
- 21.- Drenaje
- 22.- Ventilación

## NOTAS

- 1.- Indicar marcas, tipos, números de Auto. S. I. C. D. S. E. y características completas de todos los equipos y materiales empleados (para cada partido)
- 2.- Las distancias verticales y horizontales entre alimentaciones de alta tensión y a tierra, en las diferentes tensiones deberán ser de acuerdo con las instalaciones que marca el Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas
- 3.- Las dimensiones (H, H<sub>1</sub>, H<sub>2</sub>) así como las distancias entre equipos y áreas de operación, deberán estar de acuerdo con las distancias de seguridad que marcan el Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas
- 4.- La instalación del juego de cuchillas de prueba, para la comprobación del equipo de medición, estará sujeta a lo establecido en el art. 76, fracción I, inciso (c) del Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas
- 5.- Dejar espacio de 10x20cm. para sellos y firmas de esta Dependencia.

CAPITULO V

SOBRETENSIONES Y COORDINACION  
DE AISLAMIENTO

CAPITULO V  
SOBRETENSIONES Y COORDINACION  
DE AISLAMIENTO

Por las características generales de las subestaciones eléctricas (Capítulo I) se concluye que es necesario y conveniente - considerar en el proyecto de sistemas eléctricos de potencia, los aspectos relacionados con las sobretensiones y la coordinación de aislamiento, por ser ésta una medida de protección contra los -- efectos que producen los distintos tipos de sobretensiones y para comprender su importancia expondremos brevemente algunos puntos - relevantes.

1) SOBRETENSIONES

1.1) DEFINICION

Sobretensión.- Es cualquier valor de tensión (en función - del tiempo) entre una fase y tierra o entre fases, que tenga un - valor de cresta igual o mayor a  $\sqrt{2} V_m / \sqrt{3}$  y  $\sqrt{2} V_m$  respecti- vamente, donde  $V_m$  es el valor máximo de tensión entre fases para- el cual está diseñado el equipo con relación a su aislamiento.

1.2) ORIGEN Y TIPOS DE SOBRETENSIONES

Las sobretensiones que ocurren en las instalaciones abaste-edoras de energía eléctrica, son:

- Sobretensiones de origen externo.
- Sobretensiones de origen interno.

1.2.1) SOBRETENSIONES DE ORIGEN EXTERNO

Son causadas principalmente por descargas atmosféricas (ra- yos) y la forma como pueden referirse para los propósitos de coor- dinación de aislamiento es semejante al impulso normalizado usado en las pruebas de impulso por rayo. Dichas sobretensiones son ge

neralmente unidireccionales y de muy corta duraci3n (1.2/50  $\mu$ s).

#### 1.2.1.1) SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFERICO QUE LLEGAN A LAS SUBESTACIONES

Las ondas de sobretensi3n, causadas por descargas atmosf3ricas que ocurren en las l3neas de transmisi3n, se propagan a trav3s de 3stas con cierta atenuaci3n hasta las subestaciones el3ctricas y cuando la onda viajera de amplitud  $V_c$  llega a 3stas se produce una sobretensi3n de valor ( $V_s$ ) que es igual a:

$$V_s = \frac{2 V_c}{n}$$

Donde  $n$  es el n3mero de l3neas que llegan a la subestaci3n; de manera que si llega una sola l3nea de transmisi3n ( $n=1$ ), la sobretensi3n  $V_s$  ser3 igual a dos veces el valor  $V_c$ , lo que hace pensar en un sobreaislamiento exagerado en los equipos de la subestaci3n, sin embargo, es suficiente una correcta selecci3n y adecuada instalaci3n de apartarrayos en los sistemas el3ctricos de potencia para limitar los peligrosos efectos de las sobretensiones.

#### 1.2.2) SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO

Se producen dentro del sistema el3ctrico y se presentan -- como:

- a) Sobretensiones por maniobra.- Causadas por defectuosas maniobras en los interruptores o al cambiar s3bitamente la configuraci3n de una red y la forma como pueden referirse para los prop3sitos de coordinaci3n de aislamiento, es semejante a aquella del impulso normalizado usado en las pruebas de impulso por maniobra. Tales sobretensiones tienen por lo general un alto amortiguamiento y corta duraci3n (la onda normalizada es de 250/2500  $\mu$ s).
- b) Sobretensiones transitorias o de baja frecuencia.- Son sobretensiones que oscilan a la frecuencia de generaci3n del-

sistema, tienen una duración relativamente grande (de 4 ciclos a 1 minuto) sin amortiguamiento o con una leve presencia de éste. Por tanto, dichas sobretensiones se pueden caracterizar por su amplitud, por su frecuencia de oscilación, por su tiempo de duración, etc.

Las sobretensiones transitorias, generalmente se originan por fallas a tierra, fenómenos no lineales como efectos de ferresonancia, etc.

### 1.3) CLASIFICACION DE LAS SOBRETENSIONES

Las tensiones máximas de diseño del equipo se dividen en tres categorías:

- Categoría A, tensiones mayores de 1 KV hasta 52 KV.
- Categoría B, tensiones mayores de 52 KV y menores de 300 KV.
- Categoría C, tensiones de 300 KV y mayores.

## 2) COORDINACION DE AISLAMIENTO

### 2.1) DEFINICION

Coordinación de aislamiento.- Es el conjunto de disposiciones que permiten mantener a los materiales eléctricos de una misma instalación dentro de los límites adecuados de seguridad cuando se presentan sobretensiones en el sistema, haciendo posible que las descargas de arco se realicen en puntos donde sus efectos no provoquen daños.

### 2.2) APLICACION

La coordinación de aislamiento comprende la selección adecuada de la resistencia dieléctrica del equipo de acuerdo a sus tensiones nominales de operación y valores de sobretensión previstos en el diseño, tomando en cuenta las características de los --

dispositivos de protección disponibles y reduciendo a un costo razonable la probabilidad de que los esfuerzos eléctricos y mecánicos (producidos por elevados valores de voltaje) lesionen el aislamiento del equipo o perjudiquen la continuidad del servicio.

Para llevar a cabo una adecuada coordinación de aislamiento en subestaciones eléctricas, es conveniente repasar algunos conceptos relacionados con el presente tema.

### 2.3) AISLAMIENTOS

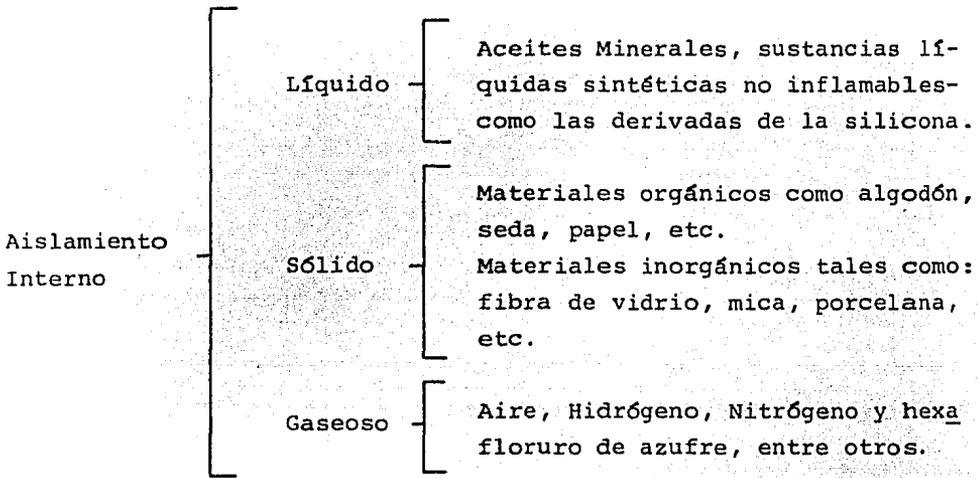
#### 2.3.1) AISLANTE

Material cuyos átomos no tienen electrones externos que puedan desprenderse con facilidad, por tal razón los aislantes poseen tan baja conductividad, que la corriente eléctrica que pasa a través de ellos es despreciable, sin embargo, su escasa conductividad aumenta con la temperatura. Como aislante absoluto sólo existe el vacío.

#### 2.3.2) CLASIFICACION

En el proyecto de subestaciones eléctricas se hace una clasificación de los diferentes tipos de aislamientos necesarios para los equipos que las conforman. Los tipos de aislamientos que existen son:

- Aislamiento externo.- Comprende las superficies aislantes externas de los aparatos, aisladores fijos de resina epóxica, porcelana, vidrio, etc., el aire ambiente que los rodea y las distancias en aire. La rigidez dieléctrica del aislamiento externo depende de las condiciones atmosféricas.
- Aislamiento interno.- Comprende los aislamientos de tipo sólido, líquido o gaseoso que se protegen de los efectos atmosféricos por los mismos equipos a los que sirven.



- Aislamiento externo para instalaciones en interiores.- Está diseñado para equipos que operan dentro de locales cerrados o en el interior de gabinetes.
- Aislamiento autorrecuperable.- Es el aislamiento que recupera totalmente sus propiedades dieléctricas después de una descarga disruptiva.

### 2.3.3) AISLAMIENTOS SOLIDOS

La mayor parte de los aislamientos eléctricos están hechos a base de compuestos orgánicos que contienen agua en su composición química, esto implica que las temperaturas excesivas provocarán deshidratación y oxidación en los aislamientos, haciéndolos quebradizos bajo la acción de vibraciones o de golpes. Las corrientes de corto circuito y las sobrecargas crean altas temperaturas en los equipos eléctricos provocando deterioro en los aislamientos, lo que ocasiona una reducción de su vida útil, es por esta razón que se deben respetar las especificaciones de cada uno de los dispositivos que conforman una subestación eléctrica. Estudios estadísticos han demostrado que la vida útil de los aislamientos se reduce aproximadamente un 50% por cada 10°C de incremento en la temperatura normal de operación.

#### 2.3.4) CLASES DE AISLAMIENTO

Las clases de los materiales aislantes se dividen de acuerdo a su temperatura permisible:

CLASE	TEMPERATURA MAXIMA
90	90°C
105	105°C
120	120°C
130	130°C
155	155°C
180	180°C
Más de 180	Más de 180°C

#### 2.4) NIVEL DE AISLAMIENTO NOMINAL

Se establece en función de la tensión máxima de diseño del equipo y se especifica en tablas de las diferentes normas para equipo eléctrico, por ejemplo, para los equipos con tensión de diseño menor de 300 KV, el nivel de aislamiento nominal estará especificado de acuerdo a la tensión de impulso nominal por rayo y por la tensión resistente de corta duración a la frecuencia del sistema.

Cuando el nivel de aislamiento nominal tiene una probabilidad de falla del 10%, se le conoce como nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI ó BIL) en el caso de impulso por rayo y se conoce como nivel básico de aislamiento por maniobra (NBAM ó BSL) en el caso impulso por maniobra de interruptores.

TABLA 11.- NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS  
PARA EQUIPO DE LA CATEGORIA "A"

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA  KV (EFICAZ)	TENSION MAXIMA DE DISEÑO  KV (EFICAZ)	NIVEL BASICO DE AISLAMIENT TO AL IMPULSO (BIL) DE FA SE A TIERRA <sup>(6)</sup> ) KV (CRESTA)		*TENSION RE SISTENTE NO MINAL A - 60 Hz DE FA SE A TIERRA KV (EFICAZ)
		HASTA 500 KVA	ARRIBA DE 500 KVA	
4.4 <sup>(1)</sup>	4.4	60	75	19
6.9 <sup>(1)</sup>	7.2	75	95	26
13.8 <sup>(2)</sup>	15.5	95	110	34
24 <sup>(2)</sup>	26.4	150 <sup>(4)</sup>		50
34.5 <sup>(2)</sup>	38	200 <sup>(5)</sup>		70
52 <sup>(3)</sup>	52	250		95

- (1) Tensiones congeladas según especificación CFE L0000-02.  
(2) Tensiones normalizadas preferentes según especificación CFE-L0000-02.  
(3) Tensión no normalizada en la especificación CFE L0000-02.  
(4) Para sistemas de 3 fases 4 hilos (sistema multiaterrizado) - usese 125 KV.  
(5) Para sistemas de 3 fases 4 hilos (sistema multiaterrizado) - usese 150 KV.  
(6) Para esta categoría los niveles básicos de aislamiento al - impulso de fase a fase son los mismos que los de fase a -- tierra.

\* Tensión resistente nominal de corta duración a la frecuencia del sistema (60 Hz).- Es el valor eficaz de una tensión senoidal a la frecuencia del sistema, que el equipo debe soportar en las pruebas realizadas bajo condiciones específicas - y con un tiempo también especificado que generalmente no excede a un minuto.

## 2.5) NIVEL DE PROTECCION Y COORDINACION DE AISLAMIENTO

El nivel de protección es el valor máximo de tensión que no debe excederse entre diferentes puntos de las instalaciones de un sistema abastecedor de energía eléctrica cuando se aplican impulsos por maniobra, impulsos por rayo y valores nominales de tensión bajo condiciones previamente especificadas.

En consecuencia, la coordinación de aislamiento se basa en la correlación que existe entre la rigidez dieléctrica del equipo eléctrico, el valor de las posibles sobretensiones y las características de los dispositivos de protección.

## 2.6) DISTANCIAS DE NO FLAMEO EN AIRE

### 2.6.1) AISLAMIENTO DE FASE A TIERRA

Se refiere al aislamiento de una fase cualquiera con relación a los puntos conectados a tierra y se caracteriza por una tensión relacionada con una distancia a tierra verificable mediante procedimientos más o menos convencionales y reproducibles, la cual se indica en normas como una distancia de aislamiento en aire necesaria para definir los aspectos de seguridad.

### 2.6.2) AISLAMIENTO DE FASE A FASE

El aislamiento entre fases debe garantizar un comportamiento dieléctrico que relacione la tensión con la distancia en aire, sin considerar ningún elemento a tierra entre los conductores de fase.

En las subestaciones, la distancia de aislamiento entre fases resulta de las condiciones de la instalación y frecuentemente se refiere a los equipos aunque no dependa de éstos.

2.6.3) RELACION DE AISLAMIENTO DE FASE A TIERRA  
Y DE FASE A FASE

Estos aislamientos no son independientes uno del otro. En los equipos que tienen sus fases separadas por algún elemento conectado a tierra, por ejemplo en subestaciones blindadas, el esfuerzo dieléctrico entre fases resulta de la suma de los esfuerzos dieléctricos de fase a tierra.

2.6.4) DISTANCIAS MINIMAS RECOMENDADAS

Los valores de distancias dieléctricas mínimas en aire hasta 1000 m.s.n.m. para ser usados como base en los proyectos de instalaciones abastecedoras de energía eléctrica del tipo exterior, se indican en la tabla siguiente:

TABLA 12.

TENSION NOMINAL KV	TENSION MAXIMA KV	NBAI FASE-TIERRA KV	NBAM FASE-TIERRA KV	NBAI DE FASE A FASE KV	NBAM FASE-FASE KV	DISTAN-DE FASE A TIERRA mm	DISTANCIA DE FASE A FASE mm
4.4	4.4	75	-	75	-	120	120
6.9	7.2	95	-	95	-	160	160
13.8	15.5	110	-	110	-	220	220
24	26.4	150	-	150	-	320	320
34.5	38	200	-	200	-	480	480

Estas distancias deben ser afectadas por las correcciones necesarias por condiciones ambientales y diseño físico

NOTA:

NBAI ó BIL.- Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo.

NBAM ó BSL.- Nivel básico de aislamiento por maniobra.

## 2.7) DIMENSIONAMIENTO DIELECTRICO EN SUBESTACIONES ELECTRICAS

El dimensionamiento dieléctrico de las subestaciones eléctricas en principio se hace siguiendo los mismos métodos utilizados para la determinación de las distancias de fase a tierra y fase a fase empleados en líneas de transmisión y redes de distribución, pero además se consideran otros factores de diseño relacionados con las distancias de seguridad y dimensiones del equipo, es decir, para el caso de las subestaciones eléctricas se han realizado una serie de investigaciones con el fin de establecer las distancias de diseño más convenientes de fase a tierra y de fase a fase, basadas en configuraciones de electrodos, llegándose a identificar de esta manera tres tipos principales de distancias en aire:

- Distancias entre conductores.
- Distancias de aislamiento entre conductores y aparatos.
- Distancias entre aisladores y aparatos.

El primer tipo de distancia se encuentra entre las fases de los conductores de llegada o salida a la subestación y en las barras de la misma, el segundo tipo abarca las distancias en aire entre conductor y elementos de desconexión y el tercer tipo considera las distancias en aire entre polos de interrupción, entre polos de transformadores de corriente, etc.

### 2.7.1) DISTANCIAS DE DISEÑO

Se entienden como tales a las distancias entre centros de fases de las subestaciones, a las distancias mínimas de no flameo de fase a tierra y a las distancias de seguridad.

Las distancias mínimas de fase a fase y de fase a tierra -- hasta 1000 m.s.n.m. se indican en la tabla (12), para alturas superiores se debe considerar 1.25 por cada 100 mts. en exceso, para lo cual se puede aplicar la expresión siguiente:

$$d_h = d_{1000} + \left[ 0.0125 \frac{(h-1000)}{100} d_{1000} \right]$$

Donde:

$d_h$  = Distancia de fase a tierra a la altura  $h$  (en m.s.n.m.)

$d_{1000}$  = Distancia de fase a tierra hasta 1000 m.s.n.m., obtenida de la tabla (12).

$h$  = Altura de la instalación (m.s.n.m.)

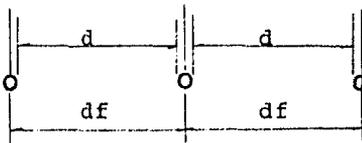
Las distancias de aislamiento entre fases están indicadas - también en la tabla (13), pero en general se pueden tomar de un 10 a 15% mayores que las distancias de fase a tierra hasta tensiones - de 230 KV.

#### 2.7.1.1) DISTANCIAS ENTRE CENTROS DE FASES

Las distancias entre centros de fases en las barras colectoras de las subestaciones eléctricas se calculan para dos casos:

a) Subestaciones con barras y/o conexiones rígidas.

En este caso, las distancias entre centros de fase se obtiene a partir de las distancias dieléctricas de fase a fase, tomando en consideración el diámetro de las barras o conectores adicionalmente a las distancias dieléctricas.



$d$  = Distancia dieléctrica

$df$  = Distancia de diseño

Para las distancias de diseño se deben considerar también - otros aspectos adicionales como son los efectos electrodinámicos - por corrientes de corto-circuito, la configuración de las barras, las distancias mínimas por mantenimiento y las dimensiones generales de los equipos. En base a lo anteriormente expuesto se puede obtener la tabla (14).

**TABLA 13.- DISTANCIAS MINIMAS ENTRE FASES Y A TIERRA, EN CONDUCTORES DESNUDOS RIGIDOS**

TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES KV	NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO (KV)		DISTANCIA MÍNIMA cm			
			ENTRE FASES		DE FASE A TIERRA	
	INTERIOR	EXTERIOR	INTERIOR	EXTERIOR	INTERIOR	EXTERIOR
2.4-4.16	60	95	12	18	8	15
6.6	75	95	14	18	10	15
13.8	95	110	19	31	13	18
23	125	150	27	38	19	26
34.5	150	150	32	38	24	26
	200	200	46	46	33	33

APLICABLES A CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

**TABLA 14.- DISTANCIAS DE DISEÑO RECOMENDADAS PARA SUBESTACIONES CON BARRAS Y CONEXIONES RIGIDAS**

CLASE DE AISLAMIENTO	DISTANCIAS ENTRE CENTROS DE FASES
24 KV O MENOR	1.70 VECES LA DISTANCIA MÍNIMA DE FASE A TIERRA A LA ALTURA CORRESPONDIENTE.
34.5 HASTA 115 KV	1.80 VECES LA DISTANCIA MÍNIMA DE FASE A TIERRA A LA ALTURA CORRESPONDIENTE.

b) Subestaciones con barras colectoras flexibles (cables).

Las distancias entre centros de fases para las subestaciones con cables no sólo dependen de los aspectos dieléctricos, sino también de los arreglos adoptados para las subestaciones, de -

los claros entre soportes, así como de las dimensiones y disposición de los equipos. Deben considerarse también como elementos de dimensionamiento, las condiciones atmosféricas del lugar de la instalación como son cargas por viento y hielo, temperatura ambiente y el nivel sísmico.

A manera de recomendación se pueden adoptar como distancias de diseño, las indicadas a continuación, válidas hasta los 1000 m.s.n.m. y 25°C.

TENSION NOMINAL KV	DISTANCIAS ENTRE CENTROS DE FASE
34.5 A 115	1.80 a 2.0 VECES LA DISTANCIA MINIMA DE FASE A TIERRA A LA ALTURA CORRESPONDIENTE.

