

90



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES

ARAGON

293-101

**“MANTENIMIENTO A UN  
TRANSFORMADOR DE 230/23 K.V. CON  
ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO  
EN 230 K.V. Y DOBLE ANILLO EN 23 K.V.”**

**TESIS PROFESIONAL**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**P R E S E N T A :**

**ERNESTO SÁNCHEZ PERAZA**

SAN JUAN DE ARAGÓN,

MÉXICO, 2001.



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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.



**A MIS PADRES**

**MA. VERÓNICA PERAZA MARTÍNEZ  
ALBERTO SÁNCHEZ MAYA**

**A MI HERMANA**

**ALEJANDRA SÁNCHEZ PERAZA**

POR SU APOYO QUE SIEMPRE ME BRINDAN, SU  
COMPRESIÓN, CARIÑO Y CONFIANZA Y POR SER MIS MEJORES  
AMIGOS.

**A KARINA GARCÍA LUCAS**

POR SU CARIÑO, CONFIANZA, APOYO Y SU GRAN  
AMISTAD QUE SIEMPRE ME BRINDA.

**A MIS TÍOS, PRIMOS Y TODA MI FAMILIA**

POR TODO EL APOYO QUE SIEMPRE ME ESTÁN DANDO.

**A MIS PROFESORES, COMPAÑEROS Y AMIGOS**

PARA LA REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO, Y QUE DE  
ALGUNA FORMA HAN INFLUIDO PARA MI FORMACIÓN  
PERSONAL.

MUCHAS GRACIAS

**MANTENIMIENTO A UN**  
**TRANSFORMADOR DE 230/23 K.V.**  
**CON ARREGLO DE**  
**INTERRUPTOR Y MEDIO EN 230**  
**K.V. Y DOBLE ANILLO EN 23 K.V.**

<b>INDICE.</b> .....	1
<b>INTRODUCCIÓN.</b> .....	4
<b>Capítulo 1. El Sistema Eléctrico Nacional.</b> .....	6
1.1. Generalidades. ....	6
1.2. Como está dividido. ....	7
1.3. En el área central. ....	9
1.4. El actual anillo de 400 K.V. ....	9
1.5. El anillo de 230 K.V. ....	11
1.5.1. El anillo de 230 K.V. (Interno). ....	11
1.5.2. El anillo de 230 K.V. (Externo). ....	12
1.6. El anillo de 85 K.V. (Haciendo la integración del área central). ....	13
<b>Capítulo 2. Fundamentos de Subestaciones.</b> .....	14
2.1. Generalidades. ....	14
2.2. Concepto de Subestaciones Eléctricas. ....	14
2.3. Subestaciones por su operación. ....	14
2.4. Tipos de Subestaciones. ....	15
2.5. ¿Quién Opera las Subestaciones?. ....	17
2.6. Componentes principales de una S.E. y su función. ....	17
2.7. Arreglos de subestaciones. ....	20
2.7.1. Interruptor y medio. ....	21
2.7.2. Doble anillo. ....	23
2.7.3. Barra sencilla o doble barra sencilla. ....	26
2.7.4. Barra sencilla y barras auxiliares. ....	28
2.7.5. Doble barra con interruptor comodín. ....	29
2.7.6. Doble barra con interruptor de amarre. ....	30
2.7.7. Doble barra con bus partido. ....	31
2.7.8. Doble barra con bus de transferencia. ....	32

2.7.9. Doble interruptor. ....	33
2.8. Algunas características de las Subestaciones (Abreviaturas o claves). ....	34
2.9. Nomenclaturas. ....	42
<b>Capítulo 3. Componentes de Transformadores de 230/23 K.V. ....</b>	<b>58</b>
3.1. Generalidades. ....	58
3.2. Componentes principales. ....	58
3.2.1. Aceite. ....	58
3.2.2. Aislamientos. ....	60
3.2.3. Boquillas terminales. ....	63
3.2.4. Devanado. ....	66
3.2.5. Núcleo. ....	67
3.2.6. Tanque. ....	69
3.3. Componentes auxiliares. ....	70
3.3.1. Cambiadores. ....	70
3.3.1.1. Ruptor. ....	74
3.3.1.2. Mando del motor. ....	75
3.3.2. Dispositivos de protección. ....	75
3.3.2.1. Apartarrayos. ....	75
3.3.2.2. Dispositivos de sobrepresión súbita. ....	76
3.3.2.3. Relevador Buchholz. ....	76
3.3.2.4. Relevador de flujo. ....	77
3.3.2.5. Sistema contra incendio. ....	78
3.3.3. Indicadores. ....	78
3.3.3.1. Indicadores de nivel. ....	79
3.3.3.2. Temperatura del aceite. ....	79
3.3.3.3. Indicadores de vacío o manovacuómetro. ....	79
3.3.3.4. Indicadores del flujo de aceite. ....	80
3.3.3.5. Temperatura de los devanados. ....	80
3.3.4. Sistema de enfriamiento. ....	81
3.3.5. Transformadores de corriente y Transformadores de potencial. ....	83

3.3.6. Sistemas de conservación del aceite. ....	84
3.3.6.1. Equipo Inertaire para preservación de aceite. ...	85
3.3.7. Sistema de alarmas. ....	86
3.3.8. Silica (deshidratador). ....	86
<b>Capitulo 4. Mantenimiento preventivo a transformadores de Potencia. .</b>	<b>87</b>
4.1. Generalidades. ....	87
4.2. Puntos importantes para el mantenimiento. ....	87
4.3. Concepto de mantenimiento preventivo. ....	88
4.4. Pasos a seguir para un buen mantenimiento preventivo a Transformadores de Potencia. ....	88
<b>Capitulo 5. Pruebas a transformadores de Potencia. ....</b>	<b>100</b>
5.1. Generalidades. ....	100
5.2. Resistencia de aislamiento. ....	100
5.3. Relación de transformación. ....	113
5.4. Factor de potencia. ....	126
5.5. Pruebas al aceite aislante: ....	147
5.5.1. Supervisión. ....	150
5.5.2. Rigidez dieléctrica. ....	150
5.5.3. Acidez. ....	156
5.5.4. Compuestos Polares. ....	157
5.5.5. Otras pruebas. ....	159
<b>CONCLUSIONES. ....</b>	<b>161</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA. ....</b>	<b>162</b>



## INTRODUCCIÓN.

El tema de Transformadores de Potencia es uno de los temas más importantes dentro de una subestación eléctrica.

Por lo que es importante mencionar como se distribuye la energía eléctrica, en el anillo de 400 K.V. y 230 K.V.

En los fundamentos de Subestaciones Eléctricas, utilizaré para efecto de estudio la Subestación IZTAPALAPA, de Compañía de Luz y Fuerza, en la cual se dará a conocer la nomenclatura con la que se identifica el equipo y se dan dos tipos de arreglos.

El de Interruptor y medio en 230 K.V. y doble anillo en 23 K.V..

Con respecto a los Bancos de Potencia, se menciona sus componentes principales y sus auxiliares, para que se logre ver que tan importante es cada uno de ellos y su función que realizan.

El conjunto de cada uno de los componentes, ayuda a que el transformador se encuentre cada vez más seguro sin dejar de mencionar que en la actualidad hay una gran gama de transformadores, en los cuales se están viendo las características de los elementos para hacerlos cada vez más compactos, y de la misma forma que tengan un mejor aislamiento, para garantizar un mejor funcionamiento.

En este trabajo, se da a conocer un mantenimiento preventivo a transformadores de potencia, en el cual se hace un chequeo de los componentes de los transformadores y se le hace pruebas al transformador (no destructivas).

En el Capítulo I, se describe el Sistema Eléctrico Nacional, donde apreciamos la red principal de interconexión, enfocándonos más en el área central, que contienen las subestaciones que forman el anillo de 400 K.V. y los dos anillos de 230 K.V. (interno y externo).

En el Capítulo 2, iniciando con lo que son las subestaciones eléctricas, la forma en como se dividen y los tipos que existen. Se da en forma esquemática el arreglo de interruptor y medio en 230 K.V. y doble anillo en 23 K.V. así como su nomenclatura que identifica al equipo.

Se dan a conocer algunas características (abreviaturas o claves y capacidad en MVA.), de las subestaciones donde se actualizan en su mayoría los datos correspondientes de las tablas.

En el Capítulo 3, se dan a conocer los componentes principales y auxiliares de un transformador de potencia.

En el Capítulo 4, se muestra un procedimiento de mantenimiento preventivo a Transformadores de Potencia. Los cuidados que se deben de tener, y la forma de interpretar los resultados obtenidos mediante las pruebas realizadas.

En el Capítulo 5, se dan a conocer las pruebas que se realizan al transformador, en las que se destacan la resistencia de aislamiento, la relación de transformación, el factor de potencia y al aceite aislante, y de esta forma podemos saber como se encuentra nuestro transformador, ya que es el de mayor importancia en nuestra Subestación Eléctrica, sin hacer menos a los demás componentes de la subestación ya que son fundamentales.

## Capítulo 1.

### El Sistema Eléctrico Nacional.

#### 1.1. Generalidades.

En el comienzo de la energía eléctrica, su suministro era mediante corriente continua a baja tensión utilizando un generador de C. C. Desarrollado por Gramme. Su distancia a la que podía transmitirse la energía eléctrica era con una regulación aceptable, pero era limitado el uso de estos sistemas por razones económicas. Por lo tanto Marcel Deprez decía que “elevando la tensión se podía transmitir energía eléctrica de cualquier potencia a una gran distancia”, pero tuvo algunas aplicaciones industriales limitadas la transmisión con corriente continua a alta tensión. El fenómeno de la inducción, descubierto por Michael Faraday, fue el antecedente para la creación del generador eléctrico y por esto es considerado el punto inicial del desarrollo de los sistemas de energía eléctrica.

Pero a pesar de los descubrimientos de Faraday, no había interés por transmitir energía eléctrica alterna ni las ventajas de alta tensión para su transporte.

Gibbs y Goulard construyen el primer Transformador de corriente alterna, en forma comercial, siendo un hecho muy importante para nosotros para repartir la energía eléctrica, hasta aquellos pequeños lugares sobre la Tierra.

Inicialmente había sistemas monofásicos, hasta que en 1887, Tesla patentó un sistema de transmisión trifásico, y estos se desarrollaron rápidamente, siendo actualmente los más usados, ya que presentan la ventaja de que la potencia total suministrada es constante, siempre y cuando el sistema sea equilibrado.

Actualmente la Generación y Transmisión de grandes bloques de energía eléctrica son primordiales para abastecer los requerimientos de las industrias, los servicios públicos y domésticos de una población en constante crecimiento

lo que a provocado la formación de grandes redes de transmisión y distribución denominados Sistemas; que permiten un consumo en los núcleos de la población, las industrias y el campo, más eficiente de la energía generada en plantas instaladas en lugares lejanos a los centros de consumo.

## 1.2. Como está dividido.

El Sistema Eléctrico Nacional estaba formado "operativamente" por 6 áreas interconectadas y 2 aisladas (la Peninsular y la de Baja California), que juntas forman el Sistema Eléctrico Nacional. Actualmente el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) a interconectado el área Peninsular, y están viendo la forma de interconectar el área de Baja California, y ésta quedando dividida en B. C. Norte y en B. C. Sur. Ver figura 1.2.1. Por lo tanto en la actualidad son 7 áreas interconectadas y dos aisladas. Quedando de la siguiente forma la interconexión nacional.

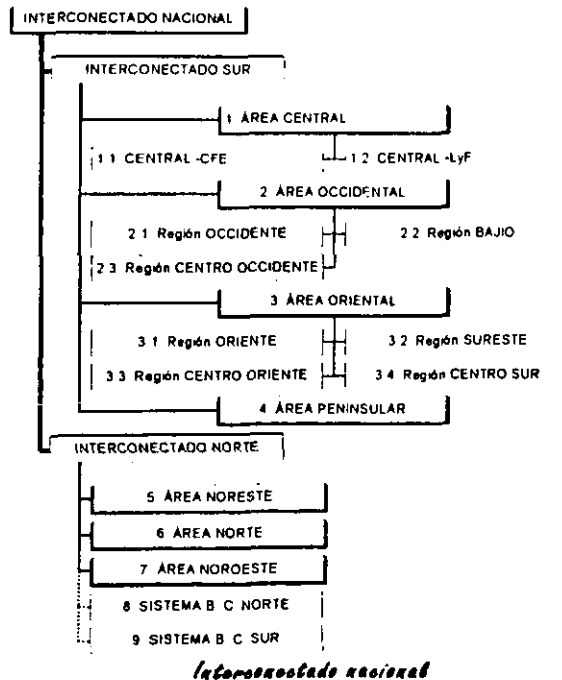
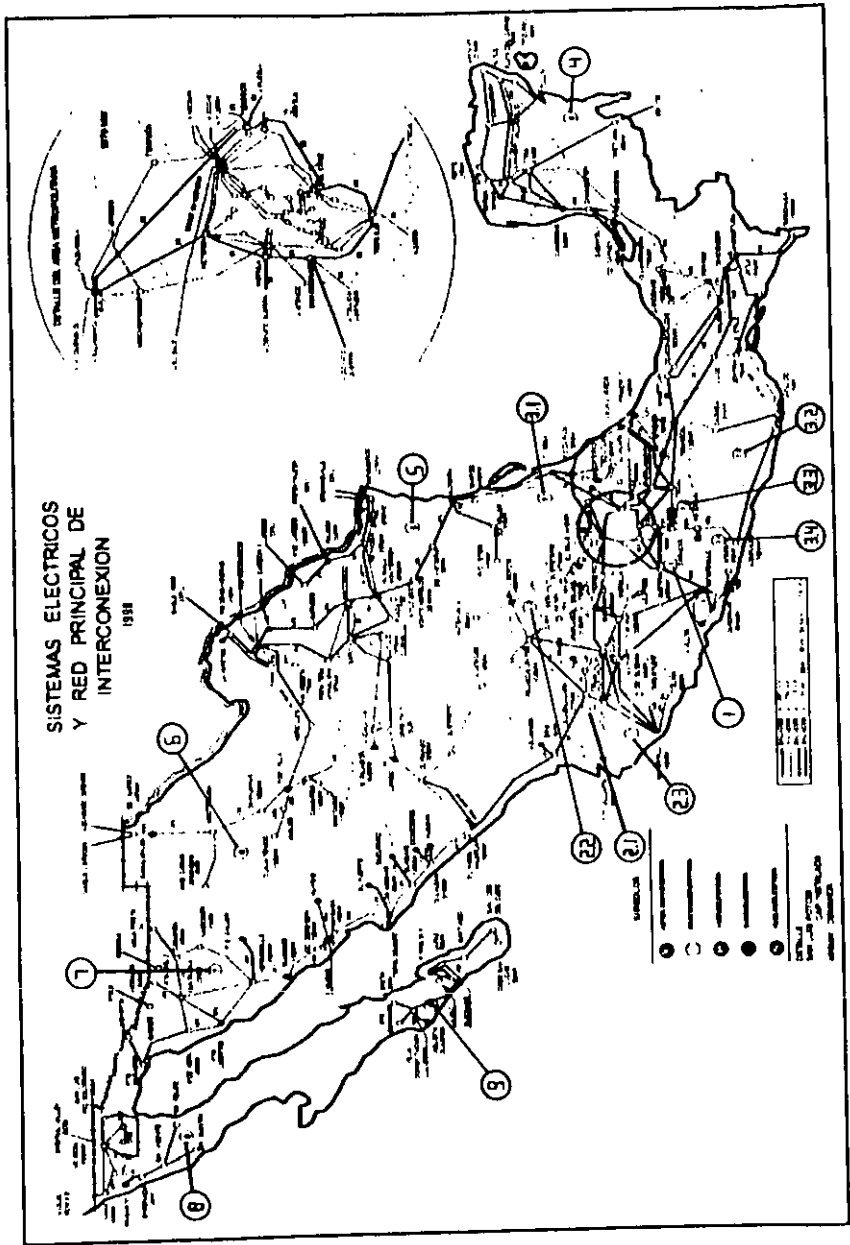


DIAGRAMA RELACIONADO CON LA FIGURA 1.2.1.



*Fig. 1.2.1.  
Red Principal de Interconexión.*

### **1.3. En el Área Central.**

Tomaremos en cuenta el área central, ya que dentro de ésta abarca el área de la compañía de LUZ Y FUERZA, y dentro de esta misma área se encuentra la subestación Iztapalapa que abarca el tema de la Tesis. Ver el punto, 2.1. Generalidades.

El Sistema o Área central es un todo integrado, formado por componentes llamados anillos que configuran una macro red, capaz de interactuar para mantener la continuidad del servicio en óptimas condiciones y además servir de enlace hacia los otros sistemas, al recibir y transferir energía.

Debe hacerse notar que los anillos cuentan con estaciones de transformación y distribución operados manualmente con operadores en su gran mayoría. De acuerdo al avance tecnológico, en las últimas décadas se ha introducido la automatización y el telecontrol en varias subestaciones de 400, 230, y 85 K.V. del sistema Central, la cual consiste en operar las subestaciones a control remoto a través de pantallas de rayos catódicos, supervisando estados en tiempo real de sus principales elementos de potencia y obteniendo las mediciones más importantes de sus circuitos y bancos de transformación.

Por la importancia de lo ya expuesto, la operación del Sistema Central siempre ha recaído en el C.O.C. ( Centro de Operación y Control ), de Compañía de Luz y fuerza con personal del Sindicato Mexicano de Electricistas.

Desde este C.O.C. se opera conjuntamente las instalaciones tanto de C.F.E. como de la compañía de Luz y Fuerza.

El Sistema de potencia troncal está formado por 3 anillos: uno de 400 Kv. y 2 de 230 Kv. ( Interno y Externo ).

### **1.4. El actual anillo de 400 KV.**

El actual anillo de 400 K.V., lo forman las subestaciones Nopala, Victoria, Tula, Texcoco, Sta. Cruz, Topilejo y San Bernabe, ver fig. 1.4.1.

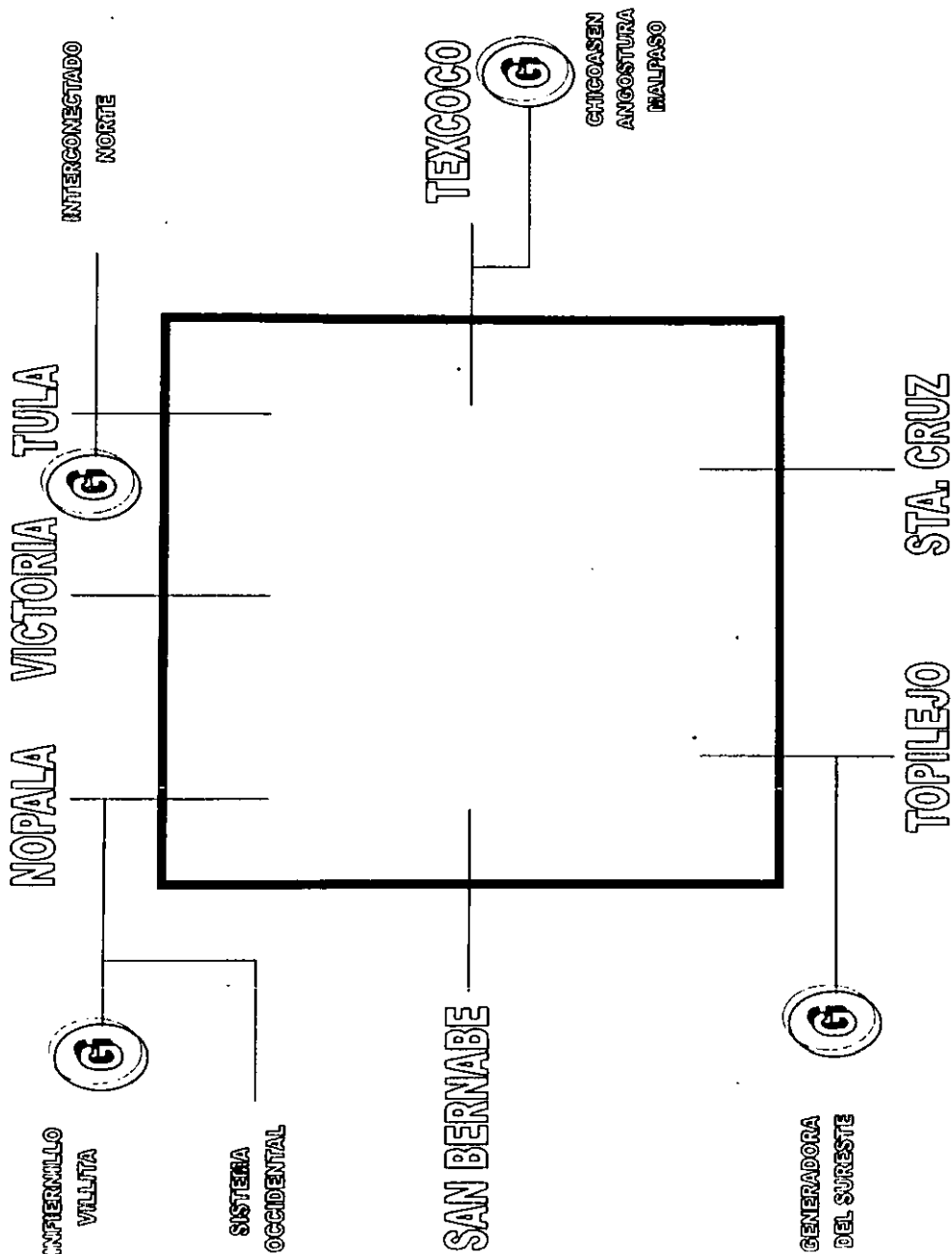


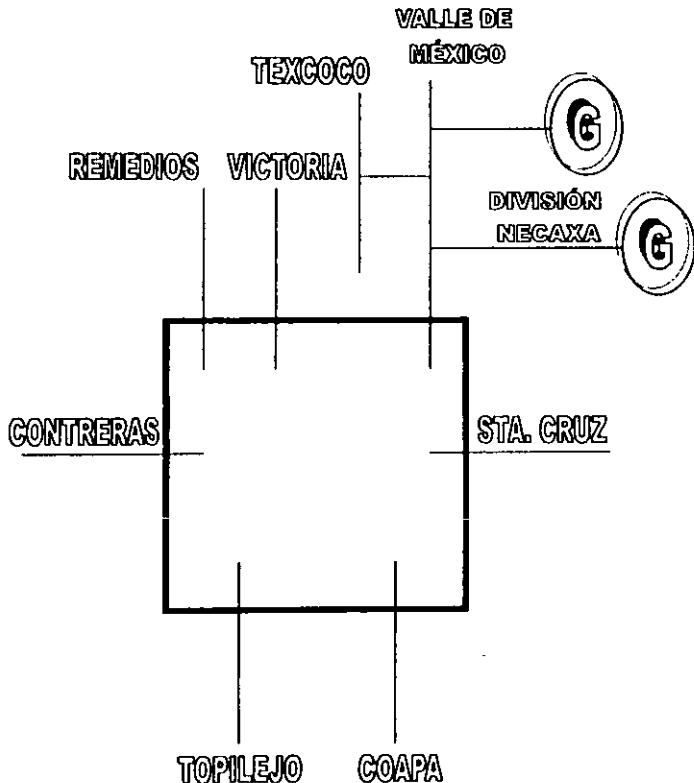
Fig. 1 4 1. El actual acuedo de 400 K V.

### 1.5. El anillo de 230 K.V.

Como se menciono, hay dos anillos de 230 K.V, uno interno y otro externo.

#### 1.5.1. El anillo de 230 K.V. Interno.

El anillo de 230 K.V., (fig. 1.5.1.1.) Interno, lo conforman principalmente las siguientes subestaciones: Remedios, Victoria, Valle de México de Luz y Fuerza, que recibe la generación de las plantas, Valle de México y División Necaxa, Sta. Cruz, Coapa, Topilejo y Contreras.



*Fig. 1.5.1.1. Anillo de 230 K.V. Interno.*



También este anillo interconecta los Sistemas Central y Oriental y su inyección de energía es a través de transformadores de 400/230 K.V., de las subestaciones Tula, Texcoco y Puebla.

#### **1.6. El anillo de 85 K.V. (Haciendo la integración del Área Central).**

El anillo de 85 K.V., es de los más antiguos del Sistema Central, su inyección de energía es a través de bancos de 230/85 K.V., y de unidades Jets, localizadas en Nonoalco, Valle de México y Lecheria, así como la inyección de la Planta Jorge Luque y del Sistema Miguel Alemán.

La integración de los anillos: 400 K.V., 230 K.V. (Interno y externo), 85 K.V., y un Sistema de 150 K.V. representa una macro red llamada Área Central.

El Área Central tiene en operación, construcción y proyecto para los niveles de tensión 400/230/85/23 K.V., Ver el punto del Capítulo 2.3.

## **Capítulo 2.**

### **Fundamentos de Subestaciones.**

#### **2.1. Generalidades.**

En este tema de Tesis tomare en cuenta la Subestación Iztapalapa, con datos actuales (en aspecto de información), y las modificaciones que se han tenido en esta subestación.

#### **2.2. Concepto de Subestación Eléctrica.**

Iniciaremos teniendo un concepto de lo que es una Subestación Eléctrica.

Una S.E. es un conjunto de elementos o dispositivos que nos permiten cambiar las características de la energía eléctrica (voltaje, corriente) o bien conservarlas dentro de ciertos rangos.

Todos estos dispositivos se encuentran alojados en un predio exclusivo.

Una subestación sirve básicamente para manejar bloques de energía eléctrica de acuerdo con las necesidades del servicio.

#### **2.3. Subestaciones por su Operación.**

Las Subestaciones por su operación son: de Transmisión, Subtransmisión y Distribución. Como se mencionó antes que el Área Central tiene en operación, construcción y proyecto para los niveles de tensión 400/230/85/23 K.V., pudiéndose resumir como sigue:

Subestaciones de Transmisión	400/230 K.V.
Subestaciones de Subtransmisión	230/85 K.V.
Subestaciones de Distribución	230/23 K.V.
	85/23 K.V.

#### **2.4. Tipos de Subestaciones.**

1). Por su servicio: Primarias y secundarias.

##### **PRIMARIAS:**

Elevadoras  
 Receptoras reductoras  
 De enlace o distribución  
 De switcheo o maniobra

##### **SECUNDARIAS:**

Receptoras:  
 Reductoras  
 Elevadoras  
 Distribuidoras  
 De enlace

2). Por su construcción:

Intemperie  
 Interior  
 Blindadas

3). Por convencionalismo interno de Luz y Fuerza y de acuerdo con el lenguaje utilizado en Mantenimiento eléctrico, o de acuerdo a sus normas, se encuentran en diferentes tipos que son:

(C).- Tipo Cliente.

(T).- Telecontroladas.

( ).- Convencionales.

(R). - Tipo Rural.

a). **TIPO CLIENTE** (Normalmente utilizadas en tensiones de 85 K.V.)

Son aquellas que se utilizan para entregar en bloque la energía eléctrica al cliente *industrial directamente*, pudiendo ser la S. E. radial o parte integral del anillo de transmisión correspondiente y al mismo tiempo ser telecontrolada o convencional.

b). **TELECONTROLADAS**

Son subestaciones cuyo equipo puede operarse y/o monitoriarse desde el Centro de Operación y Control (COC) a distancia independientemente del tablero correspondiente ubicado en el predio de la instalación, o del equipo mismo.

c). **CONVENCIONALES**

Conocidas así por haber sido las normalmente utilizadas en nuestro sistema antes de la integración del telecontrol y automatización. Su operación y monitoreo se lleva a cabo desde el tablero instalado en el mismo predio de la S. E. independientemente del que se lleva a cabo desde el equipo mismo y/o sus respectivos gabinetes.

#### d). RURALES

Son las que se instalan en los lugares que se encuentran alejados de las concentraciones industriales o poblacionales. Estas *no requieren de un tablero de control*, ya que su operación monitoreo se efectúa directamente en el equipo.

#### **2.5. ¿Quién opera las subestaciones?**

¿Quién opera las subestaciones?

En forma directa, el personal del Departamento de Operación de subestaciones; ya sean telecontroladas o convencionales. Y en forma indirecta y/o telecontrolada, el personal de Operación Sistema (el equipo correspondiente a generación y transmisión) y el personal de Operación de redes de distribución (el equipo correspondiente a Distribución).

Sólo en subestaciones rurales o en casos de emergencia en las telecontroladas, por motivo de la ausencia de Operador en las mismas, la operación se llevará a cabo por personal de Mantenimiento Eléctrico, siempre de acuerdo con el Reglamento de Operación.

#### **2.6. Componentes principales de una S. E. y su función.**

##### *AISLADORES ELÉCTRICOS:*

Son elementos de los equipos de las subestaciones cuya característica principal es la *baja conductividad eléctrica*; esto es, su alta oposición al paso de la corriente.

Tipos:

- a) Soporte
- b) De paso
- c) De remate

La labor de Mantenimiento consiste en fijar, anclar y limpiar todos estos aisladores procurando preservar básicamente su nivel de aislamiento y distancias de flameo.

### *BARRAS COLECTORAS:*

Es aquel elemento conductor que sirve para transportar energía eléctrica entre dos puntos de conexión en una subestación.

Es el conductor eléctrico que se utiliza como conexión común de los diferentes circuitos de que consta la subestación; o sea, es aquel elemento conductor en el cual convergen varios circuitos o equipos (generadores, líneas de transmisión, bancos de transformación).

En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupan diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje.

Como Mantenimiento nos corresponde vigilar su estado de montaje, sujeción y principalmente de conexión.

### *CUCHILLAS DESCONECTORAS:*

Son los elementos utilizados para aislar del sistema los equipos eléctricos, y su operación jamás deberá efectuarse con carga.

Las podemos encontrar en diferentes formas siendo por:

#### **1. Tipo de apertura:**

- Tiro sencillo
- Doble tiro
- Giro al centro
- Apertura al centro

**2. Tipo de montaje:**

- Vertical
- Horizontal
- Horizontal invertido

**3. Tipo de operación:**

- En grupo
- Individual
- Manual
- Motorizada

**4. Tipo de utilización:**

- Operación con carga
- Encapsulada
- De prueba
- De puesta a tierra

*ESTRUCTURAS:*

Son elementos que conforman el soporte y refuerzo de la instalación y montaje de los componentes civiles, mecánicos y eléctricos de una subestación.

Nuestra labor como Mantenimiento consiste en garantizar la correcta fijación y anclaje de todas las piezas de la estructura, así como su buen estado y acabado.

*INTERRUPTORES:*

Es el aparato que sirve para cerrar o abrir circuitos eléctricos, con o sin carga, o con corrientes de falla.

El medio dentro del cual se corta el arco eléctrico puede ser aceite, vacío, aire, campo magnético, gas SF<sub>6</sub>, etc.

En los interruptores de potencia, es el elemento de potencia de las subestaciones que efectúa el corte o restablecimiento rápido de la corriente eléctrica, evitando el arco eléctrico no deseado en los circuitos interrumpidos según sea requerido, esto es, por operación o por protección.