#### 2.7.1.2) ALTURAS MINIMAS DE LAS BARRAS SOBRE EL NIVEL DEL SUELO

Para tensiones menores de 115 KV, la altura mínima de los sistemas de barras colectoras debe ser inferior a 5 mts., pero no menor de 3 mts. (para el caso de instalaciones, donde se restringe el paso de vehículos).

#### 2.7.1.3) ALTURAS DE LOS EQUIPOS

La altura de otras partes bajo tensión tales como en transformadores de potencia, interruptores, transformadores de instrumento, conexiones entre estos aparatos y en general para los elementos energizados con tensiones menores a los 69 KV, la altura no debe ser inferior a 3 mts. cuando la subestación no cuenta con

barreras de protección.

#### 2.7.1.4) LLEGADA DE LINEAS A SUBESTACIONES

La altura de las líneas que alimentan a la subestación eléctrica, debe cumplir con la expresión siguiente:

$$h_1 \geq 5.0 + 0.006 \text{ KV (metros).}$$

Donde:

$h_1$  = Altura mínima de la llegada de líneas a subestaciones.

KV = Tensión máxima de diseño.

La expresión anterior es válida hasta 1000 m.s.n.m., para alturas mayores se debe corregir por altitud el segundo término del segundo miembro.

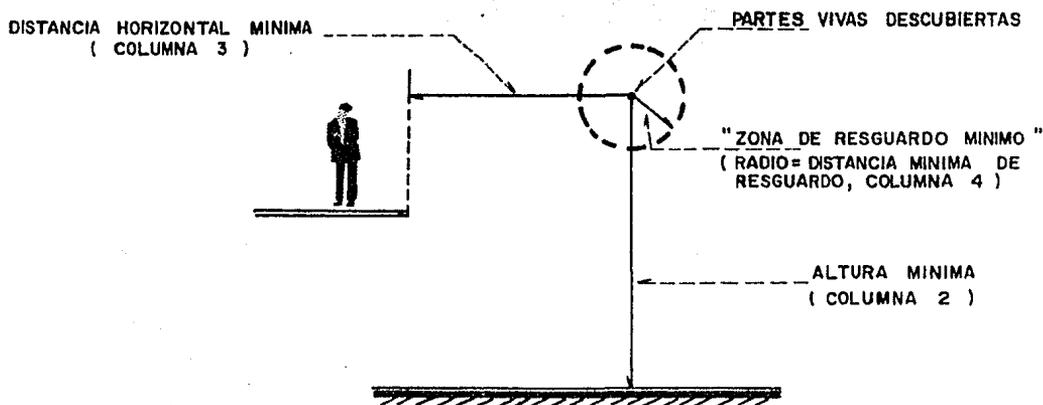
#### 2.7.2) DISTANCIAS Y EQUIPO DE SEGURIDAD

Además de las distancias dieléctricas de fase a tierra y de fase a fase, se recomienda la adopción de distancias de seguridad para la operación y mantenimiento de la subestación, partiendo de la base de que las partes energizadas deben quedar siempre fuera del alcance del personal, para lo que se recomienda adoptar las consideraciones siguientes:

- a) Las partes vivas se deben colocar fuera del alcance del personal usando distancias suficientemente grandes para evitar contactos eléctricos en las zonas de trabajo y circulación.
- b) Las partes energizadas pueden hacerse inaccesibles por medio del uso de barreras de protección para aislarlas físicamente.

**TABLA 15.- DISTANCIAS MINIMAS A PARTES VIVAS DESCUBIERTAS**

1 TENSION NOMINAL ENTRE FASES, VOLTS.	2 ALTURA MINIMA MIS.	3 DISTANCIA HORIZONTAL MINIMA MIS.	4 DISTANCIA MINIMA DE RESGUARDO A PARTES VIVAS (MIS.)
HASTA 600 MAS DE 600	2.40	1.00	0.05
HASTA 6600	2.50	1.00	0.15
13800	2.70	1.10	0.20
23000	2.80	1.10	0.25
34500	2.90	1.20	0.35



**DISTANCIAS MINIMAS A PARTES VIVAS DESCUBIERTAS**

Las distancias indicadas en la tabla (15) no establecen un requisito para diseñar el equipo, sino que fijan una norma mínima para las distancias de seguridad. Por ejemplo, las distancias de resguardo de la columna 4 no pueden aplicarse a espacios entre partes vivas y paredes de celdas metálicas, ni al espacio entre barras colectoras y sus soportes, ni entre cuchillas y sus bases, ya que en estos casos intervienen múltiples factores que deciden el diseño de cada fabricante.

### 2.7.2.1) TARIMAS Y TAPETES AISLANTES

Las tarimas y tapetes aislantes son accesorios que proporcionan una seguridad adicional a las personas encargadas de la operación del equipo eléctrico (estos medios de protección no deben usarse como sustituto de resguardo).

En subestaciones de tipo interior, las tarimas y tapetes tienen que ser instalados cubriendo la parte frontal de los equipos de accionamiento manual que operen a más de 1000 volts entre fases y su colocación no debe obstaculizar la apertura de las puertas de los gabinetes.

### 2.7.3) DISPOSITIVOS DE PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES

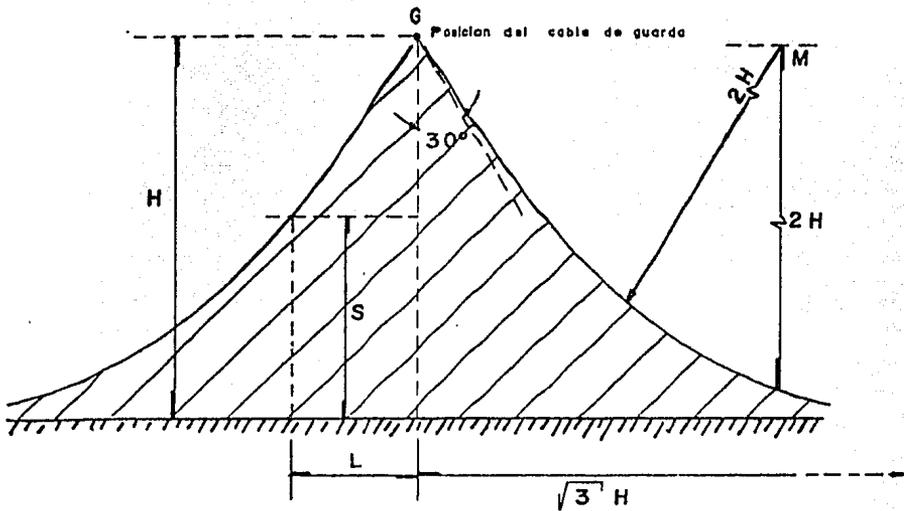
Los elementos que ofrecen protección contra las sobretensiones en las subestaciones eléctricas, se dividen en:

- Hilos de guarda y bayonetas.
- Cuernos de arqueo ó GAPS.
- Apartarrayos. (ver en Capítulo II apartarrayos)

#### 2.7.3.1) HILOS DE GUARDA Y BAYONETAS

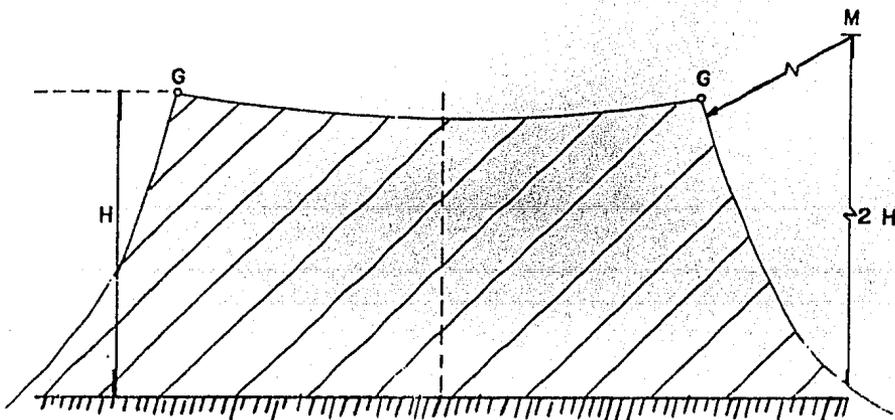
Con el propósito de proporcionar un blindaje a las subestaciones eléctricas contra las sobretensiones de origen atmosférico, es necesario instalar siempre que sea posible cables de guarda y/o bayonetas, ya que los apartarrayos protegen al equipo sólo contra las ondas de sobretensión entrantes a la subestación.

Dependiendo del tamaño de la subestación se pueden emplear hilos de guarda o bayonetas o ambos, las bayonetas cubren las zonas que no se encuentren protegidas por el cable de guarda o en particular algunos equipos.



ZONA DE PROTECCION  
CON CABLE DE GUARDA

- M = Punto de incidencia de la descarga atmosférica.
- G = Cable de guarda.
- H = Altura mínima del cable de guarda sobre el nivel del suelo.
- S = Altura del objeto por proteger.
- L = Distancia del objeto por proteger al cable de guarda.



ZONA DE PROTECCION CON DOS  
CABLES DE GUARDA

- PARA EL CASO DE UN SOLO HILO DE GUARDA:

La altura H del cable de guarda estará en función de la altura del objeto por proteger y de la distancia de la estructura - de montaje del cable de guarda, es decir  $H = f(L, S)$ .

Por tanto:

$$H = \frac{1}{3} (2 S + \sqrt{3} L) + \frac{1}{3} (S^2 + 4 \sqrt{3} LS)^{\frac{1}{2}}$$

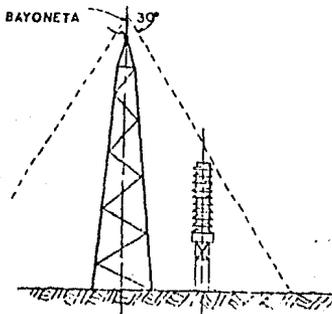
- PARA EL CASO DE DOS HILOS DE GUARDA:

$$H = \frac{2}{3} S_1 + \sqrt{1/9 S_1^2 + 1/3 (L/2)^2}$$

- BRINDAJE CON BAYONETAS

Las bayonetas son electrodos generalmente de acero cuya función principal es la concentración de electrones de predescarga para su descarga a tierra. Deben estar terminadas en punta y se instalan en los puntos más altos de las estructuras de las subestaciones.

La zona de protección que brinda una bayoneta se calcula a partir de la altura máxima obtenida con la estructura y la bayoneta, se considera que el ángulo de protección medido con relación al eje de bayoneta no debe exceder en ningún caso de 30°.



ZONA DE PROTECCION  
CON BAYONETA

#### 2.7.4) COORDINACION DE AISLAMIENTO CON APARTARRAYOS

El apartarrayos es uno de los elementos principales para la coordinación de aislamiento en las subestaciones eléctricas, al establecer una correlación entre sus características de protección y los niveles básicos de aislamiento de los equipos por proteger, con particular referencia a los aislamientos internos.

##### 2.7.4.1) CRITERIOS DE COORDINACION

El principio básico de la coordinación de aislamiento consiste en que siempre la característica de protección del apartarrayos se encuentra debajo del nivel básico de aislamiento de los objetos por proteger, principio que se logra por cualquiera de las formas siguientes:

- a) Una vez establecidos los niveles de aislamiento para los equipos, se selecciona el apartarrayos que ofrezca las mejores características de protección.
- b) A partir de las características de protección de un apartarrayos, se establecen los niveles básicos de aislamiento normalizados para los equipos.

##### 2.7.4.2) SELECCION DE APARTARRAYOS

La selección de un apartarrayos para la protección de los aislamientos contra sobretensiones de origen atmosférico y/o sobretensiones por maniobra de interruptores, debe estar en función del criterio de coordinación de aislamiento adoptado para una instalación, es decir se debe verificar que un tipo de apartarrayos seleccionado cumpla con los requerimientos de los aislamientos de los equipos y aparatos de la subestación (transformador, interruptor, cuchillas, etc.) y su correlación con el aislamiento de las líneas de transmisión conectadas a la subestación.

Las características importantes para la selección de un --

apartarrayos son en principio:

- a) Tensión nominal o de designación.
- b) Corriente de descarga.

A partir de estos valores se determinan las otras características importantes por consulta de catálogos de fabricantes o normas.

#### 2.7.4.3) DESIGNACION DE APARTARRAYOS

Es práctica común designar a los apartarrayos como de 100%, 80% y 75%, estos valores se refieren normalmente a la tensión máxima de diseño, así por ejemplo un apartarrayos de 100% tiene una tensión nominal que es mayor en un 5% a la tensión máxima de diseño del sistema que se trate y se emplea normalmente con sistemas de neutro aislado o con neutro conectado a tierra a través de alta impedancia.

Los apartarrayos con porcentajes menores al 100% se emplean en sistemas con neutro conectado a tierra y la forma de esta conexión a tierra determina el valor del apartarrayos. Por ejemplo, en un sistema con neutro sólidamente conectado a tierra se pueden emplear apartarrayos con 80% del valor de la tensión máxima de diseño, y en un sistema multiaterrizado se pueden emplear apartarrayos de 75%.

#### 2.7.4.4) CRITERIOS DE APLICACION DE APARTARRAYOS

En la aplicación de apartarrayos es importante tomar en consideración dos aspectos:

- a) Su tensión nominal, que está relacionada con su característica de protección y los niveles básicos de aislamiento de los objetos por proteger.
- b) Su localización, que debe ser tal que proporcione un margen

de protección cuyo valor debe ser al menos, mayor de los mínimos recomendados (20% para impulsos por rayo y 15% para - impulso por maniobra).

En este sentido se podría mencionar que un apartarrayos de 80% proporciona un margen de protección superior a un apartarra--yos de 100%.

El otro aspecto a considerar es que no siempre es deseable tener márgenes de protección muy grandes debido a que ésto significa un mayor número de operaciones del apartarrayos y consecuen--temente un número mayor de salidas probables.

Los márgenes de protección calculados se deben cumplir para cualquier distancia donde se encuentre localizado el apartarrayos con respecto a el o los objetos por proteger, debido a que la pro--tección aumenta a medida que disminuye la distancia entre el apar--tarrayos y el objeto protegido.

#### 2.7.4.5) DETERMINACION DE LOS VALORES MINIMOS DE N<sub>BAI</sub> Y N<sub>BAM</sub> EN LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACION CON PROPOSITOS DE COORDI--NACION DE AISLAMIENTO.

##### - AISLAMIENTOS NO RECUPERABLES (INTERNOS)

##### a) Coordinación para sobretensiones por rayo.

A partir de las características de un apartarrayos para una clase de tensión dada, los valores mínimos de niveles de - aislamiento por impulso de rayo en los aislamientos inter--nos se calculan como el mayor de los obtenidos con cualquie--ra de las expresiones siguientes:

$N_{BAM} = 1.15 \times$  (tensión de descarga del apartarrayos con on--da de 250/2500  $\mu$ s),

$N_{BAM} = 1.15 \times$  (valor máximo calculado de la onda de impulso por maniobra).

##### b) Coordinación para sobretensiones por maniobra.

El nivel básico por maniobra de interruptores mínimo, se debe calcular como el mayor de los valores obtenidos por las siguientes expresiones:

$$\text{NBAM} = 1.15 \times (\text{tensión de arqueo del apartarrayos con onda de } 250/2500 \mu\text{s}),$$

$$\text{NBAM} = 1.15 \times (\text{valor máximo calculado de la onda de impulso por maniobra}).$$

- AISLAMIENTOS AUTORRECUPERABLES (EXTERNOS)

Estos niveles de aislamiento se refieren a los valores mínimos recomendados o más próximos a los indicados en las tablas 11 y 12.

a) Coordinación para sobretensiones por rayo.

Todos los aislamientos externos como son: aisladores, boquillas de aparatos, aisladores de cuchillas, etc., que están afectados por las condiciones ambientales de presión barométrica, temperatura y humedad dentro de la zona de protección del apartarrayos, deben tener un nivel de aislamiento de impulso por rayo cuyo valor mínimo debe ser el mayor de los calculados por las expresiones siguientes, en las que se supone que el efecto máximo por humedad puede reducir el nivel de aislamiento en un 4%.

$$\text{NBAI} = \frac{1.2}{(0.96 \int)} \times (\text{tensión residual del apartarrayos con onda de } 1.2/50 \mu\text{s}),$$

$$\text{NBAI} = \frac{1.2}{(0.96 \int)} \times (\text{tensión de descarga del apartarrayos con onda de impulso por rayo de } 1.2/50 \mu\text{s})$$

$\int$  se obtiene de la tabla siguiente:

FACTOR DE CORRECCION POR PRESION A DISTINTAS  
ALTITUDES

Altitud en m	P r e s i ó n		Factor de corrección	Altitud en m	P r e s i ó n		Factor de corrección $\int$
	kPa	mm Hg			kPa	mm Hg	
0	101.3	760	1.000	2500	74.7	560	0.737
100	100.1	751	0.988	2600	73.9	554	0.728
200	98.9	742	0.976	2700	72.8	546	0.718
300	97.7	733	0.965	2800	72.0	540	0.710
400	96.8	726	0.954	2900	70.8	531	0.698
500	95.5	716	0.942	3000	70.1	526	0.692
600	94.3	707	0.931	3100	69.1	519	0.683
700	93.2	699	0.919	3200	68.3	512	0.674
800	92.1	691	0.908	3300	67.5	506	0.665
900	90.9	682	0.897	3400	66.5	499	0.656
1000	90.5	679	0.893	3500	65.6	492	0.647
1100	88.8	666	0.876	3600	64.8	486	0.639
1200	87.7	658	0.866	3700	63.9	479	0.629
1300	86.7	650	0.855	3800	62.9	472	0.621
1400	85.6	642	0.845	3900	62.1	466	0.613
1500	84.5	634	0.834	4000	61.3	460	0.605
1600	83.6	627	0.824	4100	60.5	454	0.597
1700	82.5	619	0.814	4200	69.7	448	0.590
1800	81.5	611	0.804	4300	69.1	443	0.583
1900	80.5	604	0.794	4400	58.4	438	0.576
2000	79.5	596	0.784	4500	57.7	433	0.569
2100	78.5	589	0.774	4600	57.1	428	0.562
2200	77.5	581	0.765	4700	56.3	422	0.555
2300	76.5	574	0.756	4800	55.6	417	0.549
2400	75.6	567	0.746	4900	54.9	412	0.542

b) Coordinación para sobretensiones por maniobra.

Se debe usar el valor máximo de los calculados con las expresiones siguientes:

$$NBAM = \frac{1.15}{(0.96\sqrt{t})^n} \times (\text{tensión de arqueo del apartarrayos con onda de impulso por maniobra de interruptores -- 250/2500 } \mu\text{s})$$

$$NBAM = \frac{1.15}{(0.96\sqrt{t})^n} \times (\text{Valor máximo calculado para sobretensiones -- por maniobra}).$$

n = 0.8 Para 115 KV y menores.

2.7.4.6) UBICACION DE LOS APARTARRAYOS DENTRO DE LA SUBESTACION

Es muy importante analizar la localización de los apartarrayos en la subestación, ya que de no hacerlo se puede perder el -- criterio de coordinación de aislamiento adoptado.

En principio se puede establecer que los apartarrayos deben instalarse tan cerca del equipo por proteger como sea posible.

**CAPITULO VI**  
**ESTUDIO DEL CORTO CIRCUITO**

## CAPITULO VI

### ESTUDIO DEL CORTO CIRCUITO

#### 1) GENERALIDADES

Todo proyecto de subestación eléctrica debe contemplar procedimientos de cálculo que permitan determinar:

- a) La intensidad máxima de la corriente que circula por las partes conductoras del sistema durante las sollicitaciones del servicio normal y en las condiciones críticas de operación.
- b) El valor máximo de la corriente de corto circuito, considerando que esta magnitud aumenta al incrementarse la capacidad de transformación de la subestación eléctrica.

#### 2) CAUSAS Y EFECTOS DE UN CORTO CIRCUITO

La práctica ha demostrado que aunque los sistemas eléctricos se diseñen para operar libres de fallas, existe la posibilidad de que se produzcan corrientes de corto circuito en sus instalaciones, por tanto, es necesario tomar precauciones para reducir su probabilidad de ocurrencia y para ello es conveniente conocer sus causas.

Existen diversas causas que pueden provocar un corto circuito, tales como acumulación de humedad, polvo u otros contaminantes sobre el aislamiento de los equipos, deterioro de los aislamientos, montaje defectuoso de las instalaciones, sobretensiones, etc.

Al ocurrir un corto circuito sobre un sistema abastecedor de energía eléctrica se presentan, entre otros, los fenómenos siguientes:

- Los componentes que conducen la corriente de falla se someten a severos esfuerzos térmicos y dinámicos que va---

rían en función de la magnitud y duración de  $I_{cc}^2$ , ( $I_{cc}$  es la corriente de corto circuito). Dichos esfuerzos - deterioran el aislamiento de los equipos.

- La caída de voltaje en el sistema es proporcional a la magnitud de la corriente de corto circuito, por ejemplo, en el punto donde se produce la falla el voltaje casi es cero al alcanzarse la intensidad máxima de corto circuito.

### 3) APLICACION

Partiendo de la base de que es imposible evitar en un cienpor ciento la ocurrencia de fallas, es necesario adoptar medidas tendientes a reducir los efectos de las mismas.

El estudio de corto circuito proporciona la información necesaria para controlar y limitar los efectos nocivos que provocan las corrientes de corto circuito, es decir, ayuda al ingeniero - proyectista a:

- a) Dimensionar y elegir los aparatos de maniobra y dispositivos de protección utilizados en las subestaciones eléctricas. Además, el valor máximo de la corriente de corto circuito es un parámetro importante en el diseño de sistemas de tierra.
- b) Analizar los efectos térmicos y dinámicos causados por las corrientes de corto circuito en los diferentes elementos que forman la subestación.
- c) Relacionar los efectos de corto circuito con otros estudios, como es el de estabilidad.

### 4) FUENTES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Un sistema eléctrico está constituido básicamente por elementos activos o fuentes de energía y por elementos pasivos que -

son en general las impedancias de los elementos que forman el sistema.

Las fuentes de la corriente de corto circuito pueden clasificarse en cuatro categorías:

- a) Generadores.
- b) Motores y condensadores síncronos.
- c) Motores de inducción.
- d) Sistemas de suministro público.

Las corrientes de falla se ven limitadas por las impedancias del sistema, que son de valor fijo en cables y transformadores, mientras que en motores y generadores varían con el tiempo.

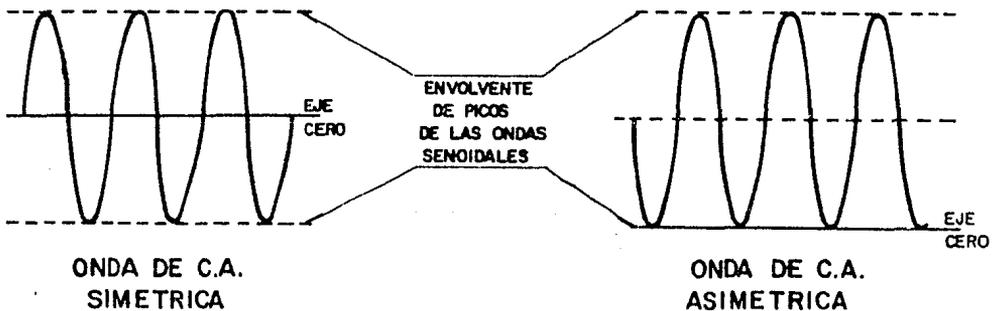
#### 4.1) REACTANCIAS DE LAS MAQUINAS ROTATORIAS

- a) Reactancia subtransitoria  $X''_d$ .- Es la reactancia aparente en el devanado del estator en el instante que ocurre el corto circuito y su valor determina la intensidad máxima de la corriente de falla durante los primeros seis ciclos. Generalmente el valor de la reactancia subtransitoria, se utiliza para calcular el tiempo de operación de relevadores.
- b) Reactancia transitoria  $X'_d$ .- Sólo considera los efectos de enrollamiento del campo inductor. Esta reactancia determina la corriente que circula durante el período siguiente al que actuó la  $X''_d$ , es decir, en el intervalo de 0.5 a 2 segundos, dependiendo del diseño de la máquina.
- c) Reactancia síncrona  $X_d$ .- Es la reactancia aparente que determina el flujo de corriente cuando las condiciones de falla han llegado a un estado estacionario y sólo entonces se hacen sentir sus efectos, por lo que su valor no influye en los cálculos para seleccionar los dispositivos de protección.

El hecho de asignar tres valores de reactancias a las máquinas rotatorias, es con el fin de simplificar los métodos de cálculo de las corrientes de corto circuito suministradas en instantes fijos.

### 5) CORRIENTES SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS DE CORTO CIRCUITO

Los términos de corriente simétrica y asimétrica son utilizados para describir la proporción que guarda la onda de corriente alterna respecto a un eje de simetría, si la envolvente de los picos de la onda de corriente es simétrica respecto del eje cero se tendrá una corriente simétrica, pero si la envolvente de los picos no mantiene la simetría entonces se llamará corriente asimétrica.



Generalmente, la corriente de corto circuito casi siempre es asimétrica durante los primeros ciclos posteriores al corto circuito. Tal fenómeno puede apreciarse en el siguiente oscilograma, en el cual se muestra cómo es máxima la asimetría de la corriente en el instante que ocurre el corto circuito y como va disminuyendo hasta llegar a ser simétrica en unos cuantos ciclos más.

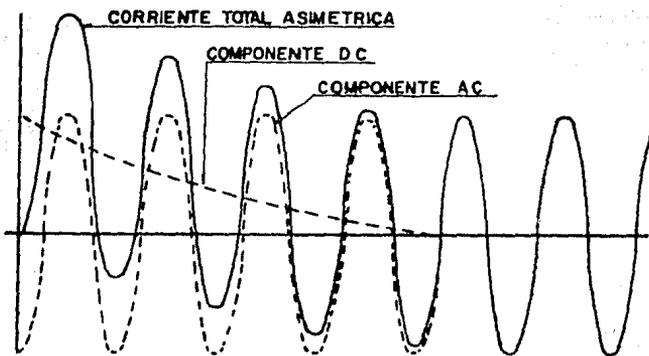


FIG. VI-1

#### 5.1) ASIMETRIA DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

En un sistema eléctrico de distribución industrial del tipo ordinario, la resistencia "R", de los circuitos de alta tensión, es despreciable comparada con su reactancia "X" y como el factor de potencia de corto circuito (F.P.cc) se determina con la fórmula  $F.P.cc = R/\sqrt{R^2 + X^2}$  (X y R existentes a lo largo de la trayectoria de la corriente de falla), por tanto,  $F.P.cc = 0$  para  $X \gg R$ ; si el corto circuito ocurre cuando la onda senoidal de voltaje está en su valor cero, se presentará la máxima asimetría en la onda de corriente la cual se atrasa  $90^\circ$  respecto a la onda de voltaje, es decir, la corriente empezará en cero, pero no podrá seguir una onda senoidal simétrica respecto del eje cero porque dicha corriente estaría en fase con el voltaje, siendo que la onda toma la misma forma que la del voltaje pero  $90^\circ$  atrás y esto sólo puede ocurrir si la onda de corriente se desplaza del eje cero como se muestra en la figura VI-2 .

Si en ese mismo sistema se produce el corto circuito cuando la onda de voltaje alcanza su valor máximo, la corriente de corto

circuito empezará de cero y seguirá una onda senoidal simétrica - respecto al eje cero, tal como se indica en la figura vi-3.

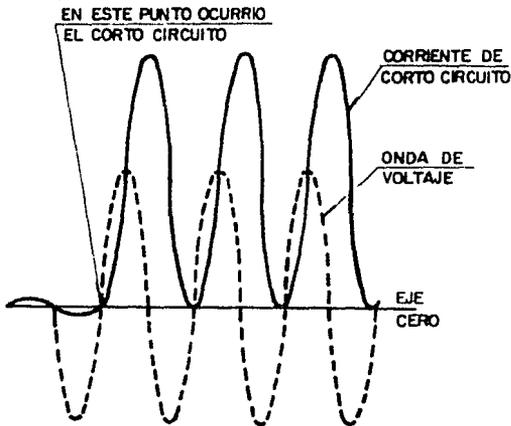


FIG.VI-2 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ASIMETRICA, EN CONDICIONES TEORICAS ( $X \gg R$ )

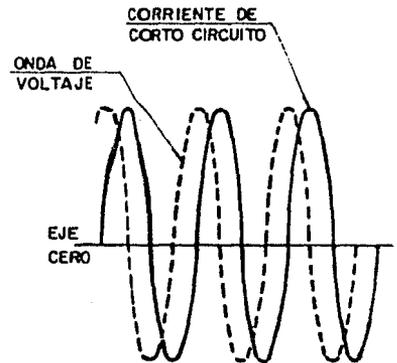


FIG.VI-3 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO SIMETRICA, EN CONDICIONES TEORICAS ( $X \gg R$ )

Las situaciones anteriores de asimetría y simetría son casos extremos. Si la falla ocurre en cualquier otro punto, entre cero y el valor máximo de la onda de voltaje, la onda de corriente tendrá un grado de asimetría intermedio.

## 5.2) COMPONENTE DE CORRIENTE DIRECTA DE LA CORRIENTE ASIMETRICA DE CORTO CIRCUITO

El comportamiento de la corriente de corto circuito asimétrica puede analizarse en términos de una componente de corriente alterna simétrica y una componente de corriente directa. Es decir, si ambas componentes fluyen simultáneamente por un circuito, la suma de ellas en un instante cualquiera es igual a la magnitud total de una onda asimétrica de corriente en ese mismo instante.

La componente de corriente directa referida aquí es generada dentro del sistema de corriente alterna, es decir, no se considera ninguna fuente externa de corriente directa.

La magnitud de la componente de corriente directa depende - del instante en que sucede el corto circuito respecto a la onda de voltaje, por ejemplo si la falla ocurre cuando la onda de voltaje alcanza su máximo valor, la magnitud de la componente de C. D. vale cero, en cambio si la falla se presenta cuando la onda de voltaje pasa por cero, el valor inicial de la componente de C. D. es - igual al pico de la componente simétrica de corriente alterna.

### 5.3) RELACION X/R

La relación X/R es la relación que existe entre la reactancia (X) y la resistencia (R) del circuito.

Se mide a lo largo de la trayectoria de la corriente de falla y su valor afecta el comportamiento de la componente de corriente directa, es decir, si  $X/R = \infty$ , la componente de C. D. no sufrirá decaimiento alguno, pero si  $X/R = 0$ , la caída de dicha componente será instantánea. Normalmente en los circuitos eléctricos industriales, la componente de C. D. cae a cero en el intervalo - de uno a seis ciclos.

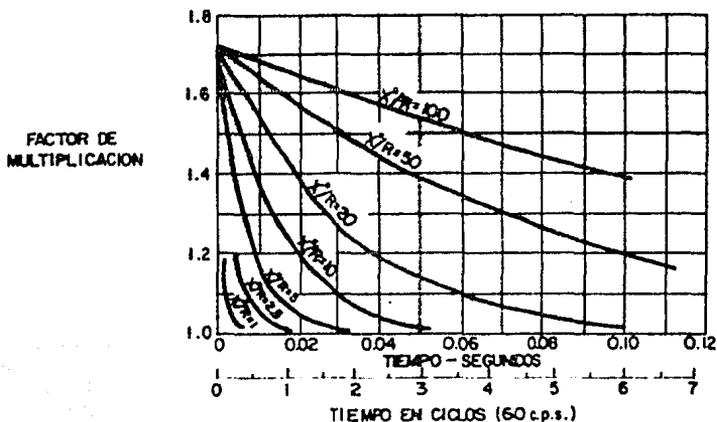
### 5.4) FACTOR DE MULTIPLICACION

De los puntos anteriores podemos concluir que la magnitud de la corriente de corto circuito asimétrica, depende del comportamiento de la componente de corriente directa y su valor inicial es determinante para seleccionar los dispositivos de protección contra corrientes de corto circuito. Por tanto, para facilitar el cálculo de la componente de corriente directa, se ha desarrollado un método simplificado que mediante factores de multiplicación, convierte el valor rms de la corriente alterna simétrica en amperes rms - de una onda asimétrica de corriente que incluye a la componente de corriente directa.

Para conocer la intensidad de la corriente efectiva de corto circuito instantes después de haber ocurrido la falla, basta calcu

lar el valor de la corriente simétrica de corto circuito usando la reactancia subtransitoria ( $X''d$ ) equivalente del circuito en estudio y en seguida aplicarle el factor de multiplicación adecuado, - es decir, podremos conocer el valor de la corriente asimétrica de corto circuito que se utiliza para seleccionar los dispositivos de protección o interruptores (ésto sólo se aplica para seleccionar - equipo en alta tensión).

Los factores de multiplicación pueden tomarse de la gráfica-siguiente. Obsérvese que el máximo valor que puede alcanzar la -- componente de C. D. es 1.732 veces el valor rms de la componente - alterna simétrica de corriente.



## 6) TIPOS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

Todo sistema eléctrico está expuesto a sufrir distintos tipos de fallas por corto circuito y según su probabilidad de ocurrencia se pueden mencionar en el siguiente orden (para circuitos- y sistemas trifásicos):

- Fallas de fase a tierra
- Fallas de fase a fase
- Fallas de dos fases a tierra
- Fallas trifásicas

La falla de fase a tierra tiene la mayor probabilidad de ocurrir, sin embargo en la mayoría de los sistemas eléctricos el valor máximo de corriente de corto circuito se presenta cuando ocurre una falla trifásica. Por tanto, al desarrollar un estudio de corto circuito en sistemas eléctricos de hasta 34.5 KV, es suficiente analizar la falla de fase a tierra o la trifásica, esto es, en los sistemas eléctricos de tipo industrial donde el neutro del generador se conecta sólidamente a tierra o donde el suministro de energía eléctrica se efectúa a través de transformadores que utilizan la conexión delta en el primario y estrella con neutro conectado sólidamente a tierra en el devanado secundario, la falla de fase a tierra alcanza valores semejantes o mayores a los que se producirían durante una falla trifásica.

#### 7) METODOS DE CALCULO

En el análisis de corto circuito el ingeniero electricista se apoya en diferentes métodos de cálculo y herramientas matemáticas para determinar los valores de la corriente de falla en puntos críticos del sistema eléctrico.

Entre los procedimientos de cálculo se pueden mencionar los siguientes:

- 1) Método de las componentes simétricas
- 2) Método de los MVA
- 3) Métodos analógicos de computadora.

El método de las componentes simétricas es una herramienta matemática que ayuda a determinar analíticamente el funcionamiento de ciertos tipos de circuitos eléctricos desbalanceados y su empleo ayuda a analizar el comportamiento y la influencia de las máquinas eléctricas polifásicas rotatorias en dichos circuitos. También se emplea para el estudio de transformadores polifásicos y en cualquier otro caso en que el análisis de circuitos sea muy complejo.

El método de las componentes simétricas considera a los distintos tipos de fallas como desbalanceadas y entonces descompone un sistema de vectores corriente o voltaje desbalanceados por uno-equivalente de tres sistemas de vectores balanceados, denominados de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero.

Sin embargo, nuestro propósito no es profundizar en este tema, sino presentar una técnica que permita determinar en forma rápida, fácil y con bastante aproximación, los valores de corriente de corto circuito que pueden presentarse en los sistemas abastecedores de energía eléctrica de tipo industrial de hasta 34.5 KV y para ello el método de los MVA satisface los requisitos arriba mencionados. Antes de estudiar el método de los MVA, es conveniente repasar los siguientes conceptos:

#### 7.1) CONSIDERACIONES BASICAS PARA EL CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Para iniciar el análisis de fallas en un sistema eléctrico, se requiere en primer lugar hacer un diagrama unifilar de la instalación que muestre la conexión de todas las fuentes de corriente de corto circuito y todos los elementos que forman el sistema eléctrico en estudio, indicando datos técnicos del equipo como son voltaje nominal, potencia nominal, reactancias transitorias, subtransitorias y de secuencia cero en generadores y motores, impedancias de transformadores, etc.

En segundo lugar se elabora el diagrama de impedancias y reactancias del sistema. Los valores aquí indicados deben estar referidos a una base común.

Se debe elegir la ubicación del corto circuito en el sistema, dependiendo del fin perseguido, por ejemplo, para la selección de los dispositivos de protección como interruptores y fusibles, es necesario considerar la falla sobre las terminales de estos dispositivos para verificar su régimen de operación.

## SISTEMA POR UNIDAD

El sistema por unidad es un medio para expresar los números de tal forma que su manejo se hace fácil y rápido durante los cálculos. El valor por unidad está dado por la relación siguiente:

$$\text{Valor por unidad (\%)} = \frac{\text{un número}}{\text{un número base}} \quad (1)$$

Al número base también se le llama valor unitario, puesto que en el sistema por unidad su valor es 1, por tanto, al voltaje-base se le llama voltaje unitario. Cualquier cantidad puede seleccionarse como valor base, siempre y cuando sea conveniente para analizar el sistema. Por ejemplo, si se toman en forma arbitraria los VOLTS base y AMPERES base, los OHMS base estarán determinados conforme a la ley de OHM, es decir:

$$\text{OHMS base} = \frac{\text{VOLTS base}}{\text{AMPERES base}} \quad (2)$$

En la práctica es más conveniente seleccionar los valores de VOLTS base y KVA base para fijar las otras cantidades eléctricas en valores base. Normalmente los VOLTS base se toman del voltaje nominal del sistema o del voltaje primario de los transformadores, los KVA base se toman de los KVA de una de las máquinas o transformadores del sistema o algún valor cerrado que convenga como 1000, 10000 o 100000 KVA.

Consecuentemente para un sistema trifásico serán:

$$\text{AMPERES base} = \frac{\text{KVA base} \times 1000}{\sqrt{3} \text{ VOLTS base}} \quad (3)$$

$$\text{OHMS base} = \frac{\text{VOLTS base}}{\sqrt{3} \text{ AMPERES base}} \quad (4)$$

Si sustituimos la ecuación (3) en la ecuación (4):

$$\text{OHMS base} = \frac{(\text{VOLTS base})^2}{\text{KVA base} \times 1000} \quad (5)$$

De la ecuación (1) se obtiene:

$$\text{OHMS } (\circ/i) = \frac{\text{OHMS}}{\text{OHMS base}} \quad (6)$$

Al sustituir (5) en (6):

$$\text{OHMS } (\circ/i) = \frac{\text{OHMS (KVA base)}}{(\text{KV base})^2 \times 1000} \quad (7)$$

#### CAMBIO DE BASE

Frecuentemente la impedancia de los elementos de un circuito está expresada en términos de algún valor de KVA base en particular, pero tal vez convenga expresarla en términos de otro valor de KVA base diferente. Por ejemplo, las reactancias de generadores, transformadores y motores están dadas en porcentaje de su propio régimen de KVA y sus reactancias deben transformarse a una base común elegida, para ello se aplica la fórmula siguiente:

$$\text{OHMS } (\circ/i) = \frac{\text{KVA base nueva}}{(\text{en KVA base nueva}) \text{KVA base vieja}} \times \text{OHMS (en KVA base nueva)} \quad (8)$$

#### SISTEMA EN POR CIENTO

Los sistemas en por unidad y en por ciento son similares, -- esto es, el valor en por ciento se obtiene con la relación:

$$\text{Por ciento } (\%) = \frac{\text{un número} \times 100}{\text{número base}} \quad (9)$$

Por tanto, el cambio de por ciento a por unidad se realiza -- al dividir entre 100. Por ejemplo, un transformador cuya impedancia sea del 6% será equivalente a una impedancia de 0.06 por unidad (o/i).

## 7.2) METODO DE LOS MVA

Los estudios de corto circuito tienen varios objetivos y el método empleado para una solución en particular depende del tamaño o complejidad del sistema eléctrico bajo estudio, de los resultados esperados y de la aplicación de éstos.

En el análisis de fallas de instalaciones eléctricas de tipo industrial de hasta 34.5 KV, se pueden emplear métodos relativamente simples y rápidos que permitan conocer el valor de la corriente de corto circuito que puede circular en un circuito eléctrico bajo condiciones de falla.

Un método que reúne las características anteriores es el método de los MVA. Para su desarrollo es necesario conocer el valor de la impedancia de cada uno de los elementos que forman el circuito eléctrico en estudio y averiguar la intensidad máxima de la corriente de corto circuito que puede aportar la fuente primaria de energía eléctrica que alimenta a dicho circuito.

Para conocer las corrientes y potencias de corto circuito en el punto de acometida de la subestación eléctrica del usuario, se recurre a la compañía suministradora de energía eléctrica (C.F.E. o Compañía de Luz, en su caso) a solicitarle dicha información. El valor de la potencia de corto circuito también se puede conocer al tener las características eléctricas de los dispositivos protectores de las líneas que alimentan a la subestación del usuario.

La siguiente tabla da una idea de las características eléctricas normalizadas de los interruptores que se utilizan en las acometidas de las compañías suministradoras de energía eléctrica (C.F.E. o Compañía de Luz).