#### *SISTEMA DE TIERRAS:*

Es una red eléctrica distribuida uniformemente en el subsuelo de toda la S.E. que sirve para referir y unificar el valor del potencial (cero volts) del terreno; así como también sirve de protección para facilitar el paso de todas las corrientes eléctricas no deseadas, cualquiera que sea su naturaleza, en los equipos montados en dicha subestación y conectados a su red de tierras correspondientes.

Su principal función es brindar protección y seguridad al personal, previniendo cualquier descarga a través de su cuerpo facilitándola por los puntos de aterrizaje del equipo hacia la red.

Por tal motivo, la actividad básica de Mantenimiento eléctrico en estas redes, consiste en conservar en buen estado las conexiones a tierra (*resistencia óhmica mínima*), así como por medio de pruebas y trabajos específicos garantizar la resistencia entre cualquier punto de la red y los electrodos principales en un valor mínimo.

#### *TRANSFORMADORES:*

Es el elemento de las subestaciones eléctricas que nos permite modificar las características de los bloques de energía eléctrica de acuerdo a las necesidades de la S. E., pudiendo ser transmisión o Distribución.

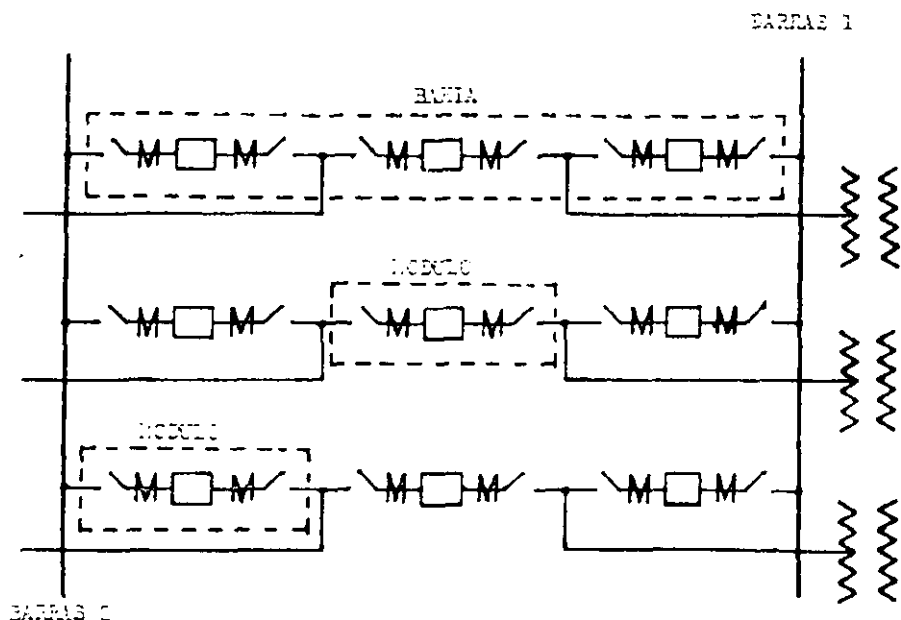
### **2.7. Arreglos de subestaciones.**

En este tema los arreglos que utilizaremos para fin de estudio, son el de interruptor y medio en 230 K V y doble anillo en 23 K V



Haremos mención de algunos otros arreglos, con el fin de saber que existen, y en el transcurso del libro se apreciará más ampliamente los detalles de los dos primeros arreglos, (Interruptor y medio en 230 K.V. y Doble anillo en 23 K.V.)

### 2.7.1. Interruptor y medio.



*Fig. 2.7.1.1. Arreglo de interruptor y medio en la zona de 230 K.V.*

- Este tipo de arreglo se tiene en 230 K.V. y 400 K.V.
- En este arreglo, todas las cuchillas y el interruptor de enlace se mantienen cerrados en condiciones normales.
- Para la revisión de un interruptor, ya sea de línea, de banco, o enlace, solo se abre el interruptor que se desea revisar abriendo posteriormente sus cuchillas, quedando libre.

El diagrama de conexiones se obtiene a través de la pantalla de la computadora; para el estudio en cuestión, se muestra en dos partes, una que es la zona de 230 KV, y la otra de 23 KV; estas se entrelazan por medio de los transformadores de potencia, donde existe el cambio de voltaje.

El diagrama de la figura 2.7.1.1. es la zona que se conoce como arreglo de Interruptor y Medio, el cual lo dividimos de la siguiente manera; lo que se encuentra con la línea punteada se llama bahía (aunque no se especifica en el diagrama, se encuentran tres bahías); cada bahía consta de tres módulos.

Para que un arreglo de interruptor y medio funcione, se requiere de un mínimo de dos bahías (6 módulos). En el caso de subestaciones de 230/23 K.V. por arreglo se tienen tres bahías.

Los interruptores de cada bahía conectan por un extremo a las barras colectoras (lado bancos), y por el otro lado, barras colectoras (lado líneas); a las barras de lado banco se les denomina Barras 1, y a las barras de lado línea se les denomina Barras 2.

A la llegada de una línea y salida de un banco de potencia se consideran dos circuitos; y por cada dos circuitos existen tres interruptores, por lo que se puede apreciar que para cada circuito corresponde un interruptor y medio del otro interruptor, dando como consecuencia la razón del nombre del arreglo.

De lo anterior se define lo siguiente:

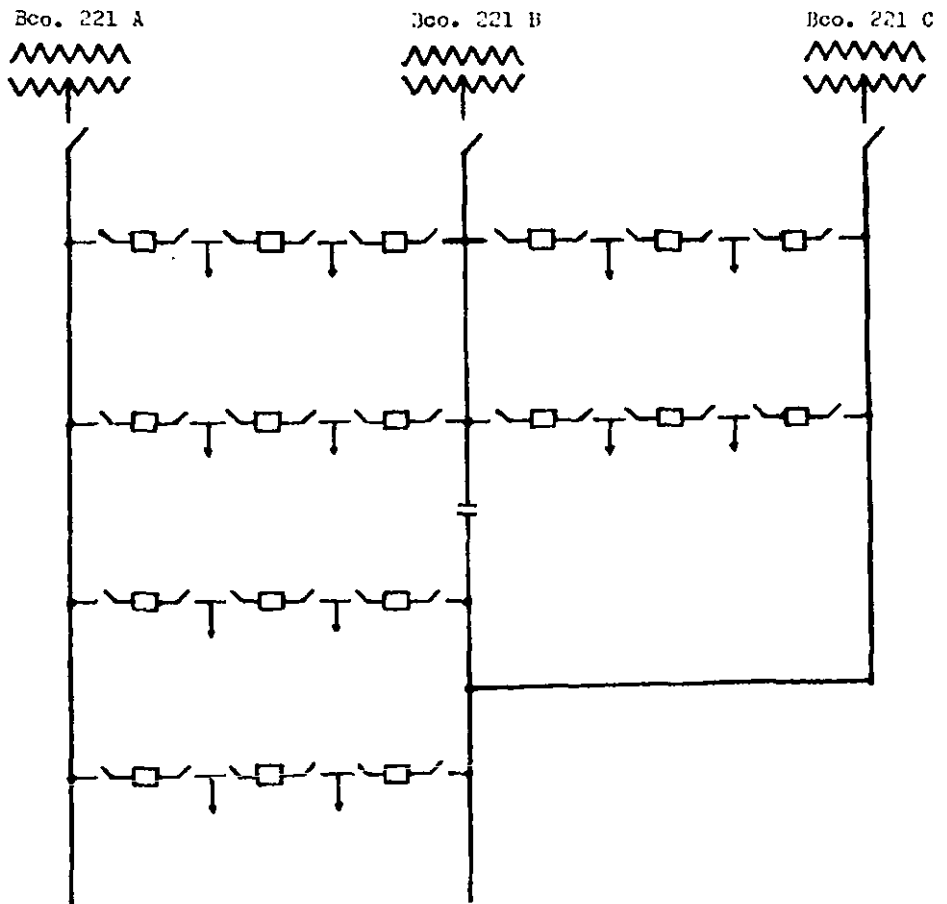
---Bahía---

Es el equipo necesario para interconectar dos barras colectoras sin exceder de tres módulos.

---Módulo---

Es un interruptor con sus cuchillas desconectadoras y sus transformadores de corriente.

### 2.7.2. Doble anillo.

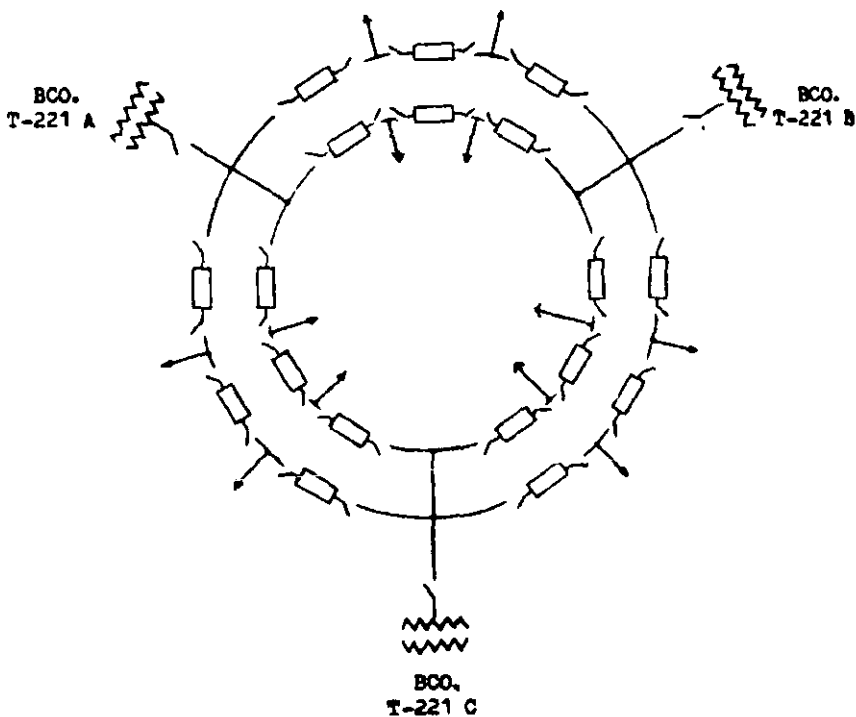


*Fig. 2.7.2.1. Arreglo de Doble Anillo en la zona de 23 K.V.*

- Este tipo de arreglo se encuentra principalmente en la zona de 23 K.V.

En la figura 2.7.2.1. que corresponde a la zona de 23 K.V. que es tal y como se ve en la pantalla de la computadora, se puede apreciar que lo que une a la figura 2.7.1.1. y 2.7.2.1. son los transformadores de potencia de 230/23 K.V. Aquí también se encuentran bahías y módulos, y en lugar de barras colectoras serán las correspondientes a cada Banco de Potencia A B ò C. Las salidas son las que se encuentran entre cada dos interruptores (que se les conoce como mufas de salida), y que son los alimentadores de 23 K.V., de la red de distribución.

Para analizar el tipo de arreglo en anillo y ver del porque del nombre redibujamos la figura 2.7.2.1. para hacer la figura 2.7.2.2.



*Fig. 2.7.2.2. Diagrama de conexiones del Arreglo Doblo Anillo en zona de 23 K.V. viéndose desde el punto de vista de dos anillos.*

Éste arreglo es para tres Bancos de 60 MVA y cada Banco soporta cuatro alimentadores como podemos observar en la figura 2.7.2.1. Y Es la forma que podemos dar para distribuir nuestro equipo.

*Es importante mencionar que en condiciones normales el interruptor de enlace esta abierto y en automático para enlazar en caso de falla del banco.*

En los siguientes puntos, solo mencionaremos otros tipos de arreglos que existen en luz y fuerza pero no se estudiaran a fondo ya que esto implicaría el tener que hacer más capitulos y se perdería la esencia de estudio de este trabajo.

### 2.7.3. Barra sencilla o doble barra sencilla.

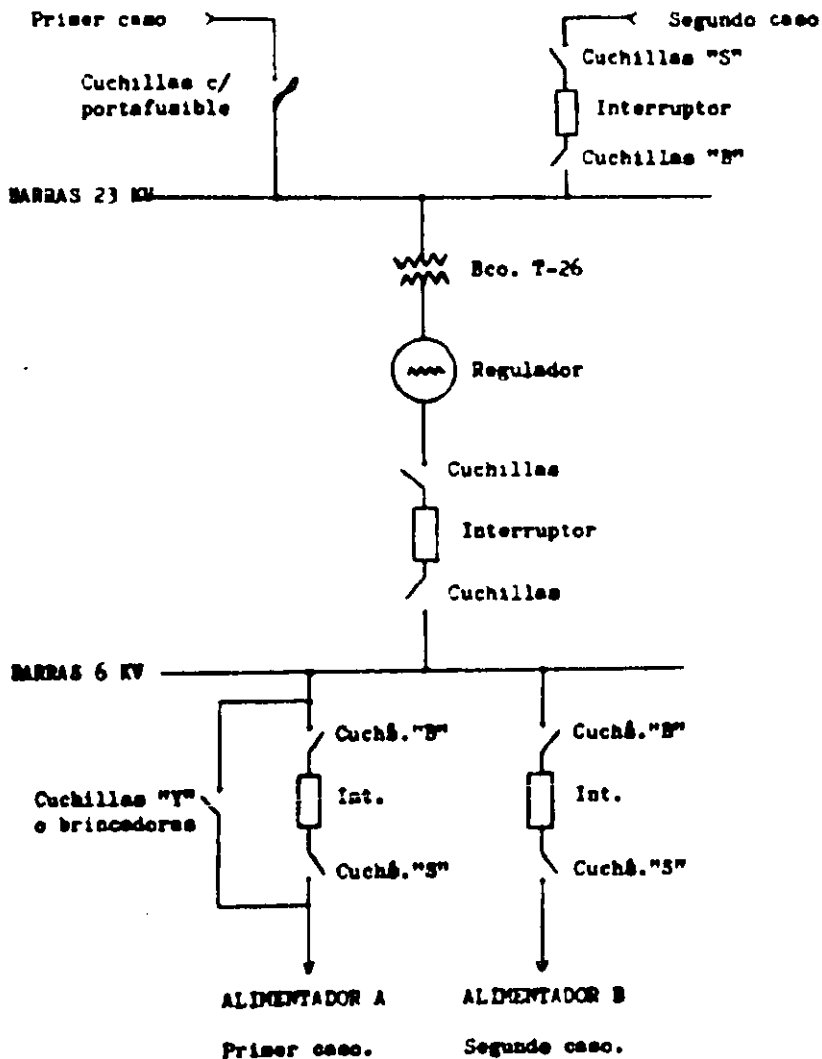


Fig. 2.7.3.1. Arraigo de Barra sencilla o Doble Barra sencilla.

Este tipo de arreglo se tiene en subestaciones rurales y la alimentación por 23 K.V. puede ser por cuchillas e Interruptor general.

Ejemplos :

Primer caso: S.E. Cuanalán.

Segundo caso: S.E. Agricultura.

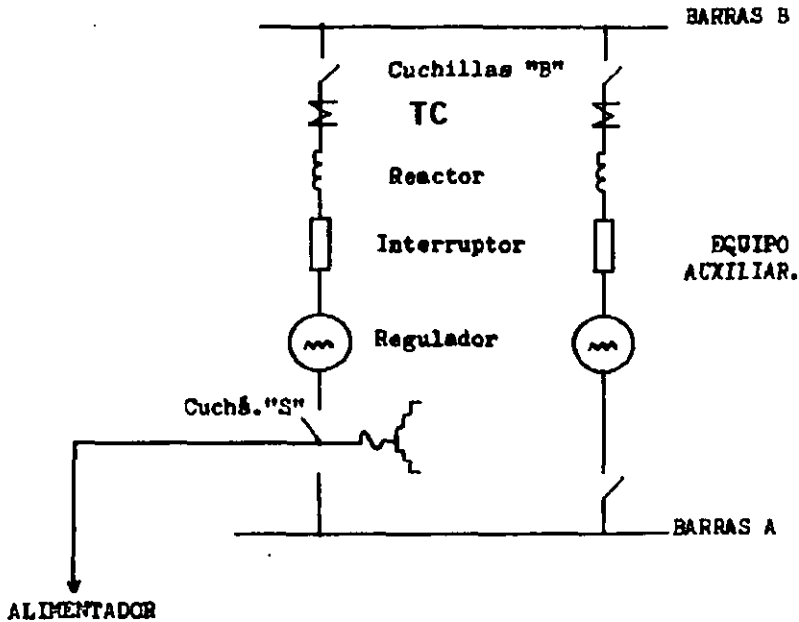
- En caso de una revisión al regulador o al interruptor general, es necesario puentear las conexiones preferentemente durante el turno de noche y así poder retirar dichos equipos durante el día para su cambio o revisión, siempre tomando en cuenta los riesgos que representan tales puentes ya energizados y así evitar accidentes.

- Para una revisión de los interruptores de los alimentadores se realizan maniobras con las cuchillas "Y" o brincadoras, o en su defecto el departamento de Transmisión, en coordinación con operadores de redes de distribución, amarran por fuera de la S.E. en caso de no existir dichas cuchillas "Y".

- En la revisión de las cuchillas "S" de los alimentadores es de primordial importancia cuidar su aterrizaje para así evitar posibles regresos de línea.

- Para el caso en que se requiera una revisión en las cuchillas "B" o "Y" y se debe librar totalmente el bus de 6 K.V. (Son raras las que todavía existen) y dicha revisión se efectuará con aviso al cliente y durante el turno de noche.

#### 2.7.4. Barra sencilla y barras auxiliares.

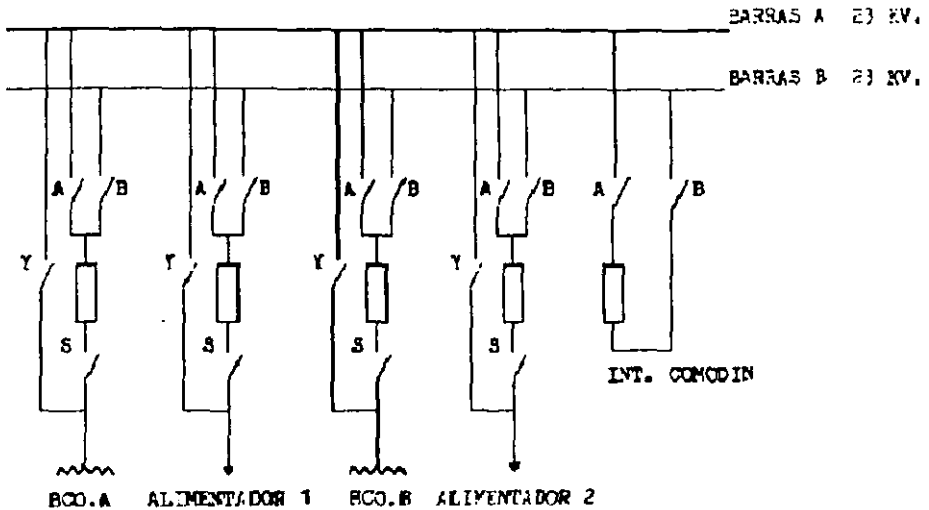


*Fig. 2.7.4.1. Arreglo de Barra Sencilla y Barras Auxiliares.*

- Este tipo de arreglo es muy raro encontrar en la actualidad, ya que son casi nulas las S.E.'s. de 6 K.V. (Pero se puede dar el caso.) Ejemplo: S.E. Jamaica y Nonoalco.
- En caso de revisión del equipo interior, se hace uso del equipo auxiliar y las barras auxiliares.
- En condiciones normales, el equipo interior se encuentra con sus cuchillas "B" y "S" del lado del regulador e interruptor cerrados y el equipo auxiliar fuera; es decir, cuchillas "A" y "B" más su interruptor abiertos.



### 2.7.5. Doble barra con Interruptor comodín.



*Fig. 2.7.5.1. Arreglo de Doble Barra con Interruptor Comodín.*

- Este tipo de arreglo se tiene en S.E.'s. de 23 K.V. Ejemplo: S.E.'s Guadalupe y Taxqueña.

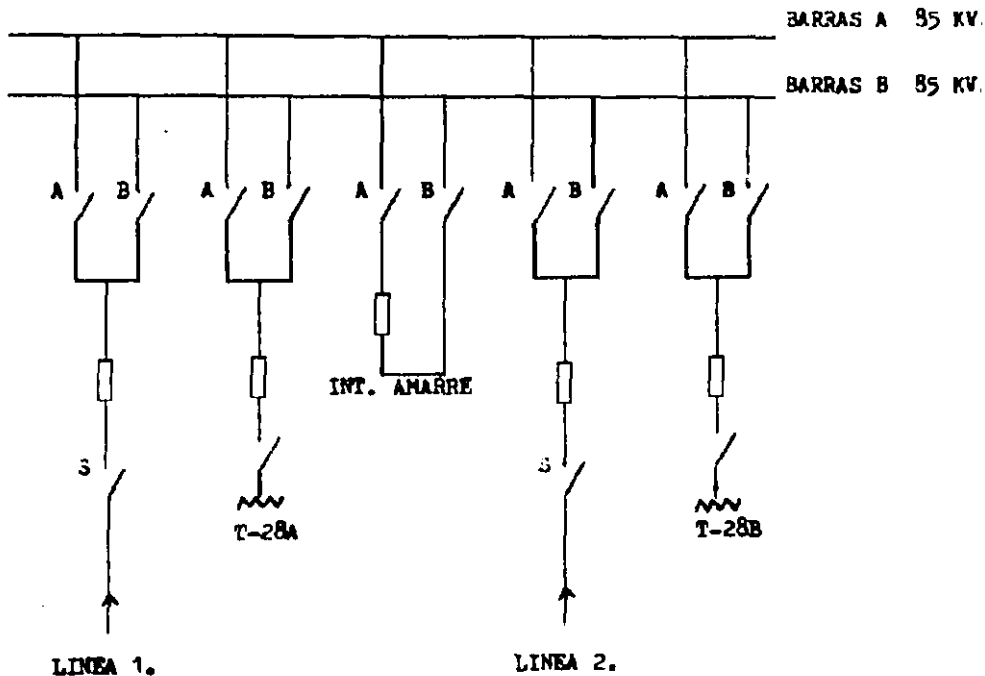
- Cuando en este tipo de arreglo existan cuchillas "Y" (brincadoras), el interruptor se conoce como "interruptor comodín".

- Para revisar cualquier interruptor de Banco, es necesario abrir sus cuchillas A, B y S; y para que este banco siga contribuyendo a la carga, hacemos uso del interruptor comodín, el cual, tomará el lugar del interruptor del banco con sus cuchillas A y B (del comodín) cerradas, cuchillas Y del banco cerradas e interruptor comodín cerrado, además de que el selector del comodín esté del lado "banco" (para sus protecciones).

- En el caso de revisar cualquier interruptor del Alimentador, se procede igual que en el caso anterior con la única diferencia de que el selector estará en posición "Alimentador" (para sus protecciones)

- Y para la revisión de cuchillas A, B y S ya sea de banco o alimentador, éstos deben estar completamente libres y sin regreso en el caso del alimentador; además de que el interruptor comodín debe estar abierto, haciéndose maniobras por la calle para seguir alimentando el servicio.

### 2.7.6. Doble barra con interruptor de amarre.



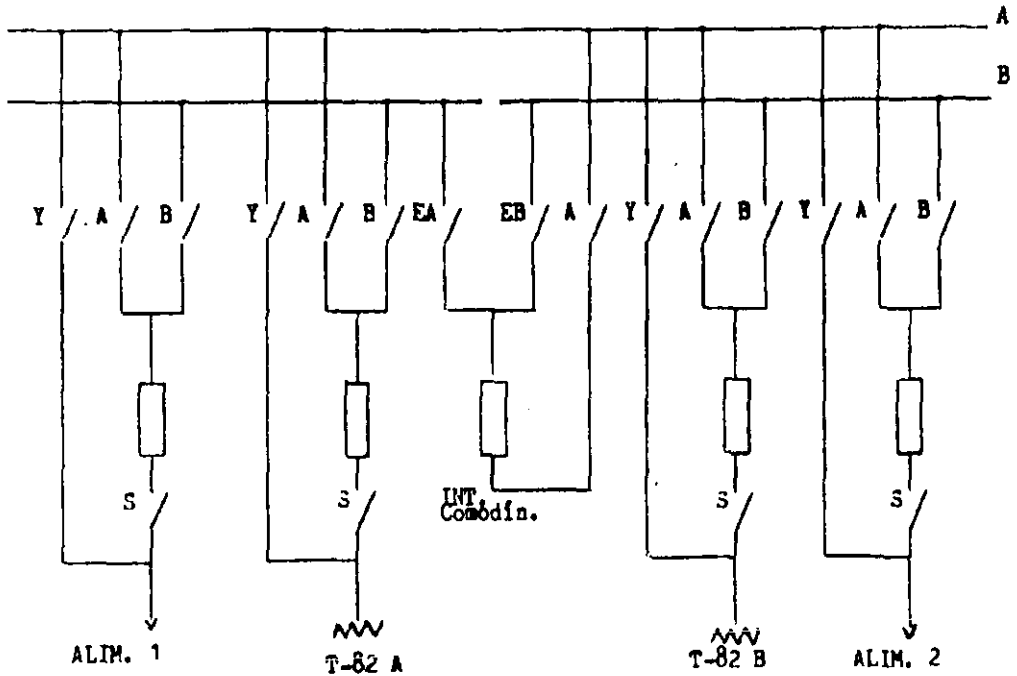
*Fig. 2.7.6.1. Arreglo de Doble Barra con Interruptor de Amarre.*

- Este arreglo presenta muy poca flexibilidad; el interruptor de amarre se utiliza para efectuar cambios de carga entre barras.

- Ejemplos de SF 6, Nonoalco, Esmeralda y Valle de México a 85 KV

- Para revisión de cuchillas "A" o "B" es necesario tener libre la barra correspondiente, abierto el interruptor, abiertas cuchillas "S" y sin regreso.

**2.7.7. Doble barra con bus partido.**



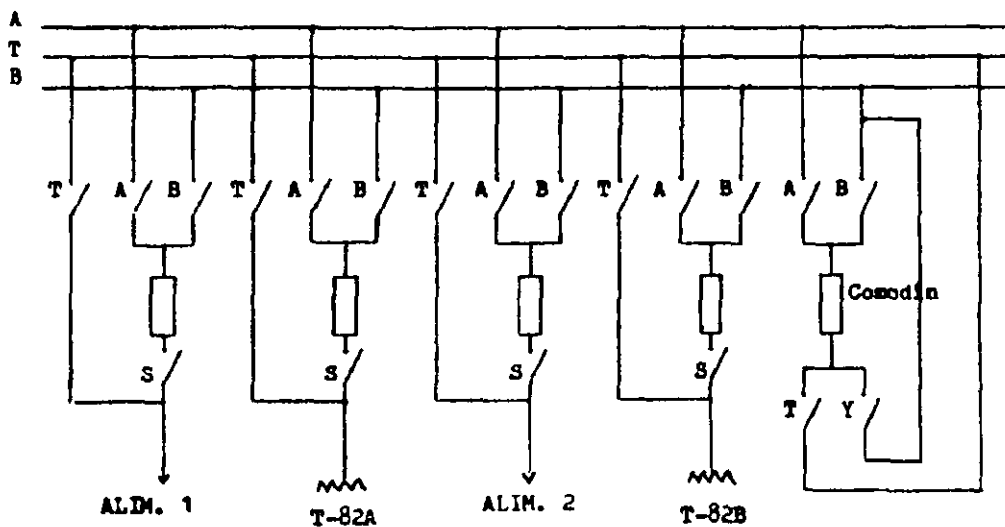
*Fig. 2.7.7.1. Arreglo de Doble Barra con Bus Partido.*

- Se encuentra en subestaciones eléctricas de 23 K.V.

- Para llevar a cabo la revisión en alguno de los bancos, es necesario abrir las cuchillas A, B, Y, y S. Y para no interrumpir el servicio en los alimentadores se hace uso del interruptor comodín.

- Ejemplos de S.E.'s, con este arreglo, La Loma y Barrientos.

### 2.7.8. Doble barra con bus de transferencia.

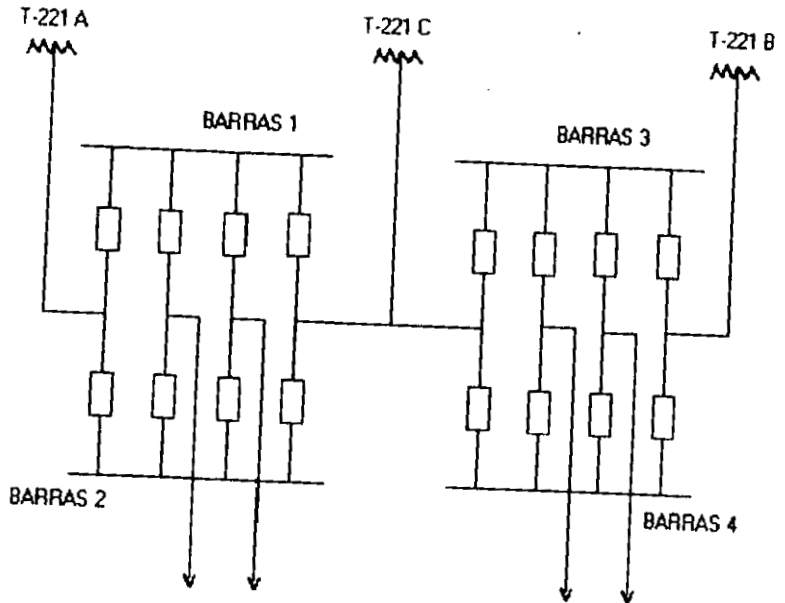


*Fig. 2.7.8.1. Arreglo de Doble Barra con Bus de Transferencia.*

- Actualmente este arreglo se tiene únicamente en S. E. de Cerro Gordo; y presenta la flexibilidad de poder revisar cualquier interruptor con cuchillas A o B sin afectar a los alimentadores o bancos.

- Debido a la cercanía entre los buses de 23 K.V., se recomienda tener mucho cuidado al trabajar verificando sobre cuáles se encuentran con potencial.

### 2.7.9. Doble interruptor.



*Fig. 2.7.9.1. Arreglo de Doble Interruptor.*

- Se utiliza en subestaciones eléctricas blindadas de 23 K.V. (Odón de Buen, Huasteca, Atzacapotzalco, Peralvillo y Pensador mexicano.)
- En este arreglo, el banco C se tiene de respaldo para los otros dos bancos.
- Se presenta una gran flexibilidad, ya que se pueden revisar los interruptores sin afectar el servicio.
- Los interruptores son enchufables; por lo que hay que tener cuidado al acoplarlos debido a la dificultad que presentan a veces los contactos de acoplamiento de no quedar bien alineados.

**2.8. Algunas características de las Subestaciones (Abreviaturas o claves).**

Por la gran cantidad de alimentadores se identifican con tres letras que generalmente son las primeras del nombre de la subestación.

A continuación enlistaremos las subestaciones de Compañía de Luz y Fuerza, con sus respectivas abreviaturas o claves, tipos de subestaciones como se explicó en el capítulo 2.4. Así como su capacidad y tensión.

SUBESTACIONES de Compañía de Luz y Fuerza.											
SUBESTACIONES	CLAVE	TIPO	CAPACIDAD MVA	TENSIÓN KV.							
				400	230	150	115	85	23	13.8	6
ACEROS CORSA	ACC	C						X			
ACEROS NACIONALES	ACN	C	80					X			
AGRICULTURA	AGR	R	3.5						X		X
AGUA VIVA	AGV	R	20				X			X	
AGUILAS	AGU	T			X						
ALZATE	ALZ		30					X	X		
AMOMOLULCO	AMO		30					X	X		
ANDRES (SAN)	ANS		120					X	X		
APASCO	APA		200		X			X			
ARAGON	ARA		120					X	X		
ATENCO	ATE		100		X			X			
ATIZAPAN	ATI	T	180		X				X		

*Tabla 2.8.1.*

SUBESTACIONES de Compañía de Luz y Fuerza.											
SUBESTACIONES	CLA- VE	TIPO	CAPACIDAD M V A	TENSIÓN K V.							
				400	230	150	115	85	23	13.8	6
AURORA	AUR		300		X			X			
AUTOMETALES	AUM	C	24					X			
AYOTLA	AYO	T			X				X		
AZCAPOTZALCO	AZC	T	180		X				X		
BARRIENTOS	BAR		60					X	X		
BERNABE	BRN	T	900	X		X					
BOJAY	BOJ	R	3.5						X	X	
BUEN TONO (PCC)	BUT	C	154					X			
CAMPOS HERMANOS	CHE	C						X			
CAREAGA	CAR		125					X	X	X	
CARMEN EL	CAM		30					X	X		
CARTON Y PAPEL DE MÉXICO.	CPM	C						X			
CEILAN	CEI	T			X						
CEMENTOS ANAHUAC	CAH	C						X			
CEMENTOS APASCO	CAP	C	21.3					X		X	
CEMENTOS TOLTECA	CTO	C	53					X	X		
CERRO GORDO	CRG		295		X			X	X	X	

Tabla 2.8.2.

SUBESTACIONES de Compañía de Luz y Fuerza											
SUBESTACIONES	CLAVE	TIPO	CAPACIDAD MVA	TENSIÓN KV.							
				400	230	130	115	85	23	138	6
CHALCO	CHA		90					X	X		
CHAPINGO	CPG	T	120		X				X		
COAPA	COA	T	180		X				X		
COLGATE PALMOLIVE	CGP	C						X			
CONDESA	CDS		110					X	X	X	
CONTRERAS	CRS	T	180		X				X		
COYOACAN	COY	T	180		X				X		
CRUZ (SANTA)	CRU	T	1320	X	X				X		
CUAJIMALPA	CJM	T	120			X			X		
CUAUHTEMOC	CMC	T	180		X						
CUAUTITLÁN	CTT		90					X	X		
CUERNAVACA	CUE		130					X	X	X	
ECATEPEC	ECA		180		X				X		
ESMERALDA	ESR	T	200		X			X			
ESTADIO	EST		120			X					
FIBRAS SINTÉTICAS S.A.	FIS	C	24.3					X			
FORD MOTOR CO.	FMC	C						X			

Tabla 2.8.3.



SUBESTACIONES de Compañía de Luz y Fuerza											
	CLA- VE	TIPO	CAPACIDAD MVA	TENSIÓN KV.							
				400	230	130	115	85	23	118	6
FUNDIDORA MÉXICO	FUM	C						X			
GOODYEAR OXO	GYO	C						X			
GUADALUPE	GUA		90					X	X		
HUASTECA	HTC	T	120					X	X		
INDIANILLA	INN		110					X	X		X
INDUSTRIA MILITAR	INM	C						X			
INDUSTRIAL SAN CRISTOBAL	ISC	C						X			
INSURGENTES	INS		150					X	X		X
IROLO	IRO		60					X	X		
IZTAPALAPA	IZT	T	180		X				X		
IUSA	IUS	C						X			
IXMIQUILPAN	IXM							X			
IXTLAHUACA	ITH		30					X	X		
JAMAICA	JAM		450		X			X	X		X
JASSO	JAS		50					X	X		
KILOMETRO "0"	KCR		480		X			X	X		
KILOMETRO "42"	KCD		30					X	X		

Tabla 2.8.4.

SUBESTACIONES de Compañía de Luz y Fuerza.											
	CLAVE	TIPO	CAPACIDAD MVA	TENSION KV.							
				400	230	150	115	85	23	11.8	6
LAZARO	LAZ		30					X		X	
LECHERÍA	LEC		60					X		X	
LOMA LA	LOM		72					X	X	X	
MADERO	MAD	T	180		X				X		
MAGDALENA	MAG		550		X			X	X		
MERCED	MER	T	180		X				X		
MOCTEZUMA	MZA		120					X	X		
MORALES	MOS		145					X	X	X	
NARVARTE	NAR		50					X		X	
NAUCALPAN	NAU		90					X	X	X	
NETZAHUAL- COYOTL	NET		120					X	X		
NISSAN	NIS	C						X			
NONOALCO	NON		135					X		X	
ODON DE BUEN	ODB	T	180			X			X		
OLIVAR	OLI		120					X	X	X	
ORO EL	ORO		13.5					X	X		
PACHUCA	PAC		78					X	X		

Tabla 2.8.5.

SUBESTACIONES de Compañía de Luz y Fuerza.											
	CLA- VE	TIPO	CAPACIDAD MVA	TENSIÓN KV.							
				400	230	150	115	85	23	13.8	6
PASO DE CORTES	PDC	R	20				X				X
PLANTA NUEVA	PNV		30					X	X		X
PANTITLÁN	PNT		120					X	X		
PATERA	PAT		150					X	X		
PEMEX (TORRE)	PEX	C						X			
PENNWALT	PEW	C						X			
PENSADOR	PEN		180		X				X		
PERALVILLO	PEV	T	180		X				X		
PAPELERA SAN RAFAEL	PSR	C	20				X				
REFORMA	REF		180					X	X		
REMEDIOS	REM	T	550		X			X	X		
REYES LOS	REY		153					X	X		
SALTO EL	SAO		210		X			X	X		
SAN ANGEL	SNG	T	180		X			X	X		
TACUBA	TAC		180					X	X		X
TACUBAYA 230 KV.	TYA	T	120		X						
TACUBAYA 85 KV.	TYA		120					X	X		X

Tabla 2.8.6.

SUBESTACIONES de Compañía de Luz y Fuerza.												
	CLAVE	TIPO	CAPACIDAD MVA	TENSIÓN KV								
				400	230	150	115	85	23	13.8	6	
TAXQUEÑA	TAX		120						X	X		
TECAMACHALCO	TEH	T										
TIZAYUCA	TIZ				X							
TOLUCA	TOL					X		X	X			
TULTITLÁN	TIT	T			X							
VALLE DE MÉXICO 230 KV.	VAE				X							
VALLE DE MÉXICO 85 KV.	VDM		60					X	X			
VALLEJO	VAJ	T	280		X			X	X			
VERÓNICA	VRN		120					X	X			
VERTIZ	VER	T	180		X				X			
VICTORIA	VIC	T	720		X	X		X				
VIDRIERA LOS REYES	VLR	C						X				
VIDRIO PLANO DE MÉXICO	VPM	C						X				
VILLA DE LAS FLORES	VDF											
VITRO FIBRAS	VIF	C						X				
XALOSTO	XAL		180		X				X			
ZICTEPEC	ZIC		12					X	X			

Tabla 2.8.7.

SUBESTACIONES de Compañía de Luz y Fuerza.												
	CLAVE	TIPO	CAPACIDAD MVA	TENSION K V.								
				400	230	150	115	85	23	13.8	6	
ZIMAPAN	ZIM		12						X	X		
ZUMPANGO	ZUM		60						X	X		
RURALES SIN/OPERADOR												
ACOLMAN		R	4.3							X		X
CAPILLA		R	4.3							X		X
CARTAGENA		R	3.5							X		X
CUANALAN		R	2.6							X		X
CUAUTLALPAN		R	4.3							X		X
CUAUTZINGO		R	3.5							X		X
CHIPILO		R	4							X		X
DELICIAS		R	4							X		X
ESTANCIA		R	3.5							X		X
GALEANA		R	3.5							X		X
GANTE		R	3.5							X		X
MIRAFLORES		R	3.5							X		X
OJO DE AGUA		R	3.5							X		X
SAN LUIS PUEBLO		R	3.5							X		X

Tabla 2.8.8.

SUBESTACIONES de Compañía de Luz y Fuerza.											
	CLA- VE	TIPO	CAPACIDAD M V A	TENSIÓN K V.							
				400	230	150	115	85	23	13.8	6
SANTA CECILIA		R	3.5							X	X
VENTA DE CARPIO		R	3.5							X	X
TECOMITL		R	4							X	X
TEPOTZOTLAN		R	3.5							X	X
TEOLOYUCAN		R	3.5							X	X

*Tabla 2.8.9.*

## 2.9. Nomenclaturas.

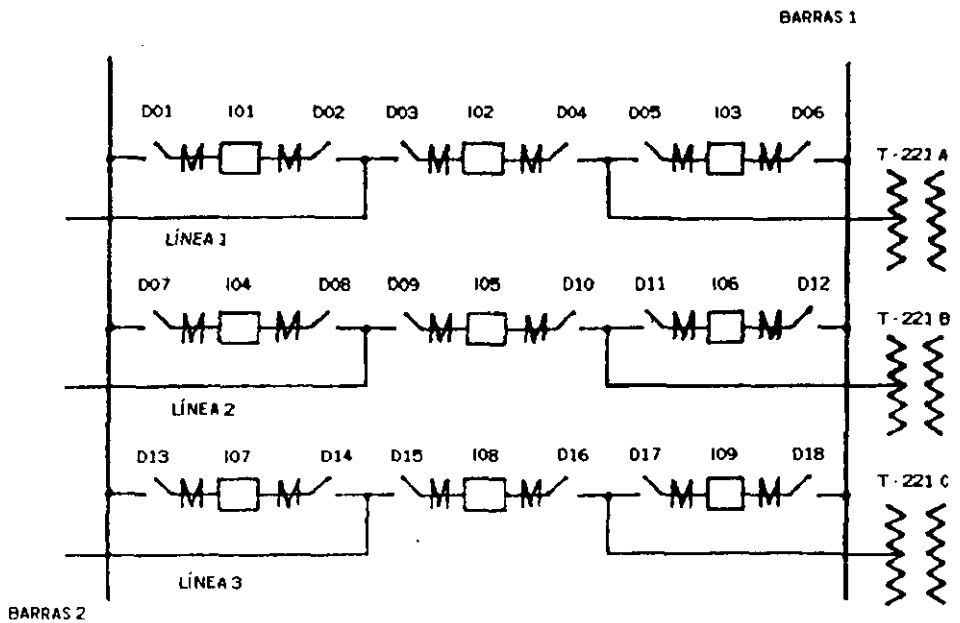
Para identificar los equipos a controlar existen códigos de claves, siendo de la siguiente forma:

Comenzaremos por los Interruptores que se designan con la letra I en primer término, después se agregan en forma progresiva del 01 hasta el número que sea necesario; según su tamaño se inicia con los interruptores de mayor voltaje (230 K.V., en nuestro caso) y se termina con los interruptores de menor voltaje que son los de (23 KV.) como se muestra en las figuras 2.9.1. y 2.9.2.

Para las cuchillas, las identificaremos con la letra "D" (desconectadoras), que son las de la zona de 230 K.V. Estas cuchillas al igual que los interruptores son operados a control remoto.

La letra D es el primer término seguido en forma progresiva del 01 hasta el número que sea necesario, según su tamaño. Para el caso de 230 K.V. es del D01 al D18 como se muestra en la figura 2.9.1.

**NOTA:** Esta nomenclatura es utilizada para el diagrama de telecontrol y sirve para identificar el plano de alambrado.



*Fig. 2.9.1. Nomenclatura de cuchillas e interruptores en el arreglo de interruptor y medio en la zona de 230 K.V.*

A continuación se muestra otro tipo de cuchillas que se designan con la letra "C", y que son las que pertenecen a la zona de 23 K.V. Estas cuchillas no son telecomandadas ya que es manual su manejo.

La letra C es el primer término seguida en forma progresiva del 01 al número que sea necesario, como podemos apreciar en la figura siguiente:

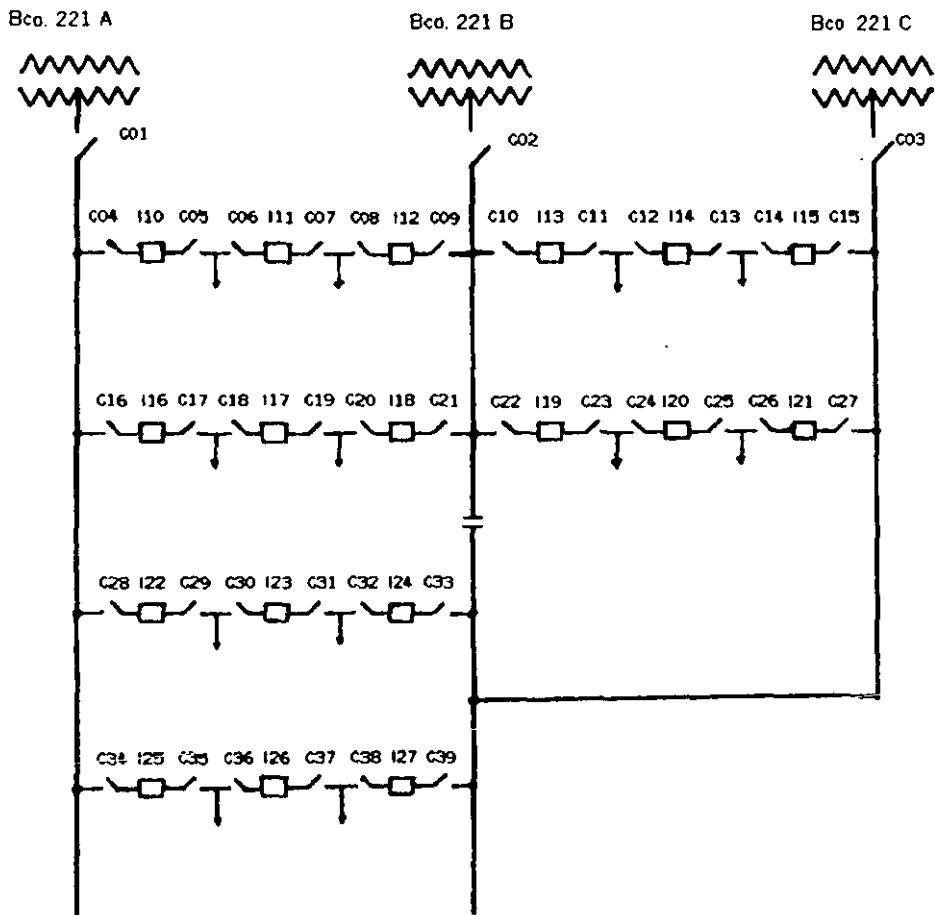


Fig. 2.9.2. Nomozdatana do oshiblar o interruptoras na ob arroygo do Doblo Axillo na la zona de 23 k.V.



Es importante mencionar que la nomenclatura que utilizaremos es exclusiva de la Compañía de Luz y Fuerza.

Para realizar la identificación de los diferentes voltajes es conveniente mencionar todos los voltajes (aunque en nuestro caso sea sólo de 230 y 23 K.V.) para tener una idea más clara y amplia del tema.

En la norma internacional, los interruptores se designan con el número 52, Compañía de Luz y Fuerza, emplea el primer número de la norma internacional para los interruptores y según sea el caso, el siguiente dígito nos indicará a que voltaje pertenece el interruptor.

Por lo tanto:

Para un voltaje de 400 K.V., se utiliza el número 4.

Para un voltaje de 230 K.V., se utiliza el número 3.

Para un voltaje de 85 K.V., se utiliza el número 8.

Para un voltaje de 23 K.V., se utiliza el número 2.

Entonces se concluye que de la norma internacional y el voltaje de aplicación se tiene el número de norma de L y F, para **Interruptores**.

**Norma Internacional Voltaje de aplicación Número de norma de L y F.**

	<u>400</u> KV.	54
	<u>230</u> KV.	53
<u>52</u>	<u>85</u> KV.	58
	<u>23</u> KV.	52

Un ejemplo de lo anterior sería el siguiente: para un número de norma 53 se trata de un interruptor de 230 K.V. donde el 5 es el número que indica que es un interruptor y 3 es el voltaje de dicho interruptor.

Para identificar las cuchillas, la norma internacional designa el número 89 y al igual que para los interruptores, Compañía de Luz y Fuerza, retoma uno de estos dígitos, que en este caso será el segundo.

Entonces se concluye que de la norma internacional y el voltaje de aplicación se tiene el número de norma de L y F, para **Cuchillas**.

<b>Norma Internacional</b>	<b>Voltaje de aplicación</b>	<b>Número de norma L y F.</b>
	<u>4</u> 00 K.V.	94
	<u>2</u> 30 K.V.	93
<u>8</u> 9	<u>8</u> 5 K.V.	98
	<u>2</u> 3 K.V.	92

Por ejemplo: Si encontramos un número de norma 98 podemos decir que se trata de unas cuchillas de 85 K.V.

Los Transformadores de potencia se identifican con la letra "T" (Transformador) y seguirá la combinación de números de los Transformadores de operación; para la ubicación dentro de la subestación se asigna la letra que puede ser A, B, C, etc., según sea el número de Bancos de las mismas características de operación y para sus diferentes voltajes como podemos ver en la figura 2.9.1. y 2.9.2. y en la tabla siguiente:

<b>Designación de Bancos</b>	<b>Voltajes de Operación</b>	<b>Norma L y F.</b>
421	400/230/13.8 KV.	T 421.
222	230/ 23/23 KV.	T 222.
221	230/ 23/13.8 KV.	T 221.
28	230/85 KV.	T 28.
82	85/23 KV.	T 82.
81	85/11.5 KV.	T 81.

Por ejemplo: Para el Transformador 230 K.V./23 K.V., en nuestro caso, quedará de la siguiente manera:

T 221 A    T 221 B    y    T 221 C.

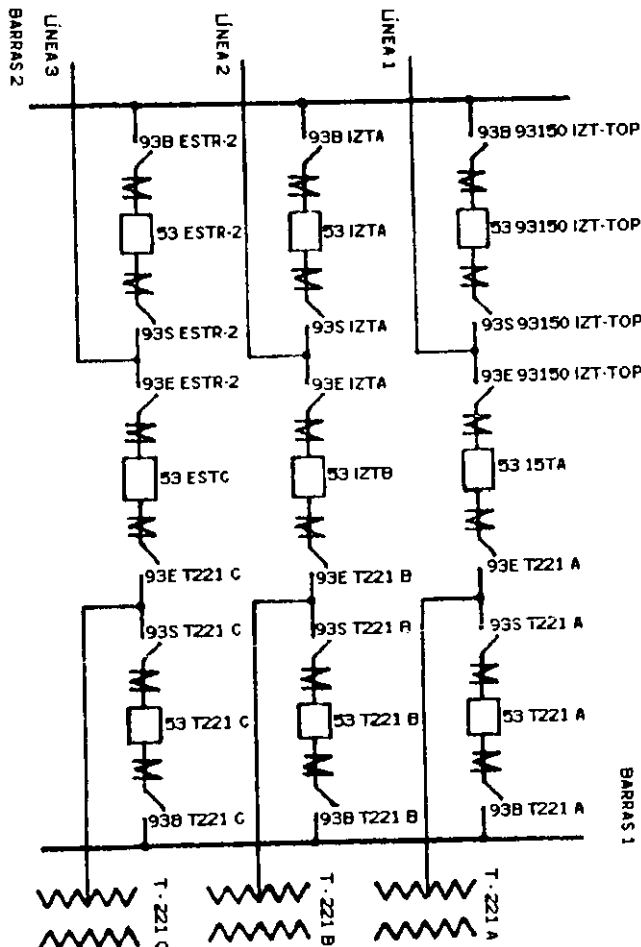
Para mayor facilidad de identificación, todos los interruptores como las cuchillas después de la numeración que los identifica con su voltaje de operación, se añadirán hasta un máximo de 6 letras o números, dependiendo de la función específica. Para analizarlo se sigue el mismo mecanismo; es decir, se divide la zona de 230 K.V. con su arreglo de interruptor y medio y la zona de 23 K.V. con su arreglo de doble anillo. Para su mejor comprensión dividiremos la zona de 230 K.V.

--Interruptores de Línea  
 --Cuchillas de Interruptores de Línea.

--Interruptores de Banco  
 --Cuchillas de Interruptores de Banco.

--Interruptores de Enlace  
 --Cuchillas de Interruptores de Enlace.

Esto lo analizaremos tomando nuestra base de estudio que es la Subestación Iztapalapa para darle numeración y nomenclatura correspondiente, por lo que nos apoyaremos en la figura siguiente:



*Fig. 2.9.3. Números de norma para cuchillas o interruptores zona de 230 K.V.*

Como observamos, la nomenclatura para los **Interruptores de línea** son los siguientes:

53 93150            53 IZTA            53 ESTR-2            (Ver fig. 2.9.3.)

La numeración para los **Interruptores de Banco**, que están localizados del lado de los **Transformadores de Potencia**, quedando:

53 T221 A            53 T221 B            53 T221 C            (Ver fig. 2.9.3.)

Después de la numeración para los **Interruptores de Enlace**, le sigue el dígito que nos indica el voltaje al cual están operando, después se les asigna una identificación de cuatro letras o números, utilizando dos letras o números para el interruptor de línea y los otros dos restantes para el interruptor de banco, quedando la nomenclatura de los interruptores de enlace de la siguiente forma:

53 15TA            53 1ZTB            53 1ESTC            (Ver fig. 2.9.3.)

Para las **Cuchillas de Interruptor Enlace**, de la misma forma que los interruptores de enlace, se usa la combinación del interruptor del lado de la línea y del interruptor del lado del banco, anteponiendo la letra E, que significa que es de enlace. Esto se puede observar en la figura 2.9.3. y se puede especificar de la siguiente forma:

93 E 93150 IZT-TOP	93 E T221 A
93 E IZTA	93 E T221 B
93 E ESTR-2	93 E T221 C

Para las **Cuchillas de Interruptor de Banco y de Línea**, nos vamos al número de norma de Luz y Fuerza, según sea el caso, por ejemplo: 93 (9 - cuchillas, 3 - voltaje 230 K V)

Después viene la letra **B** o **S**, según sea el caso, figura 2.9.3. En el caso de la letra **B**, se refiere a las cuchillas conectadas a las barras colectoras, en el caso de la letra **S**, estarán del lado de la línea o salida, quedando:

93 B 93150 IZT-TOP	93 S 93150 IZT-TOP
93 B T 221 A	93 S T 221 A
93 B IZTA	93 S IZTA
93 B T 221 B	93 S T 221 B
93 B ESTR-2	93 S ESTR-2
93 B T221 C	93 S T221 C

A continuación pasaremos a la nomenclatura de alimentadores, en la zona de 23 K.V.

Debemos tener en cuenta que para tres bancos, se cuenta con doce alimentadores propios.

Dado que la subestación de estudio es IZTAPALAPA, y basándose en la *tabla 2.8.4.* su clave será IZT.

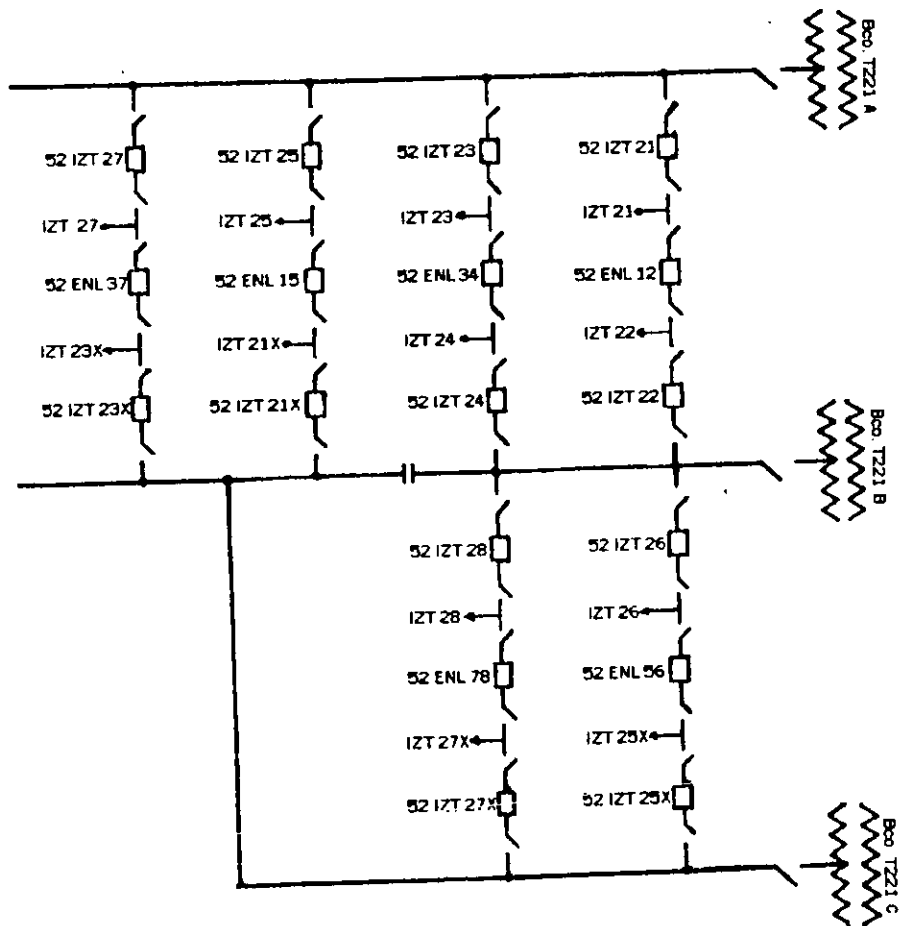
Por lo tanto, para cada Banco de Potencia éste tendrá cuatro alimentadores; después de las tres letras que identifican a la subestación, seguirán dos números, siendo primero el número 2, que se refiere al voltaje de 23 K.V. y el otro número indicará a que banco de potencia pertenece.

Para los cuatro Alimentadores del Banco **A**, se les designan los números nones: **1, 3, 5, 7**. Para los cuatro Alimentadores del Banco **B**, serán los números pares **2, 4, 6 y 8**. Para los cuatro Alimentadores del Banco **C**, se les asignan números nones acompañados de la letra **X**: **1X, 3X, 5X y 7X**.

La nomenclatura de los alimentadores será la siguiente:

<u><i>BANCO 221 A</i></u>	<u><i>BANCO 221 B</i></u>	<u><i>BANCO 221 C</i></u>
IZT-21	IZT-22	IZT-21X
IZT-23	IZT-24	IZT-23X
IZT-25	IZT-26	IZT-25X
IZT-27	IZT-28	IZT-27X

En la siguiente figura (2.9.4.) se muestra la nomenclatura de Interruptores y Alimentadores en la zona de 23 K. V.



*Fig. 2.9.4. Nomoclatara de Interruptores y Abisortadores en la Subestacion Eléctrica de Iztapalapa, en la zona de 23 K.V.*



Ya que tenemos identificados los nombres de los doce alimentadores, pasaremos a identificar los nombres de los Interrupidores de Alimentadores, que como se vio anteriormente, el Interruptor de 23 K.V. se identifica con el número 52; este número se antepone al nombre del alimentador, quedando que para tres transformadores de potencia de 60 MVA queda como sigue:

<u>BANCO T 221 A</u>	<u>BANCO T 221 B</u>	<u>BANCO T 221 C</u>
52 IZT-21	52 IZT-22	52 IZT-21X
52 IZT-23	52 IZT-24	52 IZT-23X
52 IZT-25	52 IZT-26	52 IZT-25X
52 IZT-27	52 IZT-28	52 IZT-27X

Para mayor claridad observemos la figura 2.9.4.

Para los Interrupidores de Enlace, Al igual que los Interruptores de alimentadores el Interruptor de enlace se identifica con el número 52, seguido de la letra E o letras ENL, que indican que es de ENLACE; estas irán seguidas de dos número que serán la combinación de ambos Interrupidores, los cuales están enlazados tomando como base el segundo número de cada alimentador comenzando por el menor:

52 ENL 12 por ser el enlace entre los alimentadores 52 IZT 21 y 52 IZT 22

52 ENL 34 por ser el enlace entre los alimentadores 52 IZT 23 y 52 IZT 24.

52 ENL 15 por ser el enlace entre los alimentadores 52 IZT 25 y 52 IZT 21X.

52 ENL 37 por ser el enlace entre los alimentadores 52 IZT 27 y 52 IZT 23X.

52 ENL 56 por ser el enlace entre los alimentadores 52 IZT 26 y 52 IZT 25X.

52 ENL 78 por ser el enlace entre los alimentadores 52 IZT 28 y 52 IZT 27X.

Esto lo relacionamos con la figura 2.9.4.

Para las Cuchillas de Interruptor de Enlace, Estas cuchillas se identifican con el número 9, seguidas del número 2 que indica que son de 23 K.V. seguidas de la letra E que se menciona que son de enlace; le prosigue la nomenclatura completa del alimentador al que están enlazando:

92 E IZT 21	92 E IZT 22
92 E IZT 23	92 E IZT 24
92 E IZT 21X	92 E IZT 25
92 E IZT 23X	92 E IZT 27
92 E IZT 25X	92 E IZT 26
92 E IZT 27X	92 E IZT 28

Esto lo relacionamos con la figura 2.9.5.