SISTEMA KV	TENSION NOMINAL DEL INTERRUPTOR (vn) VALOR EFI- CAZ KV	CORRIENTE NOMINAL - DEL SISTE MA A 60HZ A	CORRIENTE INTERUP TIVA DE CORTO CIR CUITO VALOR EFI-- CAZ A Vn KA	TIEMPO DE INTERRUP- CION (Base 60 Hz) Ciclos (ms)
13.8	15.5	600	18 - 36	5 (83)
23	25.8	1200	12.5- 25	5 (83)
34.5	38	1200	16 - 22	5 (83)

**NOTAS:**

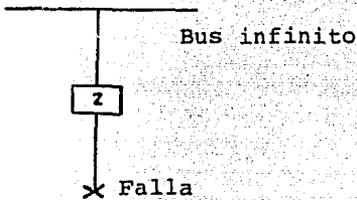
- (1) Los valores indicados en la tabla anterior fueron tomados de la especificación C.F.E. V 5000-15, interruptores de potencia de 15.5 a 72.5 KV.
- (2) Se observa que la corriente interruptiva de corto circuito - puede tomar diferentes valores para un mismo sistema de voltaje, esto se debe a la densidad y tipo de carga que se encuentre conectada al sistema, es decir, las zonas altamente industrializadas tienen una corriente de corto circuito mayor que las zonas puramente comerciales o residenciales.
- (3) Para obtener el valor de la potencia de corto circuito se aplica la expresión  $P_{cc} = \sqrt{3} I_{cc} V_n$

Donde:  $I_{cc}$  = Corriente interruptiva de corto circuito  
 $V_n$  = Tensión nominal del interruptor

**7.2.1) DESCRIPCION DEL METODO DE LOS MVA**

En el análisis de fallas de circuitos eléctricos por el método de los MVA se considera que la impedancia equivalente de un circuito es la suma de las impedancias de sus componentes y como la admitancia es la recíproca de la impedancia ( $Y = 1/Z$ ), entonces, la admitancia equivalente del circuito es la suma de las admitancias de sus componentes.

Si por definición, la admitancia de un circuito o componente eléctrico es la máxima corriente o potencia de corto circuito, a voltaje unitario, que puede circular a través del circuito o componente cuando la falla es alimentada por una fuente de capacidad infinita (bus infinito), entonces es posible seguir los razonamientos que a continuación presentamos. Para ello consideremos la figura siguiente:



En base a la ley de OHM, la corriente de corto circuito puede calcularse con la expresión siguiente:

$$I_{cc} = \frac{V}{Z \text{ base}} \quad (10)$$

Y la potencia de corto circuito resultante es igual a:

$$V_{Acc} = \frac{(V)^2}{Z \text{ base}} \quad (11)$$

6

$$KVA_{Acc} = \frac{1000 (KV)^2}{Z \text{ base}} \quad (12)$$

$$MVA_{Acc} = \frac{(KV)^2}{Z \text{ base}} \quad (13)$$

se sabe además que:  $Y = \frac{1}{Z \text{ ohms}}$

y que:  $MVA_{Acc} = (KV)^2 Y \quad (14)$

si  $(KV)^2 = \frac{KVA \times Z \text{ base}}{1000} \quad (15)$

Entonces al sustituir la ecuación (15) en la expresión (14), obtendremos:

$$\begin{aligned}
 MV_{Acc} &= \frac{(KVA \times Z_{base})}{1000} \text{ y} \\
 &= (MVA \times Z_{base}) \frac{1}{\text{ohms}}
 \end{aligned}$$

$$MV_{Acc} = \frac{MVA}{Z(\%/)} \tag{16}$$

Prácticamente el método de los MVA se usa separando el circuito en sus componentes y calculando cada componente con su propio bus infinito, para lo cual se pasa del diagrama unifilar del sistema en estudio a un diagrama de impedancias y de éste al diagrama de MVA.

La primer componente del sistema normalmente es la potencia de corto circuito disponible en el punto de acometida del sistema en estudio y el resto de componentes del diagrama de MVA se obtiene, dividiendo la potencia de cada elemento expresada en MVA, entre su impedancia expresada en por unidad (%/), es decir:

$$MV_{Acc} = \frac{MVA}{Z(\%/)}$$

Es importante mencionar que a diferencia de otros procedimientos de cálculo, el método de los MVA no requiere de una base común en MVA ó KVA y tampoco es necesario cambiar de base las impedancias de los elementos del sistema en estudio.

Para combinar los MVA que aparecen en el diagrama de los MVA se siguen las siguientes reglas:

- Elementos en Serie.- Se combinan como si fueran resistencias en paralelo, es decir:

$$MVA_{1,2} = \frac{MVA_1 \times MVA_2}{MVA_1 + MVA_2}$$

- Elementos en Paralelo.- Se combinan como si se tratara de resistencias en serie, es decir:

$$MVA_{1+2} = MVA_1 + MVA_2$$

Si se desea calcular la corriente de corto circuito en el punto de falla se aplica la expresión siguiente:

$$I_{cc} = \frac{MVAcc \times 1000}{\sqrt{3} \times KV} \quad [\text{Amperes}]$$

Donde MVAcc representa los MVA equivalentes en el punto de la falla y KV es la tensión en ese mismo punto.

**CALCULOS DE CORRIENTE DE FALLA PARA LA SELECCION DE INTERRUPTORES  
TERMOMAGNETICOS EN SISTEMAS DE BAJA TENSION.**

Corriente de falla disponible (amperes simétricos rmc) 220 volts.

Capacidad del transformador KVA	Calibre del conductor por fase	Distancia del transformador al punto de la falla - metros								
		0	1.5	3	6	15	30	60	100	300
150	No. 4	10,925	10,165	9,500	8,076	5,300	3,040	1,645	648	332
	No. 0	10,925	10,564	10,212	9,547	7,666	5,557	3,384	1,339	617
	250 MCM	10,925	10,735	10,497	10,022	8,787	7,220	5,217	2,850	1,520
	2-250 MCM	10,925	10,830	10,687	10,497	9,785	8,778	7,144	4,579	2,850
225	No. 4	16,350	16,915	13,252	11,400	5,795	3,230	1,692	712	360
	No. 0	16,350	15,628	14,820	13,395	9,880	6,412	3,384	1,615	855
	250 MCM	16,350	15,865	15,390	14,440	11,970	9,262	5,110	6,175	1,615
	2-250 MCM	16,350	16,150	15,665	15,390	13,965	12,065	9,024	5,320	3,087
2-500 MCM	16,350	16,245	16,055	15,675	14,535	13,015	10,622	6,840	4,275	
300	No. 4	21,850	19,380	16,245	11,970	6,175	3,325	1,692	712	380
	No. 0	21,850	20,520	19,190	16,625	13,252	7,600	3,760	3,182	1,662
	250 MCM	21,850	20,995	20,140	18,525	14,535	11,590	6,862	5,700	3,135
	2-250 MCM	21,850	21,375	20,900	20,140	17,575	14,535	10,522	7,505	4,322
2-500 MCM	21,850	21,612	21,327	20,615	18,575	15,960	12,502	8,550	4,750	
500	No. 4	36,290	29,260	22,800	14,630	6,555	3,325	1,692	760	380
	No. 0	36,290	32,680	28,880	22,800	13,490	7,600	3,760	1,710	950
	250 MCM	36,290	32,200	32,110	27,930	19,095	12,920	7,520	3,230	1,710
	2-250 MCM	36,290	35,055	33,915	31,635	25,650	19,095	12,408	6,080	3,325
2-500 MCM	36,290	35,530	34,675	32,870	27,930	22,610	16,150	8,550	4,750	
750	No. 4	44,840	34,010	24,700	15,200	6,555	3,230	1,598	760	380
	No. 0	44,840	39,805	34,485	25,935	14,060	7,600	3,854	1,710	950
	250 MCM	44,840	41,420	38,000	32,585	21,850	13,300	7,520	3,230	1,710
	2-250 MCM	44,840	42,845	41,135	38,000	30,115	21,660	13,536	6,080	3,325
2-500 MCM	44,840	43,605	42,085	39,615	32,870	25,650	17,202	8,740	4,750	
1,000	No. 4	59,565	40,850	27,645	16,150	7,410	3,515	1,692	665	380
	No. 0	59,565	50,825	42,085	29,640	15,200	8,075	4,136	1,710	902
	250 MCM	59,565	53,770	48,450	39,900	24,700	15,115	8,272	3,230	1,776
	2-250 MCM	59,565	56,905	53,485	47,880	35,910	24,605	14,570	6,555	3,325
2-500 MCM	59,565	58,710	55,290	51,965	40,280	29,925	19,740	9,500	3,135	
1,500	No. 4	87,780	50,350	31,350	17,195	7,410	3,705	1,880	760	570
	No. 0	87,780	69,825	54,150	34,675	16,910	8,740	4,324	1,900	950
	250 MCM	87,780	76,000	66,025	49,400	28,500	16,530	8,048	3,510	1,900
	2-250 MCM	87,780	81,415	75,525	65,075	43,700	26,000	16,544	6,650	3,610
2-500 MCM	87,780	83,600	78,850	70,300	54,150	36,100	22,372	10,450	5,700	
2,000	No. 4	115,710	55,100	32,110	17,290	6,840	3,610	1,692	570	760
	No. 0	115,710	83,600	60,515	36,100	16,140	8,360	3,948	1,710	1,710
	250 MCM	115,710	95,190	79,510	57,000	29,450	16,150	7,990	3,040	3,325
	2-250 MCM	115,710	105,260	95,475	78,850	47,500	28,500	11,598	6,460	4,750
2-500 MCM	115,710	108,490	100,700	86,450	58,900	38,000	22,466	9,500		

Las corrientes de falla que aparecen en la lista son los valores simétricos rmc máximos disponibles, basados en transformadores ideales, con impedancias nominales de 4-1/2 Ohms para capacidades hasta 500 KVA inclusive, y 5-1/2 Ohms para capacidades arriba de 500 KVA, e inclusive la contribución por inductores basada en una carga de 100 o/o de motores.

# SELECCION DE INTERRUPTORES POR CAPACIDAD INTERRUPTIVA

(EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION)

Transformador trifásico en KVA y por ciento de impedancia	Corriente de corto circuito máximo en KVA disponible del sistema primario	Corriente normal de plena carga en amperes	Corriente total de corto circuito RMS amperes simétricos			Tamaño mínimo de interruptor electromagnético recomendado								
			Transformador solo	100 % carga de motores	Combinado	Sistema de plena capacidad		Sistema cascada		Sistema selectivo				
						M	F	M	C & F	M <sub>S</sub>	F	S		
						Interruptor principal	Interruptor derivado	Interruptor principal	Interruptor derivado	Interruptor principal	Derivado tipo cop-pleno	Derivado tipo selectivo		

## 240 VOLTS - 3 FASES

300 (4.5%)	50,000	722	14,300	2900	17,200	MARCO 1600A	MARCO 225A	MARCO 1600A	MARCO 225A	MARCO 1600A	MARCO 225A	MARCO 600A		
	100,000		15,100		18,000									
	150,000		15,400		18,300									
	250,000		15,700		18,600									
	500,000 ilimitado		16,100		19,000									
500 (5.0%)	100,000	1203	20,100	4800	24,900	MARCO 1600A	225A 600A	MARCO 1600A	MARCO 225A	MARCO 1600A	225A 600A	MARCO 1600A		
	150,000		21,900		26,700									
	250,000		22,600		27,400									
	500,000		23,100		27,900									
	ilimitado		23,600		28,400									
750 (5.75%)	50,000	1804	27,900	7200	32,100	MARCO 3000A	MARCO 600A	MARCO 3000A	MARCO 225A	MARCO 3000A	MARCO 600A	MARCO 1600A		
	100,000		27,900		32,100									
	150,000		28,300		36,100									
	250,000		29,800		37,000									
	500,000 ilimitado		30,600		37,800									
1000 (5.75%)	50,000	2406	31,400	9600	40,700	MARCO 3000A	600A 1600A	MARCO 3000A	225A 225A	MARCO 3000A	600A 1600A	1600A 3000A		
	100,000		35,700		45,300									
	150,000		37,500		47,100									
	250,000		39,100		48,700									
	500,000 ilimitado		40,500		50,100									
1500 (5.75%)	50,000	3609	41,300	14400	55,700	MARCO 4000A	1600A 1600A	MARCO 4000A	MARCO 600A	MARCO 4000A	1600A 1600A	3000A 4000A		
	100,000		49,800		64,200									
	150,000		53,500		67,900									
	250,000		56,300		71,300									
	500,000 ilimitado		59,100		74,100									

## 480 VOLTS - 3 FASES

300 (4.5%)	50,000	361	7,200	1400	8,600	MARCO 600A	MARCO 225A	MARCO 600A	MARCO 225A	MARCO 600A	MARCO 225A	MARCO 225A		
	100,000		7,600		9,000									
	150,000		7,800		9,200									
	250,000		7,840		9,240									
	500,000 ilimitado		7,900		9,400									
500 (5.0%)	50,000	601	10,600	2400	12,400	MARCO 1600A	MARCO 225A	MARCO 1600A	MARCO 225A	MARCO 1600A	MARCO 225A	225A 225A		
	100,000		10,900		13,300									
	150,000		11,300		13,700									
	250,000		11,600		14,000									
	500,000 ilimitado		11,800		14,200									
750 (5.75%)	50,000	902	12,500	3600	16,100	MARCO 1600A	MARCO 225A	MARCO 1600A	MARCO 225A	MARCO 1600A	MARCO 225A	MARCO 600A		
	100,000		13,900		17,500									
	150,000		14,400		18,000									
	250,000		14,900		18,500									
	500,000 ilimitado		15,300		18,900									
1000 (5.75%)	50,000	1203	15,500	4800	20,300	MARCO 1600A	225A 600A	MARCO 1600A	MARCO 225A	MARCO 1600A	225A 600A	600A 1600A		
	100,000		17,600		22,600									
	150,000		18,600		23,600									
	250,000		19,600		24,600									
	500,000 ilimitado		20,200		25,000									
1500 (5.75%)	50,000	1804	20,900	7200	25,700	MARCO 3000A	600A 1600A	MARCO 3000A	MARCO 225A	MARCO 3000A	600A 1600A	1600A 3000A		
	100,000		24,600		27,800									
	150,000		24,900		28,100									
	250,000		25,700		28,900									
	500,000 ilimitado		26,600		29,800									
2000 (5.75%)	50,000	2406	24,700	9600	34,300	MARCO 3000A	1600A 1600A	MARCO 3000A	225A 225A	MARCO 3000A	1600A 1600A	1600A 3000A		
	100,000		31,100		40,700									
	150,000		34,000		43,600									
	250,000		36,700		46,300									
	500,000 ilimitado		39,100		48,700									

\* DEBEN SER INTS. DE OPERACION ELECTRICA.

CAPITULO VII

CAMPO DE APLICACION DE LAS SUBESTACIONES  
ELECTRICAS DE HASTA 34.5 KV

## CAPITULO VII

### CAMPO DE APLICACION DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS DE HASTA 34.5 KV

En el capítulo I sólo se mencionan las características generales de las subestaciones eléctricas, por tanto, en los párrafos siguientes hablaremos de los sistemas de abastecimiento de energía eléctrica de hasta 34.5 KV, desde el punto de vista de sus aplicaciones en las distintas actividades productivas del ser humano.

#### 1) ANTECEDENTES

La utilización de la energía eléctrica ha permitido que el hombre se encuentre en constante desarrollo tecnológico, por eso es importante que el ingeniero electricista esté capacitado para diseñar de acuerdo a las necesidades existentes, sistemas seguros y confiables que permitan aprovechar los beneficios que ofrece el buen manejo de la energía eléctrica. Este objetivo se logra realizando cuidadosos proyectos de subestaciones eléctricas empleando para ello diferentes tipos de arreglos en sus instalaciones -- conforme a las exigencias del servicio, condiciones de operación, costo, requerimientos de espacio, etc.; por tanto, la elección de cierto arreglo puede facilitarse si se toman en cuenta los siguientes aspectos.

#### 2) CONSIDERACIONES BASICAS DE DISEÑO

##### 2.1) SELECCION DE TENSIONES

La selección de las tensiones de operación de una subestación eléctrica es muy importante. Para ello es necesario realizar un estudio que permita determinarlas tomando en cuenta los factores siguientes:

### 2.1.1) TENSION NOMINAL DE OPERACION DE LA CARGA

Es conveniente conocer la tensión nominal de operación de los dispositivos y aparatos que conforman la carga del sistema y para ello es posible basarse en tablas representativas como la siguiente:

Volts del Sistema	Volts del Motor	Potencia de c/u de los motores
220 V		125 H.P.
480 V	460 V	Hasta 250 H.P.
2400 V	2300 V	De 200 a 1000 H.P.
4160 V	4000 V	De 300 a 4000 H.P.
13800 V	13200 V	5000 H.P. o más

### 2.1.2) TENSION PRIMARIA DISPONIBLE DE LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA DE ENERGIA ELECTRICA

Este voltaje no siempre es el más indicado para conectar directamente las cargas de la planta y por tanto es necesario usar una subestación con el equipo adecuado y el arreglo conveniente para alimentarlas, por ejemplo, en plantas grandes es necesario tener diferentes niveles de tensión:

- 220/127 y 480 V para utilización.
- 2.4 ó 4.16 KV para alimentar motores grandes o como tensión de distribución dentro de la planta.
- 13.8, 23 ó 34.5 KV como tensión de distribución dentro de la planta o como alimentación principal de la misma.

### 2.1.3) DISTANCIAS A LAS CUALES ES NECESARIO LLEVAR LA ENERGIA

Implica hacer estudios técnico-económicos para elegir el

arreglo y los niveles de tensión adecuados que permitan economía en las instalaciones de la subestación.

Una vez hechos los estudios anteriores se establece la tensión de operación de la subestación y posteriormente se fija el nivel de aislamiento de sus instalaciones, lo cual determina el tipo de equipo a utilizar y las distancias adecuadas entre partes conductoras y de éstas a tierra.

## 2.2) INTENSIDADES DE CORRIENTE PREVISTAS EN LA SUBESTACION ELECTRICA

Las instalaciones de la subestación se deben proyectar para que sean capaces de soportar los esfuerzos térmicos y electrodinámicos producidos por los siguientes valores de corriente:

- a) La intensidad de corriente máxima que puede circular por las distintas partes conductoras de la instalación en condiciones desfavorables de operación, determina la sección de las barras colectoras y de los conductores para conexión, las características de las cuchillas desconectadoras, interruptores y de otros equipos.
- b) El valor de la corriente de corto circuito determina los esfuerzos electrodinámicos máximos a los que posiblemente estarán sometidos los equipos eléctricos, es además un parámetro muy importante para el diseño de la red de tierras. Así mismo, al conocer este valor de corriente, es posible modificar el arreglo de la subestación, por ejemplo, al eliminar la conexión en paralelo de transformadores se reduce el valor de la corriente de corto circuito.

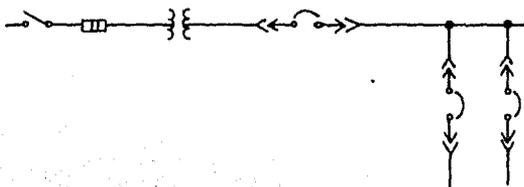
Cabe señalar que algunas veces conviene diseñar la subestación con factores de sobrecarga, por tanto es importante tomar en cuenta esta condición.

## 2.3) CONFIGURACION DE LA SUBESTACION ELECTRICA

El diagrama de conexiones o arreglo adoptado para la subestación será indicativo principal del costo de la misma, en razón de la cantidad y tipo de equipo a utilizarse y de las dimensiones del local o lugar donde será instalada la subestación. Sin embargo, la experiencia de muchos años en el diseño y operación de sistemas eléctricos de distribución utilizados en pequeñas plantas industriales, edificios comerciales, grandes unidades habitacionales y en otras aplicaciones donde se manejan volúmenes considerables de energía y se requiere de continuidad en el servicio, ha conducido a normalizar los arreglos y rangos de operación de las subestaciones eléctricas, para ello la "National Electrical Manufacturers Association (NEMA)" ha realizado publicaciones al respecto (1) y de ellas hemos tomado la información necesaria para mostrar los diferentes tipos de arreglos que se emplean convenientemente en los sistemas de distribución eléctrica de hasta 34.5 KV.

En base a dichas publicaciones, estudiaremos los arreglos de las subestaciones unitarias o de tipo compacto, aunque el mismo principio es aplicable a las de tipo abierto.