Para las Cuchillas de Interruptores de Alimentadores, como ya se mencionó, las cuchillas se identifican con el número 9, seguidas del número 2 que indica que es de 23 K.V.. Le sigue la letra B, si pertenece a las barras o la letra S, si es que están conectadas a la salida del circuito. Se añade por último la nomenclatura completa del alimentador al que corresponde según sea el caso:

92 B IZT 21	92 S IZT 21	92 B IZT 22	92 S IZT 22
92 B IZT 23	92 S IZT 23	92 B IZT 24	92 S IZT 24
92 B IZT 25	92 S IZT 25	92 B IZT 26	92 S IZT 26
92 B IZT 27	92 S IZT 27	92 B IZT 28	92 S IZT 28
92 B IZT 21X	92 S IZT 21X		
92 B IZT 23X	92 S IZT 23X		

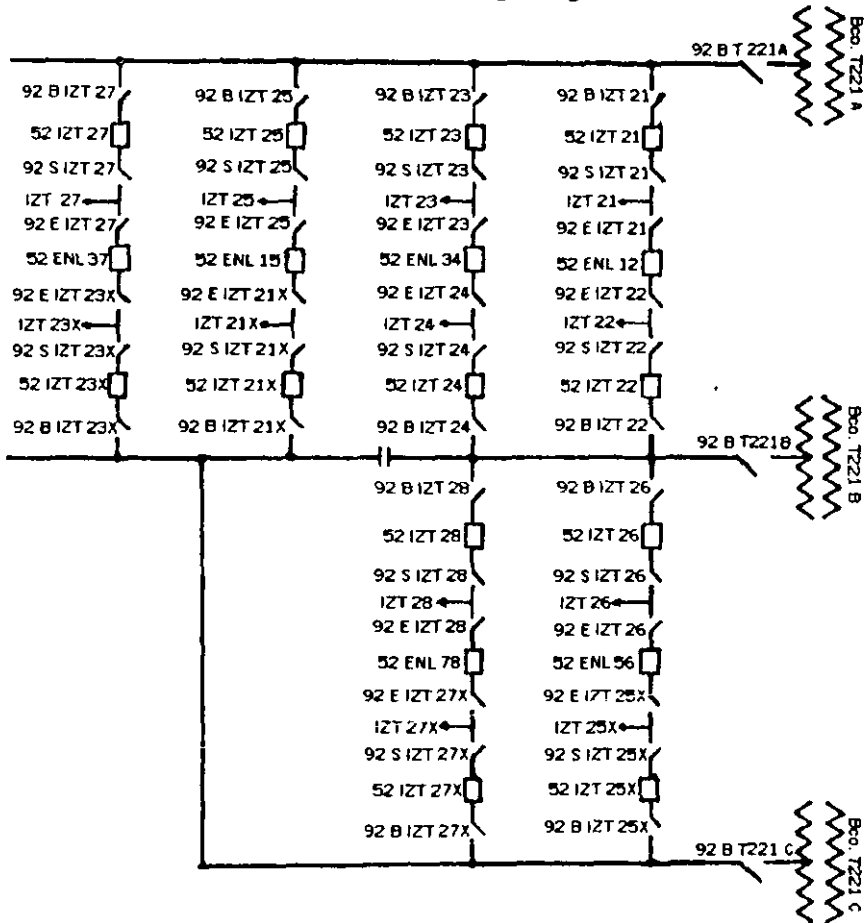
92 B IZT 25X

92 S IZT 25X

92 B IZT 27X

92 S IZT 27X

Para mayor claridad observemos la figura siguiente:



*Fig. 2.9.5. Memomolatura de Cochillas de Interruptores, y de Cochillas de Bases, junto con el alimentador e interruptor, en la S.E. Iztapalapa zona de 23 K.V.*

Para las Cuchillas de Banco, al igual que las anteriores, se identifican con el número 9 y el 2 de 23 K.V., seguidas de la letra B, que indican que están conectadas directamente a las barras colectoras, finalizando con la identificación correspondiente del Banco:

92 B T 221 A

92 B T 221 B

92 B T 221 C

Esto se observa en la figura 2.9.5.

Para asignar la nomenclatura correspondiente a las subestaciones telecontroladas, se sigue el mismo mecanismo o proceso. Y se recomienda que para cuando exista comunicación con los diferentes departamentos, se mencione el equipo donde se va a trabajar, ya sea este en la zona de 230 K.V., o en la zona de 23 K.V. Este deberá deletrearse para evitar cualquier confusión.

En la figura 2.9.6. se muestra el diagrama unifilar de la Subestación Iztapalapa, con su nomenclatura correspondiente, relacionando los Arreglos de Interruptor y Medio en 230 K.V. y Doble Anillo en 23 K.V.

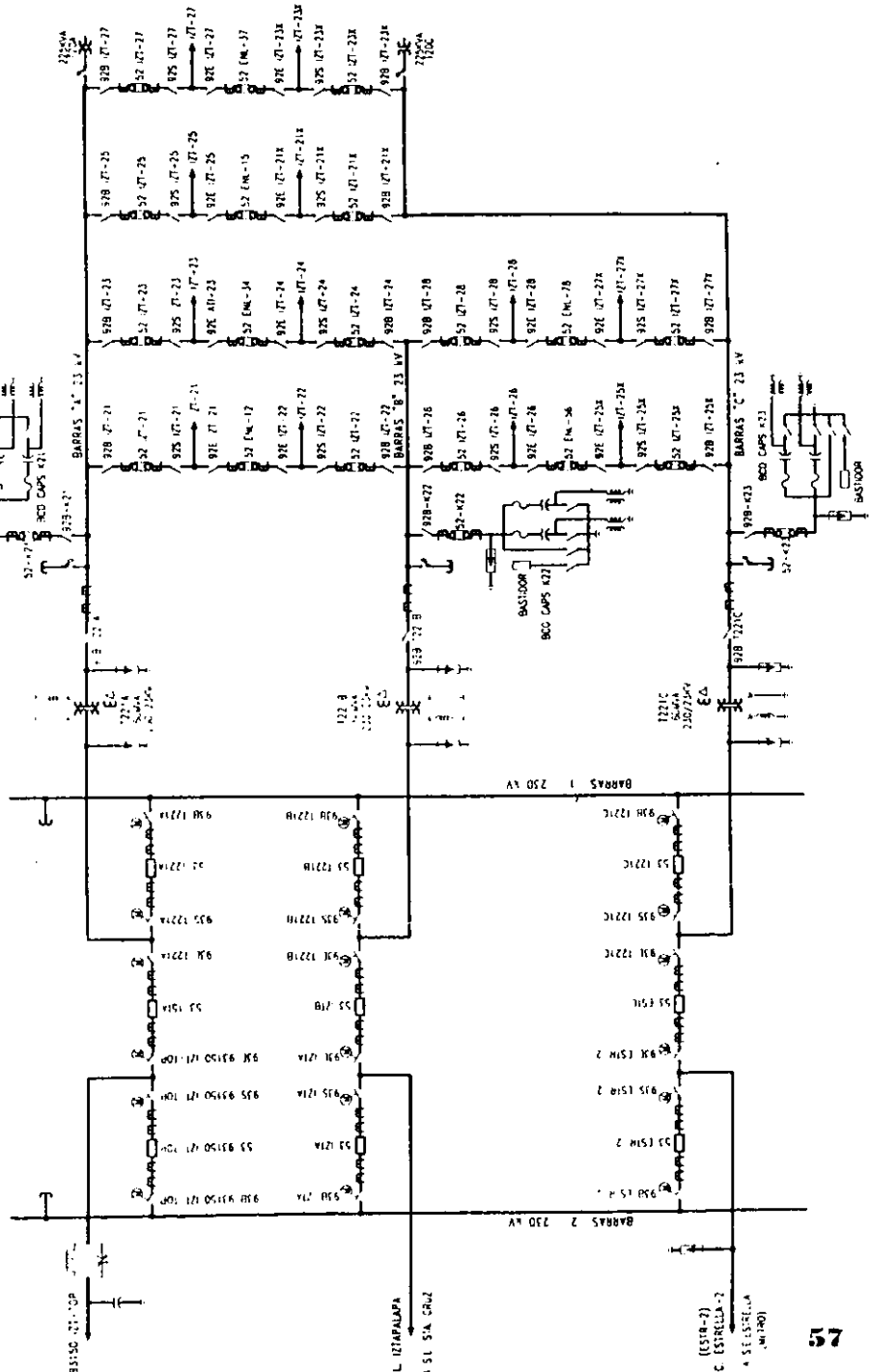


Fig. 2.9.6. Subestación Ictapalapa.

## Capítulo 3.

### Componentes de Transformadores de 230/23 KV.

#### 3.1. Generalidades.

En su forma más simple el transformador esta constituido de tres partes a saber, que son: Núcleo, bobinas y aislamiento. Sin embargo, los diferentes usos que tienen y los requerimientos que exigen las condiciones de servicio, así como las situaciones económicas que se presentan, determinan los diseños específicos de cada transformador.

En el caso que se presenta, me referiré exclusivamente a transformadores de potencia, utilizados en plantas y subestaciones de un sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Este capítulo lo dividiremos en dos partes, siendo los componentes principales y los componentes auxiliares.

#### 3.2. Componentes Principales.

##### 3.2.1. Aceite.

La **función** del aceite en los transformadores, es por un lado, como aislante cuya fluidez le permite penetrar en todos los intersticios del transformador internamente, por otro lado, es por su gran facilidad de circulación y su elevado calor específico, lo cual facilita el transporte del calor desde los devanados donde se produce el calor, hacia los radiadores y las paredes del tanque.

Tipos de aceite aislante:

- I. Aceites artificiales clorados.
- II. Aceites derivados del petróleo

1. Los *aceites artificiales clorados*, son llamados comúnmente askareles, que estos son compuestos *sintéticos no inflamables*, los cuales una vez descompuestos por arqueo eléctrico, solamente se produce mezclas gaseosas no inflamables. Por esto son muy estables y difíciles de destruir, siendo contaminantes ambientales y tóxicos, es importante evitar el contacto y su inhalación de gases, ya que se pueden tener consecuencias de acné, riñones, intestinos, hígado, ictericia, etc. (Algunos capacitores llevan askarel.)

Debido a que son muy dañinos, en la actualidad es raramente encontrar los askareles en funcionamiento. Por lo que de aquí en adelante me referiré solamente a aceites derivados del petróleo.

- II. Los *aceites derivados del petróleo*, son usados en transformadores de potencia, y son los que usaremos en nuestro caso. Estos a su vez los dividiremos en dos tipos de aceite, los de base nafténica, que normalmente son los de importación y que proporcionan un aceite con características ideales, como su bajo punto de congelación, para usarlo en lugares en donde la baja temperatura es un factor importante para la operación de un equipo eléctrico; el otro tipo es el parafínico y que es el nacional.

Anteriormente, con solo determinar el tipo básico, indicaba la calidad de un aceite, con esto se decía que era de mejor calidad el de tipo nafténico y por lo tanto se podía usar en equipo de alto voltaje y que el parafínico era de menor calidad y solo podía usarse en equipo de bajo voltaje o en transformadores de distribución.

En la actualidad se considera que es la forma de fabricación lo que proporciona la calidad del aceite, por lo que el análisis final del mismo es el que nos indicará si es o no adecuado para nuestro transformador.

El aceite aislante se *obtiene* empleando como materia prima una fracción del petróleo obtenida por destilación al vacío (260-371 °C a 50 mm Hg) de diferentes tipos de aceite crudo

Los aceites empleados como materia prima en la fabricación de aceites aislantes, están constituidos por hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos; así mismo se encuentran presentes en concentraciones muy bajas, compuestos de azufres, nitrógeno y oxígeno que son denominados compuestos polares.

Los procesos que existen para la obtención de aceites aislantes, se han creado para eliminar los componentes indeseables y conservar los deseables de las diferentes materias primas empleadas.

Un aspecto muy importante es que la vida de un transformador depende del estado de sus aislamientos, el aceite por lo tanto influye en gran parte en la conservación del mismo. Por lo que es importante hacer pruebas periódicamente al aceite, (como las indicadas en el capítulo 5), con el fin de verificar dichas propiedades y determinar la degradación que vaya sufriendo y así tomar las medidas correctivas indicadas de acuerdo al motivo del deterioro. Pudiendo ser debido a contaminación por mal sello del tanque, calentamiento, efecto corona o chisporroteo, presencia de humedad, etc.

### **3.2.2. Aislamientos.**

Como se acaba de mencionar, es un hecho conocido que los transformadores tienen una vida limitada y que ésta depende de la vida de sus aislamientos; sin embargo, la gran cantidad y diversidad de factores que influyen sobre la vida de los aislamientos, hacen de este problema, expresado de manera tan simple, uno de los más complejos e interesantes en el diseño de transformadores.

La función primordial de los aislamientos es limitar o controlar los efectos eléctricos; pero en el caso de los transformadores, esta función no puede prácticamente separarse de otras dos funciones secundarias de gran importancia, una es hacer posible la disipación del calor generado en ellos y proveer el soporte mecánico a los conductores.



A continuación presentaremos una **clasificación térmica de los aislantes** empleados en los transformadores y máquinas eléctricas.

Las bases para la asignación de los límites de temperatura son con el propósito de fijar normas que consisten en los siguientes puntos:

- a) La clasificación de materiales aislantes en función de las temperaturas límites que se les pueden asignar razonablemente.
- b) Elección de un valor adecuado de la temperatura ambiente límite, la cual al ser restada de las temperaturas límites de los materiales, da los valores límites de aumento de temperatura.

Los límites de temperatura sobre las cuales se basa el régimen de los transformadores, de las máquinas eléctricas y aparatos se determinan en la mayor parte de los casos por la naturaleza de los materiales empleados.

Con tal propósito, los materiales aislantes se clasifican en la forma siguiente:

### **Clase O**

El aislante de la clase O, consiste en algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares cuando no están impregnados ni sumergidos en un dieléctrico líquido.

### **Clase A**

El aislante de la clase A consiste en :

- a) Algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares impregnados o sumergidos en un dieléctrico líquido.
- b) Materiales moldeados o laminados, con relleno de celulosa, resinas fenólicas u otras resinas de propiedades similares.
- c) Láminas y hojas de acetato de celulosa y otros derivados de celulosa de propiedades semejantes.
- d) Barnices como los aplicados a conductores.

### **Clase B**

Ésta consiste en mica, amianto, fibra de vidrio y materiales inorgánicos similares en formas construidas con ligazón de sustancias orgánicas, puede utilizarse una pequeña porción de materiales de la clase A, pero únicamente con finalidades estructurales.

### **Clase F**

Consiste en materiales o combinaciones de mica, fibra de vidrio, asbesto, etc. con sustancias adherentes adecuadas. Se pueden incluir en esta clase otros materiales o combinaciones, no necesariamente inorgánicos, si por experiencia o pruebas aceptadas se puede demostrar que son aptos para operación a la temperatura asignada a esta clase de aislamiento.

### **Clase H**

- a) Consisten en mica, amianto, fibra de vidrio y otros materiales inorgánicos combinados con sustancias aglomerantes compuestas de silicones o materiales de características similares.
- b) Compuestos de silicones con goma o sustancias resinosas de propiedades similares, puede existir una pequeña proporción de materiales de clase A pero solo en los puntos en que es imprescindible durante la construcción.

### **Clase C**

Consiste enteramente en mica, porcelana, vidrio, cuarzo y materiales inorgánicos similares.

Los valores límites del aumento de temperatura, del punto más caliente del aislamiento se obtiene restando 40 °C (valor de la temperatura ambiente base), de la temperatura límite del punto más caliente. Por lo tanto se obtiene la siguiente tabla 3.2.2.1.

MATERIAL	Valor limite en el punto más caliente.	Aumento Límite.
CLASE O	90	50
CLASE A	105	65
CLASE B	130	90
CLASE F	155	115
CLASE H	180	140
CLASE C	220	180

*Tabla 3.2.2.1. Valores de aumento de temperatura obtenidos del punto más caliente.*

En los transformadores normalmente se utilizan aislamientos de 55°C y 65°C. Los materiales empleados para la elevación de temperatura de 55°C, lo constituyen estructuras laminadas de papel pres palm, telas barnizadas y varias clases de papel y aceite mineral.

Los aislamientos para transformadores sumergidos en aceite con una elevación de temperatura de 65 °C son los mismos materiales, derivados de la celulosa, que se emplean para la construcción de transformadores con elevación de 55 °C, pero sometidos a procesos químicos para incrementar la estabilidad térmica de los materiales y poder aceptar dicha elevación de temperatura.

### 3.2.3. Boquillas Terminales.

Las boquillas o bushings son los dispositivos que se usan para pasar las conexiones internas de los transformadores hacia el exterior, a través de la tapa o pared del tanque, proporcionando un camino conductor aislado adecuadamente para evitar fugas de corriente a tierra.

Existen varios tipos de boquillas, la aplicación de cada tipo depende de las características eléctricas y constructivas del transformador. Los más comunes en transformadores de potencia son los siguientes:

Las boquillas las dividiremos en tres tipos de construcción.

**I.- Tipo macizo.** La boquilla es una pieza de porcelana, compuesta de una brida de sujeción que divide las partes externa e interna, la parte externa se forma con varias campanas que sirven para dar la distancia de flameo y la parte interna, de forma cónica, longitudinalmente tiene un orificio que la atraviesa por donde se pasa el cable terminal de la bobina, ajustado con su aislamiento propio. Antiguamente el espacio libre entre cable y boquilla se rellenaba con alguna pasta aislante licuada, que no ofrecía un sello adecuado, ya que permitía la entrada de humedad y la salida del aceite a través del forro del cable, actuando como una mecha.

Estas boquillas de tipo macizo se usa por ejemplo en tensiones de 6,000 y 23,000 Volts, es decir, solo se usa en tensiones reducidas.

Actualmente se coloca en el interior de la boquilla un birlo de cobre duro, sujetado con tuercas en ambos extremos y empacado con corcho, con lo que se logra un sello correcto.

**II.- Tipo condensador.** Esta boquilla está constituida por capas alternadas de aislante y hojas de metal arrolladas alrededor de una varilla conductora central. La parte superior de este conjunto interno se monta en el interior de un cono hueco de porcelana como en la boquilla llena de aceite. El extremo inferior penetra en el aceite del transformador. La misión de la hoja metálica es producir en el interior del aislante un gradiente de potencial casi uniforme.

La hoja metálica descompone al aislante en un cierto número de condensadores en serie. Las tensiones en los condensadores en serie son inversamente proporcionales a sus capacidades. Si las capas de aislante son todas de igual espesor, las capacidades de los condensadores son proporcionales al área de sus superficies. Si las longitudes axiales de las capas varían inversamente con sus diámetros, el esfuerzo máximo sobre el aislante en las fibras interiores de cada capa es aproximadamente el mismo y el material se utiliza eficazmente y con seguridad.

En las boquillas recientes para altas tensiones tienen en su placa de datos el valor original del factor de potencia.

Estas boquillas se usan para tensiones de 69 K.V. ò mayores.

Si las capacidades son iguales, las tensiones entre capas de aislante son iguales.

**III.- Tipo relleno.** El tipo macizo se dijo que no es recomendable para tensiones elevadas por la presencia de aire entre la porcelana del birlo, lo que ocasiona que la boquilla se comporta como dos condensadores en serie entre línea y tierra, uno de porcelana y otro de aire, además que el tipo macizo es sencillo y barato. La disparidad de capacitancias y rigideces hace que el gradiente eléctrico en la porcelana quede fuera de control y se produzcan concentraciones de campo en algunas puntas de la boquilla.

Continuando con el tipo relleno, tiene un gran espacio entre el birlo y la porcelana, conteniendo éste espacio aceite.

Los espacios libres de la boquilla se llenan de aceite aislante. Ésta boquilla llena de aceite consiste en una varilla conductora rodeada de un cierto número de cilindros delgados coaxiales de material aislante separados por separadores de madera dura tratada. La varilla y los cilindros aislantes están soportados en el interior de dos conos huecos de porcelana.

En el exterior de los aisladores lleva campanas a fin de incrementar la distancia desarrollada entre las terminales y el tanque puesto a tierra. El cono inferior penetra bajo el nivel del aceite y requiere menos distancia desarrollada que el cono superior, que está expuesto a la intemperie. La boquilla está proporcionada de manera que, a lo largo de su superficie, el gradiente de potencial sea casi uniforme. La parte superior está rematada por una caja cilíndrica, con una mirilla de vidrio que permite apreciar el nivel de aceite.

### 3.2.4. Devanados.

La **función** principal de los devanados, la constituyen propiamente los circuitos eléctricos del transformador, por el lado emisor entra energía y por el lado receptor la entregan con sus parámetros de voltaje y corriente alterada.

Es como una bobina, que el papel principal es el de crear un campo magnético con mínimas pérdidas en la energía y ser transformada.

La **elaboración o la construcción** de las bobinas es de hilo redondo de cobre electrolítico para transformadores de pequeña capacidad. En los transformadores de gran potencia se fabrican las bobinas con conductores de sección cuadrada o rectangular, los enrollados se efectúan en moldes, son cubiertos con cinta aislante, tratados al vacío para extraer hasta el último rastro de humedad y de aire, después se aplica al compuesto aislante caliente a presión hasta que queda bien impregnado, luego se meten en la estufa las bobinas para su secado total y que el compuesto aislante se endurezca. Hasta impedir la entrada de humedad y que quede la superficie lisa y dura.

El papel o tela recubierta con cinta de algodón, es el aislamiento que se usa generalmente.

La **disposición de los devanados**, van colocados sobre las piemas del núcleo, estando más próximo a la laminación, el devanado de menor voltaje (Baja Tensión) y sobre este el devanado de mayor voltaje (Alta Tensión), estando separados entre sí y del núcleo por barreras aislantes.

El **diseño de los devanados de los transformadores** es para dar las características eléctricas mejores posibles con las adecuadas posibilidades mecánicas para soportar los esfuerzos debidos a cortos circuitos y con la adecuada ventilación para evitar excesivas elevaciones de temperatura y puntos calientes.

También existen transformadores con núcleo escalonado de sección circular, se emplean bobinas de sección circular, las cuales son fáciles de

aíslar y tiene gran resistencia mecánica. Cada una de las bobinas de baja tensión, puede devanarse en forma de hélice continua, pero si la tensión por bobina es de algunos miles de volts, suele dividirse el devanado. En éste caso se emplean bobinas en forma de disco circular, los discos suelen llevar entre ellos, separadores de maderas para que la refrigeración sea más fácil.

### 3.2.5. Núcleo.

La **función** del núcleo en los transformadores, sirve para formar el circuito magnético que permite la inducción de las fuerzas electromotrices, por cuyo medio se puede transferir la energía de un circuito eléctrico a otro. Su función principal es la de conducir el flujo activo, o sea que reduce la reluctancia del circuito de flujo, debiendo tener gran permeabilidad magnética, de manera que para inducir el flujo se requiera tan poca corriente como sea posible.

#### **Su construcción.**

En sustancias en las que aparezca una gran inducción magnética al aplicarle un campo magnético determinado será siempre útil para la elaboración de un núcleo magnético. Sus propiedades que se encuentran en ciertas formas del hierro y sus aleaciones con cobalto, wolframio, aluminio, níquel y otros metales. Por ser de fácil imanación, al emplear dichos materiales para núcleos se hace posible la obtención de inducciones magnéticas de cientos e incluso miles de veces mayores que los que se obtienen con bobinas de núcleo de aire. Los núcleos de los transformadores de potencia se construyen de tiras rectangulares de láminas de acero al silicio, cuya aleación es del 4 al 5% de silicio; éste tiene la propiedad de eliminar el efecto de envejecimiento, es decir, elimina el aumento gradual de las pérdidas en el núcleo que se presentaba en el acero dulce utilizado antiguamente.

Si aumentamos el porcentaje de silicio las pérdidas en el núcleo se van a reducir, entonces el material se endurece y se vuelve más frágil. También se utiliza para la construcción de núcleos otro material llamado hipersil.

Debe tomarse en cuenta que los núcleos de los transformadores no pueden hacerse de una pieza sólida, porque ésta actúa como si fuera una espira en corto circuito, permitiendo corrientes circulantes llamadas corrientes de Foucault, teniendo entonces una pérdida muy alta, además de la elevación de temperatura por el efecto de las corrientes y la resistencia del material del núcleo. Por esto los núcleos se hacen de laminaciones aisladas entre sí o sus equivalentes para reducir ésta pérdida.

### **Tipos.**

El **tipo núcleo y el acorazado** son los tipos fundamentales de estructuras de transformadores. A continuación se describen:

**TIPO NÚCLEO:** En que los grupos de devanados abrazan a las piernas del núcleo.

Generalmente este tipo se utiliza en transformadores de potencia y transformadores de distribución para alta tensión.

**TIPO ACORAZADO:** En que las bobinas están envueltas por laminación del núcleo, construido en forma compacta.

Una modificación al núcleo acorazado es el núcleo acorazado distribuido usado en transformadores de distribución.

### **NOTA:**

Debemos tomar en cuenta las siguientes recomendaciones cuando se haga una inspección de mantenimiento o de recepción de fábrica.

En el ensamble de las láminas deberá estar bien formado el traslape de las juntas de modo que la dispersión magnética y la reluctancia sean lo más bajas posible.



Se sujetan las láminas con placas estructurales y pernos largos que no deben afectar la laminación, por lo que deberán estar aislados de tal forma que no queden las láminas en corto circuito. Estos pernos y toda la armazón se le denomina “prensa” y es necesario verificar su apriete y comprobar que se tiene una resistencia mecánica efectiva para soportar con seguridad los esfuerzos de corto circuito.

### 3.2.6. Tanque.

Las principales **funciones** del tanque de los transformadores son:

- I.- Contener el aceite aislante.
- II.- Tiene funciones estructurales, contando con ganchos, ojillos, topes, etc., para efectuar maniobras de levantamiento o arrastre en su transportación.
- III.- Proporcionar protección mecánica a los elementos internos del transformador.
- IV.- Disipar el calor generado en el interior, por radiación a través de su superficie expuesta al exterior o por medio de elementos auxiliares de refrigeración.
- V.- Facilita la fijación de dispositivos de detección, indicación y protección.

#### **Su construcción.**

Dependiendo de la capacidad de los tanques y su tapa son **construidos** de lámina o planchas de acero de bajo porcentaje de carbón, de alta graduación comercial. Todas sus costuras son soldadas y donde es necesario llevan doble cordón de soldadura. En algunos transformadores también la tapa va soldada.

Antiguamente se construían remachando las uniones de las láminas, lo cual no proporcionaba un sello correcto de las placas o láminas y se tenían pequeñas filtraciones constantes de aceite

Los transformadores modernos son diseñados para soportar presiones absolutas hasta de 0.01 mm. de mercurio sin tener deformación estando armados con *boquillas, radiadores y tanque conservador*. Esto permite efectuar los procesos recomendados para el llenado de aceite y de extracción de humedad y gases.

También de acuerdo con la capacidad tienen registros de acceso para revisión interior; válvulas de llenado, drenado y hacer un muestreo de aceite, y conectores para puesta a tierra.

### **3.3. Componentes Auxiliares.**

Estos componentes de los transformadores cubren funciones específicas muy importantes, requeridas para satisfacer las condiciones de operación, para un *funcionamiento correcto y seguro*, y tenemos al tanto de sus condiciones, o modificarlo.

#### **3.3.1. Cambiadores.**

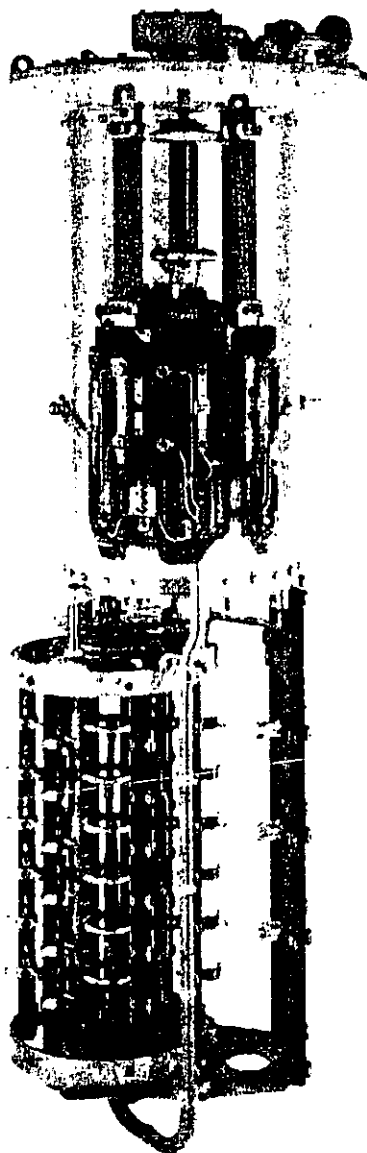
Los cambiadores de derivaciones tienen como objeto adaptar el arrollamiento de alta tensión a la tensión dominante en la línea de alimentación, de manera de obtener una tensión secundaria apropiada y si es posible normal, aunque la tensión de alimentación difiera un porcentaje de la normal.

Se clasifican en cambiadores sin carga y cambiadores con carga.

##### **--Los cambiadores sin carga:**

Son los que están diseñados para ajustar la relación del transformador, variando el número de espiras activas de los devanados de baja tensión o alta tensión, cuando el transformador puede desconectarse de la línea. Este ajuste generalmente es manual y se hace para adaptar el transformador al voltaje promedio requerido.

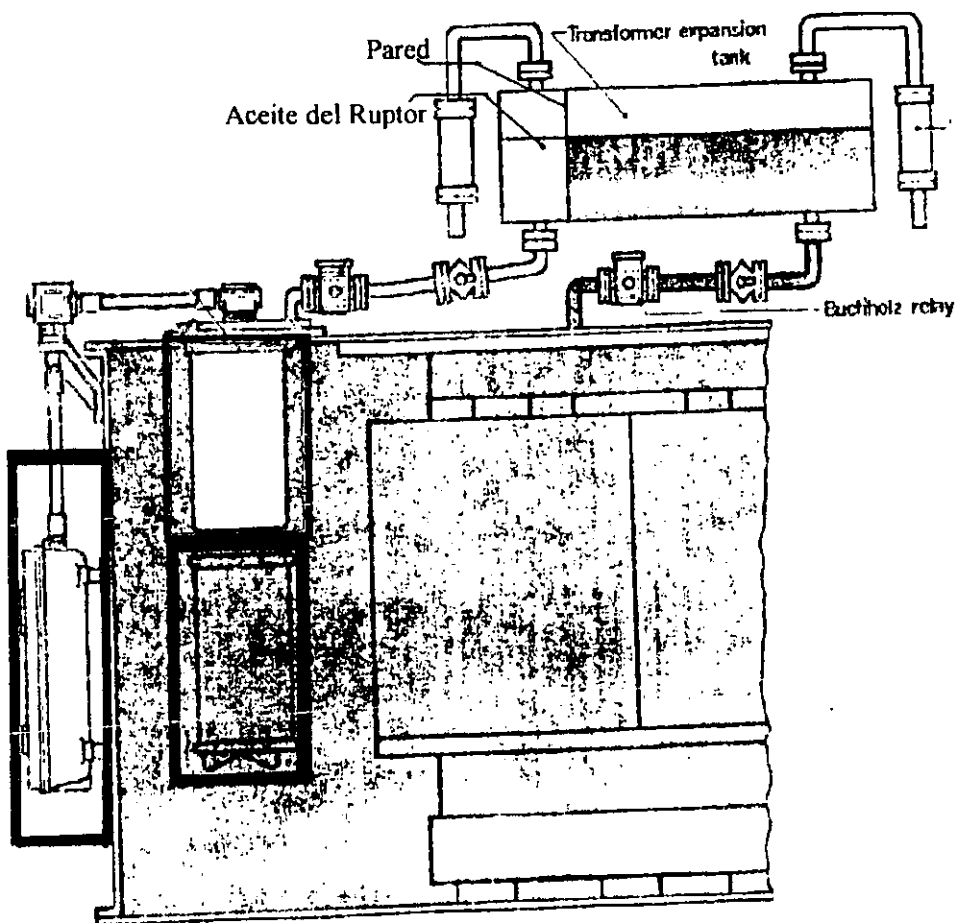
En la siguiente figura se aprecia muy bien el cambiador localizado debajo de la cuba donde se encuentra localizado el ruptor, que estos dos componentes van de la mano.



*Fig. 3.3.1.1.1. Rotación del cambiador y ruptor.*

### 3.3.1.1. Ruptor.

El ruptor se encuentra localizado en este caso dentro de la cuba arriba del cambiador, este es de gran importancia ya que en el se dan los swicheos para hacer el cambio de voltaje.



*Fig. 3.3.1.1.2. La zona anaranjada es el Ruptor, la zona verde es el cambiador y la zona azul es el mando del motor.*

El ruptor se encuentra sumergido en su propio aceite que es el que contiene la cuba y no está en contacto con el aceite del propio transformador. La cuba se aprecia de anaranjado en la figura 3.3.1.1.2.

La forma de hacer el cambio de voltaje el ruptor es demasiado rápida, es en milésimas de segundo.

### **3.3.1.2. Mando del motor.**

El mando del motor o manejo del motor, es el que se encuentra en la figura 3.3.1.1.2. marcado con azul, y este sirve para subir o bajar de Tap el cambiador. Éste también se puede poner en forma manual o automático.

### **3.3.2. Dispositivos de Protección.**

Hay muchos dispositivos de protección, entre los cuales los más usados son:

#### **3.3.2.1. Apartarrayos.**

En la práctica actual en el diseño de subestaciones de alta tensión es proteger las instalaciones tanto de las sobretensiones de origen externo, debidas a rayos, como de las sobretensiones de origen interno, debidas a la apertura ó cierre de interruptores, de manera que estas sobretensiones no alcancen valores que excedan el nivel de aislamiento adoptado.

Los transformadores de potencia se protegen mediante apartarrayos, colocados lo más cerca posible de sus terminales y las características de protección deben seleccionarse de acuerdo con las condiciones específicas de cada sistema y coordinarse con las características de aislamiento de los transformadores.

La **función** de los apartarrayos es proporcionar un camino para las sobretensiones intensas alrededor del transformador y así disipar la energía de la onda sin efectos nocivos.

Estas sobretensiones son a través de los apartarrayos, conducidas a la red de tierras de la subestación.

### **3.3.2.2. Dispositivos de sobrepresión súbita.**

En casos excepcionales donde no se tiene tanque conservador en los transformadores, el relevador tipo buchholz no se puede instalar. En estos casos se tienen instalados relevadores de sobrepresión súbita.

Este es un dispositivo mecánico compuesto por una compuerta aprisionada con un resorte que es vencido cuando la presión interna de un valor de aproximadamente 0.7 Kg./cm<sup>2</sup>, después de que se abre la compuerta y se descarga la sobrepresión, esta se vuelve a cerrar manualmente.

Normalmente estos dispositivos cuentan con un microswitch para mandar señal de alarma o de disparo y en otros se tiene también una señal fija visual que indica cuando el dispositivo ha operado.

### **3.3.2.3. Relevador buchholz.**

El relevador Buchholz o detector de gases, se tiene instalado en transformadores de potencia de capacidad mayor de 10 MVA, que por lo tanto nuestros transformadores tienen instalado el relevador buchholz, ya que los transformadores que estamos manejando son de 60 MVA, del presente estudio.

Su instalación es intercalada en la tubería que comunica el tanque del transformador con el tanque conservador. Estos relevadores tienen la función de captar desperfectos ocurridos en el interior de los transformadores que originen desprendimientos de gases.

Este relevador tiene dos flotadores equipados con un bulbo de mercurio que sirve como interruptor en su operación

Consta de 2 sensores el (3 A) que sirve como alarma visual y sonora en el caso de que se produzcan gases, si estos son en mayor cantidad activa el sensor (3 D) con lo que provoca el cierre de su contacto, con lo que se manda la señal de apertura de los interruptores de potencia del banco de transformación.

Se obtiene el mismo resultado, en caso de una sobrecarga peligrosa para el transformador, porque la corriente de carga resulta demasiada elevada o a consecuencia de un cortocircuito en la red secundaria; en este caso, a consecuencia del calentamiento de las bobinas, se producen gran cantidad de pequeñas burbujas, que actúan como si se tratara de algunas grandes, es decir, a manera de un choque que obliga a fluir el aceite, el cual acciona el flotador (3 D). Esta acción es tan rápida que el disparo de los interruptores se produce antes de que el transformador sea afectado por la sobrecarga.

La aparición de las pequeñas burbujas gaseosas se manifiesta solamente cuando las temperaturas de las bobinas se elevan hasta el punto en que el aceite se volatiliza, que es alrededor de 150 °C, por lo que la temperatura de las bobinas no puede elevarse mucho por encima de éste temperatura. Según la clase de anomalía, se produce gas en forma lenta, como por ejemplo, por cortos circuitos entre espiras, conexiones defectuosas, o bien se produce gas en forma violenta, como por ejemplo, por arcos de gran energía, entre fases o de fase a núcleo o tanque.

El empleo del relevador buchholz reduce en forma importante el peligro de explosión e incendio del aceite que puede producirse a consecuencia de una falla en el transformador. También por falta de aceite el relevador dispara los interruptores.

#### **3.3.2.4. Relevador de flujo.**

El relevador de flujo se tiene instalado entre el tanque del conservador y la cuba del riptor. Este es de forma muy parecida al relevador buchholz, y de igual importancia.

Este relevador va a operar cuando se tenga una sobrepresión a causa de un corto circuito, este va a obligar a tener un flujo de aceite de la cuba del ruptor al conservador y este va a activar el contacto del relevador operando la protección primaria y librando al transformador, tanto el lado de Alta Tensión como Baja Tensión.

### **3.3.2.5. Sistema contra incendio.**

Los transformadores están expuestos a derramar el aceite dieléctrico e incluso explotar, cuando ocurre alguna falla interna severa, lo cual presenta un riesgo de incendio debido a los componentes inflamables, como son los aislamientos y el aceite dieléctrico o cuando la falla se produce en las boquillas terminales también se corre este riesgo. Si se tiene una fuga importante de aceite que por alguna razón no es atendida oportunamente, se puede llegar a inflamar si en alguno de los circuitos de control o equipos auxiliares ocurre un chisporroteo o flamazo.

Es conveniente tener este sistema en los transformadores de potencia como es el de nuestro caso.

El transformador tiene colocados en lugares estratégicos varios termodetectores, que van a operar cuando una alta temperatura sea detectada, estos deben tener conexión con el relevador auxiliar de disparo para mandar a abrir los interruptores del transformador y mandar la señal de apertura a la electroválvula que controla la alimentación de agua a presión del sistema contra incendio hacia el transformador o banco correspondiente.

### **3.3.3. INDICADORES.**

Los indicadores más importantes de los transformadores son:



### **3.3.3.1. Indicadores de nivel.**

Éstos indican el nivel de aceite aislante en el tanque del transformador, mediante un flotador de corcho acoplado magnéticamente a una aguja indicadora. Casi siempre tiene un contacto que se cierra para enviar una señal de alarma cuando el nivel baja al límite inferior que está marcado como nivel bajo, la marca del nivel normal es 25 grados centígrados y como límite superior está marcado con nivel alto.

### **3.3.3.2. Temperatura del aceite.**

Éste nos indica la temperatura del aceite en la parte superior del transformador. Ésta graduación de la carátula está dada en grados centígrados, señalada mediante una aguja móvil. Adicionalmente tiene una aguja (conocida como aguja de arrastre) que nos indica la máxima temperatura obtenida en su último periodo de mantenimiento.

Existen otros tipos de termómetros que funcionan con base a la dilatación de un líquido como alcohol o mercurio, cuyo movimiento se transmite a través de un tubo capilar a un sistema de fuelle que acciona el mecanismo que controla la posición de la aguja indicadora, según la temperatura.

También los termómetros tienen en el indicador de temperatura unos contactos que se usan para control de arranque de ventiladores y para enviar señal de alarma si esta temperatura sigue elevándose.

### **3.3.3.3. Indicadores de vacío o manovacuómetro.**

Éste nos indica la presión positiva o negativa dentro del transformador. Casi siempre debe marcar una presión cero ó positiva, para evitar la entrada de aire del medio ambiente. Se usa en transformadores sellados con cámara inerte con presión regulada o sin regular. Las unidades que maneja son en libras.

#### **3.3.3.4. Indicadores del flujo de aceite.**

Es instalado en un tubo de descarga de las bombas del sistema de enfriamiento y consiste de dos partes, una interior y otra exterior, acopladas magnéticamente. Esta parte interior es una veleta metálica que cuando no hay flujo su posición es perpendicular al tubo y con flujo gira a 90 grados quedando paralela al sentido del mismo, este movimiento se transmite por medio de la varilla de giro y un imán permanente al dispositivo exterior, controlando la aguja indicadora normalmente cerrado en la posición de ausencia de flujo para enviar la señal de alarma.

La señal se controla de modo que cuando la bomba no es alimentada por el circuito principal de control, queda bloqueada para evitar falsa alarma. Esta carátula lleva las marcas de encendido en la posición de flujo correcto y de apagado en la posición de ausencia de flujo.

#### **3.3.3.5. Temperatura de los devanados.**

La temperatura es uno de los factores que afectan seriamente la vida de los aislamientos, cuyo limite permisible está fijado según la clase de materiales que los constituyen.

Los aislamientos sólidos de un transformador están envolviendo directamente los devanados, que es precisamente donde se tiene la temperatura más elevada.

Es importante conocer la temperatura de los devanados para evitar sobrecalentamientos, como no es posible colocar en el interior de las bobinas un detector de temperatura, se utiliza un termómetro similar al del aceite, en el cual la caja del bimetal está rodeada por el exterior del tubo, de un devanado de calefacción, hecho sobre un tubo de micarta, el detector se ensambla en un tubo ciego que esta montado en la pared del transformador proyectado dentro de la zona caliente del aceite.

La bobina calefactora está dentro del aceite caliente y su devanado trabaja con la misma densidad de corriente que las bobinas principales. Además, el aislamiento del devanado de la bobina calefactora tiene una elevación de temperatura por encima de la temperatura del aceite, igual a al de las bobinas del transformador principal.

El indicador lleva integrados interruptores que están ajustados para operar a diferentes niveles de temperatura, los del nivel inferior operan los circuitos de control de los enfriadores y el del nivel superior controla el circuito de alarma cuando la temperatura excede el rango permitido.

#### **3.3.4. Sistema de Enfriamiento.**

Teniendo en cuenta que las pérdidas en el núcleo y las pérdidas en el cobre de los transformadores se convierten en calor que es necesario disipar al medio ambiente para mantener la temperatura en su interior por debajo del máximo que puede soportar el aislamiento sin reducir seriamente sus características dieléctricas y mecánicas. En transformadores de poca capacidad la superficie expuesta al exterior es relativamente grande con respecto al volumen y el enfriamiento por radiación y por convección natural suele ser suficiente para disipar el calor.

Al aumentar la capacidad del transformador, aumentan por consiguiente las pérdidas y tendría que colocarse en un tanque exageradamente grande para tener la superficie de radiación necesaria. Para evitar lo anterior, se prevén medios artificiales que facilitan la refrigeración, esto se logra dotando de conductos de ventilación a los devanados, aumentando la superficie de radiación del tanque conservando dimensiones adecuadas y adicionando elementos que ayuden a una rápida disipación del calor. Teniendo en cuenta que los refrigerantes más empleados son:

- El aire.
- El aceite dieléctrico.

- Otros líquidos dieléctricos.
- El agua.

Algunos sistemas de enfriamiento son:

**OA:** Sumergido en aceite, con enfriamiento natural. Este es el enfriamiento más comúnmente usado en transformadores de capacidad reducida, como son los de distribución, y resulta ser el más económico. El aceite circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas o bien provisto de radiadores tubulares o en forma de aleta, unidos al tanque o separable.

**OW:** Sumergidos en aceite, con enfriamiento por agua. Aquí el transformador está equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque o con un serpentín instalado en el interior del mismo. El agua de enfriamiento circula en el interior del serpentín, y se drena por medio de una bomba independiente. El aceite fluye, estando en contacto con la superficie exterior del serpentín, transmitiéndole el calor. El agua caliente se descarga en una pileta para su enfriamiento.

El enfriamiento no es muy efectivo, debido a los problemas de incrustación en el serpentín, y a las instalaciones que requiere.

**OA/FA:** Sumergido en aceite con enfriamiento natural y con enfriamiento con aire forzado. Este enfriamiento es como el OA, y aumentándole aire forzado (FA), o bien han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor. El arranque y paro de los ventiladores es controlado de acuerdo con las condiciones preestablecidas de carga y temperatura del transformador, utilizando un contacto del termómetro del aceite, ajustado para cerrarse en un rango de temperatura de 55 a 60 grados centígrados

**FOA:** Sumergidos en aceite, con enfriamiento por aceite forzado, con enfriadores de aire forzado. El aceite de estos transformadores es enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores colocados fuera del tanque. Su diseño está destinado a usarse con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando continuamente, para sostener la totalidad de su carga nominal.

Algunos transformadores están diseñados para que su sistema de enfriamiento trabaje de acuerdo con la temperatura de operación.

Se puede usar una combinación de los sistemas de enfriamiento. Algunas combinaciones básicas de enfriamiento son: OA/FA/FA, OA/FA/FOA, FOA/FOA Y OA/FOA/FOA. Su funcionamiento de cada grupo es gobernado por la temperatura del aceite o por el registro del termómetro de temperatura del punto más caliente.

### **3.3.5. Transformadores de Corriente y Transformadores de Potencial.**

Los transformadores con cambiador automático de derivaciones bajo carga, llevan instalados transformadores de potencial (TP's) y transformadores de corriente (TC's), para el control automático del cambiador en función de las condiciones de carga conectada.

Estos transformadores son conocidos como transformadores de instrumento, que son instalados en el interior del tanque del transformador o regulador de voltaje, lo que es recomendable en los transformadores de gran potencia, ya que representan un punto posible de falla que puede ocasionar daños más graves en el aparato principal. Es más conveniente la instalación de los transformadores de corriente en boquilla adecuadas, de tal forma que queden fuera del tanque del transformador y para los transformadores de potencial, disponer un tanque anexo instalado en la parte superior, con tomas del voltaje por medio de pasamuros y protegido con fusibles.

En los transformadores que tienen termómetro de temperatura del punto más caliente, llevan para este fin un TC.

Podemos decir que estos transformadores (TC's y TP's) son de protección y medición.

### **3.3.6. Sistemas de Conservación del aceite.**

La capacidad del conservador de aceite debe ser del 10 % de la capacidad total de aceite del transformador. El tanque conservador es un depósito adicional colocado en la parte superior del tanque principal del transformador y a una altura superior. Mediante este tanque y su combinación con otros dispositivos o sistemas de preservación, se logra reducir al máximo la oxidación y el deterioro del aceite, ya que se evita su contacto directo con la atmósfera. Generalmente en todas las combinaciones del tanque conservador se instala con un relevador tipo buchholz que detecta la cantidad de gases, y en caso de ser excesivos, envía una señal de disparo a los interruptores del transformador.

Son cuatro sistemas con que se puede combinar el tanque conservador para preservar el aceite.

- I. Tanque conservador sellado, con espacio lleno de nitrógeno, sin regulación.
- II. Tanque conservador sellado, con espacio lleno de nitrógeno, regulable automáticamente.
- III. Tanque conservador con contacto directo a la atmósfera y respiración a través de equipos de deshidratación.

IV. Tanque conservador con fuelle de expansión mediante el cual se evita el contacto directo del aceite con la atmósfera. Con esta combinación se elimina el nitrógeno en su equipo de regulación y/o los deshidratadores.

### **3.3.6.1. Equipo inerte para preservación de aceite.**

El equipo de control de inerte incluye interruptores de presión que mandan señal de alarma cuando la presión en el transformador es menor de -2 lbs/pulg<sup>2</sup> o mayor de 8.5 lbs/pulg<sup>2</sup> y cuando la presión en el cilindro es menor de 200 lbs/pulg<sup>2</sup>.

También incluye una válvula de alivio que permite el escape de nitrógeno cuando la presión dentro del tanque alcanza un valor predeterminado y una válvula de muestreo, mediante la cual se podrán obtener muestras del gas para determinar el contenido de gases explosivos en el tanque y su composición.

Este equipo aumenta la vida de los transformadores y reduce al mínimo el deterioro y envejecimiento del aceite, mediante la presencia de un colchón de nitrógeno seco, a una presión determinada sobre la superficie del aceite. El nitrógeno se proporciona en cilindros metálicos montados en un costado del transformador. El control de entrada, salida y presión del nitrógeno se realiza mediante los mecanismos que se alojan en el gabinete de control de equipo. La presión se mantiene automáticamente y será:

menor de 0.5 lbs/pulg<sup>2</sup> ó 0.035 kg/cm<sup>2</sup>  
ni mayor de 8 lbs/pulg<sup>2</sup> ó 0.562 kg/cm<sup>2</sup>

El manovacúmetro incluido en el equipo de control, permite conocer la presión o vacío dentro del tanque del transformador. Ver tema 3.3.3.3.

### **3.3.7. Sistema de Alarmas.**

El sistema de alarma nos va a mantener al tanto nuestro transformador, va a indicarnos cuando un dispositivo de los que acabamos de ver *no este operando debidamente*. Los dispositivos indicadores y de protección están adaptados para enviar una señal de alarma cerrando un contacto cuando se presenta una situación anormal.

La señal de alarma correspondiente se recibe en un gabinete instalado en el transformador o próximo a él, donde se tienen varios módulos, cada uno con capacidad para cuatro señales. Uno de los módulos recibe las señales de emergencia y el resto *reciben las señales de alerta*. Del gabinete de alarmas del transformador, solamente se envían dos tipos de señales a la consola de alarmas de la sala de tableros del operador de estación, que pueden ser de alerta o de emergencia. Las señales de alerta y las señales de emergencia *son visuales y sonoras y pueden mandar señal* a los interruptores de potencia del transformador, para liberar una falla.

Evidentemente cualquier tipo de señal que se presente, puede ser causa de una condición desfavorable para el transformador, y debe verificarse de inmediato, la rapidez con que se debe atender la anomalía depende del grado de riesgo que represente para el equipo o para las características de operación del mismo; lógicamente existe un mayor riesgo cuando ha operado una alarma de emergencia.

### **3.3.8. Silica (deshidratador).**

Dispositivo que sirve para evitar el contacto del medio ambiente húmedo con el aceite.

Cuando se detecta que la silica tiene humedad, normalmente *cambia de color*; ejemplo: Cuando la silica esta seca su color es azul o café, cuando esta tiene humedad pasa a un color rosa o blanco respectivamente.



## Capítulo 4.

### Mantenimiento preventivo a Transformadores de Potencia.

#### 4.1. Generalidades.

En este capítulo se mostrara un procedimiento de mantenimiento preventivo, en el cual es importante mencionar que de todas las pruebas que se hagan ninguna va a ser destructiva, ya que es necesario prever que las condiciones de operación del equipo van a mejorar.

#### 4.2. Puntos importantes para el mantenimiento.

Es importante que para dar un mantenimiento adecuado, el encargado debe tener en cuenta, algunos puntos importantes, como:

1. Conocimiento de la terminología.
2. Normas de seguridad y limpieza.
3. La organización del personal y la planeación del trabajo.
4. Nociones de las propiedades físicas, químicas y biológicas.
5. Conocimientos de desenergización y energización del equipo.
6. Análisis e Interpretación de diagramas, planos, tablas, instructivos, etc.
7. Saber escoger el proceso de mantenimiento más adecuado según se presente el caso, o bien saber cada cuando es el momento adecuado para su mantenimiento.
8. Conocimientos sobre las pruebas y datos a obtener.
9. La forma como se relaciona el aparato o equipo a intervenir con otros que operan en el mismo circuito.
10. Hacer reportes de las pruebas iniciales y finales, recomendaciones a seguir en intervenciones futuras

Si se tiene consciencia de esto se podrá efectuar un buen mantenimiento en condiciones normales y de emergencia.

### **4.3. Concepto de Mantenimiento Preventivo.**

Es un trabajo que se necesita desarrollar en una instalación, máquina o equipo para un mejor funcionamiento o **prevenir** algún conflicto.

Este trabajo normalmente se deriva de las instrucciones que dan los fabricantes, y los puntos de vista de los técnicos con respecto a la especialidad.

Es variada la clase de estos trabajos, ya que algunos necesitan de conocimientos profundos o herramientas especiales.

El mantenimiento preventivo en los Transformadores a veces es notorio en los componentes externos, pero en los componentes internos, está prácticamente sometido a las decisiones tomadas sobre la base de los datos obtenidos en las pruebas efectuadas y también de acuerdo al funcionamiento o reacciones del transformador en operación. O bien en transformadores de 230 / 23 K.V con cambiador bajo carga cuyo mantenimiento se programa de acuerdo a las recomendaciones del fabricante. Ya sea por tiempo o por número de operaciones.

### **4.4. Pasos a seguir para un buen Mantenimiento Preventivo a Transformadores de Potencia.**

#### **■ PASO UNO.**

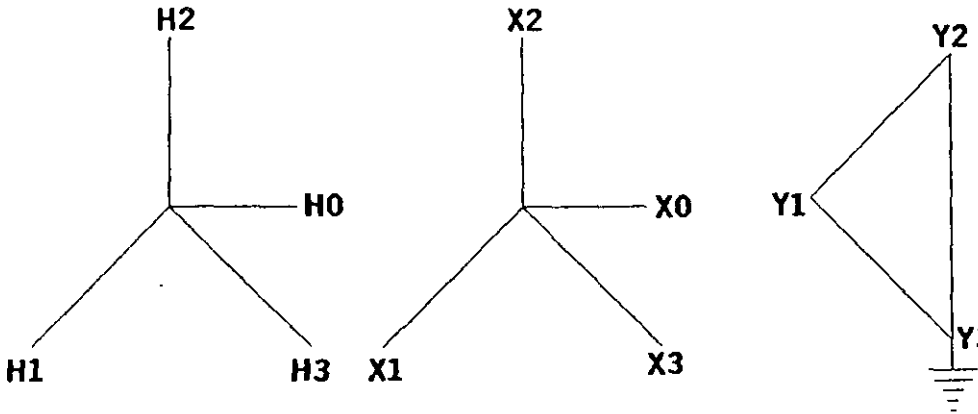
En primer lugar hay que tomar la **placa del transformador**, ya que de esta manera nos enteraremos de las características que tiene como; tipo de conexión, voltaje, litros de aceite, cuantos taps tiene el cambiador en A.T. y B. T., y muchas otras notas importantes para conocer al Transformador.

Un ejemplo de placa puede ser la siguiente:

En la parte superior normalmente tiene el nombre de la empresa que fabrico el transformador. (MARCA).

## Transformador trifásico

Conexiones:



DEVANADO A.T. 220 000 V.

B.T. 23 000 V.

TERCIARIO 13 500 V.

50 / 60 HERTZ.

55°C ELEVACIÓN DE TEMPERATURA A 2300 MSNM.

TIPO -- FOA / FOA EN ACEITE

FOA1 45 000 KVA.

FOA2 60 000 KVA.

NIVEL IMPULSO ONDA COMPLETA A.T. 900 K.V.

B.T. 150 K.V.

TERCIARIO 110 K.V.

	VOLTS.	AMPERES.		POSICIÓN.
		FOA1	FOA2	
	242 000	107.4	143.1	1
	240 625	108.0	144.0	2
	239 250	108.6	144.8	3
	237 875	109.2	145.6	4
	236 500	109.8	146.5	5
	235 125	110.5	147.3	6
	233 750	111.1	148.2	7
	232 375	111.8	149.1	8
	231 000	112.5	150.0	9
	229 625	113.1	150.9	10
	228 250	113.8	151.8	11
	226 875	114.5	152.7	12
	225 500	115.2	153.6	13
	224 125	115.9	154.6	14
	222 715	116.6	155.5	15
	221 375	117.4	156.5	16
	220 000	118.1	157.5	17 - A
	220 000	118.1	157.5	17
	220 000	118.1	157.5	17 - B
	218 625	118.8	158.4	18
	217 250	119.6	159.4	19
	215 875	120.3	160.5	20
	214 500	121.1	161.5	21
	213 125	121.9	162.5	22
	211 750	122.7	163.6	23
	210 375	123.5	164.7	24
	209 000	124.3	165.7	25
	207 625	125.1	166.8	26
	206 250	126.0	168.0	27
	204 875	126.8	169.1	28
	203 500	127.7	170.2	29
	202 125	128.5	171.4	30
	200 750	129.4	172.6	31
	199 375	130.3	173.7	32
	198 000	131.2	174.9	33

ALTA  
TENSIÓN.

BAJA	VOLTS.	AMPERES.		POSICIÓN.
		FOA1	FOA2	
TENSIÓN.	24 150	1075	1434	1
	23 719	1095	1460	2
	23 000	1129	1506	3
ESTRELLA.	22 425	1158	1544	4
	22 000	1181	1575	5
TERCIARIO	13 500	1924	2566	
DELTA.				

Peso del transformador 68,896 Kg.

Tanque 43,426 Kg.

Líquido 31,872 Kg.

Total 144,194 Kg.

Litros 35,942 litros.

### ■ PASO DOS.

Se obtiene una muestra de aceite, como se explica en el capítulo (5.5.).

Se manda a analizar o bien se le hacen las pruebas recomendadas y dependiendo de los resultados que se obtengan, es la forma como se va a actuar (cambiar aceite, efectuar revisión interna, filtrar aceite, etc.).

### ■ PASO TRES.

Desenergizar el transformador; primero dejar fuera los interruptores del Transformador, siendo inicialmente el de 23 K.V. y posteriormente el de 230 K.V. Abrir sus cuchillas correspondientes.

#### ■ PASO CUATRO.

Verificar que realmente ya no tenga voltaje el transformador, esto puede ser mediante un detector de voltaje, una vez que se comprueba que ya está desenergizado, se comprueba que el detector de voltaje esta funcionando correctamente.

#### ■ PASO CINCO.

Se aterriza el transformador; en primer lugar se pone un cable a tierra, que puede ser la misma del transformador, y después se prosigue a mandar ese mismo cable a todas las boquillas del transformador, se deja fijo el cable en una de las boquillas del transformador y se ponen en corto circuito todas las boquillas.

#### ■ PASO SEIS.

Se desconectan todas las boquillas del transformador, dejándolo libre de los interruptores.

**NOTA:** Identificar cada cable y las fases. (Hay cinturones, o bien identificadores de cables numerados).

#### ■ PASO SIETE.

Se hacen pruebas iniciales al transformador, T.T.R., Megger, Rigidez dieléctrica, Factor de Potencia, etc. para saber el estado que se encuentra el transformador. (Ver capítulo 5).

#### ■ PASO OCHO.

Se checan todos los componentes del transformador dando su respectivo mantenimiento a cada uno de estos. Y dando un reporte de los mismos. (Ver capítulo 3).

En el caso del ruptor, para su mantenimiento se recomienda lo siguiente:

A los dos años y medio	Cambio de aceite
A los cinco años	Revisión general, (chequeo de aprietes y con un ohmetro se checan las resistencias, cambio de aceite).
A los 7 años y medio	Cambio de aceite
A los diez años y medio	Revisión general, (chequeo de aprietes y con un ohmetro se checan las resistencias, cambio de aceite).

Y así consecutivamente; o efectuar este mismo trabajo utilizando el número de operaciones.

#### ■ PASO NUEVE.

Recuperación del aislamiento del aceite:

Para establecer las cualidades de aislante del aceite, es necesario eliminar la humedad y las partículas en suspensión que contenga (carbón, agua, lodos y otras impurezas). Esto se logra con un filtro; Existen diferentes filtros, incluyendo el filtro prensa común, varían algo en su forma, pero se basan en el principio de forzar el aceite aislante a base de presión a pasar a través de un material absorbente, tal como papel filtro, o a través de una centrifugadora.

La unidad completa de un filtro prensa, consta de:

Filtro prensa, motor, coladera, bomba, trampa de gas, ajuste de presión cazuela para goteo, volantes y tuberías. Todos estos elementos van montados sobre una armadura estructural.

El filtro prensa se construye con una serie de placas de fierro fundido y armazones, ensamblados alternativamente, con los papeles filtro entre ellos. Por medio de tornillos y las terminales de las placas, los papeles quedan a la tensión y presión necesaria.

Las placas y la armadura tienen agujeros en dos de sus esquinas y guías soportes en sus lados. Las hojas del papel filtro, se colocan entre la placa y la armadura.

La carga del papel filtro por utilizar, deber ser previamente sacado en horno a temperatura de 105 °C y por un periodo de 8 horas, a fin de eliminar la humedad del papel y asegurar un secado efectivo del aceite.

El proceso del filtrado consistirá en pasar por el filtro prensa, 3 veces la cantidad total del aceite del transformador. Efectuando lo anterior, tomar una muestra de aceite y analizar si las condiciones del aceite nos son adecuadas, repetir el proceso, pero teniendo el cuidado de reponer la carga de papel filtro y así proseguir con el proceso hasta obtener la regeneración del aceite.

Como en nuestro caso el transformador cuenta con un buchholz, recordar que se debe purgar antes de ponerse en servicio.

Cuando el aceite está altamente contaminado con agua, el filtrado es entonces completamente poco práctico y en este caso es más recomendable usar un equipo purificador centrífugo, ya que este elimina una cantidad de sedimentos y agua constantemente. A continuación se trata un equipo de este tipo.

Regeneración de aceite para transformadores empleando unidades regeneradoras de aceite al vacío, (Centrifugadora).

La función de esta unidad es la misma que la del filtro prensa.

La unidad en sí, está compuesta por: Válvulas, tuberías, instrumentos, equipo eléctrico, etc., necesario para la operación y control de la unidad. Esta unidad puede ser fija o móvil.

Para tratar el aceite, la unidad se conecta al transformador o al tanque del aceite. El aceite primeramente pasa a través de una válvula de control y un cedazo y es enviado al calentador. Aquí el vacío es mantenido. El calentador de aceite tiene una temperatura adecuada y está propiamente protegido con un dispositivo de seguridad que evita que el aceite se sobrecaliente.



Después de esto el aceite pasa al purificador y al tanque de vacío, donde se mantiene el mismo grado de vacío que el purificador, y finalmente es enviado por una bomba, de regreso al transformador o al tanque de tratamiento de un transformador por una unidad de vacío.

El aceite que está siendo purificado, secado y de-gasado, absorbe humedad y gas residual del tanque, núcleo y devanados y los lleva de regreso a la unidad de tratamiento, y en donde son eliminadas las impurezas. Continuando la circulación de aceite el tiempo necesario, el aceite puede ser liberado eficientemente de humedad, aire y gas, así como de sólidos y sedimentos.

**NOTA:** Para nuestro caso que es un mantenimiento preventivo, bajamos el aceite a unas bolsas especiales de aceite, en el cual se puede estar filtrando el aceite.

#### ■ PASO DIEZ.

El motivo por el que se baja el aceite, es para hacer una revisión interna, (Inspección visual del equipo y chequeo de aprietes de boquillas, cambiador, núcleo, etc.). **TENER CUIDADO** de que la persona o personas que efectúan esta revisión interna antes de introducirse ventilar un par de horas el transformador, además de tener zapatos de lona nada de objetos en las bolsas de la ropa, efectuar un listado de la herramienta que se introduce al transformador para su revisión y corroborar esta lista al termino del mantenimiento mismo.

Toda la herramienta que se lleve al transformador debe estar amarrada, para evitar el estarla sacando.