### 2.3.1) SISTEMA RADIAL SIMPLE



El sistema radial simple es el más económico de los arreglos que puede utilizar una subestación eléctrica, no obstante -

---

(1) NEMA 201-1970, Subestaciones Unitarias Primarias.  
NEMA 210-1970, Subestaciones Unitarias Secundarias.

cuenta con el equipo suficiente para desempeñar satisfactoriamente su cometido. El sistema se compone de un solo alimentador primario unido a un transformador de distribución por medio de dispositivos de conexión y protección apropiados, así mismo dispone de un bus de baja tensión que parte del secundario de dicho transformador. La operación del sistema es sencilla y no causa problemas si las características de sus componentes son las adecuadas, sin embargo, presenta el inconveniente de dejar sin servicio al bus secundario cuando en el alimentador primario o en su único transformador ocurre algún desperfecto o se presenta alguna situación de mantenimiento en la subestación.

#### 2.3.1.1) APLICACION

Después de haber visto las características básicas del sistema radial simple, trataremos algunas de sus aplicaciones a través de las subestaciones de tipo compacto. El sistema se amolda a pequeñas plantas industriales donde su proceso productivo permite suspender el servicio durante un tiempo razonable para realizar trabajos de mantenimiento en la subestación o por causa de haber fallas en el suministro. Además, cabe mencionar que el sistema radial simple tiene la característica de alimentar dos o más tableros de baja tensión adyacentes con líneas que llegan paralelamente hasta ellos desde el bus secundario de distribución, no obstante, dicho sistema es el indicado para suministrar energía eléctrica en edificios donde las conducciones son fáciles de extender, no exijan mucho espacio y no representen un costo elevado.

A continuación expondremos algunos arreglos de subestaciones de tipo compacto que emplean el sistema radial simple.

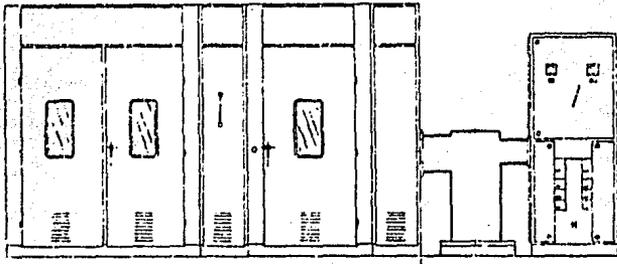


DIAGRAMA UNIFILAR

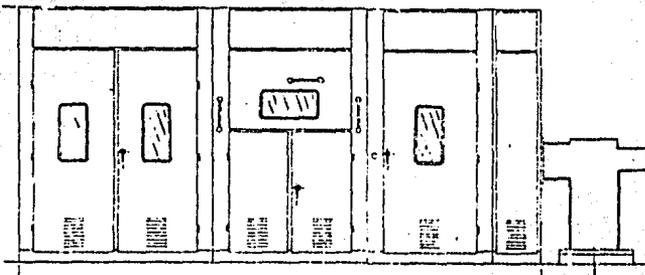
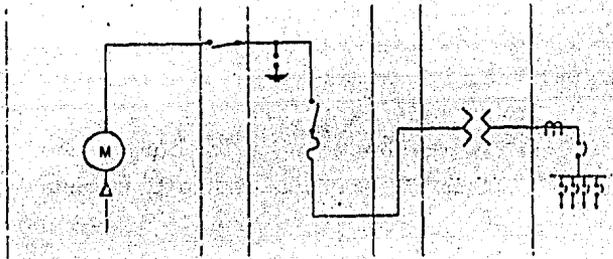
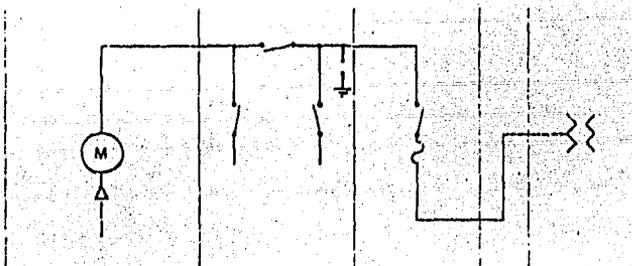
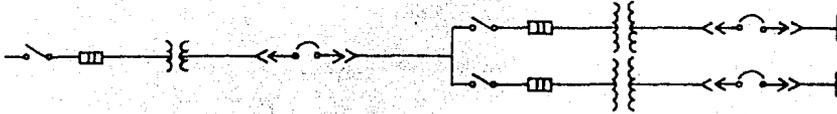


DIAGRAMA UNIFILAR



### 2.3.2) SISTEMA RADIAL COMPUESTO



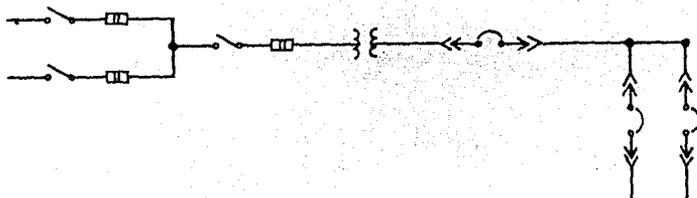
Gran parte de los inconvenientes que presentan los sistemas de distribución de gran tamaño para alimentar un volumen considerable de carga concentrado en diferentes puntos, se resuelven al utilizar un sistema radial primario de potencia que alimente cierto número de subestaciones de distribución de tipo compacto localizadas cerca de los centros de carga, las cuales suministran la energía eléctrica a través de sistemas radiales secundarios.

#### 2.3.2.1) APLICACION

La flexibilidad que ofrece el sistema radial compuesto permite al usuario emplear tensiones medias de distribución (de hasta 34.5 KV) dentro de sus propias instalaciones y de este modo es posible reducir la sección transversal de cobre de los conductores que alimentan a los sistemas radiales secundarios. El ahorro de material conductor resulta muy importante si tomamos en cuenta el alto precio que ha alcanzado actualmente el cobre.

En base a las consideraciones anteriores, podemos decir que el sistema radial compuesto es adecuado para abastecer de energía eléctrica a grandes edificios e industrias cuya carga se encuentre distribuida en distintos lugares y las distancias entre ellos sea considerable. Sin embargo, cuando requiera mantenimiento u ocurra alguna falla en el sistema radial primario, el suministro de todos los sistemas radiales secundarios será suspendido.

### 2.3.3) SISTEMA SELECTIVO PRIMARIO



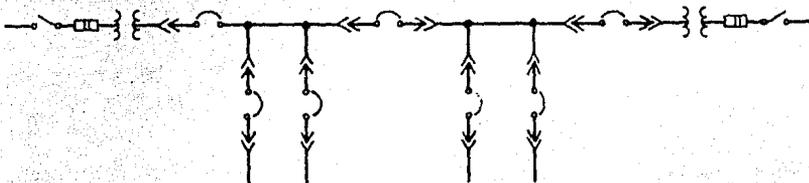
Emplear el sistema selectivo primario en las subestaciones eléctricas es una forma de asegurar el suministro primario de energía eléctrica, para esto, la subestación se conecta a dos alimentadores primarios independientes a través de un equipo de transferencia o algún otro dispositivo que evite la conexión en paralelo de ambos alimentadores y que permita disponer de la línea de suministro normal y de otra como reserva en caso de que llegara a fallar la primera o requiera de mantenimiento. La transferencia del alimentador primario se realiza en forma manual o automática, pero habrá una interrupción en el servicio hasta que la carga haya sido transferida a la línea disponible. Esta interrupción llega a ser cuestión de décimas de segundo en caso necesario.

#### 2.3.3.1) APLICACION

El sistema selectivo primario es utilizado en aquellas instalaciones que requieren de alto grado de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, ya sea porque los procesos productivos que se manejan no toleran interrupciones o porque la continuidad del servicio eléctrico es indispensable para desempeñar funciones de carácter público como son sistemas de transporte colectivo, hospitales, etc.

Cuando el usuario solicita el sistema selectivo primario, la compañía suministradora de energía le renta un equipo de transferencia automática que opera con interruptores de pequeño volumen de aceite o con interruptores en vacío, o bien éste puede ser propiedad del usuario.

#### 2.3.4) SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO



El sistema selectivo secundario se forma al interconectar los buses secundarios de dos sistemas radiales simples, con características iguales, por medio de un dispositivo de amarre adecuado normalmente abierto. Si un alimentador primario o alguno de los transformadores llega a fallar bastará con abrir su interruptor principal secundario y cerrar el dispositivo de amarre, la operación de tales dispositivos puede ser manual o automática; en las condiciones anteriores, el transformador disponible deberá ser capaz de suministrar la potencia eléctrica necesaria en ambos buses secundarios, por tanto, este tipo de arreglo en condiciones normales de operación funciona como si fueran dos sistemas radiales simples, sin embargo, cuando una de las subestaciones requiere del mantenimiento de rutina, es posible realizar las maniobras de los interruptores principales secundarios y del interruptor de amarre, de tal forma que no se pierda en ningún momento la continuidad del servicio, siempre y cuando se hayan tomado las debidas precauciones para que los transformadores puedan operar en paralelo durante dichas maniobras. Para aprovechar mejor el sistema selectivo secundario, es conveniente tomar en cuenta las consideraciones siguientes:

- a) Cada transformador debe ser de capacidad suficiente para que sólo uno pueda satisfacer la carga total del sistema.
- b) Proveer a los transformadores de un sistema de enfriamiento a base de aire forzado para los periodos de operación crítica o sobrecarga.
- c) Posibilidad de separar la carga menos importante o que no es necesario alimentar en los momentos de emergencia, es de

cir, cuando un solo transformador tenga que satisfacer la demanda total del sistema.

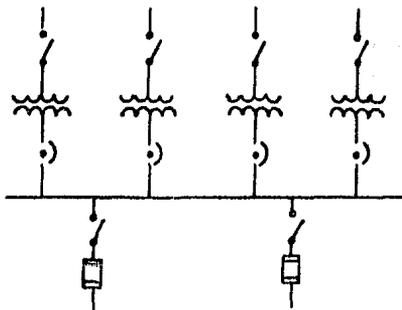
#### 2.3.4.1) APLICACION

Los arreglos que emplean el sistema selectivo secundario tienen alta confiabilidad y aún más si se les combina con el sistema selectivo primario.

La inversión inicial que implica un sistema selectivo secundario es de un 40 a un 80 por ciento más alta que para un sistema radial simple, por ello su uso se justifica en instalaciones donde una falta de energía eléctrica interrumpe procesos productivos importantes y esto signifique perder considerables cantidades de dinero o donde la continuidad del suministro eléctrico sea vital o prevalezcan situaciones de seguridad.

Conviene señalar que al emplear el sistema selectivo secundario es posible reducir las corrientes de corto circuito en los buses secundarios de distribución, siempre y cuando no trabajen en paralelo los transformadores, por tanto, una de las aplicaciones importantes que tiene el sistema selectivo secundario es manejar grandes volúmenes de energía, al utilizar más de un transformador y al mismo tiempo se pueden minimizar los valores de corriente de corto circuito en el sistema.

#### 2.3.5) SISTEMA CON ALIMENTADORES SECUNDARIOS EN PARALELO



El sistema utiliza dos o más transformadores de distribución con su respectivo alimentador primario independiente, en cambio, los secundarios de los transformadores se conectan en paralelo a un bus de distribución a través de un circuito especial de protección llamado "Circuito Protector de Red", compuesto por interruptores y relevadores dispuestos de tal forma que al fallar algún alimentador primario o al existir una falla en cualquier transformador, los otros podrán mantener la continuidad en el servicio gracias a la operación del circuito protector de red, ya que al detectar éste una variación en la dirección del flujo de potencia en un alimentador secundario, el protector de red lo desconectará automáticamente del bus común de distribución y dejará conectados a los demás que estén disponibles. Así mismo, como la operación del circuito protector de red es sumamente rápida, será difícil que el equipo secundario quede expuesto a bruscas caídas de voltaje durante las maniobras de los interruptores.

En consecuencia, el sistema con alimentadores secundarios en paralelo permite que el suministro de potencia eléctrica a volúmenes importantes de carga se realice con excelente calidad, pues el servicio sólo puede suspenderse al fallar simultáneamente todos los alimentadores primarios o al originarse la destrucción del bus secundario de distribución.

#### 2.3.5.1) APLICACION

Normalmente, este tipo de arreglo es utilizado por las compañías suministradoras de energía eléctrica en sistemas de distribución en baja tensión denominados redes automáticas. Son sistemas caros por el costo extra del circuito protector de red y por la duplicación de la capacidad de transformación del sistema. Además, cada transformador conectado en paralelo incrementa la capacidad de corto circuito y esto puede obligar a sobredimensionar los equipos eléctricos secundarios.

### 2.3.6) SISTEMAS EQUIPADOS CON PLANTAS ELECTROGENAS

Como hemos visto, disponer de dos o más alimentadores independientes en un sistema eléctrico de distribución aumenta la confiabilidad del mismo. Tal medida se basa en razones de seguridad o intereses económicos y se aplica en instalaciones donde la continuidad del servicio eléctrico se hace indispensable, tal es el caso de:

- Plantas industriales cuyos procesos productivos no permiten interrupciones.
- Instalaciones de hospitales en las áreas de cirugía, cuidado intensivo, etc.
- Centros de cómputo, equipos de procesamiento de datos, - bancos de memoria, etc.
- Lugares donde se reúne gran cantidad de gente y requieren de iluminación artificial para la seguridad y control de pánico.
- Instalaciones que operan servicios de vital importancia como son sistemas contra incendio, elevadores públicos, etc.

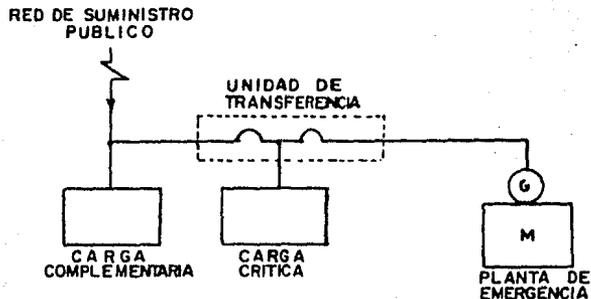
Por tanto, la necesidad de una mayor confiabilidad y disponibilidad de la energía eléctrica hace pensar en sistemas eléctricos de emergencia, los cuales son de dos tipos básicos:

- a) Dos o más fuentes de alimentación independientes operando en paralelo con el fin de que al fallar una de ellas, se mantenga la energía eléctrica en las cargas críticas.
- b) Una fuente de energía confiable en la cual las cargas críticas son repartidas y transferidas automáticamente en el momento de interrumpirse el suministro primario.

Generalmente los sistemas de emergencia están compuestos -

por los siguientes elementos:

- Una fuente de energía eléctrica confiable e independiente del alimentador primario preferente.
- Un control de arranque y regulación en caso de seleccionarse como fuente de respaldo un grupo electrógeno propio, formado normalmente por un generador de c.a. impulsado por un motor, el cual puede ser una máquina de combustión interna o una turbina de gas o vapor.
- Unidad de transferencia para cambiar la carga de una fuente a otra, ya sea manual o automáticamente.



#### 2.3.6.1) DESCRIPCION

La unidad de transferencia automática en baja tensión, desempeña un papel muy importante en las subestaciones que emplean variantes del sistema selectivo secundario como arreglos eléctricos de distribución de energía, por ello es importante conocer el principio de operación de dichas unidades de transferencia, sin embargo, existen diferentes diseños de estos equipos, por tanto para estudiarlos partiremos de la información que aparece en los catálogos de fabricantes nacionales, por ejemplo, el equipo de transferencia automática de FPE consta de tres partes principales: Unidad Básica, Panel de Control y Gabinete, además para verificar el funcionamiento de una planta de emergencia se incluyen instrumentos de medición y lámparas de señalización.

Unidad Básica.- Compuesta por una base metálica en la que van montados dos interruptores en caja moldeada, un mecanismo que acciona simultáneamente las palancas de los interruptores y un motor eléctrico tipo universal. El accionamiento puede ser manual o automático, pero en ambos casos no es posible que los interruptores permanezcan cerrados al mismo tiempo.

El tener interruptores como dispositivos de cierre y apertura de los circuitos de fuerza y alumbrado, brinda las ventajas siguientes:

- Gran capacidad interruptiva.
- Máximo aprovechamiento de la capacidad de conducción permanente de corriente.
- Se tiene la opción de incluir protección de sobrecarga - en uno o ambos circuitos (normal y emergencia).
- Posibilidad de aplicación en corriente continua o en corriente alterna.

Panel de Control.- En este panel se agrupan todos los dispositivos de control que permiten la operación automática. Dichos dispositivos se seleccionan y aplican según la secuencia de operación que se requiere, normalmente se emplean desconectores o fusibles, transformadores de control, relevadores sensitivos de tensión, relevadores magnéticos, relés de tiempo, programadores - motorizados, etc.

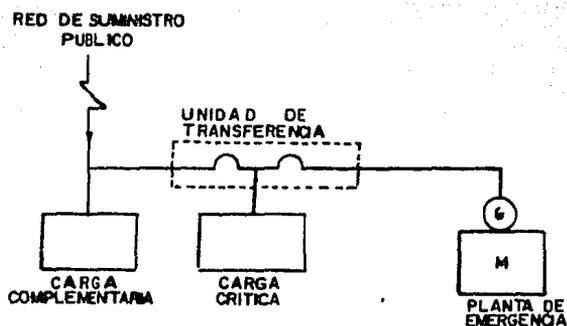
Gabinete.- El gabinete de la unidad aloja a todos los accesorios que realizan la transferencia de circuitos, además los protege del medio ambiente, son del tipo autosoportado y su construcción es de acuerdo a la designación NEMA (ver Tableros en el capítulo II).

#### 2.3.6.2) APLICACION

Las unidades de transferencia tienen gran variedad de apli-

caciones ya que se pueden coordinar suministros de energía con varios niveles de prioridad. Por ejemplo, es posible realizar los siguientes sistemas:

- 1) Sistemas Alimentados de la Red Pública y de una Planta de Emergencia.



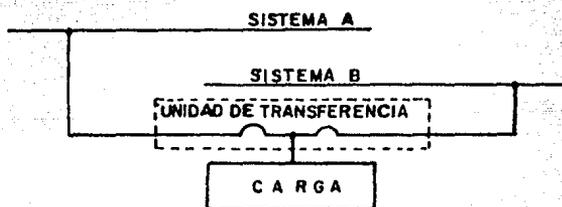
En estos sistemas se requiere que al fallar el suministro normal de la red pública la planta de emergencia arranque y alimente la carga crítica; al normalizarse la tensión de la red, las cargas crítica y complementaria volverán a conectarse al suministro normal y la planta se detendrá, estas maniobras se hacen en forma automática y de acuerdo a las necesidades del servicio y la secuencia de operación puede incluir todas o parte de las siguientes modalidades:

- a) Demora para iniciar la transferencia.- De 0 a 5 segundos.
- b) Señal de arranque y paro para la planta de emergencia.
- c) Ejercitador del motor de la planta.- Mediante un programador semanal motorizado se prevé el arranque, la operación y el paro de la planta de emergencia sin que se efectúe la transferencia, con el fin de verificar que el motor de la planta y su equipo complementario estén en condiciones confiables de operación.
- d) Demora para efectuar la retransferencia.- En base a que con frecuencia se vuelve inestable el suministro normal des

pués de una falla del mismo, se toma en cuenta un tiempo -- adicional ajustable de operación en emergencia, el cual se inicia en el momento en que se restablece la tensión de la red. Sólo, si durante el tiempo previsto, dicha tensión - permanece normal, se efectúa la retransferencia, es decir, - pasa la carga a la fuente de suministro normal.

- e) Enfriamiento de la planta.- Por medio de un relevador de tiempo se mantiene la señal de marcha para el motor de la planta durante un tiempo previsto, que se inicia después de la retransferencia. Lo anterior tiene por objeto operar el motor en vacío para reducir su temperatura antes de detener su marcha, lo que permite un nuevo arranque en caso de que vuelva a fallar el suministro normal en un término inmediato.

## 2) Sistemas Alimentados por dos Fuentes Permanentes.



En muchas ocasiones los sistemas eléctricos de distribución disponen de dos alimentadores secundarios en servicio permanente, en estas condiciones se puede diseñar la forma de operación automática que más convenga al suministro, por ejemplo:

- a) Con fuente preferente.- Cuando se considera a un alimentador como preferido, digamos el "A", la transferencia se -- efectuará con un retardo ajustable, al fallar la tensión en

el alimentador "A", siempre que la tensión del alimentador-"B" sea correcta. La retransferencia se hará después de -  
transcurrido cierto tiempo, una vez restablecidas las condici  
ciones normales del alimentador "A". Dichas maniobras son-  
automáticas.