**NOTA:** Para meternos al transformador, hay **ROPA ESPECIAL** (un disfraz tipo mameluco), para evitar el contacto con el aceite o componentes; esto es para evitar humedad en ellos y por nuestro bienestar, ya que es lo más importante.

No quite el corto circuito de la tierra del transformador. Ya que al estar trabajando alguien puede hacer un corto con una lámpara y elevar el voltaje y lastimar a una persona del otro lado del transformador.

### ■ PASO ONCE.

Se hace la prueba de rigidez dieléctrica al aceite ya que este está en el transformador y si se requiere se extrae más para otras posibles pruebas. (Ver capítulo 5.5.).

### ■ PASO DOCE.

El tanque se deja conectado a tierra, pero se deberán desconectar todas sus boquillas a terminales de cualquier circuito exterior, incluyendo la conexión a tierra en el caso de devanados en estrella con neutro aterrizado (como en nuestro caso de transformadores de 230 / 23 K.V.). El transformador debe estar a una temperatura ambiente cercana a los 25 °C y limpias las partes aislantes exteriores como las porcelanas de las boquillas (quitar el polvo, ácido, grasa, humedad, aceite, etc.).

Se llena bajo vacío a su nivel de aceite el transformador. Ya que si esta prueba se efectuara con los devanados en el aire, es decir sin aceite, los valores de resistencia de aislamiento nos llevaría a conclusiones erróneas.

NOTA: Nunca debe efectuarse la prueba con transformadores en vacío o sin aceite, ya que se pueden tener arcos a tierra.

Se hace la prueba de resistencia de aislamiento. (Ver capítulo 5.2.).

Avise a sus compañeros para evitar un accidente.

### ■ PASO TRECE.

Se hace la prueba de relación de transformación. (Ver capítulo 5.3.).

En nuestro caso: basándose en los datos obtenidos de la placa de nuestro transformador, se hace la prueba estrella--- estrella/ estrella--- delta/ estrella--- delta.

Como ejemplo se dan los datos teóricos de la primer prueba, con todos los taps en Alta tensión y el primer tap de baja tensión (lo mismo se hace en el tap 2, 3, 4 y 5).

VOLTS. A.T.	RELACION TEORICA	RELACION MAXIMA.	RELACION MINIMA	TAP A.T.	TAP B.T. 24150 Volts.
242 000	10.021	10.071	9.971	1	1
240 625	9.964	10.014	9.914	2	1
239 250	9.907	9.957	9.857	3	1
237 875	9.850	9.899	9.801	4	1
236 500	9.793	9.842	9.744	5	1
235 125	9.736	9.785	9.646	6	1
233 750	9.679	9.727	9.631	7	1
232 375	9.622	9.670	9.574	8	1
231 000	9.565	9.613	9.517	9	1
229 625	9.508	9.556	9.460	10	1
228 250	9.451	9.498	9.404	11	1
226 875	9.394	9.441	9.347	12	1
225 500	9.337	9.384	9.290	13	1
224 125	9.281	9.327	9.235	14	1
222 715	9.222	9.268	9.176	15	1
221 375	9.167	9.213	9.121	16	1
220 000	9.110	9.156	9.064	17 - A	1
220 000	9.110	9.156	9.064	17	1
220 000	9.110	9.156	9.064	17 - B	1
218 625	9.053	9.098	9.008	18	1
217 250	8.996	9.041	8.951	19	1
215 875	8.939	8.984	8.894	20	1
214 500	8.882	8.926	8.838	21	1
213 125	8.825	8.869	8.781	22	1
211 750	8.768	8.812	8.724	23	1
210 375	8.711	8.755	8.667	24	1
209 000	8.654	8.697	8.611	25	1
207 625	8.597	8.640	8.554	26	1
206 250	8.540	8.583	8.497	27	1
204 875	8.483	8.525	8.441	28	1
203 500	8.427	8.469	8.385	29	1
202 125	8.370	8.412	8.328	30	1
200 750	8.313	8.355	8.271	31	1
199 375	8.256	8.297	8.215	32	1
198 000	8.199	8.240	8.158	33	1

TAP B.T.	TAP A.T.	RELACION MEDIDA H1H0/X1X0	RELACION MEDIDA H2H0/X2X0	RELACION MEDIDA H3H0/X3X0
1	1			
1	2			
1	3			
1	4			
1	5			
1	6			
1	7			
1	8			
1	9			
1	10			
1	11			
1	12			
1	13			
1	14			
1	15			
1	16			
1	17-A			
1	17			
1	17-B			
1	18			
1	19			
1	20			
1	21			
1	22			
1	23			
1	24			
1	25			
1	26			
1	27			
1	28			
1	29			
1	30			
1	31			
1	32			
1	33			

Se verifican todos los resultados obtenidos en la relación medida, y deben estar dentro de la relación máxima y mínima, de lo contrario pasar al PASO DIEZ y verificar que el transformador o el cambiador no estén en corto, o analizar el motivo de la falla, o bien rectificar nuestros cálculos.

#### ■ PASO CATORCE.

Se realiza la prueba de Factor de Potencia. (Ver capítulo 5.4.).

#### ■ PASO QUINCE.

Si todos nuestros resultados salieron correctos en las pruebas, se prosigue a conectar el transformador, recordando no invertir las fases.

#### ■ PASO DIECISÉIS.

Se cierran las cuchillas de los interruptores del transformador, y se energizan los interruptores del transformador, primero el de 230 K.V. y después el de 23 K.V.

#### ■ PASO DIECISIETE.

Se realizan reportes de todas las pruebas, anotando la fecha de su última revisión. Ya que sirven de referencia para su próxima revisión. Hacer observaciones para un posterior mantenimiento.

## Capítulo 5.

### Pruebas a Transformadores de Potencia.

#### 5.1. Generalidades.

Las pruebas realizadas al transformador son un aspecto muy importante, ya que las pruebas nos van a decir como se encuentra el transformador y dependiendo de los resultados es la forma en que debemos actuar.

#### 5.2. Resistencia de Aislamiento.

Los tipos de prueba de resistencia de aislamiento que se realizan normalmente a los transformadores de potencia son:

Alta contra Baja	H / X
Alta contra Baja más Tierra	H / X+T
Baja contra Alta	X / H
Baja contra Alta más Tierra	X / H+T

Las pruebas son para probar la resistencia de aislamiento del transformador y de las boquillas de Alta y Baja tensión.

El equipo que se va a utilizar en la prueba va a ser el Megger o Megohmetro, para la medición de resistencia de Aislamiento.

El Megger utilizado en este caso será el modelo 5100. Por lo tanto es un Megohmetro electrónico. El modelo es el que se muestra en la figura 5.2.1.

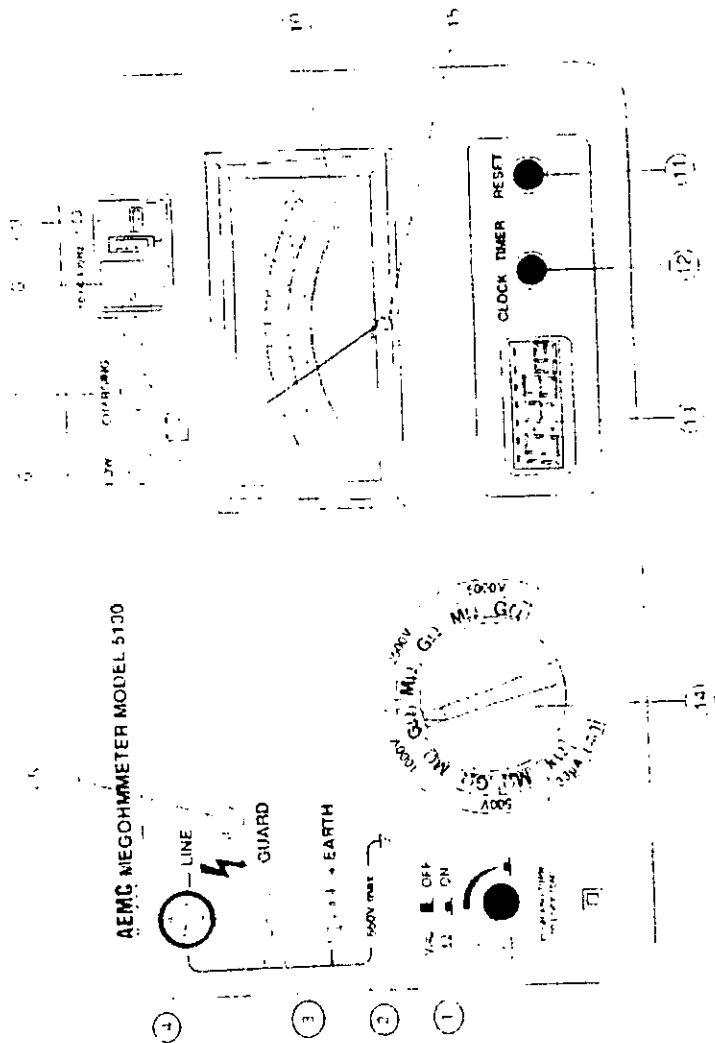


Fig. 5.2.1. Megohmmeter modelo 5100.

Para la prueba puede ser cualquier aparato que mida la resistencia de aislamiento con suficiente voltaje de corriente directa ó cualquier megger de buena capacidad. Y normalmente tiene los mismos elementos del megger de la figura 5.2.1.

Este aparato cuenta con 15 elementos siendo los siguientes.

1. Es el botón de encendido o apagado del voltaje, funciona oprimiendo el botón y haciéndolo girar a la derecha para encendido (adentro), y oprimiéndolo y girándolo a la izquierda para su apagado (afuera).
2. Tierra: Es el punto de conexión o terminal de la tierra.
3. Guarda: Es la conexión para la lectura de guarda, se puede usar para lecturas que no se desea que lea el megger. Es usado para minimizar los efectos de la corriente de fuga.
4. Línea: Es la conexión del equipo a probar.
5. Indicador que hay alto voltaje, mediante una luz intermitente y un timbre c/6 segundos.
6. Indicador de Batería baja: La luz apagada indica buena batería, la luz encendida indica que la batería es parcialmente descargada y que dependemos de 20 minutos a una hora; el reloj y el volmetro posteriormente quedarán fuera de operación.
7. Luz de carga: Indica que la batería se esta cargando o que esta funcionando con su cargador.
8. Enchufe de energía.
9. Selección de 110/220 V. Cuenta con un pequeño conector en el enchufe. Y porta un fusible.



10. Escala de medición analógica.
11. Restablece el cronómetro.
12. Selecciona la hora ó cronómetro.
13. Indicador de la hora ó cronómetro.
14. Selecciona el voltaje requerido.
15. Ajuste a cero.

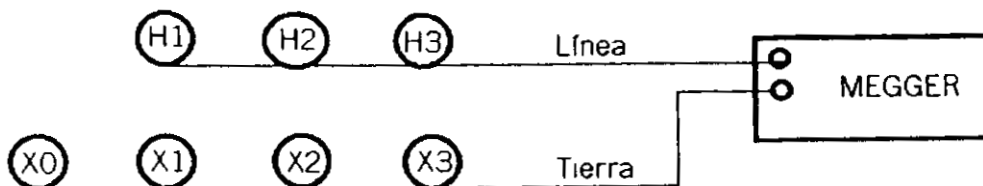
Una vez que nos aseguramos que el transformador está desenergizado, descargamos Alta tensión y Baja tensión.

Prueba de Alta contra Baja (H/X).

Se desconecta el transformador en baja y alta tensión. Se pone en corto circuito las boquillas de alta tensión por un lado y baja tensión por otro.

El cable de Línea se conecta a la alta tensión y el cable de Tierra se conecta a la baja tensión.

Se enciende el Megger a 5000 VCD y se toman las lecturas en el orden de ( $M\Omega$  ó  $G\Omega$ ).



*Fig. 5.2.2. Alta contra Baja.*

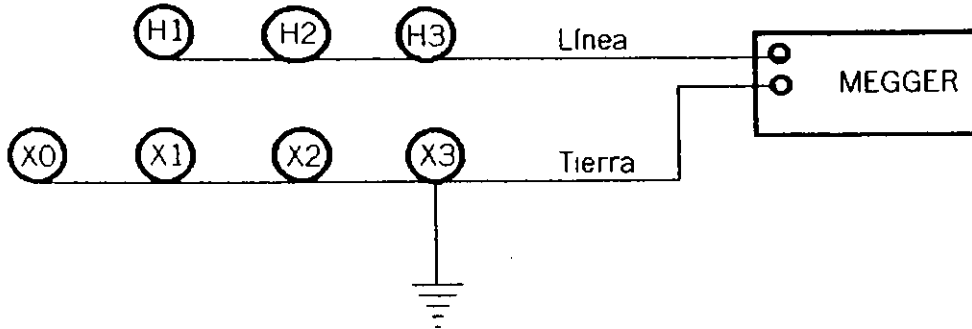
TIEMPO	H / X
	5 000 V
	(M $\Omega$ ) ó (G $\Omega$ )
15 segundos	
30 segundos	
45 segundos	
1 minuto	
2 minutos	
3 minutos	
4 minutos	
5 minutos	
6 minutos	
7 minutos	
8 minutos	
9 minutos	
10 minutos	

Se notara que en un principio el aislamiento ira aumentando rápidamente, hasta tender a estabilizarse la aguja. Es por eso que se empiezan las lecturas en segundos, hasta un tiempo promedio de 10 minutos.

NOTA: Checa el factor de corrección al final de las pruebas.

La siguiente prueba es Alta contra Baja más Tierra (H/X+T).

En esta prueba se ponen en corto circuito las boquillas de alta tensión (H1, H2 y H3); Y en baja tensión las boquillas más la tierra, que puede ser la misma del transformador, (X0, X1, X2, X3 + T).



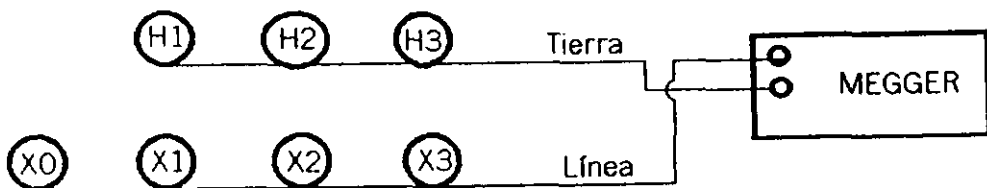
*Fig. 5.2.3. Alta contra Baja más Tierra.*

El cable de Línea se conecta en alta tensión y el cable de tierra se conecta en baja tensión.

TIEMPO	H / X+T
	5 000 V
	(MΩ) ó (GΩ)
15 segundos	
30 segundos	
45 segundos	
1 minuto	
2 minutos	
3 minutos	
4 minutos	
5 minutos	
6 minutos	
7 minutos	
8 minutos	
9 minutos	
10 minutos	

La siguiente prueba es Baja contra Alta tensión (X/H).

En esta prueba se ponen en corto circuito las boquillas de alta tensión H1, H2 y H3; y en baja tensión se ponen en corto circuito las boquillas X0, X1, X2 y X3.



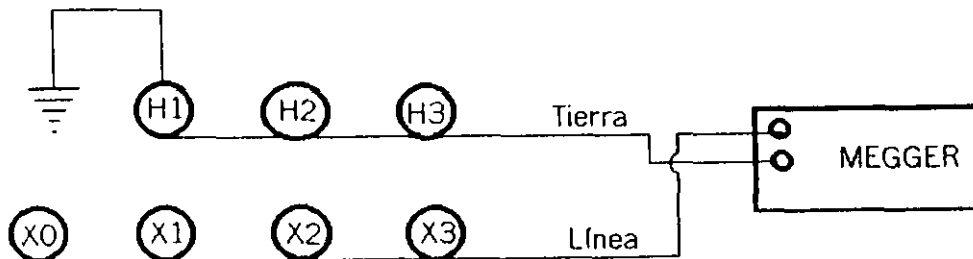
*Fig. 5.2.4. Baja contra Alta.*

El cable de línea se conecta en baja tensión y el cable de tierra se conecta en alta tensión. Se enciende el megger en 5 000 V. Y se toman las lecturas.

TIEMPO	X / H
	5 000 V
	(M $\Omega$ ) ó (G $\Omega$ )
15 segundos	
30 segundos	
45 segundos	
1 minuto	
2 minutos	
3 minutos	
4 minutos	
5 minutos	
6 minutos	
7 minutos	
8 minutos	
9 minutos	
10 minutos	

La siguiente prueba es Baja contra Alta más Tierra (X/H+T).

En esta prueba se ponen en corto circuito las boquillas de alta tensión más la tierra que puede ser la del mismo transformador (H1, H2, H3 + T). Y en baja tensión (X0, X1, X2 y X3).



*Fig. 5.2.5. Baja contra Alta más Tierra.*

El cable de línea se conecta en baja tensión y el cable de tierra se conecta en alta tensión. Se enciende el megger en 5 000 V. y se toman las lecturas.

TIEMPO	X / H + T
	5 000 V (MΩ) ó (GΩ)
15 segundos	
30 segundos	
45 segundos	
1 minuto	
2 minutos	
3 minutos	
4 minutos	
5 minutos	
6 minutos	
7 minutos	
8 minutos	
9 minutos	
10 minutos	

**NOTA:** Es importante que en la prueba a realizar se tome en cuenta la temperatura del aceite, ya que afecta al aislamiento.

--**La temperatura:** Para el factor de corrección de las pruebas tiene mucho que ver la temperatura, ya que tenemos variación en las lecturas reduciendo o aumentando el valor de la resistencia de aislamiento, con la excepción de la temperatura base que en la práctica es de 20 °C. Por eso sería ideal que cada medición se efectuara a la misma temperatura base, para relacionar debidamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento, pero no es posible cumplir con este requisito, por los diversos factores que determinan la temperatura del transformador durante su disponibilidad para las pruebas.

A continuación se muestran los factores de corrección por temperatura para transformadores de potencia.

<b>Temperatura Promedio en °C.</b>	<b>Factor de Corrección.</b>
-15	0.12
-10	0.16
-5	0.22
0	0.30
5	0.40
10	0.54
15	0.73
<b>20</b>	<b>1.0</b>
25	1.3
30	1.8
35	2.5
40	3.3
45	4.5
50	6.0
55	8.1
60	11.0
65	14.8

Continúa.

Temperatura Promedio en °C.	Factor de Corrección.
70	20.0
75	26.8
80	36.2
85	49.0
90	66.0
95	89.0

*Fig. 5.2.6. Factores de corrección por temperatura de la resistencia de aislamiento de un transformador.*

Es importante mencionar que hay aparatos que no cuentan con switch de descarga hay que tener cuidado especialmente en transformadores grandes que la capacitancia sea descargada antes y después de cada prueba de aislamiento.

#### --Curva de absorción dieléctrica:

La resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse. La curva de resistencia de aislamiento contra el tiempo se le conoce como la curva de "absorción dieléctrica".

#### --Otras características en la prueba:

Hay que hacer mención que la prueba de resistencia de aislamiento es una prueba no destructiva, la cual nos da el estado de los aislamientos de los devanados en el transformador y nos revela más o menos su confiabilidad, mediante la cantidad relativa de humedad en el aislamiento, la corriente de fuga en las superficies húmedas o sucias, aislamiento y fallas en los aislantes por medio de curvas de tiempo.

Existen en el mercado diferentes tipos de probadores en los cuales el voltaje se puede seleccionar de 500 a 5000 volts; hay que tomar en cuenta que

debe escogerse un rango de tensión que no sobrepase el valor nominal o la clase del devanado bajo prueba. Es recomendable tomar lecturas a diferentes voltajes con la finalidad de comparar; Las lecturas serán un poco menor para los voltajes más altos y si la disminución es apreciable se puede suponer que el aislamiento no se encuentra en muy buenas condiciones.

Cuando el aislamiento está húmedo, sucio o deteriorado, la corriente de fuga será grande en relación con la de absorción y esto resultará que la aguja del aparato se moverá rápidamente a un valor, teniendo a estabilizarse, obteniendo una diferencia entre una lectura y otra muy pequeña lo que indica la sospecha de humedad o partículas extrañas; Por otra parte, si el aislamiento se encuentra en buenas condiciones, la corriente de fuga será pequeña con relación a la absorción dieléctrica, y esta tendrá un efecto pronunciado mientras fluye. Si el aislamiento está seco, la absorción dieléctrica es grande al principio y gradualmente decae, a medida que el aislamiento alcanza su estado final de carga.

Si el probador es operado manualmente, la lectura se puede hacer a los dos minutos y si el probador es motorizado o electrónico (en forma automática), se deben tomar las lecturas cada 15 segundos durante el primer minuto y después cada minuto, hasta llegar a los 10 minutos, como se mostró en el ejemplo.

#### **--Índice de Polarización (Ip):**

La pendiente de la curva de absorción dieléctrica tomada a una temperatura dada, indica el grado de secado del aislamiento y ésta pendiente se puede expresar como el índice de polarización por medio de la siguiente relación:

$$I_p = \text{Resistencia aislante a 10 min.} / \text{Resistencia aislante a 1 min.}$$

Y también podemos obtener el índice de absorción dieléctrica ( $I_{AD}$ ) por medio de la siguiente relación:

$$I_{AD} = \text{Resistencia de aislamiento a 60 seg.} / \text{Resistencia de aislamiento a 30 seg.}$$



A continuación se muestra una tabla donde se presenta la condición del aislamiento, relacionado con el índice de absorción dieléctrica y el índice de polarización.

Condición del Aislamiento.	I <sub>AD</sub>	I <sub>p</sub>
Peligroso		Menor de 1.0
Malo	Menor de 1.1	Menor de 1.5
Dudoso	1.1 a 1.25	1.5 a 2.0
Regular	1.25 a 1.4	2.0 a 3.0
Bueno	1.4 a 1.6	3.0 a 4.0
Excelente	Más de 1.6	Más de 4.0

*Fig. 5.2.7. Índice de absorción dieléctrica e índice de polarización.*

#### --Interpretación de resultados:

Para saber si los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento de un transformador están dentro de los límites aceptables, durante muchos años ha sido usado un valor límite de un megohm por cada 1000 volts a 75 °C.

Esta regla es un poco arbitraria y carente de fundamentos, pero es recomendable para aquel equipo del que se desconoce su historial. Algunos fabricantes han elaborado tablas con valores mínimos satisfactorios constantes, a una temperatura de 20 °C. Correspondiente a cada valor entre fase.

Una de las maneras más correctas para conocer el estado de un transformador, es teniendo su historial. Este se obtendrá realizándole pruebas una o dos veces por año, referidas a una misma temperatura. Existen transformadores que desde su fabricación tienen su resistencia de aislamiento un poco baja y si no se tiene un historial, la persona que determine su resistencia de aislamiento pensará que algo anormal está sucediendo, pero una vez conociendo éste, cambiará totalmente su punto de vista.

A continuación se muestra una tabla de la resistencia mínima de aislamiento a 20 °C. Con valores a 1 minuto y megger aplicando 1000 volts.

Clase de Aislamiento. (KV.).	Megohms.
1.2	32
2.5	68
5.0	135
8.7	230
15	410
<b>25</b>	<b>670</b>
34.5	930
46	1240
69	1860
92	2480
115	3100
138	3720
161	4350
196	5300
<b>230</b>	<b>6200</b>
287	7750
345	9300

*Fig. 5.2.8. Resistencia mínima de aislamiento de un transformador en aceite a 20 °C.*

### 5.3. Relación de Transformación.

Esta prueba se realiza con el objeto de comprobar la relación numérica entre los voltajes de vacío primario y secundario.

Es el cociente entre las tensiones de entrada y salida; o entre el número de vueltas del devanado primario y el secundario; o entre las corrientes de salida y entrada.

$$a = VP / VS = NP / NS = IS / IP$$

Por lo tanto, y para nuestro caso y de acuerdo con la placa del transformador, la relación de transformación debe ser:

$$a = 230 / 23 = 10.$$

Considerando + ó - 0.5 % de margen de error tenemos que para considerar el transformador en buen estado:

Relación de placa = 10

Relación con T.T.R.

Límite superior (10) (1.005) = 10.050

Límite inferior (10) (0.995) = 9.950

La forma más satisfactoria de medir la relación de un transformador de potencia, es poniéndolo en paralelo con un transformador patrón de relación y polaridad conocida.

--El aparato para medir la relación de transformación se le conoce con el nombre T.T.R. (Transformer Turn Ratio). Ver figura 5.3.1.

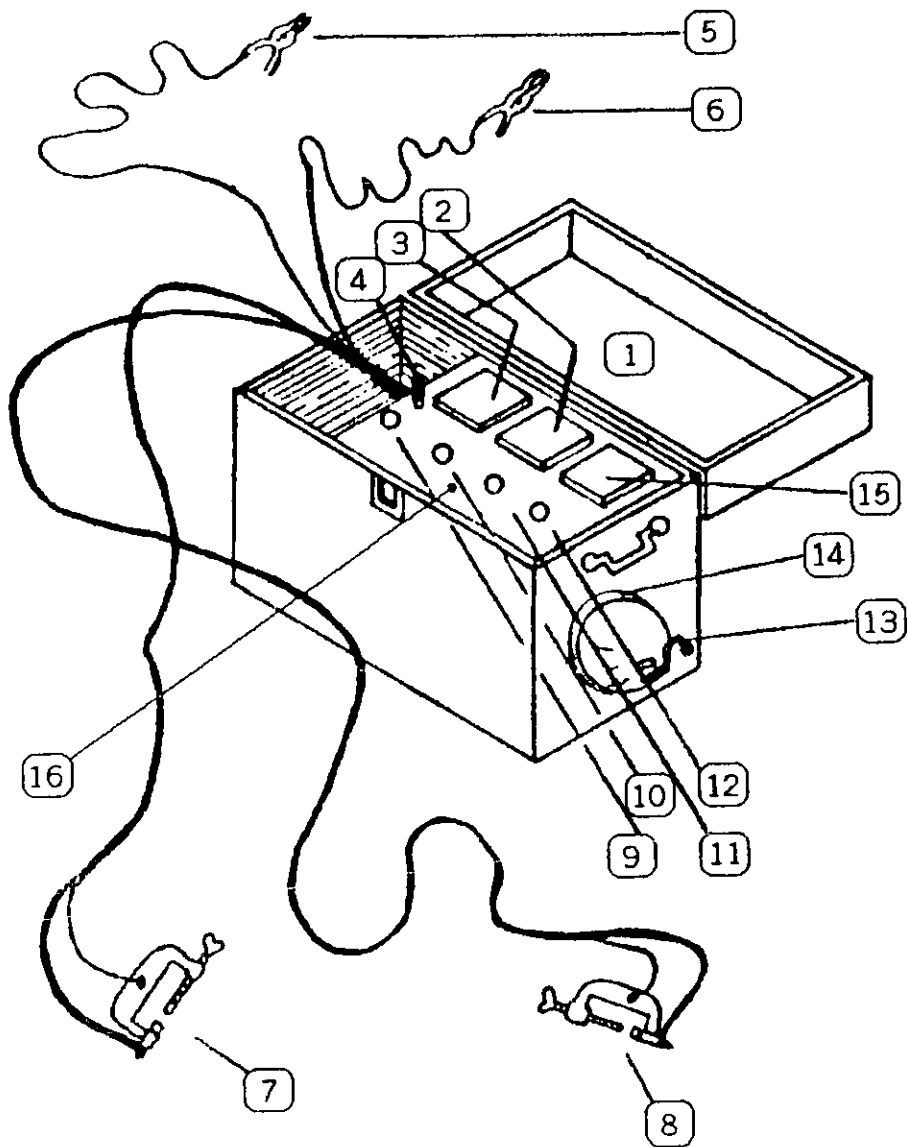


Fig. 5.31 TTR Aparato portátil que anota osx en propia faxeta do polacoia.

Este aparato cuenta con 15 elementos siendo los siguientes:

1. Placa indicadora
2. Voltmetro
3. Ampérmetro
4. Terminal de tierra
5. Caimán rojo
6. Caimán negro
7. Prensa roja
8. Prensa negra
9. Conmutador "S1"
10. Conmutador "S2"
11. Conmutador "S3"
12. Potenciómetro "S4"
13. Manivela de generación
14. Campana de manivela
15. Detector "D" (Nulo)
16. Punto decimal

Este aparato puede medir las relaciones de espiras de transformadores cuya relación de transformación sea inferior a 130 y también pueda dar una

lectura directa a la relación de espiras cuando el devanado de baja tensión es el primario bajo prueba, determinando el estado de las espiras ya sea que estén en condiciones normales en corto circuito ó circuito abierto. Para transformadores con relación de transformación hasta 330, se utiliza el equipo auxiliar del T.T.R.

Cuando no se puede usar el devanado de baja tensión como el primario durante la prueba a una corriente magnetizante excesiva, se puede conectar el devanado de alta tensión al primario. En ésta aplicación el T.T.R. lee relación inversa de espiras hasta tres decimales y la cuarta cifra por interpolación. La relación de transformación sin carga del transformador de referencia del T.T.R. es aproximadamente de 0.9995 veces la relación indicada en los cuadrantes; cuando la relación indicada es mayor que uno para relaciones inversas (inferiores a uno), la relación sin carga es igual a la lectura de la carátula más o menos de 0.0005.

Entonces el T.T.R. tiene un rango de 130 para transformadores con una lectura mayor de 130 y menor de 330, se utiliza el transformador auxiliar, conectando el primero de éste transformador, con el primario del transformador que se prueba, estando esto en paralelo; y el secundario del transformador auxiliar se conecta en serie con el secundario del transformador.

**Verificando que el T.T.R. esté en óptimas condiciones:** Existen tres ensayos sencillos para verificar el buen estado del aparato de la prueba T.T.R. que se pueden realizar antes de efectuar la prueba al transformador que se desee probar, siendo:

- a) Comprobación de cero.
- b) Comprobación de relación cero.
- c) Comprobación de relación unitaria.

**a) Comprobación de cero:** Se ajustan todos los cuadrantes a cero (00.000), conectar H1 y H2 asegurándose de que los tornillos de las prensas no toquen los cuerpos correspondientes, ni se toquen entre sí; operar el generador hasta leer en el voltmetro la lectura de 8 volts y la aguja del detector D esté sobre la marca cero que se encuentra en el centro de la escala. Si éste no se localiza exactamente en el centro de la escala, se puede ajustar con un desarmador mientras es operado el generador a 8 volts; cuando se deje de operar el generador, la aguja debe moverse afuera del cero dentro de 1.5 mm.

**b) Comprobación de relación cero:** En esta prueba del aparato, los tornillos de las prensas X1 y X2 deben ser atornillados contra sus mismos cuerpos, tomando en cuenta de que no deben de tocarse entre sí durante la prueba. Por otra parte, las puntas H1 y H2 se conectan entre sí, dejando todos los cuadrantes en posición cero, se opera el generador hasta leer en el voltmetro 8 volts y en el galvanómetro "D" debe indicar cero; si no lo indica, ajustar el cuarto cuadrante hasta que el indicador marque cero, dentro de la mitad de una división. Un error en esta comprobación afecta la lectura del cuarto cuadrante.