- b) Con selección de alimentador preferido.- La carga permane-  
ce conectada a cualquiera de los alimentadores y cuando el-  
sistema seleccionado como preferido presenta alguna condi-  
ción anormal de tensión, la carga pasará automáticamente al  
alimentador disponible.

**CAPITULO VIII**  
**PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

CAPITULO VIII  
PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

La subestación eléctrica recibe mucha atención cuando es instalada ya que de ella provendrá la energía eléctrica en mediana o baja tensión para la utilización de equipos como motores, alimentación del alumbrado, etc., pero después de algún tiempo cae en el descuido. Por ello, es necesario contar con un programa de mantenimiento predictivo y preventivo que permita al equipo integrante de la subestación cumplir con los requisitos de confiabilidad, seguridad y economía, que todo sistema eléctrico debe satisfacer.

1) MANTENIMIENTO GENERAL

Entre los puntos importantes del mantenimiento general que debe darse a una subestación eléctrica destacan los siguientes:

- a) En la subestación se requiere la presencia de personal capacitado para vigilar el equipo y reparar cualquier falla por insignificante que sea.  
La persona encargada del mantenimiento debe conocer las partes peligrosas de la subestación y así poder ver que se efectúe correctamente la limpieza del local, por lo menos una vez por semana.
- b) El local de la subestación debe mantenerse bien ventilado, de preferencia con temperatura ambiente promedio de 30°C y máxima de 40°C, libre de polvos, humos, etc.
- c) Los gabinetes y ventanas de inspección deben mantenerse lo más limpio posible.
- d) Debe evitarse almacenar objetos extraños a la subestación en el local de la misma.
- e) Se debe vigilar que los extinguidores, pértigas y fusibles de repuesto estén en condiciones óptimas y se encuentren siempre a la mano.
- f) Se recomienda que una vez por semana se realice una inspección ocular para verificar el buen funcionamiento del equipo.

- g) Diariamente deben tomarse lecturas de voltaje y corriente en los instrumentos del tablero de baja tensión, verificando - que sean las correctas de acuerdo a los datos de placa del - transformador y la carga conectada.  
Es importante recordar que si es necesario accionar el cam-- biador de derivaciones del transformador, éste debe estar -- desenergizado.
- h) Comprobar mensualmente las lecturas del equipo de medición - de la compañía suministradora de energía eléctrica, para sa- ber si se está operando con un factor de potencia correcto y si la demanda máxima no rebasa los límites contratados.
- i) Una vez cada seis meses o por lo menos una vez al año es ne- cesario pedir una libranza a la compañía suministradora de - energía eléctrica para sacudir cuidadosamente con trapo lim- pio y seco el interior y exterior de gabinetes, así como ais- ladores, buses, apartarrayos, cables de energía, fusibles, - cuchillas desconectadoras, interruptores, etc.  
Se deben limpiar y engrasar los mecanismos y accionamientos- de las cuchillas desconectadoras y del interruptor. Los me- canismos mencionados deben probarse, simulando la secuencia- de operación, para verificar su correcto funcionamiento.
- j) Si la subestación es del tipo convencional interior, es con- veniente pintar la estructura de aluminio o gris y las ba--- rras de colores usualmente verde, amarillo y rojo.
- k) Al terminar el primer año de servicio deben aplicarse prue-- bas al aceite aislante del transformador, en caso de ser de- este tipo, con el objeto de verificar que su resistencia --- dieléctrica no sea menor de 25 KV.
- l) Es necesario comprobar que los sistemas que hacen operar al- interruptor general de alta tensión por bajo voltaje o por - sobrecarga en subestaciones equipadas con interruptor automá- tico ya sea en aire o en aceite, estén en óptimas condicio-- nes con la seguridad de que funcionarán en caso necesario. - Esto se debe comprobar periódicamente.
- m) Después de fuertes lluvias o tormentas, verificar que no --

existan condiciones anormales en el transformador, que los apartarrayos no estén averiados y que sus conexiones a tierra y a las líneas estén firmes.

Estas comprobaciones deben efectuarse desde el exterior de los gabinetes y en caso de que sea necesario, abrir las puertas siempre que la subestación esté desenergizada (deben transcurrir 30 segundos después de cortar la energía eléctrica antes de abrir las puertas y entrar a la subestación).

## 2) PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPOS Y MATERIALES DE LA SUBESTACION

Para llevar a cabo un mantenimiento predictivo y preventivo, es necesario efectuar pruebas con el equipo adecuado a cada uno de los componentes eléctricos de la subestación.

Los equipos mínimos necesarios con que deberá contar un departamento de pruebas o mantenimiento son:

- a) Multímetro
- b) Ampérmetro de gancho
- c) Megger
- d) Ducter
- e) Medidor de factor de potencia de aislamiento
- f) Probador de rigidez dieléctrica del aceite
- g) Termómetros

### 2.1) TEORIA Y EQUIPOS DE PRUEBAS

En este punto veremos la teoría aplicable a equipos de pruebas, definiciones, principios básicos y forma de interpretar los resultados obtenidos.

AISLAMIENTO.- El propósito de un aislamiento en un circuito eléctrico, es confinar el campo eléctrico y la corriente a áreas y trayectorias previamente establecidas.

Todo aislamiento tiene dos características principales que son:

- a) La capacitancia del aislamiento, (cuyo valor en un buen material dieléctrico debe ser pequeño y en el dieléctrico ideal su valor sería cero).
- b) La resistencia del aislamiento, (cuyo valor en un buen material dieléctrico debe ser grande y en el dieléctrico ideal, su valor sería infinito).

RIGIDEZ DIELECTRICA DE UN AISLAMIENTO.- Se define como la capacidad del material para soportar la tensión eléctrica, sin que se presente la ruptura dieléctrica o también es la tensión eléctrica que soporta un material por unidad de longitud en el instante en que se presente la ruptura.

RESISTENCIA ELECTRICA DE LOS MATERIALES AISLANTES.- Se define como la resistencia que ofrece un material para que circule a través de él una corriente, cuando se le aplica una diferencia de potencial con C. D.

PERDIDAS DIELECTRICAS.- Se produce por la corriente que circula a través de la resistencia del dieléctrico cuando se somete a un gradiente de potencial, el efecto principal de estas pérdidas es que se transforman en calor y empobrecen la disipación de calor producido por la corriente que circula a través del conductor.

#### 2.1.1) PROBADOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO "MEGGER"

La resistencia de aislamiento se define como la resistencia que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de C.D. durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo, y como referencia se utilizan los valores de uno a diez minutos. La resistencia de aislamiento se mide en megahoms.

#### ABSORCION DIELECTRICA

La resistencia de aislamiento varía directamente con el espesor del aislamiento e inversamente con el área del mismo, cuando repentinamente se aplica un voltaje de C. D. a un aislamiento, la-

resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

A la curva obtenida cuando se grafican los valores de resistencia de aislamiento contra tiempo, se le denomina curva de absorción dieléctrica y su pendiente indica el grado relativo de secado o suciedad del aislamiento.

Si el aislamiento está húmedo o sucio se alcanzará un valor estable en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba - y se obtendrá una curva con baja pendiente.

#### INDICES DE ABSORCION Y POLARIZACION

La pendiente de la curva de absorción dieléctrica puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento tomadas a diferentes intervalos de tiempo durante la prueba. A la relación de 60 segundos a 30 segundos se le conoce como INDICE DE ABSORCION y a la relación de 10 minutos a 1 minuto se le conoce como INDICE DE POLARIZACION.

El índice de polarización es muy útil para la evaluación del aislamiento de devanados de generadores y transformadores y es indispensable que se obtenga antes de efectuar la prueba de alta tensión en máquinas rotatorias.

INDICE DE POLARIZACION	CLASIFICACION
1	Peligroso
1.5	Pobre
1.5 a 2	Dudoso
2 a 3	Aceptable
3 a 4	Bueno
> 4	Excelente

#### POTENCIAL DE PRUEBA APLICADO

La medición de resistencia de aislamiento es una prueba de -

potencial y debe restringirse a valores apropiados dependiendo de la tensión nominal de operación del equipo que se va a probar y de las condiciones en que se encuentre su aislamiento ya que si la tensión de prueba es alta se puede provocar fatiga en el aislamiento.

Los potenciales de prueba más utilizados son tensiones de 500 a 5000 V.C.D.

#### DURACION DEL VOLTAJE APLICADO DE PRUEBA

Este efecto tiene una importancia notable en el caso de las grandes máquinas rotatorias y transformadores de potencia con aislamiento en buenas condiciones. Sin embargo, en el caso de los interruptores, apartarrayos y cables de pequeña longitud, este efecto carece de importancia y por lo tanto es recomendable efectuar las pruebas a un minuto.

#### 2.1.1.1) METODOS DE MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Existen 3 métodos prácticos para medir la resistencia de aislamiento mediante un Megómetro o Megger:

- 1). METODO DE TIEMPO CORTO.- Este método es bueno para la prueba de rutina rápida, para fines de normalización se recomienda aplicar voltaje de prueba durante 60 segundos, con objeto de efectuar comparaciones bajo la misma base con los datos de prueba existentes y futuros.

Este método se aplica principalmente a equipos pequeños y en aquellos que no tienen una característica notable de absorción como son los interruptores, cables y apartarrayos.

- 2). METODO TIEMPO-RESISTENCIA O ABSORCION DIELECTRICA.- El método consiste en aplicar el voltaje de prueba durante un período de 10 minutos tomando lecturas a intervalos de un minuto.

Proporciona una buena referencia para evaluar el estado de - aislamientos en aquellos equipos con características de absorción notable, como son las grandes máquinas rotatorias y transformadores de potencia, sobre todo cuando no existe historia de pruebas anteriores.

- 3). METODO DE VOLTAJES MULTIPLES.- Tiene su principal aplicación en la evaluación de aislamiento de las máquinas rotatorias y en menor grado para el de los transformadores.

Su aplicación requiere el uso de un instrumento con varios voltajes para poder aplicar dos o más voltajes en pasos por ejemplo 500 volts y después con 1000 V.

Este método se apoya en el hecho de que conforme se aumenta el voltaje de prueba, se aumentan los esfuerzos eléctricos sobre el aislamiento, al aproximarse o superar las condiciones de operación. La influencia de los puntos débiles del aislamiento en las lecturas de resistencia adquirirá mayor importancia hasta hacerse decisiva al sobrepasar cierto límite, cuando esto ocurre sobreviene una caída pronunciada en el valor de la resistencia de aislamiento que se aprecia claramente al graficar las lecturas obtenidas contra el voltaje aplicado.

De preferencia los voltajes aplicados deben estar en la relación de 1 a 5 o mayor (por ejemplo 500 y 2500 V). Según la experiencia un cambio de 25% en el valor de la resistencia de aislamiento para una relación de voltaje de 1 a 5 generalmente se debe a excesiva humedad u otros contaminantes en los aislamientos. La prueba se realiza aplicando cada paso de voltaje durante el tiempo necesario para que desaparezca la corriente de absorción descargando el aislamiento en cada paso.

La interpretación es muy sencilla, ya que se considera que el aislamiento está en buenas condiciones si la relación entre resistencia y voltaje permanece constante.

### 2.1.2) PROBADOR DE RESISTENCIA DE CONTACTOS "DUCTER"

La finalidad del Ducter es poder medir bajas resistencias - por el método de caída de tensión con C.D., tienen varios usos como medición de juntas de rieles, juntas soldadas, resistencias de contacto, micro resistencias, etc., sin embargo, su aplicación -- principal es para medir resistencias de contacto en interruptores y cuchillas desconectoras, tiene cinco rangos para medición desde 20 ohms hasta 1 microhms.

Están equipados con una fuente (interna o externa) la cual se recarga continuamente a través de su cargador.

La prueba de resistencia de contactos, en interruptores y cuchillas, varia en su valor según la marca o tipo, actualmente no existen normas que nos indiquen los valores máximos permisibles - por punto de contacto, pero una regla convencional para pruebas en campo se ha adoptado con un valor máximo permisible de 30 microhms por punto de contacto todos los fabricantes de interruptores y cuchillas, entregan su protocolo de pruebas especificando el valor - de resistencia de contactos total obtenido en fábrica, lo cual hay que comprobar en campo.

NOTA: Los circuitos a probar deben estar desenergizados y - desconectados de la fuente de alimentación o de cualquier otro aparato.

### 2.1.3) FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS

El factor de potencia es en la actualidad, la principal herramienta para juzgar con mayor criterio, las condiciones de los - aislamientos de los diferentes equipos eléctricos, siendo particularmente recomendable para la detección de la degradación, envejecimiento y contaminación de los mismos; podemos afirmar que por estas características, es más reveladora que la prueba de resistencia de aislamiento.

El propósito de esta prueba, es detectar fallas peligrosas en aislamientos por el método no destructivo, antes de que la falla - ocurra, lo cual de esta manera previene pérdidas de la continuidad de servicio y permite el reacondicionamiento oportuno de dicho aislamiento.

El principio básico de esta prueba no destructiva, es la detección de algunos cambios medibles en las características de un - aislamiento que puede asociarse, con los efectos de agentes destructivos como la humedad, el agua, el calor, el efecto corona, -- etc. Es decir, el factor de potencia de un aislamiento, es una indicación clara de su deterioro.

Hacer una prueba de factor de potencia, representa efectuarla medición de las pérdidas de un aislamiento dado y por lo tanto, no es necesario dar un periodo determinado de tiempo más que el  necesario para hacer las lecturas.

Con este aparato se obtienen lecturas de milivoltamperes y - miliwatts, con las cuales basta únicamente dividir las para obtener el factor de potencia correspondiente.

$$\% \text{ F.p.} = \frac{\text{MW}}{\text{MVA}} \times 100$$

#### 2.1.4) TIEMPOS DE APERTURA Y CIERRE DE INTERRUPTORES

El objetivo de esta prueba, es la determinación de los tiempos de operación de interruptores de potencia, en sus diferentes - formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de -- sus polos o fases.

TIEMPOS DE APERTURA.- Es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo, hasta el instante en que los contactos de arqueo se han separado en todos los polos.

TIEMPO DE CIERRE.- Es el intervalo de tiempo medido desde -

el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos principales en todos los polos.

TIEMPO DE ARQUEO EN UN POLO.- Es el intervalo de tiempo entre el instante de la iniciación del arco hasta el instante de su extinción final en ese polo.

TIEMPO DE ARQUEO EN UN INTERRUPTOR.- Es el intervalo de tiempo entre el instante en que se inicia el primer arco y el instante de la extinción final del arco en todos los polos.

Esta prueba es aplicable exclusivamente a interruptores de potencia y en particular a interruptores de alta tensión en todos sus tipos y diseños como:

- Gran volumen de aceite.
- Pequeño volumen de aceite.
- Aire comprimido.
- Exafluoruro de azufre.
- Soplo magnético, etc.

Se probará el interruptor totalmente desenergizado o sea sin potencial de línea o bus en sus terminales.

Por seguridad deberán mantenerse abiertas las cuchillas desconectoras en ambos lados del interruptor.

Cada prueba deberá realizarse a los valores nominales del interruptor en lo que se refiere a presión de operación en sus cámaras y mecanismos (acumuladores de presión) y voltaje de control para cierre o disparo.

### 3) PRUEBAS A SUBESTACIONES COMPACTAS

Una subestación compacta tipo cliente, está formada por tres gabinetes principales donde se alojan los siguientes equipos:

- Equipo de medición de la compañía suministradora.

- Cuchillas desconectoras operadas en grupo para intercalar el equipo de medición.
- Pararrayos autovalvulares e interruptor en pequeño volumen de aceite.

Las tres secciones están interconectadas por medio de un bus de barras de cobre montadas sobre aisladores soportes.

Las pruebas que se realizan en campo a estos gabinetes son para comprobar que durante el transporte de la fábrica al lugar de su instalación no sufrieron daños verificando:

- a) AL BUS. - Con Megger se comprueba entre fases y fase a tierra con el mayor rango de voltaje que tenga el aparato, dando valores de aislamiento mayores a los 1000 Megohms.
- b) A LAS CUCHILLAS DESCONECTORAS. - Además de involucrarlas en la prueba de Megger, se deberá verificar su resistencia de contactos que como ya se dijo antes, no debe ser mayor de 30 Microhms por punto de contacto.
- c) A LOS APARTARRAYOS. - Además de involucrarlos en la prueba de Megger, se deberá realizar una prueba de pérdidas dieléctricas o factor de potencia para determinar si no tienen humedad, o están directos a tierra
- d) AL INTERRUPTOR. - Se le deberán realizar las siguientes pruebas:

Voltajes mínimos de operación (deberán operar con un voltaje menor al nominal hasta el 70% del voltaje nominal).

Aplicar el Megger en la posición cerrado de cada fase contra tierra (estructura o tanque) si hay problemas, describir polo por polo.

Hacer una prueba de resistencia de contactos con duc-ter fase por fase.

Medir con un cronógrafo los tiempos de apertura y cie-

rre y comparar con los marcados en el reporte de pruebas en-fábrica.

### 3.1) MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

El mantenimiento de los transformadores eléctricos se divide en dos tipos:

- a) Mantenimiento de rutina
- b) Mantenimiento completo.

#### MANTENIMIENTO DE RUTINA

El mantenimiento de rutina incluye lecturas de voltaje, corriente y temperatura, para obtener principalmente curvas de carga específicas. La frecuencia con que se efectúen estas lecturas dependerá de la forma en que se conecte carga al transformador.

La inspección visual está incluida en el mantenimiento de rutina y en ella se deberá efectuar lo siguiente:

- a) Inspección visual al menos una vez por semana.
- b) Verificar la corriente de carga.
- c) Tomar lecturas de voltaje.
- d) Comprobar que el indicador de temperatura esté abajo de  $80^{\circ}\text{c}$ , para equipos con elevación de temperatura de  $55^{\circ}\text{c}$  sobre temperatura ambiente promedio de  $30^{\circ}\text{c}$  y  $90^{\circ}\text{c}$  para equipos con elevación de temperatura de  $65^{\circ}\text{c}$  sobre temperatura ambiente promedio de  $30^{\circ}\text{c}$ .
- e) Comprobar que no existan fugas de aceite (en caso de ser transformadores sumergidos en aceite) en los empaques, válvulas e instrumentos de medición y radiadores, verificar el nivel de aceite.
- f) Revisar que no haya daños físicos en porcelanas y enfriadores.

- g) Observar que no existan ruidos o condiciones anormales de ninguna especie.
- h) Verificar las conexiones a tierra, asegurándose que las zapa-  
tas del cable de tierras estén conectadas correctamente y en  
buen estado, evitando falsos contactos. Verificar la conti-  
nuidad del cable de tierras.

#### MANTENIMIENTO COMPLETO

En el mantenimiento completo a un transformador deberán in-  
cluirse todas las pruebas que recomienda el fabricante, por ejem-  
plo, el medio refrigerante empleando el equipo y la frecuencia --  
aconsejable para realizar estas pruebas. Esta debe realizarse por  
lo menos una vez al año en condiciones normales de operación del -  
equipo.

En este mismo mantenimiento, deberán efectuarse pruebas de -  
aislamiento al equipo así como una revisión a los accesorios o in-  
dicadores externos del mismo.

El cambiador de derivaciones deberá ser verificado con espe-  
cial atención tomando las lecturas de relación de transformación -  
en cada una de sus posiciones, las cuales serán comprobadas con el  
reporte de las pruebas realizadas en la fábrica.

Inspección Especial (para transformadores sumergidos en acei-  
te):

- Prueba dieléctrica del aceite cada 6 meses.
- Análisis químicos del aceite cada 5 años.
- Pruebas de resistencia de aislamiento cada año, comproban-  
do con los valores mínimos indicados en el reporte de las  
pruebas efectuadas en el laboratorio del fabricante.
- Revisar el estado general de la pintura, para evitar co-  
rrosión.
- Verificar al menos una vez al año que las protecciones de

sobrecarga o diferenciales de los interruptores de alta y baja tensión estén en buenas condiciones, así como el estado físico de los fusibles, los interruptores, etc.

Si se observa alguna anomalía en los puntos anteriores, deberá desconectarse el transformador en la primera oportunidad y corregir el defecto que implique sacarlo de servicio inmediatamente y someterlo a una inspección completa.

Causas que requieren inspección completa:

- Aumento excesivo en la temperatura de operación, sin que exista un incremento correspondiente en la carga.
- Bajo nivel de aceite. Esto puede indicar una fuga de aceite.
- Ruidos extraños, como son los provocados por arcos eléctricos, burbujeos de aceite, etc., lo que indica cortocircuito interno o daño externo, e implica una desconexión inmediata.

Precauciones para sacar de servicio un transformador eléctrico:

- a) Abrir los aparatos de protección, asegurándose que el transformador esté aislado tanto en el primario como en el secundario.
- b) Conectar las terminales a tierra, partiendo primero del extremo unido a una buena tierra.