**c) Comprobación de relación unitaria:** En esta prueba, se atornilla la prensa negra X1 contra su mismo cuerpo y en ésta se conecta la punta secundaria negra H1, efectuando lo mismo con la prensa roja X2 que debe atornillarse contra su propio cuerpo y en ésta, se conecta la punta secundaria roja H2 ajustando los cuadrantes en la lectura de 1.000 operando la manivela del generador hasta leer en el voltmetro la lectura de 8 volts. Si el indicador D no marca la lectura de cero, se ajustan los cuadrantes hasta obtener la lectura 0.999 ajustando el cuarto cuadrante hasta obtener la lectura del detector D en cero. El aparato debe leer la unidad dentro de media división de exactitud.

**El principio del T.T.R. es de la siguiente forma:** Cuando el transformador está excitado por su devanado de baja tensión, la relación de tensión sin carga casi es exactamente igual a la relación de espiras, la diferencia entre las dos espiras se debe a la caída de tensión en el primario, que resulta del paso de la corriente magnetizante a través del mismo que es inferior a 0.1%.

El transformador que se va a medir y el transformador de referencia de relación ajustable en el T.T.R. deben ser excitados de la misma fuente por lo que los devanados secundarios se conectan en serie de oposición a través de un detector de cero. Cuando la relación del transformador de referencia se ajusta de manera que no hay corriente en el circuito secundario (marca cero), se cumplen simultáneamente dos condiciones: La relación de tensiones de los dos transformadores es igual (8 volts, que es lo que entrega el T.T.R.) y no hay carga en ninguno de los secundarios. La segunda, la relación de tensiones sin carga del transformador de referencia se conoce también en consecuencia a la relación de tensiones del transformador que se prueba y la relación del número de espiras.

#### **Los elementos y la forma de operar el aparato es el siguiente:**

La fuente de potencia de prueba es un **generador** de corriente alterna de imán permanente, impulsado por una manivela y que da una excitación de 8 volts aproximadamente a 60 ciclos/seg. bajo condiciones normales de operación, alimentando también, a una fuente de 8 volts que se usa como referencia para el detector síncrono.

La forma de operar los **conmutadores** de derivación (S1, S2 y S3), que están conectados a derivaciones secundarias del transformador de referencia; Es observando el aparato de frente, se lee la lectura de izquierda a derecha, siendo el **conmutador S1** el primero, el cual cambia la relación de pasos de 10 (desde 0 hasta 120), con un cuadrante marcado con graduaciones de "0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12".

El segundo **conmutador S2** cambia la relación de pasos de 1 (desde 0 hasta 9), con un cuadrante con graduaciones de "0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9".

El tercer **conmutador S3**, cambia la relación en pasos de 0.1 (desde 0 hasta 9), teniendo su cuadrante con graduaciones de "0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9".



Después de este tenemos el **potenciómetro S4**, que da una tensión variable con una relación de espiras igualmente variable. Su escala está graduada con 100 divisiones, con una variación de 0.001 (desde 0 hasta 99), siendo las graduaciones de 0 mm 5 mm 10 mm 15 mm 20 mm 25... 95 mm 0 mm 5... comenzando nuevamente desde cero, una vez que llega a 99.

El **punto decimal** es una marca localizada entre el cuadrante del conmutado S2 y el cuadrante del conmutador S3 (ver fig. 5.3.1. el punto número 16) la cual se lee como se indica. Una vez obtenido el balance del aparato se anota la lectura del primer cuadrante, luego la del segundo cuadrante, punto decimal, enseguida la del tercer cuadrante y por último la lectura del cuarto cuadrante.

El **detector D**, (ver fig. 5.3.1. el punto número 15) se encuentra localizado en la esquina superior derecha del tablero del instrumento. Consiste en un rectificador síncrono y un microampérmetro de C.C., con un cero central que se usa como detector para indicar la magnitud y polaridad de la corriente que fluye en el secundario del transformador de referencia.

El instrumento está conectado de tal forma que cuando la relación indicada por el aparato, el galvanómetro se mueve hacia la izquierda.

El **vóltmetro** (ver figura 5.3.1.), es de C.A. localizado en la parte superior junto al detector D, del tipo de hierro móvil conectado a la salida del generador para indicar la tensión de excitación y marcado con una graduación de 8 volts.

Cuenta con un **ampérmetro** de C.A., localizado en la parte superior izquierda de tipo de hierro móvil conectado a la salida del generador; su carátula no está calibrada en amperes, sino que se encuentra dividida en 10 partes iguales.

El aparato cuenta con **4 puntas** (ver fig. 5.3.1.), que están integradas al aparato, dos de ellas con prensas (una prensa roja y una prensa negra), y las otras dos, con caimanes (un caimán rojo y otro caimán negro); Conectando los

caimanes al secundario, que generalmente será al devanado de alta tensión. La prensa negra y la prensa roja "X1" y "X2" respectivamente, son las puntas de excitación; cada prensa tiene dos cables de dos conductores, uno grueso y otro delgado. El conductor grueso se usa para conectar el transformador bajo prueba al primario del transformador de referencia en el aparato; El conductor delgado lleva la corriente de excitación y está eléctricamente conectado al tornillo de la misma. El caimán negro y el caimán rojo "H1" y "H2" respectivamente, son de cable de un solo conductor, cuyo diámetro es más pequeño que el de las puntas de excitaciones X1 y X2. El caimán sirve para facilitar la conexión al secundario del transformador de referencia al transformador bajo prueba.

**Recuerde** conectar las puntas de excitación X1 y X2 al devanado de baja tensión de los dos devanados que han de compararse, la punta secundaria H1 a la terminal de alta tensión que corresponde a la conexión de X1 y la punta H2 a la otra terminal.

Cuando ambos devanados están conectados a tierra, en un lado hay que conectar las puntas X1 y H1 (negras) y a los lados conectar a tierra. Excitar siempre todo el devanado de B.T.

Ajuste los cuadrantes del generador del T.T.R. en posición cero y dé un cuarto de vuelta a la manivela del generador, si la aguja se mueva hacia la izquierda la conexión del transformador es substractiva; Y si mueve a la derecha, la conexión del transformador es aditiva. Las puntas negras H1 y X1 se conectan a las terminales de la misma polaridad, efectuando lo mismo con las puntas rojas H2 y X2.

Cuando ya tenemos conectado el T.T.R. adecuadamente al transformador se ajustan los cuadrantes de relación a 00.00 y girando lentamente la manivela del generador se observa el detector D, la aguja debe moverse hacia la izquierda; Si el ampérmetro se mueve a plena escala y el voltímetro no registra movimiento, nos indica que el transformador toma demasiada corriente de excitación. Si además la manivela muestra demasiada resistencia al girar, es probable que exista un corto circuito en las terminales de excitación. O también

conforme nos acercamos a la lectura teórica, éste va a dejar de ponerse dura la manivela, esto es normal. Al igual que si desde el principio la manivela no opone resistencia.

Para esto debemos cerciorarnos que las conexiones no estén en cortocircuito. Operando la manivela del generador hasta obtener 8 volts y sin dejar de operar este, se comienzan a mover las perillas de izquierda a derecha, moviendo la primer perilla en sentido de las manecillas del reloj y observando que el detector "nulo" D no cambie de izquierda a derecha.

Continuar moviendo la perilla en sentido de las manecillas del reloj, hasta que la aguja del detector D cambie a la derecha, entonces se regresará la perilla en sentido contrario de las manecillas del reloj, con lo que la aguja del detector regresará a su posición anterior. Se continúa lo mismo con la perilla siguiente hasta llegar a la perilla de ajuste fino, que es la última, y ajustando la aguja en la posición de cero (que es el centro del detector). Se toma la lectura tomando en cuenta el punto decimal que está ubicado entre el segundo y tercer cuadrante.

Para probar transformadores trifásicos, los cuales se utilizan en S. E. telecomandadas como Iztapalapa 230 / 23 K. V., hay que tener en cuenta el diagrama vectorial.

En la figura 5.3.2. se muestran las conexiones más usuales del T.T.R.

Conexión	Diagrama Vectorial		Fase	Relación Medida	Conexión del T.T.R.				Def. Ang.
	A.T.	B.T.			Cr	Cn	Pr	Pn	
Estrella			A	H1H0/ X1X0	H1	H0	X1	X0	0°
Estrella			B	H2H0/ X2X0	H2	H0	X2	X0	
Estrella			C	H3H0/ X3X0	H3	H0	X3	X0	
Delta			A	H1H2/ X1X2	H1	H2	X1	X2	0°
Delta			B	H2H3/ X2X3	H2	H3	X2	X3	
Delta			C	H3H1/ X3X1	H3	H1	X3	X1	
Delta			A	H1H2/ X1X0	H1	H2	X1	X0	30°
Estrella			B	H2H3/ X2X0	H2	H3	X2	X0	
Estrella			C	H3H1/ X3X0	H3	H1	X3	X0	
Delta			A	H1H2/ X1X2	H1	H2	X1	X2	30°
Estrella			B	H2H3/ X2X3	H2	H3	X2	X3	
Estrella			C	H1H3/ X1X3	H1	H3	X1	X3	

5.3.2 Conexiones del TTR para transformadores trifásicos.

En el caso que no se cuente con el auxiliar del T.T.R., entonces es conveniente poner en corto circuito otras conexiones, en este caso voy a poner de ejemplo la última prueba de la figura 5.3.2.

En esta última prueba quedará la relación medida de la siguiente forma:

$$H1 H2 / X1 X2$$

$$H2 H3 / X2 X3$$

$$H1 H3 / X1 X3$$

Las prensas y caimanes quedan de igual forma respectivamente, y se pone en corto circuito:

$$X0 X3$$

$$X0 X1$$

$$X0 X2$$

Por lo tanto, quedan en corto circuito respectivamente, y el resultado obtenido se multiplica por 2, dándonos como resultado la relación de transformación.

Esto se puede hacer para cada caso que no se cuente con el auxiliar del T.T.R.

En la figura 5.3.2. nos indica que las terminales de alta tensión se marcan con H1, H2, y H3, y las de baja tensión como X0, X1, X2 y X3, cuyas marcas siguen un orden de secuencia de tensiones en tal forma que por alta tensión la secuencia en un momento dado fuera H1, H2 y H3, deberá coincidir en cada instante con el lado de baja tensión X1, X2 y X3, los neutros se designan con la letra H0 y X0; H0 para alta tensión y X0 para baja tensión.

La terminal de alta tensión H1 es la de la derecha, visto el transformador por el lado de alta tensión, las demás terminales siguen un orden numérico de derecha a izquierda. La terminal X1, visto el transformador por baja tensión, queda hacia la izquierda y se sigue un orden numérico para las demás terminales que será de izquierda a derecha.

También se muestra en la figura 5.3.2., que:

Pr. Punta de excitación roja (prensa de polaridad).

Pn. Punta de excitación negra (prensa de no polaridad).

Cr. Punta secundaria roja (caimán de polaridad).

Cn. Punta secundaria negra (caimán de no polaridad).

Debemos de tomar en cuenta que la relación de placa no es la relación de espiras, sino la relación de tensiones fase a fase sin carga. Para transformadores delta --- estrella ó estrella --- delta, cuando el lado de la estrella debe ser excitada, la medición es la relación de espiras, debe dividirse entre  $\sqrt{3}$  para obtener la relación de placa.

Si al efectuar la prueba, la corriente de excitación es igual así como el voltaje del detector de ajuste a cero, entonces se trata de un *circuito abierto* en los devanados del transformador que se está probando. Si al efectuar la prueba no es posible el balance de la aguja de ajuste a cero, no se podrá tomar lectura, y si hay demasiada corriente de excitación se trata de un *corto circuito*, el voltaje del aparato llega a marcar el valor de cero y la manivela del generador pone mucha resistencia a su operación. Sin embargo en algunos casos en estas condiciones se logra el balance y se obtienen valores de lectura.

Los valores de relación de espiras medidas con el T.F.R., por lo general deben encontrarse dentro de un rango de más menos 0.5 % respecto a la relación de placa del transformador para considerarse que está en buenas

condiciones; (Aunque hay casos de valores de 1 % sin que esto indique que la unidad se encuentre en malas condiciones).

Cuando los valores exceden de 0.5 % de error para considerarlo en buen estado se tendrá que determinar cual de las dos bobinas es la que se encuentra en corto circuito mediante lo siguiente:

Si la relación que se obtiene es mayor a la de la placa, el corto circuito se localiza en la bobina de baja tensión.

Si la relación que se obtiene es menor a la de la placa, el corto circuito se localiza en la bobina de alta tensión.

#### 5.4. Factor de Potencia.

La prueba de factor de potencia es otra de las pruebas de aislamiento, siendo ésta prueba no destructiva. Determina las condiciones de aislamiento de un transformador teniendo un significado similar al de la resistencia de aislamiento, en que también indicará cuando la humedad, los sedimentos u otros contaminantes conductivos alcanzan límites peligrosos.

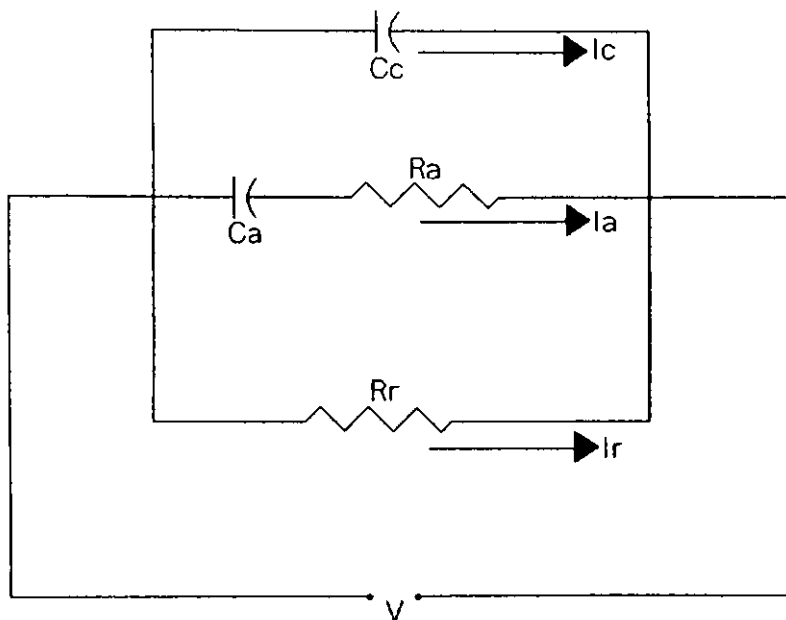
El factor de potencia de un aislamiento es una medida de las pérdidas dieléctricas, ya que con el factor de potencia nos damos cuenta del deterioro del aislamiento a medida que este envejece.

Al igual que la prueba de resistencia de aislamiento, se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento, obteniendo una corriente que se compone de otras tres, las cuales son: Corriente capacitiva ( $I_c$ ), corriente de absorción dieléctrica ( $I_a$ ) y corriente de conducción ( $I_r$ ). En esta prueba, el aislamiento se somete a una tensión alterna y las tres corrientes determinan la corriente total.

$$I = I_c + I_a + I_r$$

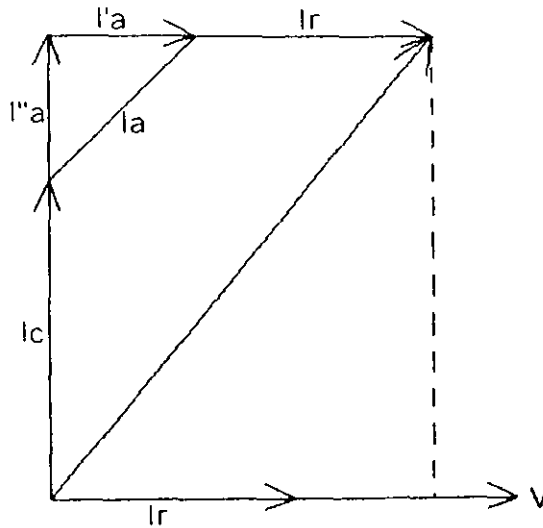
Entonces podemos decir que un dieléctrico se puede representar por medio de circuito el cual se muestra en la figura 5.4.1.





*Fig. 5.4.1. Representación del dieléctrico por medio de un circuito.*

La corriente de absorción la tienen dos componentes: una activa ( $I'_a$ ) y la otra capacitiva ( $I''_a$ ), y el diagrama vectorial resultante se muestra en la figura 5.4.2.



*Fig. 5.4.2. Diagrama vectorial resultante.*

A estas representaciones se les conoce como el diagrama vectorial de pérdidas en los dieléctricos bajo la acción de C. A. Su aplicación es laboriosa y para fines prácticos, se emplea un diagrama más simplificado (Ver figuras 5.4.3. y 5.4.4.)

En el cual al ángulo  $\delta$  se le conoce como el ángulo de pérdidas y la  $\tan \delta$  como la tangente del ángulo de pérdidas dieléctricas o factor de disipación.

El diagrama vectorial de la figura 5.4.4. se obtiene del factor de disipación y el factor de potencia donde:

$$\text{Factor de disipación} = D = \tan \delta = I_a / I_c$$

$$\text{Factor de potencia} = \cos \theta = I_r / I_a$$

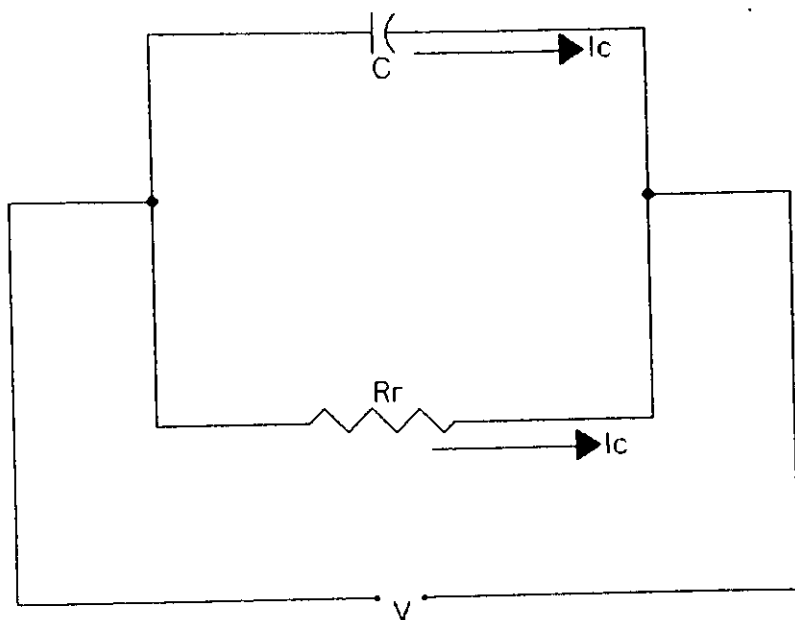


Fig. 5.4.3. Diagrama simplificato.

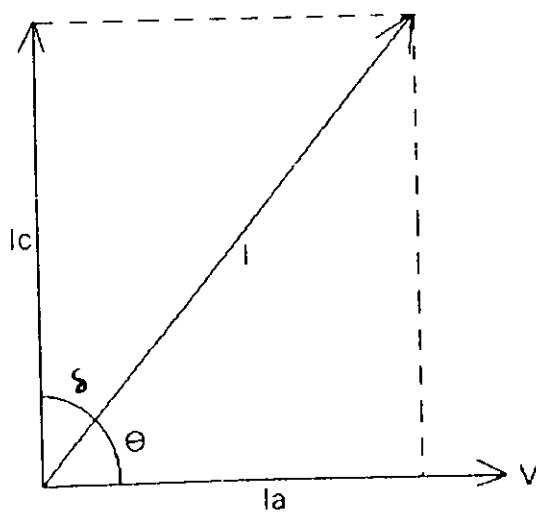


Fig. 5.4.4. Diagrama vectorial simplificato.

Y la relación existente entre los dos factores se puede obtener como

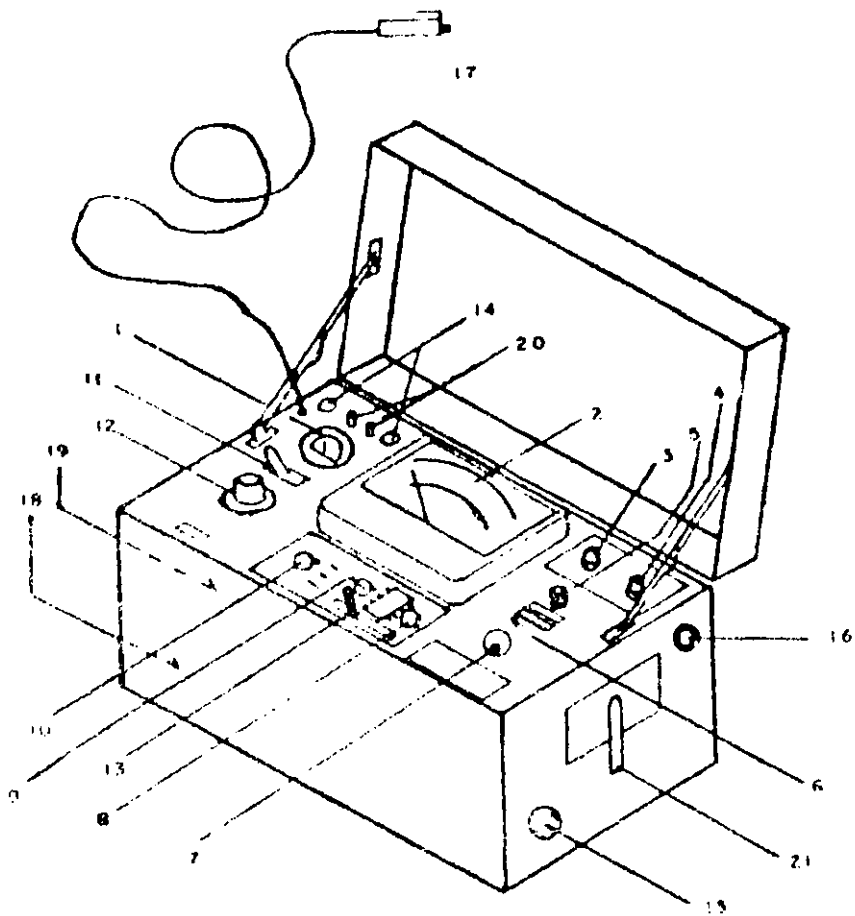
$$\cos \theta = D / \sqrt{D^2 + 1}$$

$$D = \cos \theta / \sqrt{1 - \cos^2 \theta}$$

Existen en el mercado varios instrumentos para medir el factor de potencia de los aislamientos. Una de las compañías fabricantes de estos instrumentos es la compañía Doble Engineering, la cual tiene tres tipos diferentes de aparatos para medir el factor de potencia, los cuales son:

1. El tipo MEU con aplicación de 2500 volts como máximo.
2. El tipo M2H con aplicación de 12 000 volts como máximo.
3. El tipo M4000 con aplicación de 12 000 volts como máximo, y este es computarizado.

En la figura 5.4.5. se muestra el probador tipo MEU, que es el que estudiaremos.



5.4.5. Probador do Factor de Potencia tipo MEU 2,500.

Este aparato cuenta con 21 elementos siendo los siguientes:

1. Voltmetro
2. Indicador de mVA y mW
3. Perilla para ajuste de medición (METER ADJ)
4. Switch (GROUND -- GUARD -- UST)
5. Perilla de polaridad
6. Switch para comprobación de lecturas (DIRECTA -- FUERA -- INVERSA)
7. Ajuste de miliwatts (mW)
8. Perilla para rangos de miliwatts (mW)
9. Perilla para rangos de milivoltamperes (mVA)
10. Perilla para rangos de medidas (HIGH -- MED -- LOW)
11. Switch de encendido
12. Perilla para rangos de voltaje
13. Switch selector (mVA -- CHECAR -- mW)
14. Focos pilotos verde y rojo
15. Entrada para cable de prueba de alta tensión
16. Entrada para cable de prueba de guarda o baja tensión
17. Switch de seguridad

18. Entrada para conector switch de seguridad
19. Clavija para alimentación de C. A.
20. Fusibles de protección
21. Punto para conectar a tierra el aparato

Este instrumento de prueba, se alimenta de cualquier fuente que tenga 120 V.C.A. a 60 Hz., y se toman lecturas directas de miliwatts (mW) y mili volt-amperes (mVA), ya que con estas mediciones se calcula el factor de potencia expresado en por ciento de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\% \text{ Factor de Potencia} = (\text{miliwatts} / \text{milivoltamperes}) \times (100)$$

El probador tipo MEU, es para un rango máximo de 100 VA (40 miliamperes) a 2,500 volts y se puede hacer con él pruebas a aisladores; boquillas de interruptores o de transformadores; apartarrayos; aceite aislante; transformadores de instrumento; transformadores de potencia y algunos cables hasta de 100 metros de longitud, dependiendo del calibre del conductor y el espesor del aislamiento.

Con este instrumento de prueba (MEU), se puede seleccionar 3 diferentes mediciones del factor de potencia (F. P.) de un aislamiento por medio de su perilla selectora switch (4), las cuales son: GROUND, GUARD y UST.

Para el análisis de cada una de las mediciones nos referimos a la figura 5.4.6, donde se representa el instrumento conectado a dos conductores aislados entre si y aislados del tanque que los contiene.

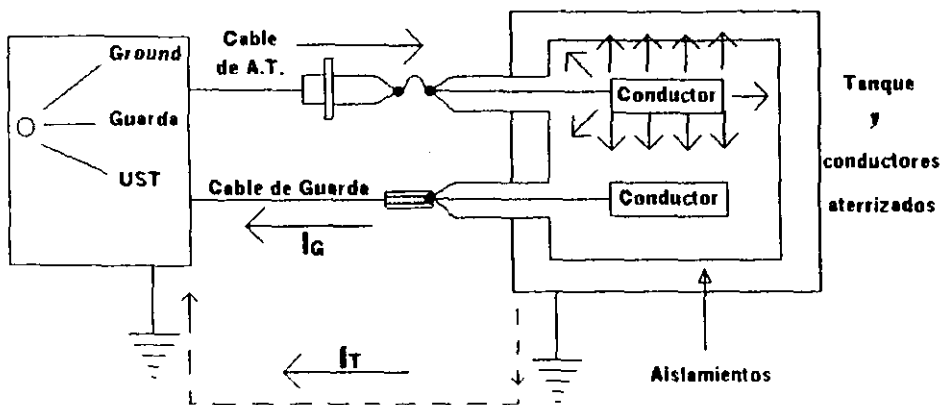


Fig. 5.4.6. Conexiones típicas del MEU.

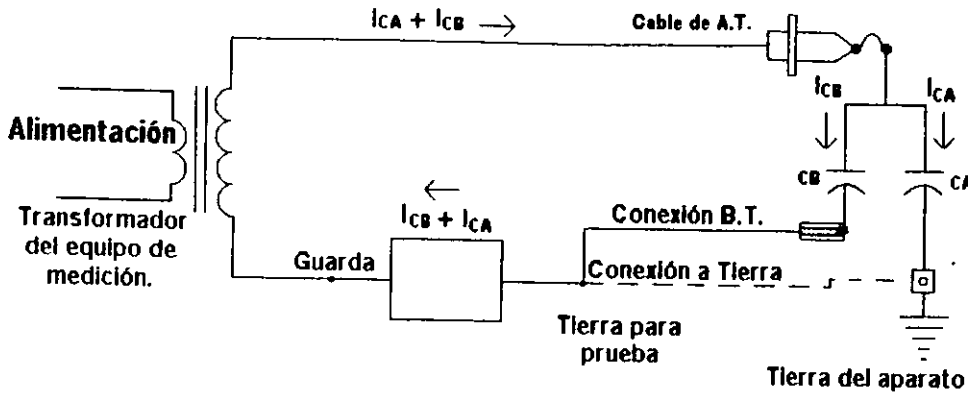
Al energizar el conductor H por medio del cable del aparato de alta tensión, se producen las corrientes de fuga hacia el conductor L y hacia el tanque (el cual debe de estar aterrizado).

Para cerrar el circuito las corrientes fugadas al conductor L se conducen al aparato por el cable de guarda y las de tierra regresan por la conexión correspondiente del instrumento según la posición de la perilla selector (4). Así el circuito selector se modifica para permitir que una u otra corriente, o ambas corrientes, sean detectadas por el circuito de medición, lo que podemos observar en los diagramas muy simplificados de la figura 5.4.7., 5.4.8 y 5.4.9.

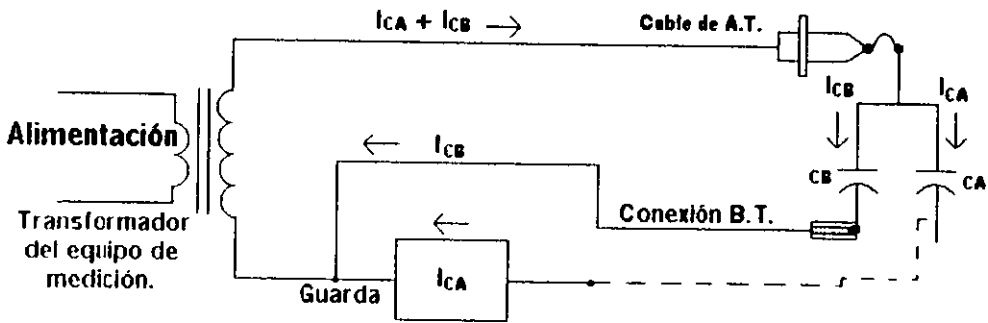
En **Ground** (tierra). Se mide la suma total de las corrientes que se derivan por el cable de guarda y la tierra, es decir,  $G+T$ .

La resistencia de rango ( $R$ ) limita a un valor despreciable a la corriente que no pasa por el circuito de medición.

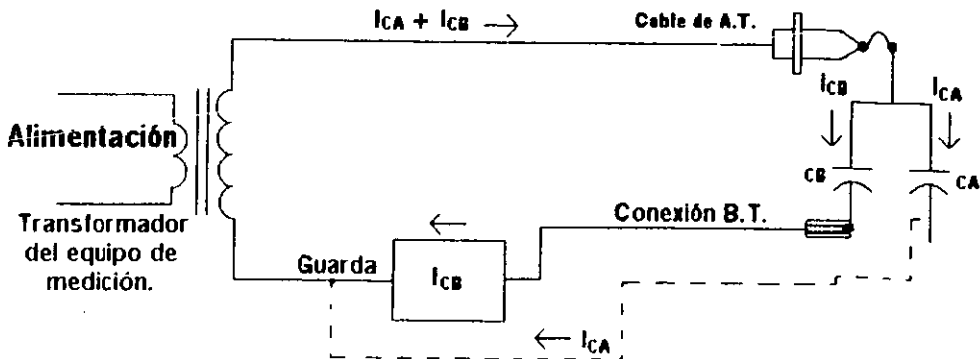




Todo lo que este a tierra se mide GST- GROUND  
 a) Prueba en **GROUND**.