Cuidado de aceites para transformadores:

Los aceites para transformadores se usan para aislar y enfriar los bobinados de los transformadores y para que este dieléctrico refrigerante desempeñe satisfactoriamente su cometido, deben brindárseles ciertos cuidados, que entre otros son:

- Conservarlo limpio y seco durante su almacenamiento.

- Después de ciertos períodos de servicio se requiere separarle el agua y sedimentos producidos por su descomposición a causa de los efectos eléctricos que ocurren dentro del transformador.

#### Valor aislante de los aceites:

El valor aislante o la resistencia dieléctrica del aceite se mide por la capacidad del mismo para resistir la ruptura al ser sometido a una descarga de voltaje eléctrico.

La prueba americana de resistencia dieléctrica está normalizada por la Sociedad Americana para el Ensayo de Materiales (ASTM) con el método D 877, en el cual la resistencia dieléctrica del aceite es el voltaje que se requiere para que una chispa salte a través de un claro de 0.1" (0.254 cm) que existe entre dos discos planos y paralelos de una pulgada de diámetro (2,54 cm) sumergidos en aceite. Se considera un aceite en buen estado a aquél que rompe a 25 KV o más. Cuando la resistencia dieléctrica es menor que dicho valor o cuando la cantidad de lodos o el número de neutralización es mayor al establecido por norma (de 0.4 a 1.0) o si se encuentran ácidos o sales corrosivas solubles en agua, se debe filtrar o cambiar el aceite.

#### 4) MANIOBRAS DE LIBRANZA PARA MANTENIMIENTO Y EMERGENCIAS

##### 4.1) UTILES DE SEGURIDAD Y MANIOBRA NECESARIOS

Para ejecutar el mantenimiento o reparación de emergencia en una subestación, se debe contar con el equipo adecuado como es:

- a) Pértiga Universal.- La pértiga es propiamente un equipo de operación. Se debe contar con pértiga apropiada para la operación de cuchillas desconectadoras, fusibles desconectadores, etc., debiendo ser de características dieléctricas, longitud y resistencia mecánica adecuada.

Las pértigas están construidas principalmente de epoxiglas,-

el cual consiste de miles de fibras de vidrio impregnadas de resina epoxi, colocadas unas longitudinales y otras envolventes sobre un núcleo unicelular de espuma plástica.

Se debe mantener limpia y seca en condiciones de ser usada - en cualquier momento.

- b) Casco protector.- El casco protector es un equipo de seguridad, construido de material plástico de alta resistencia al impacto y su uso puede evitar un accidente.
- c) Guantes Dieléctricos y de Piel.- Los guantes son equipo de seguridad, construidos con materiales dieléctricos de alta calidad. Se deben emplear juntos para obtener una mayor protección para el operador y duración de los mismos.
- d) Tarima Aislante.- La tarima aislante es un accesorio que proporciona una seguridad adicional en el momento de operar el equipo.  
  
Las tarimas son de madera, fibra de vidrio o algún otro material aislante adecuado, su armado debe ser sin partes metálicas, con superficie antiderrapante y con orillas biseladas.
- e) Letrero de Peligro Alta Tensión.- El letrero debe de estar a la vista de cualquier persona que pretenda tener contacto con el equipo.
- f) Alicates Aislados.- Los alicates aislados son un equipo de operación y se montan en la pértiga universal. Están destinados para montar y desmontar fusibles en los seccionadores de carga trifásicos.
- g) Botas Dieléctricas.- Las botas son equipo de seguridad, --- construidas con suela antirresbalante resistente a grasas, - aceites, solventes y altas temperaturas.
- h) Extinguidor.- Deben colocarse extinguidores contra incendio, tantos como sean necesarios, adecuados para aplicarse a partes vivas en lugares convenientes y claramente marcados, de preferencia cercanos a los accesos de la subestación.

Los extinguidores deben revisarse periódicamente para que siempre estén en condiciones correctas de operar y no deben de estar sujetos a cambios de temperaturas mayores que las indicadas, por el fabricante para su correcta operación.

- i) **Detector Neón.**- El detector de neón es un equipo de seguridad, que sirve para verificar la ausencia de tensión. La pértiga del detector deberá estar limpia y seca.
- j) **Equipo de Tierras.**- El equipo de tierras es un equipo de seguridad. Para su uso debe verificarse que todas las piezas de contacto así como los conductores del dispositivo de puesta a tierra, estén en buen estado.

#### 4.2) MANIOBRAS DE LIBRANZA PARA MANTENIMIENTO EN UNA SUBESTACION CONVENCIONAL

- a) **Libranza para mantenimiento en un interruptor de apertura con carga.**

##### Secuencia de operaciones.

- 1o. **Abrir interruptor general en Baja Tensión.**
- 2o. **Abrir interruptor de apertura con carga.**
- 3o. **Abrir las cuchillas de servicio y comprobar su apertura (verificar que estén abiertas las cuchillas de prueba).**
- 4o. **Abrir los cortacircuitos fusibles y verificar la ausencia de tensión.**
- 5o. **Conectar a tierra y cortocircuitar las terminales del interruptor con carga del lado del transformador.**
- 6o. **Comprobar ausencia de tensión en las cuchillas de servicio lado interruptor de apertura con carga.**
- 7o. **Conectar a tierra y cortocircuitar las terminales del interruptor de carga, lado cuchillas de servicio.**
- 8o. **Limitar la zona de trabajo, instalar candados y ejecutar el trabajo de mantenimiento o reparación.**

Después de ejecutado el trabajo de mantenimiento o reparación la puesta en servicio nuevamente debe ser en el siguiente orden:

- 1o. Comprobar que ninguna persona, herramienta o útiles de seguridad se quedan en el lugar de trabajo.
  - 2o. Retirar las conexiones a tierra.
  - 3o. Cerrar los cortacircuitos fusibles.
  - 4o. Cerrar las cuchillas de servicio.
  - 5o. Cerrar interruptor de apertura con carga.
  - 6o. Cerrar el interruptor general de Baja Tensión.
  - 7o. Retirar letreros y banderolas que limitan la zona de trabajo.
- b) Libranza para sustituir cortacircuitos, apartarrayos o aisladores de soporte y bushings de transformadores.

Secuencia de operaciones.

- 1o. Abrir interruptor de Baja Tensión.
- 2o. Abrir interruptor de apertura con carga.
- 3o. Abrir cuchillas de servicio y comprobar que las cuchillas de prueba estén abiertas.
- 4o. Cortocircuitar y conectar a tierra el lado de baja tensión del transformador.
- 5o. Comprobar ausencia de tensión en las terminales del interruptor de apertura con carga del lado del transformador y en las terminales de Alta Tensión.
- 6o. Cortocircuitar y conectar a tierra.
- 7o. Limitar la zona de trabajo, poner candados.
- 8o. Sustituir las partes dañadas.

Una vez realizada la sustitución la puesta en servicio es en

el siguiente orden:

- 1o. Comprobar que ninguna persona, herramienta o útil de seguridad se queda en la zona de trabajo.
- 2o. Retirar conexiones a tierra.
- 3o. Cerrar cuchillas de servicio.
- 4o. Cerrar interruptor de apertura con carga.
- 5o. Cerrar interruptor general de Baja Tensión.
- 6o. Retirar señalamientos que limitan la zona de trabajo.

**CAPITULO IX**  
**PROGRAMAS DE INSTALACION PARA**  
**SUBESTACIONES ELECTRICAS**

CAPITULO IX  
PROGRAMAS DE INSTALACION PARA  
SUBESTACIONES ELECTRICAS

Antes de iniciar la construcción e instalación de una subestación eléctrica es conveniente establecer un programa de obra de acuerdo a las necesidades del usuario. Dicho programa permitirá determinar en forma aproximada el tiempo requerido para ejecutar cada una de las etapas de la instalación, estableciendo la cantidad de recursos necesarios para la correcta ejecución de los trabajos y así adquirir con anticipación los materiales y equipos y -- aprovechar al máximo la mano de obra, los materiales y en general todos los recursos que intervienen en la instalación y montaje de una subestación eléctrica.

Sin embargo, para llevar a cabo un programa de construcción o de obra, es indispensable tener un proyecto definitivo o al menos un programa de proyecto que contemple con anticipación las necesidades de la obra para poder resolver oportunamente cada una de las etapas, previamente aprobadas, del proceso de instalación de una subestación.

La programación de cada una de las actividades por realizar, debe quedar establecida con fechas calendario claramente determinadas.

Al realizar los programas se debe tener presente que su objetivo fundamental es el de concluir el proyecto de una subestación eléctrica con la mayor calidad y con el menor tiempo y costo posible.

Existen diferentes métodos para realizar los programas y controlar el proyecto de una subestación eléctrica, entre otros podemos mencionar los siguientes:

- a) Experiencia, intuición, etc.
- b) Diagramas de barras.

- c) Diagramas de flechas, ruta crítica.
- d) Estadísticas.
- e) Planeación conjunta de diseños, entrega de materiales, equipos y construcciones.
- f) Aplicación de Ingeniería de Sistemas.

Todos estos caminos llevan a un solo resultado, previsión y control, manejarlos nos permite conocer en cualquier proyecto y en todo momento, los siguientes puntos:

- Qué hay que hacer.
- Cuándo va a realizarse y cuánto se va a tardar en hacerlo.
- Qué ha sido hecho.
- Qué se está haciendo.
- Qué falta por hacer.
- Cuál es el costo de lo realizado hasta la fecha y cuánto se estima que costará ejecutar lo que falta por hacer.

Por lo antes mencionado, describiremos brevemente un procedimiento que podrá guiar al Ingeniero Proyectista en el diseño de un sistema eléctrico de distribución industrial de hasta 34.5 KV. Cabe mencionar que las etapas del proyecto y los elementos que intervienen en ellas, ya han sido descritos en el desarrollo de esta tesis, por lo que solamente pretendemos, para efectos de programa -- proporcionar orden y duración a cada una de esas etapas. Obviamente pensamos que un solo proyectista realiza los trabajos necesarios y que los programas podrán ampliarse o reducirse dependiendo de la cantidad de recursos que se le asignen.

## 1) GUIA PARA LA PLANEACION DE UN SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION INDUSTRIAL

### 1.1) CONDICIONES AMBIENTALES

Todo buen proyecto para una subestación eléctrica debe contemplar las condiciones ambientales del sitio donde va a ser instalada.

lada, ya que existen factores tan importantes como la altitud y la temperatura máxima ambiente que afectan directamente el funcionamiento de los equipos, sin olvidar algunas otras variables de menor importancia, tales como la humedad y el sismo.

## 1.2) SELECCION DE AREAS

La selección de áreas ha sido muy importante en el desarrollo tecnológico del equipo eléctrico, que asociaciones tan prestigiadas como la NEMA, han desarrollado una clasificación especial que comprende las diferentes condiciones de servicio del equipo eléctrico, mismas que han sido descritas en la sección correspondiente a tableros eléctricos. A manera de ilustración mencionaremos algunas de ellas.

- a) NEMA 1.- Usos generales.
- b) NEMA 3.- Para servicio intemperie.
- c) NEMA 4.- Hermético al agua y al polvo.
- d) NEMA 7, 8 y 9.- A prueba de explosión.
- e) NEMA 10.- Uso en minas.
- f) NEMA 12 y 13.- Uso industrial.

## 1.3) VOLTAJE DE ACOMETIDA O VOLTAJE PRIMARIO

Aunque este punto ha sido tratado en capítulos anteriores, aquí sólo queremos mencionar la importancia de consultar y determinar con la compañía suministradora de energía eléctrica los requerimientos del servicio, para que ésta proporcione la tensión de su ministro solicitada por el usuario, verificando que dicho valor de voltaje se maneje permanentemente en el sistema público de suministro y así evitar la adquisición de equipo inapropiado a los valores de voltaje de acometida.

## 1.4) CALCULO DE LA CARGA DEMANDADA

Con el fin de que la capacidad de transformación de la ---

subestación eléctrica resulte adecuada a las necesidades del usuario, debe tenerse especial cuidado en considerar todas las cargas posibles incluyendo la carga a futuro, deben tomarse en cuenta también los factores de demanda, pues se corre el riesgo de seleccionar subestaciones con capacidad limitada y que tal vez no tienen posibilidades de expansión o de otra forma, se puede caer en el error de considerar equipos con capacidad sumamente alta y reservas que nunca serán utilizadas. Por ésto se recomienda trabajar conjuntamente con el usuario para conocer sus necesidades reales y sus planes de expansión.

### 1.5) ESQUEMA ELECTRICO

Tomando en cuenta las exigencias del servicio y los arreglos de equipo descritos en el desarrollo de esta tesis, podemos concluir que el esquema eléctrico o diagrama unifilar es básico para seleccionar el sistema eléctrico más adecuado e indispensable para cumplir las condiciones de flexibilidad y continuidad del servicio eléctrico.

### 1.6) SELECCION DE TRANSFORMADORES

Como ha quedado establecido, el transformador de distribución es la parte más importante de una subestación eléctrica, portantoo para su selección deben considerarse todos y cada uno de los aspectos descritos en el tema referente a transformadores de distribución (Capítulo II punto número 7).

### 1.7) ANALISIS DE CORTO CIRCUITO

Como ya hemos mencionado en el Capítulo VI, es muy importante determinar el valor de la corriente de corto circuito que puede circular en cada uno de los elementos conductores de la subestación eléctrica. La intensidad de corto circuito determina la capacidad interruptiva que es básica para la selección y cálculo de protecciones.

## 1.8) SELECCION DE PROTECCIONES

En capítulos anteriores se han descrito los tipos y características de los elementos protectores de circuitos eléctricos tanto en baja como en alta tensión, por ello, en este punto sólo queremos subrayar que el buen funcionamiento, flexibilidad y seguridad en la operación de los sistemas eléctricos se basa en los elementos y dispositivos de protección, es por ésto que debe dedicárseles gran atención para su selección y aplicación dentro de los circuitos que forman la subestación. Sin embargo, ésto no significa que se deba abusar del uso y de las características de las protecciones.

## 1.9) ARREGLO FISICO

Los arreglos físicos de los equipos que van paralelamente -- coordinados con los niveles de aislamiento, son factores importantes que permiten los espacios necesarios y determinan las áreas - indispensables para acceso, operación y mantenimiento de los equipos. Dichos factores han sido tratados ampliamente en el desarrollo de esta tesis.

## 1.10) OBRA CIVIL

Es muy importante consultar con los fabricantes de los equipos que integran la subestación, los detalles necesarios para la - instalación y montaje de aquéllos, pues normalmente requieren de - ciertas preparaciones que sólo pueden hacerse durante la ejecución de la obra civil y de no considerarse pueden causar serios tropiezos en el programa de construcción.

## 1.11) VENTILACION

No debemos olvidar que la disipación de calor es uno de los factores importantes en cualquier proyecto eléctrico y que muchos de los fenómenos de transferencia de energía eléctrica y circulación de corriente, más que problemas eléctricos son problemas tér-

micos. De ahí que es indispensable considerar en el proyecto de subestaciones eléctricas, un adecuado sistema de ventilación.

## 2) PROGRAMAS DE PROYECTO PARA SUBESTACIONES ELECTRICAS

Todos los puntos mencionados anteriormente, deben considerarse en el desarrollo del proyecto de una subestación eléctrica, los cuales requieren de una representación esquemática a través de planos y especificaciones que indiquen el proceso de instalación y/o construcción del sistema eléctrico.

Los planos básicos que se deben realizar son:

- Un plano para el diagrama unifilar.
- Un plano para el arreglo de equipo que incluya los huecos, trincheras, ductos y/o charolas que se requieren para canalizar los alimentadores principales y secundarios de la subestación eléctrica.
- Un plano para el sistema de tierras de la subestación.
- Un plano de detalles de instalación y montaje de los equipos.
- Un plano del alumbrado y contactos dentro del local de la subestación en caso de ser de tipo interior.
- Un plano de la ventilación del local de la subestación.
- Un plano de los drenajes, en caso de requerir éstos.

**PROGRAMA DEL PROYECTO**

DIBUJOS	DÍAS																															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
Diagrama unifilar general	—————																															
Arreglo del equipo eléctrico					—————																											
Sistema de tierras.										—————																						
Detalles de instalación.													—————																			
Alumbrado y contactos.																																
Ventilación																																
Drenaje																																

**3) PROGRAMAS DE INSTALACION O DE OBRA**

Los programas de instalación o de obra como ya hemos establecido, están en función de un proyecto, el cual determina la cantidad de obra por ejecutar y que a grandes rasgos abarca los siguientes puntos.

### 3.1) NIVELACION DEL PREDIO

La nivelación del predio comprende los trabajos necesarios para conseguir una superficie de terreno con las pendientes adecuadas, haciendo los cortes y rellenos necesarios.

### 3.2) PREPARACION DEL TERRENO

La preparación del terreno incluye la limpieza del mismo, de tal manera que se deja una superficie uniforme, libre de rocas, raíces, etc., también comprende la compactación del terreno para tener una consistencia uniforme.

### 3.3) INSTALACION DEL SISTEMA DE TIERRAS

La instalación del sistema de tierras comprende desde la excavación de las zanjas para el tendido y empalmes de los cables y derivaciones necesarias, así como la construcción de registros para la instalación de varillas o electrodos de tierra (Capítulo -- II punto número 9).

### 3.4) CIMENTACIONES

Este punto comprende la excavación y elaboración de cimentaciones ya sea para el equipo, para las estructuras o para los muros necesarios.

Las cimentaciones deben hacerse de concreto y se recomienda que las dimensiones del cimientado sean iguales ó 1 ó 2 cm. menores que la base de sustentación del equipo, para evitar que el agua penetre a la subestación, en caso de ser ésta de tipo compacto.

### 3.5) REGISTROS Y TRINCHERAS

Al igual que las cimentaciones, antes de elaborar las plataformas o pisos es necesario considerar todos los registros, trincheras y bancos de ductos para realizar la excavación correspondiente.

### 3.6) PLATAFORMAS O PISOS

Una vez realizadas todas las preparaciones necesarias bajo el piso y ya instalado el sistema de tierras, puede procederse a la construcción de las plataformas o pisos que normalmente son de concreto. Los pisos deben ser planos y de preferencia con superficie antiderrapante. Los huecos, registros y trincheras deben tener tapas adecuadas.

Se recomienda que el piso tenga una pendiente mínima de 2.5 por ciento hacia las coladeras del drenaje, en aquellas instalaciones equipadas con transformadores u otros equipos que utilizan líquido aislante o que se encuentren expuestas a inundaciones.

### 3.7) OBRA CIVIL

Obviamente para instalaciones que así lo requieran, después de la ejecución de los puntos anteriores se puede realizar la obra civil adicional, como pueden ser los muros y techos del local.

### 3.8) ESTRUCTURA SOPORTE

Este punto es exclusivo de las subestaciones abiertas donde una vez terminadas las cimentaciones y plataformas correspondientes se procede a la colocación de las estructuras que servirán de soporte a los aisladores, conductores y demás equipo eléctrico que será instalado posteriormente.

### 3.9) PARARRAYOS E HILOS DE GUARDA (1)

Una vez terminada la colocación de las estructuras, pueden colocarse los pararrayos e hilos de guarda, mismos que han sido descritos anteriormente.

---

(1) Capítulo II punto número 5 y Capítulo V.

Recordamos que estos conceptos al igual que la instalación - de las estructuras corresponden exclusivamente a las subestaciones abiertas tipo intemperie.

### 3.10) CABLEADO Y CONEXIONES

Generalmente antes de la instalación del equipo es conveniente la instalación de todos los conductores así como la elaboración de algunas de las conexiones eléctricas. Esto se hace con la finalidad de aprovechar las áreas despejadas (ver el capítulo correspondiente a coordinación de aislamiento).

### 3.11) INSTALACION DEL EQUIPO ELECTRICO

Dependiendo de las características del equipo eléctrico su instalación puede hacerse antes, simultáneamente o después del cableado, todo depende de la facilidad de montaje de los equipos y de las características de las conexiones por realizar y por supuesto los procedimientos de instalación serán diferentes dependiendo de si es un transformador o un tablero de distribución o un tablero de control (ver Capítulo II).

### 3.12) INSTALACION DEL EQUIPO DE SEGURIDAD

No debemos olvidar que durante la ejecución de la obra es conveniente contar con todo el equipo de seguridad necesario y que una vez terminado el arreglo del equipo es importante colocar los dispositivos y sistemas de seguridad como extinguidores, pértigas, tarimas, guantes, barreras, letreros, etc.

En el caso general, los extinguidores de incendio portátiles deben colocarse tantos como sea necesario, en lugares convenientes y claramente marcados, situando dos al menos, en puntos cercanos a la entrada de la subestación. Se recomienda para esta aplicación los extinguidores de CO<sub>2</sub> y los de polvo químico seco.

Para el equipo que contenga aceite, como transformadores e -

interruptores, se recomienda tomar algunas de las medidas siguientes:

- a) Proveer medios adecuados para recoger y drenar el aceite que pudiera derramarse.
- b) Construir muros divisorios, de tabique o concreto, entre transformadores y entre éstos y otras instalaciones.

### 3.13) INSTALACION DE SERVICIOS ADICIONALES

Al igual que durante toda la obra, al llegar a este punto es necesario que algunos de los servicios instalados en forma provisional sean definitivos como son alumbrado, contactos, ventilación, drenajes, etc., dependiendo de las características y tipo de la subestación.

### 3.14) PRUEBAS SIN ENERGIA

Una vez instalado debidamente todo el equipo que integra la subestación y antes de conectarla a la red de suministro de alta tensión, es necesario cumplir con una serie de pruebas que permiten verificar la rigidez dieléctrica del aislamiento en todos los elementos de la subestación (en los programas de mantenimiento se habla de las pruebas del aislamiento, ver Capítulo VIII).

Obviamente debemos dar por descontado que todos los equipos han sido probados satisfactoriamente antes de su entrega, sin embargo, a pesar de los cuidados durante la transportación y montaje de los equipos es posible que éstos puedan sufrir algún daño en sus aislamientos.

### 3.15) PRUEBAS CON ENERGIA

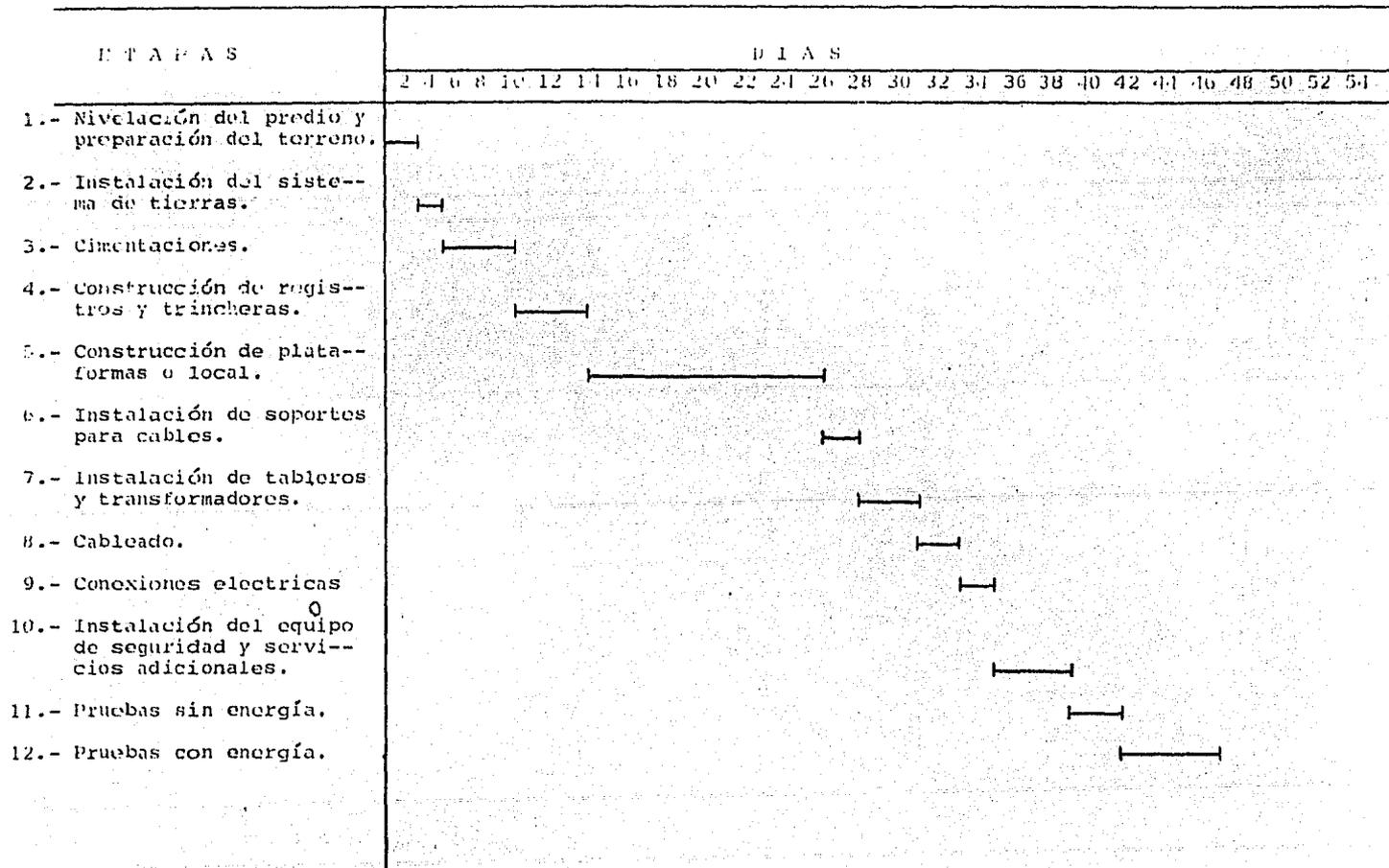
Antes de probar con energía y como una parte del punto anterior, debemos de verificar la correcta operación de todos y cada uno de los equipos y dispositivos de la subestación. Es importan-

te incluir maniobras de emergencia que simulen condiciones de falla. Si todo lo anterior ha sido correcto y cuidadosamente ejecutado, podremos realizar las pruebas con energía para asegurarnos de la correcta operación de la subestación.

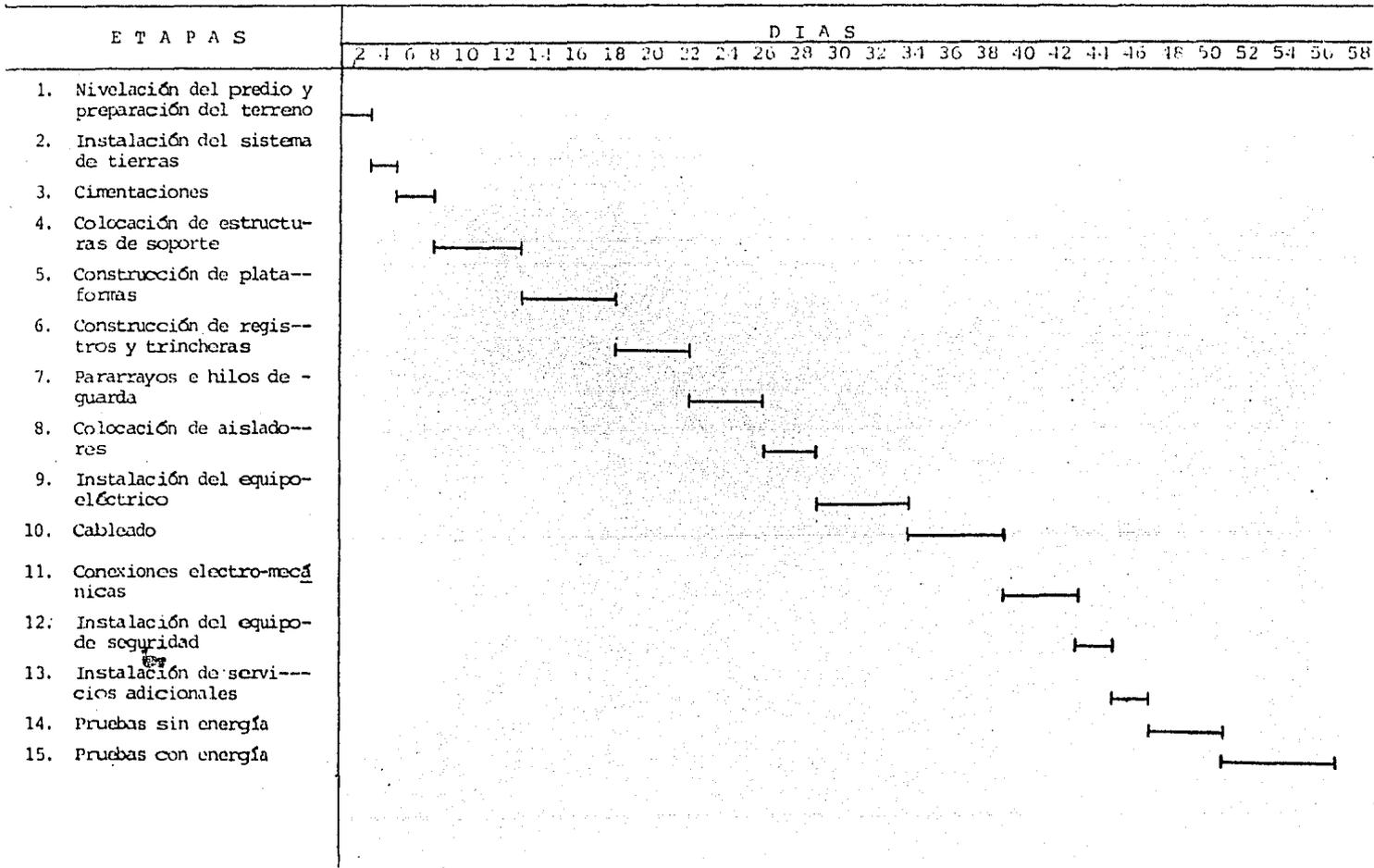
### 3.16) PUESTA EN SERVICIO

Después de haber efectuado todas las pruebas de campo aquí - descritas y habiéndonos cerciorado de que todo está en orden, es - posible poner en marcha la subestación. No debe olvidarse que un - error en la secuencia de operación puede causar serios problemas, - por ello es importante instruir al personal encargado de la subes - tación, tener a la mano todos los instructivos necesarios de los - equipos y contar con programas de mantenimiento predictivo y pre - ventivo de los equipos y en general de la subestación para tener - un sistema eléctrico seguro, confiable y económico durante su vida - útil.

PROGRAMA DE OBRA E INSTALACION EN CEA SUBESTACION ELECTRICA DE TIPO CONTACTO, DE 100 KVA EN 23 KV



PROGRAMA DE OBRA E INSTALACION DE UNA SUBESTACION ELECTRICA DE TIPO ABIERTO, DE 500 KVA EN 23 KV



## CONCLUSIONES

## CONCLUSIONES

Después de haber consultado a los fabricantes de equipos eléctricos, a los usuarios de subestaciones de hasta 34.5 KV y a las compañías suministradoras de energía eléctrica y considerando además la diversa bibliografía, así como las normas y reglamentos eléctricos en vigor, podemos concluir esta tesis con los siguientes puntos:

1) La energía eléctrica es una energía noble que se crea para el servicio del hombre. Independientemente de la fuente que la produzca, es indispensable para el desarrollo de la vida moderna. Sin embargo, para su aprovechamiento se requiere de la adecuada selección de subestaciones eléctricas, mismas que intervienen en cada una de las etapas del proceso generación-consumo.

2) Para la correcta aplicación de una subestación eléctrica, es indispensable conocer el principio de operación y las características principales de los equipos y dispositivos que la forman y en base a ello diseñar el diagrama eléctrico más conveniente, aplicando los mejores criterios de ingeniería.

3) Existen diferentes tipos de sistemas abastecedores de energía eléctrica en mediana y baja tensión cuyas características dependen de su aplicación. No obstante, para el manejo de considerables cantidades de energía eléctrica en pequeñas industrias, grandes edificios, centros comerciales y hospitales, las subestaciones de tipo compacto han logrado gran aceptación por sus cualidades técnicas, físicas, económicas y sobre todo por su fácil instalación y operación.

4) Como ya se ha mencionado, el diseño de subestaciones eléctricas requiere de la aplicación de criterios de ingeniería y de estudios especializados, por ejemplo, el de corto circuito, sobretensiones y coordinación de aislamiento, por ello, es importante que el personal que interviene en el diseño, construcción y

y mantenimiento de las subestaciones eléctricas, esté altamente capacitado en la materia.

5) El análisis del corto circuito constituye una etapa muy importante y necesaria en el diseño de una subestación eléctrica. Este estudio permite determinar las características interruptivas de los dispositivos desconectores y de protección. El valor de la corriente máxima de corto circuito es un parámetro indispensable para el diseño del sistema de tierras. Sin embargo, podemos concluir que los estudios de corto circuito y el método empleado para una solución en particular depende del tamaño o complejidad del sistema eléctrico bajo estudio, de los resultados esperados y de la aplicación de éstos.

6) El estudio de las sobretensiones y la coordinación de aislamiento, así como el estudio del corto circuito proporcionan información suficiente para dimensionar los equipos y sistemas eléctricos.

El concepto de coordinación de aislamiento se basa en la coordinación de los niveles de protección y de aislamiento.

La selección del nivel de aislamiento es un problema técnico-económico, pues no debe perjudicarse la continuidad, flexibilidad y seguridad del sistema eléctrico en estudio, ni implicar un costo excesivo.

7) Las subestaciones eléctricas tienen un amplio campo de aplicación en las distintas actividades productivas del ser humano, sin embargo, la correcta selección de sus equipos y de su diagrama eléctrico, depende, por ejemplo, de las necesidades existentes y de las exigencias del servicio, así como de los criterios de ingeniería utilizados.

Por lo antes mencionados podemos concluir que el personal encargado del proyecto de una subestación eléctrica deberá aplicar en cada caso todos sus conocimientos y experiencias para resolver adecuadamente los problemas del abastecimiento y manejo de energía eléctrica, ya que para un mismo problema es posible -

aplicar diversos esquemas con los mismos equipos o con equipos diferentes, de manera que se puede ofrecer una gama de alternativas, todas ellas con diversas características técnicas y económicas.

8) El buen funcionamiento y el cometido de los equipos y sistemas eléctricos se alcanza cuando su diseño y construcción se efectúan en base a las normas y criterios de ingeniería, así como en los programas de mantenimiento preventivo y correctivo que les hayan sido asignados.

Los programas de mantenimiento preventivo y predictivo bien planeados proporcionan beneficios de seguridad, continuidad y economía, ya que la evaluación de los resultados de pruebas aplicadas a los equipos es el mejor diagnóstico para evitar fallas imprevistas en los aparatos.

El costo de inspecciones, pruebas y mantenimiento, es normalmente menor del 1% del valor del equipo involucrado, lo que significa que un poco de atención y una pequeña cantidad de recursos económicos pueden prolongar la vida útil de los equipos y garantizar la continuidad del servicio eléctrico, así como la seguridad en el manejo de la energía eléctrica.

## B I B L I O G R A F I A

BEEMAN DONALD L., Industrial Power Systems Handbook, New York, - McGraw-Hill, 1955.

ENRIQUEZ HARPER G., Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas, México, Limusa, 1979.

ENRIQUEZ HARPER G., Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Media y Alta Tensión, México, Limusa-Wiley, 1972.

GENERAL ELECTRIC, Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, - versión en español por el Ing. V. G. Báez Camargo.

GEREZ GREISER V. y MURRAY-LASSO, Teoría de Sistemas y Circuitos, - tomo I, México, Representaciones y Servicios de Ingeniería, 1974.

SISKIND S. CHARLES, Electrical Machines, Tokyo, McGraw-Hill Kogakusha, LTD, 1959.

SPITTA F. ALBERT, Instalaciones Eléctricas, tomos I y II, España, Dossat, 1981.

COMPANÍA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, GERENCIA DE PLANEACION E INGENIERIA, Manual de Diseño de Subestaciones.

IEEE Std 141-1969, Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book).

IEEE Std 242-1975, Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff --- Book).

IEEE Std 80-1976, Guide for Safety in Substation Grounding.

NEMA Publication No. 201-1970, Primary Unit Substations.

NEMA Publication No. 210-1970, Secondary Unit Substations.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, Especificaciones: CFE L0000-02-1978, Tensiones de Sistemas de Distribución, Subtransmisión y Transmisión. CFE L0000-06-1980, Coordinación de Aislamiento. CFE V-5000-15-1982, Interruptores de Potencia de 15.5 a 72.5 KV.

SECRETARIA DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL, DIRECCION GENERAL DE NORMAS, Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas, Parte 1, - Instalaciones para el uso de Energía Eléctrica, México, 1981.

DIRECCION GENERAL DE NORMAS:

- NOM-J068-1981, Tableros de Alta Tensión
- NOM-J109-1977, Transformadores de Corriente
- NOM-J116-1977, Transformadores de Distribución
- NOM-J118-1978, Tableros Eléctricos Ensamblados en Fábrica, de Distribución, y/o Control en Baja Tensión
- NOM-J135-1969, Definiciones de Unidades Eléctricas de Medida y Voltajes Técnicos Relacionados con ellas
- NOM-J144-1977, Cortacircuitos Fusibles de Distribución para Tensiones Mayores de 600 Volts
- NOM-J153-1972, Clasificación de Materiales Aislantes
- NOM-J162-1981, Interruptores de Seguridad para Corrientes Nominales de 30 a 1200 Amperes
- NOM-J168-1980, Transformadores de Potencial
- NOM-J235-1977, Gabinetes para Equipo Eléctrico de Control y Distribución
- NOM-J266-1977, Interruptores Termomagnéticos en Caja Moldeada
- NOM-J281-1977, Términos Empleados en la Industria Eléctrica
- NOM-J284-1980, Transformadores de Potencia
- NOM-J320-1978, Instrumentos de Medición para Magnitudes Eléctricas
- NOM-J323-1980, Desconectores Eléctricos en Aire de Operación con Carga en Alta Tensión para Servicio Exterior e Interior
- NOM-J351-1979, Transformadores Tipo Seco de Distribución y Potencia
- NOM-J356-1979, Cuchillas Desconectoras en Aire de Operación sin Carga en Alta Tensión para Servicio Interior y Exterior.

CATALOGOS Y PUBLICACIONES TECNICAS DE FABRICANTES DE EQUIPO ELECTRICO:

- 1) ELECTROTECNICA BALTEAU, S.A.
  - Fundamentos de Teoría y Selección de Transformadores para Medición.
- 2) CONSTRUCCIONES ELECTRICAS, S.A.
  - Subestaciones Unitarias Compactas.
  - Tableros Eléctricos.
  - Instrucciones, Tableros y Subestaciones.
  - La conducción de Corriente Eléctrica por medio de Barras de Cobre.
- 3) ENERGOMEX, S.A. de C.V.
  - Celdas Metal-Clad con Parte Móvil e Interruptor.
  - Cuchillas tripolares, Cat. No. 10110.
  - Subestaciones de Potencia, Cat. No. 10102 y 10103.
  - Subestaciones de Distribución, Cat. No. 10101.
  - Interruptores en Pequeño Volumen de Aceite para Servicio Interior, Cat. No. 10108 A.
  - Interruptores en Aire para Servicio Interior, Cat. No. 10106 A.
- 4) GENERAL ELECTRIC
  - Tableros de Distribución y Fuerza, de Alumbrado y Subestaciones Unitarias.
- 5) INDUSTRIAS IEM, S.A. de C.V.
  - Transformadores de Pequeña Potencia.
  - Transformadores de Distribución Trifásicos.
- 6) INDUSTRIA ELECTRICA, S.A. (IESA):
  - Transformadores de Mediana Potencia, publicación No. 05-1020 /81.
  - Instructivo de Instalación, Operación y Mantenimiento para Transformadores de Distribución y Potencia, publicación No. 01-2/1019/81.

- Epoxiesa (Transformadores en Resina).
- 7) FEDERAL PACIFIC ELECTRIC DE MEXICO, S.A. de C.V.
  - Tableros de Transferencia, F-32-010582
  - Fusibles, F-23-030983
  - Interruptores Termomagnéticos en Caja Moldeada, F-21-011282
  - Interruptores de Potencia para Baja Tensión
  - Catálogo Condensado, Marzo 1982
- 8) SIEMENS, S.A.
  - Subestaciones Tipo Compacto para 23 y 34.5 KV
  - Apartarrays Tipo Autoválvula
  - Instrumentos de Medición para Tableros Eléctricos
- 9) SELMEC EQUIPOS INDUSTRIALES, S.A. de C.V.
  - Equipos Eléctricos y Subestaciones
- 10) CONSTRUCCIONES Y EQUIPOS ELECTRICOS STROM, S.A.
  - Equipos Eléctricos, Subestaciones, Tableros de Alta y Baja - Tensión
- 11) PRODUCTOS ELECTRICOS ELMEX, S.A. de C.V.
  - Subestaciones Compactas Blindadas para Alta Tensión
- 12) DOW CORNING LATIN AMERICA, LTD.
  - Información sobre Líquidos de Silicona para Transformadores, boletín No. 22-348bS