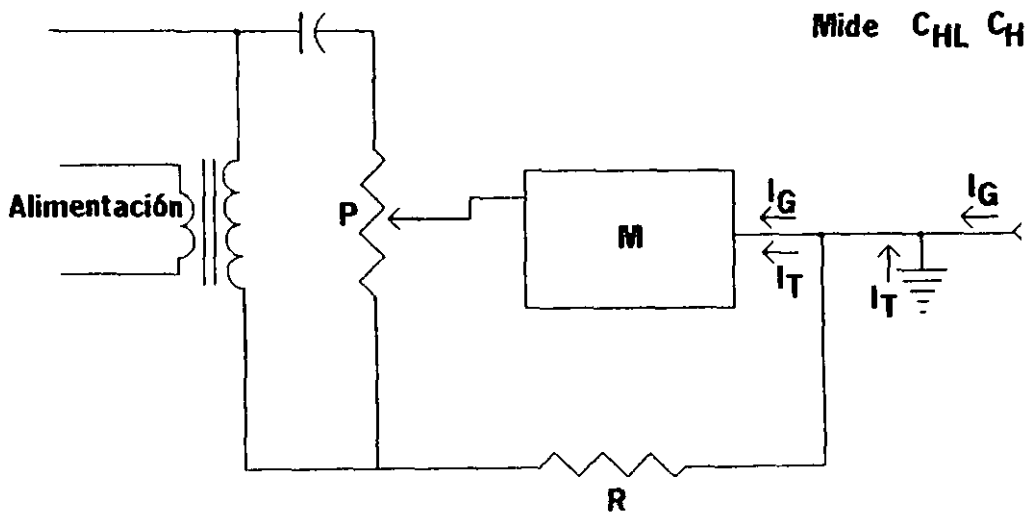


Todo lo que esta a Guarda no se mide GST- GUARD.  
 b) Prueba en **GUARD**.



Todo lo de Tierra no se mide.  
 a) Prueba en **UST**.

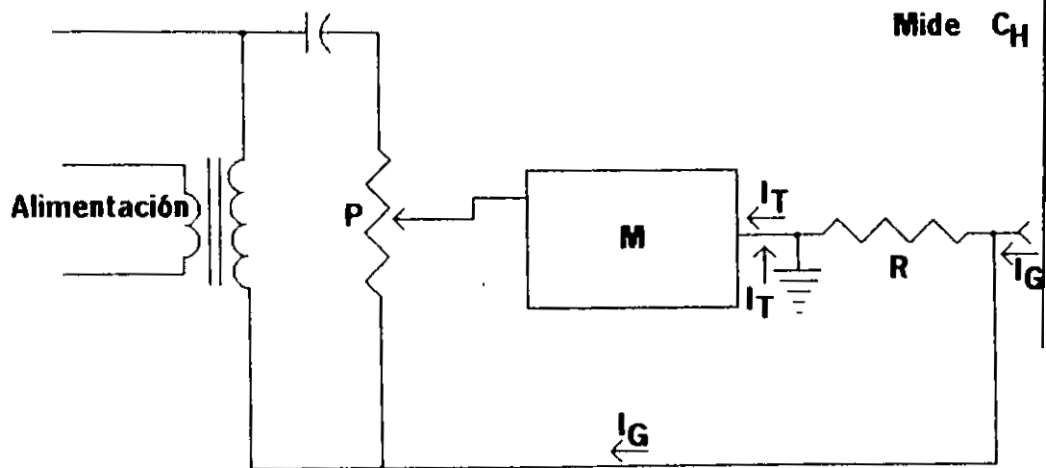
Fig. 5.4.6.1. Una forma sencilla de comprender los tres tipos de pruebas.



*Fig. 5.4.7. Medición en GROUND.*

En **Guard** (guarda). La corriente del cable de guarda es discriminada al derivarse sin pasar por el circuito de medición y solamente es medida la corriente que regresa al aparato por su conexión a tierra. Sólo se mide T.

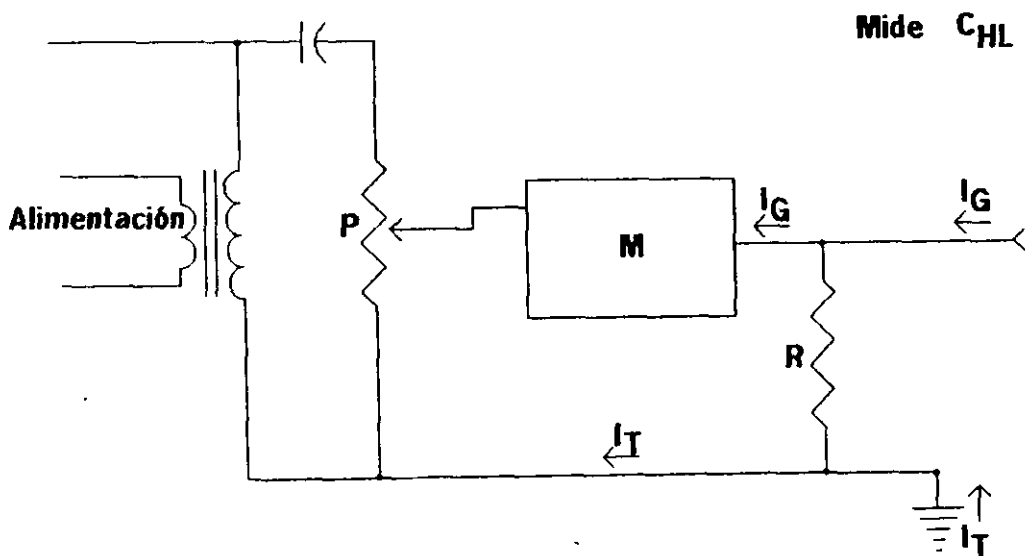
En **UST** (Ungrounded-Specimen-Test, que significa, prueba de muestra sin conexión a tierra). Mide solamente la corriente que regresa al aparato por el cable de guarda, y queda derivada sin pasar por el circuito de medición; la corriente que regresa por tierra solo mide G.



*Fig. 5.4.8. Medición en GUARD.*

Con el objeto de comprobar las lecturas, el aparato tiene un switch (6) con tres posiciones (directa - fuera - inversa); cada lectura de mVA se toma 2 veces, una en cada posición (directo e inverso); y la lectura de mW además se le determina la polaridad en cada posición por medio de la perilla de polaridad (5). Al pulsar la perilla de polaridad se observa la aguja del indicador y según sea el sentido de la deflexión se considera el signo (+ ó -) de polaridad.

Esta operación nos permite eliminar errores que puedan tenerse por presencia de campos parásitos, los cuales afectan principalmente las lecturas de miliwatts.



*Fig. 5.4.9. Medición en UST.*

Una vez hecho lo anterior, se procede a calcular los mVA y mW promedio, utilizando las siguientes expresiones:

$$\text{mVA promedio} = \text{suma aritmética} / 2$$

$$\text{mW promedio} = \text{suma algebraica} / 2$$

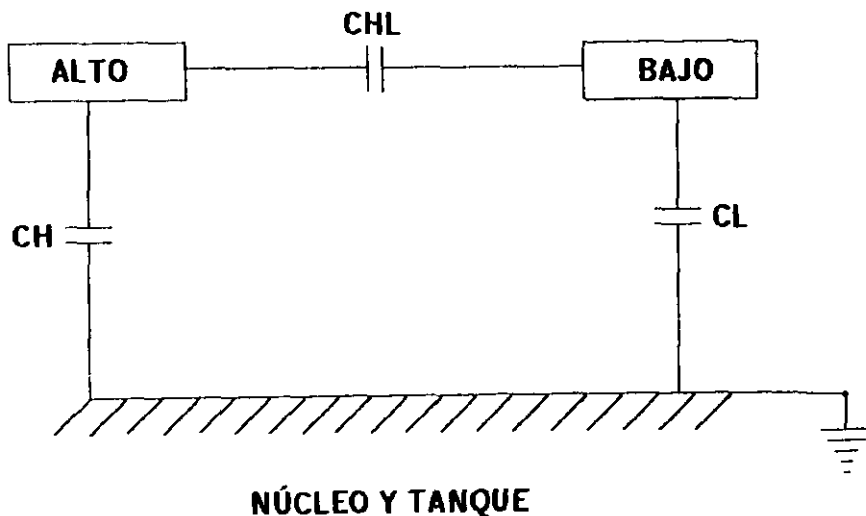
El método de factor de potencia es recomendable para detectar humedad y otros contaminantes que producen pérdidas en los devanados de los transformadores.

Como es una relación de pérdidas lo que se mide, el valor de factor de potencia es independiente de la cantidad de aislamiento bajo prueba.

Experimentalmente se ha comprobado que ésta prueba es más confiable que la de resistencia de aislamiento. Si se quiere probar cada uno de los aislamientos que intervienen en un transformador de potencia es necesario tomar en cuenta que tipo de transformador es, si es de dos devanados o tres devanados.

Si el transformador es de tres devanados y su terciario no tiene terminal al exterior se trata como si este fuera de dos devanados.

El aislamiento que interviene en un transformador de dos devanados se muestra en la figura 5.4.10, donde se representa el aislamiento entre alto voltaje y tierra por CH, entre bajo voltaje y tierra por CL y entre alto y bajo voltaje por CHL.



*Fig. 5.4.10. Componentes dieléctricos de un transformador de dos devanados.*

Los aislamientos no están formados de un solo dieléctrico, ya que intervienen los aisladores, los aislamientos entre alto voltaje y tierra; entre bajo voltaje y tierra; entre alto y bajo voltaje y el aceite entre devanados y tierra.

**--Procedimiento de la prueba:**

- I. La perilla de voltaje (12) debe estar en posición cero.
- II. La perilla de rangos multiplicadores de medición (10) HIGH-MED-LOW debe estar en posición HIGH y las perillas(8) y (9) para mW y mVA respectivamente deben de estar en posición de (2 000).
- III. El switch selector (13) deberá de estar en posición check.
- IV. El switch (6) deberá estar a la derecha para tomar las lecturas directas de prueba.
- V. El switch selector (4) se coloca en la posición GROUND, GUARD Y UST, según la prueba que se desee efectuar.
- VI. La perilla (7) mW se gira hasta tener ceros.
- VII. La perilla (3) METER ADJ debe estar al tope de la izquierda.
- VIII. Conectar el cable (19) de alimentación de C.A., a una fuente de 120 V.
- IX. El switch de encendido (11) se coloca en posición "ON" y se deja calentar el aparato de 30 a 60 segundos aproximadamente. Deberá estar encendido el foco verde (14).
- X. Se presionan los switch de seguridad (17) y (18). Deberá apagarse el foco verde y encenderse el foco rojo; si esto no sucede, deberá invertirse el switch de encendido (11) para que esté en polaridad correcta y se pueda efectuar el cambio de lámpara.

XI. Se gira lentamente la perilla de voltaje (12) y se coloca hasta que quede a 2 500 volts.

XII. La perilla *METER ADJ* (3) se gira hacia la derecha hasta que la aguja indicadora (2) marque las 100 divisiones que es el total de la escala.

XIII. Se comienza con las lecturas de mVA de la siguiente manera:

a). El switch selector (13) se cambia de check a mVA y se lee la indicación de la aguja; ejemplo: si la lectura es de 0.26 ésta será la lectura de indicación, la cual deberá multiplicarse por 2 000 que es el factor al cuál quedo la perilla de rangos multiplicadores mVA.

b). Si ésta lectura es muy pequeña, deberá de moverse la perilla de rangos (10) de la posición HIGH a MED y si continúa siendo pequeña la lectura del indicador (2), deberá de moverse la perilla de rangos (10) de la posición MED a LOW y tomar el factor multiplicador al cual haya quedado. Hay que hacer mención que con ésta perilla de rangos (10) se afectan los multiplicadores para mVA y mW.

c). Con la perilla (9) se puede continuar ajustando el valor del multiplicador en mVA hasta poder obtener una lectura en el indicador (2). Una vez que se obtiene ésta lectura, deberá anotarse al igual que la del multiplicador, pues es la medición efectuada en mVA directos.

NOTA: Al efectuarse los cambios de perilla (10) y (9), deberá de tomarse en cuenta los factores multiplicadores para que la aguja del indicador (2) no se salga del límite de su escala, ya que si pegara drásticamente en el tope podría sufrir daños el galvanómetro principalmente en su aguja indicadora.

XIV. Sin mover las perillas de posición se pasa el switch (6) de la posición derecha hacia la izquierda para obtener la lectura inversa de mVA, anotando la lectura del indicador y la lectura del factor multiplicador. Una vez efectuado esto regresar el switch (6) de la posición izquierda a la derecha.

XV. Sin mover las perillas de rangos (10) y (9), se continuará con la medición de los miliwatts (mW) pasando el switch selector (13) de la posición mVA a la posición mW.

XVI. Se busca la lectura mínima con la perilla (7) girándola en un sentido u otro, hasta obtener la lectura mínima; ésta lectura mínima se observa cuando la aguja del indicador (2) tenga el cambio de sentido ya que la aguja se estará desplazando a la izquierda y tendrá un cambio a la derecha, deberá moverse el factor multiplicador que en este caso es de mW es la perilla (8) y continuar buscando el cambio de la aguja indicadora (2) con la perilla (7). Una vez que se logre obtener la lectura mínima, anotar la lectura y el factor multiplicador.

XVII. Se continúa a tomar la polaridad moviendo muy lentamente la perilla (5) y esperando el cambio de la aguja del indicador (2); si este se mueva a la derecha, la polaridad es positiva y si el movimiento es a la izquierda la polaridad es negativa. Una vez obtenida la polaridad, se mueve el switch (6) de derecha a izquierda, y se checa nuevamente la polaridad anotándola para cada caso.

XVIII. Efectuada la prueba se procede a regresar todos los controles a la posición inicial comenzando por bajar el voltaje de 2 500 V. a cero volts; y dejando de accionar los switch de seguridad.

XIX. Se procede a invertir las conexiones de los cables, colocando el de guarda a alta tensión y el de prueba a baja tensión.

XX. Efectuar la prueba como se indica en los puntos anteriores, anotando las lecturas correspondientes de las pruebas.

XXI. Por último, repetir este proceso para cada una de las posiciones de GROUND GUARD y UST. Efectuar los cálculos para obtener el factor de potencia en cada uno de los aislamientos.



Los valores obtenidos de factor de potencia a la temperatura de prueba deben ser corregidos a una base de 20 °C. (figura 5.4.11.).

$$\text{Valor corregido F.P. (20 °C)} = (\text{F.P. T °C}) / (\text{K T °C}).$$

TEMPERATURA		FACTOR DE CORRECCIÓN "K"
° C	° F	
10	50	0.80
15	59	0.90
20	68	1.00
25	77	1.12
30	86	1.25
35	95	1.40
40	104	1.55
45	113	1.75
50	122	1.95
55	131	2.18
60	140	2.42
65	149	2.70
70	158	3.00

Fig. 5.4.11. Factores de corrección del factor de potencia a 20 ° C.

No existe un conjunto de valores de corrección que puedan aplicarse a todos los transformadores. Sin embargo, para nuestro caso que es para transformadores de potencia se acepta utilizar los factores que aparecen en la norma ASA C57.12.90 para transformadores de potencia.

El factor de potencia de los aislamientos se determina de la siguiente manera:

$$\text{F.P.} = \text{lectura promedio mW} / \text{lectura promedio mVA}$$

Para encontrar el promedio de los mW se toma en cuenta la polaridad de las lecturas *directa o inversa* (D o I), ya que se efectúa una suma algebraica de los 2 valores y se divide entre 2 como se muestra

$$\text{mW promedio} = (\text{mWD} + \text{mWI}) / 2$$

Para encontrar el promedio de los mVA es más sencillo (no se toma en cuenta la polaridad), ya que es una suma aritmética de los valores directos e inversos (D e I) y divididos entre 2.

$$\text{mVA promedio} = (\text{mVAD} + \text{mVAI}) / 2$$

Tomando en cuenta que los valores no son los del F. P., sino los del % F. P. Se utiliza la siguiente fórmula.

$$\% \text{ F. P.} = (100)(\text{F.P.}) = (\text{mW promedio}) / (\text{mVA promedio}) \times 100$$

En la figura 5.4.12., se da un proceso para analizar las siguientes pruebas. Estas pruebas en un ejemplo de comprobación que solo se efectúa con los valores de mVA y mW para que estos sean válidos y no con los valores resultantes de F. P. ó % F. P.

Como se puede observar en la figura 5.4.12., se investigó que CHL de la prueba #3 resulta de la prueba #1 menos de la prueba #2, o sea que  $\text{CHL} = \text{C11} - \text{CH}$ . De la misma forma se checa el resultado de la prueba #6 que resulta de la prueba #4 menos la prueba #5, o sea  $\text{CHL} = \text{CL} - \text{CL}$ , lo

que nos da la comprobación de que las pruebas fueron realizados satisfactoriamente.

NÚMERO DE PRUEBA	DEVANADOS CONECTADOS A			AISLAMIENTO INVESTIGADO	
	CABLE DE PRUEBA	CABLE DE GUARDA			
		GROUND	GUARD		UST
1	A.T.	B.T.		CH + CHL	
2	A.T.		B.T.	CH	
3	A.T.		B.T.	CHL	
4	B.T.	A.T.		CL + CHL	
5	B.T.		A.T.	CL	
6	B.T.		A.T.	CHL	

*Fig. 5.4.12. Pruebas efectuadas con el MEU.*

#### ■ Interpretación de resultados.

A causa de los muchos factores de los que depende el factor de potencia y a la falta de normas para instrumento, mediciones y valores de corrección por temperatura, el factor de potencia de los aislantes varia de acuerdo al fabricante.

Los transformadores de potencia que contienen aceite pueden tener valores de F. P. del orden de 2% o menos a 20 °C.

La compañía de Luz y Fuerza, da como valor máximo un factor de 1 %; la Comisión Federal de Electricidad, acepta como buenos, valores de 3 % y I.E.M.S.A. entrega transformadores de potencia por norma de fabricación, valores de F. P. menores de 1 %.

% F.P. a 20 °C	CONDICIÓN DE AISLAMIENTO
0.5 a 1	EXCELENTE
1 a 2	BUENO
2 a 3	DEFICIENTE
Más de 3	PELIGROSO

*Fig. 5.4.13. Interpretación del Factor de Potencia.*

En esta figura se da la interpretación de factor de potencia que se ha obtenido con la experiencia de mantenimiento eléctrico de la Compañía de luz y Fuerza y la Compañía Doble Engineering; se manejan los siguientes valores a 20 °C en transformadores nuevos.

### **5.5. Pruebas al aceite aislante:**

Las pruebas que se efectúan al aceite aislante de los transformadores tienen primordial importancia debido a que además de ser necesario que conserve sus propiedades físicas, químicas y eléctricas, para que cumpla satisfactoriamente sus funciones de aislante y refrigerante, su degradación o contaminación pueden ser índices de anomalías debido a los demás componentes del transformador o a una operación inadecuada del mismo, como son las sobrecargas excesivas, altas temperaturas por refrigeración deficiente, etc.

Para una eficaz ejecución de las pruebas que corresponden al aceite aislante, es conveniente mencionar algunas precauciones que se deben de tener en cuenta al tomar y preparar las muestras del aceite a probar con objeto de que los resultados sean confiables, es decir, que las determinaciones efectuadas correspondan a las características reales del volumen de aceite bajo prueba y no solamente de la muestra, que pudo haber sido contaminada durante su manejo.

#### **■ Recipientes para su muestreo.**

*Se pueden utilizar frascos de polietileno, vidrio u hojalata.*

Los frascos de polietileno o de vidrio pueden ser para tapón de corcho, vidrio o de rosca con empaque de corcho. Los corchos que se usan como tapones o como empaque para tapones de rosca, deberán ser nuevos y de buena calidad y deberán estar cubiertos con papel de aluminio o de estaño. No deberán usarse tapones de hule. Los tapones que se usan deberán sellar perfectamente la boca del frasco.

Los botes de hojalata con tapón roscado, empacado con un disco de corcho cubierto de papel de estaño o de aluminio soportarán un trato más rudo, deberán emplearse solamente aquellos que tienen costuras soldadas con fundente soluble en agua o en alcohol.

Los frascos de vidrio claro son los más adecuados para hacer una mejor inspección visual de impurezas, (ver siguiente tema Capítulo 5.5.1.).

### ■ Preparación para el muestreo.

Los recipientes para el muestreo del aceite deben estar completamente limpios y secos, aún así deben enjuagarse con el aceite que se va a analizar, antes de tomar la muestra definitiva para realizar las pruebas.

Se enjuagan los recipientes con algún disolvente como tetracloruro de carbono, acetona, nafta o gasolina blanca, etc. que disuelva los residuos que pudiera contener y enseguida se lavan con agua y jabón. Si se emplea detergente, se deben enjuagar con agua caliente.

Después del enjuagado con agua de la llave, se deben enjuagar con agua destilada.

Se drena el recipiente de muestreo y se seca en una estufa a 110°C como mínimo una hora.

Los recipientes de polietileno solo podrán limpiarse con gasolina blanca, seguido de un enjuague con aceite de la misma muestra.

Tan pronto como se sequen y se enfrien los recipientes, se sacan del horno y se les coloca su tapón.

Los demás accesorios que se utilizan para tomar las muestras deberán limpiarse perfectamente antes y después usarlos.

### ■ Condiciones atmosféricas.

El muestreo deberá efectuarse de preferencia en un día soleado.

No efectuar la prueba en un ambiente húmedo o lluvioso, ni exponer el aceite al aire por un tiempo prolongado para evitar la contaminación por humedad

### ■ Procedimiento de muestreo:

Deberá tomarse una cantidad suficiente de muestra de acuerdo con las pruebas que se deseen efectuar. Si se desean efectuar las pruebas químicas, deberán tomarse tres litros adicionales.

Para hacer el muestreo del aceite se den tomar en cuenta las siguientes precauciones:

1. Limpiar perfectamente la válvula de drenaje de muestreo del transformador con estopa, cuidando de no dejar residuos de la misma.
2. Para que el aceite por muestra conserve sus impurezas, no se debe drenar antes de tomar la muestra, excepto lo necesario para enjuagar el recipiente de muestreo.
3. Cuando existe una tubería en el punto de muestreo, debe tirarse un volumen igual al de la tubería antes de tomar la muestra.
4. El aceite no debe exponerse al aire por un tiempo prolongado, para evitar la contaminación por humedad.
5. El recipiente de muestreo debe enjuagarse con el aceite que se le va a realizar pruebas.
6. Se debe evitar la formación de burbujas en el aceite de muestreo, para lograr esto el aceite se debe dejar resbalar por las paredes del recipiente, o usar un tubo de neopreno o similar lo suficientemente largo, para permitir que llegue al fondo del recipiente y así desplazar el aceite del fondo hacia la boca del recipiente, hay que dejar que se derrame una pequeña cantidad de aceite, para eliminar la existencia de burbujas dentro del recipiente.
7. Una vez tomada la muestra se deberá cerrar la válvula de muestreo y tapar inmediatamente el recipiente de muestreo.

### **5.5.1. Supervisión.**

Antes de iniciar el análisis de aceite aislante, es necesario hacerle una inspección visual para observar el color y el grado de limpieza que puedan indicar la presencia de agua libre o sedimentos tales como partículas metálicas, lodos insolubles, carbón, fibras, suciedad, etc. Si se detectan contaminantes insolubles, se puede obtener mayor información adicional por medio de un proceso de filtrado del aceite y posteriormente identificar el tipo de residuo.

#### **■ Color.**

Un valor alto del color puede dar una indicación de que el aceite aislante está deteriorado, contaminado o ambos.

Es una prueba estimativa, ya que un color muy oscuro en un aceite aislante se puede suponer que está envejecido.

No existe una relación cuantitativa entre el color y el grado de deterioro de un aceite aislante.

### **5.5.2. Rigidez dieléctrica.**

Esta Prueba sirve para identificar la presencia de contaminantes en suspensión tales como agua, suciedad, fibras, productos de degradación de materiales aislantes sólidos y líquidos, partículas conductoras (carbón, metal, óxidos metálicos, etc.), una ó más de las cuales pueden estar presente cuando la tensión de ruptura es baja. Sin embargo, un valor alto de tensión de ruptura no indica la ausencia de todos los contaminantes.

Esta prueba debe realizarse al equipo que se pondrá en servicio como al ya existente. La periodicidad que se recomienda es la que se indica a continuación.



- Para equipos con tensiones hasta 85 K.V..
  - En condiciones normales -----1 vez al año.
  - En condiciones especiales -----2 veces al año.
- Para equipos con tensiones mayores de 85 K.V. (nuestro caso).
  - En condiciones normales -----2 veces al año.
  - En condiciones especiales -----4 veces al año.

Se entiende por condiciones especiales las siguientes:

Equipos sobrecargados

Equipos en los que se haya detectado deficiencias en su funcionamiento.

Equipos cuyo aceite se encuentre cerca de los valores límite para continuar en servicio.

Equipos en vías de experimentación.

Existe una intensidad de campo eléctrico dentro del cual puede trabajar normalmente el aceite aislante. A ciertos valores de la intensidad de campo eléctrico tiene lugar la alteración de las propiedades dieléctricas del aceite, el cual se perfora por una chispa que se transforma en un arco eléctrico.

Los principales factores que influyen en el valor de la rigidez dieléctrica de un aceite son:

- Efecto del material, la forma y el tamaño
- La distancia de separación de los electrodos

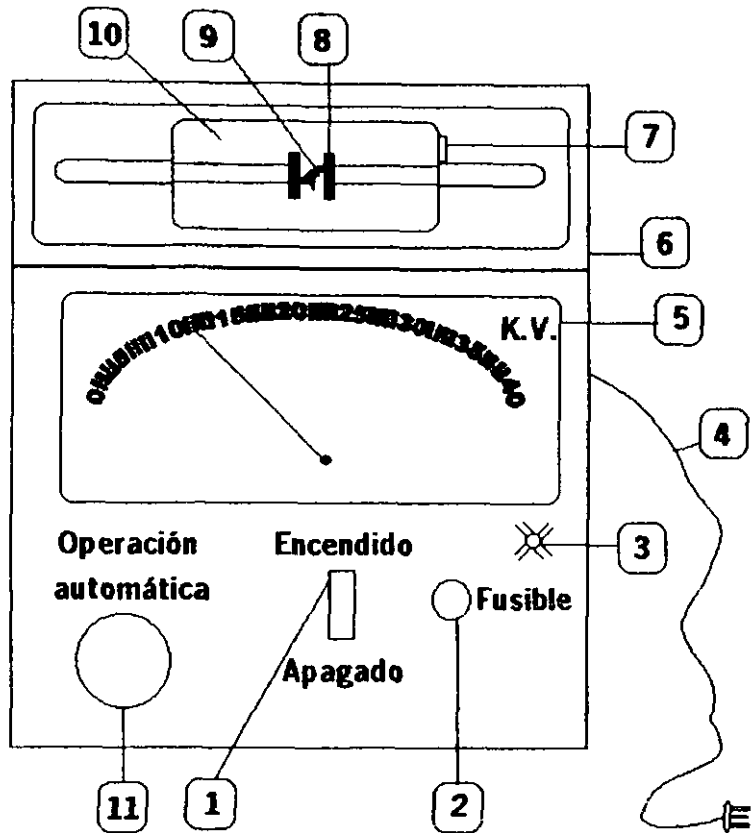
- Efecto de contenido de humedad y otras impurezas
- Efecto de contenido de gases
- Efecto de la variación de la temperatura.
- Efecto de la variación de elevación de tensión

Existen varias **teorías** sobre la ruptura del aceite aislante, entre las que destacan:

- a) **Teoría de Ionización:** Esta teoría establece que para determinada intensidad de campo eléctrico, se produce la ionización de las burbujas de gas contenidas en el aceite, con lo cual se produce una intensa concentración de campo eléctrico ionizando las moléculas del líquido circundante y como consecuencia aparece la ruptura dieléctrica.
- b) **Teoría Térmica:** Esta teoría explica que como resultado de la ebullición del aceite en los puntos en que el campo eléctrico no es homogéneo, o por calor desprendido por la fricción de iones que se mueven en el campo eléctrico, existe formación de burbujas, las cuales aumentan de tamaño hasta producirse la ruptura dieléctrica.
- c) **Teoría Química:** Esta teoría considera que la ruptura dieléctrica se debe a reacciones químicas que ocurren en el aceite bajo la influencia de una descarga eléctrica sobre una burbuja de gas.

El **aparato de prueba** para medir la rigidez dieléctrica es el **probador de aceite** con el cual se varía la tensión hasta que existe una ruptura dieléctrica o sea que existe un arco entre dos electrodos bajo condiciones de prueba.

El probador de aceite se conecta a cualquier toma de 120 volts C.A. e internamente tiene un autotransformador con el cual se puede variar el voltaje de cero a 40 000 volts o más, dependiendo del rango del aparato; cuenta con un recipiente que se le conoce como copa o probeta, el cual contiene en su interior a dos electrodos de separación ajustable en los cuales se aplica la tensión de prueba. A continuación se muestra un tipo de probador de aceite



5.5.2.1. Pruebas de Rigidez Dieléctrica.

Este aparato cuenta con los siguientes elementos:

1. Switch de encendido o apagado
2. Fusible de 15 amp.

3. Botón para bajar a cero el voltaje de prueba.
4. Cable de alimentación de corriente alterna.
5. Voltmetro de escala de 0 a 40 K.V.
6. Mica o tapa de la copa o probeta del aceite.
7. Tornillo para ajuste de electrodos.
8. Electrodo tipo planos.
9. En este punto más bien se observa la ruptura de la rigidez dieléctrica.
10. Aceite en prueba.
11. Operación automática.

La copa con electrodos de disco plano, debe contar con una separación de 0.1" (2.54 mm).

#### **Procedimiento de la prueba:**

--- Verificar que el probador esté desconectado y el switch este en apagado y al igual que esté hacia fuera el botón de operación automática.

--- No olvidar ajustar los electrodos de la probeta a la separación indicada.

--- La copa debe enjuagarse con el aceite con el que se efectuará la prueba.

--- Una vez que esté el aceite en la copa, procurar que se cubran totalmente los electrodos lo más alto posible: cerrar la válvula de muestreo y

tapar inmediatamente la copa teniendo mucho cuidado de que el aceite no se toque con los dedos ni se hable cerca de él mientras está destapado.

--- Verificar que existe una temperatura adecuada del medio ambiente (entre 20 °C y 30 °C).

--- Cerrar la tapa donde se encuentra la probeta o copa.

--- Dejar que el aceite repose tres minutos.

--- Conectar el aparato a tierra.

--- Conectar el aparato a una fuente de alimentación de 120 volts de C.A.

--- El switch (1) se pasa a posición de encendido.

--- Se oprime el botón de operación automática (11), y se observa el desplazamiento de la aguja; ésta se detendrá en el momento en que se establece la ruptura o arco.

--- Anotar la lectura.

--- Oprimir el botón (3) para que regrese a cero.

NOTA: La prueba se repite cinco veces cambiándole el aceite entre prueba y prueba, y se saca el promedio. Y en la última prueba se puede hacer repitiéndola cinco veces con el mismo aceite con intervalos de un minuto, y se saca el promedio.

#### ■ Interpretación de resultados.

De acuerdo con las normas ASTM-D877 (electrodos planos) el arco de ruptura del aceite no debe aparecer a una tensión menor de 30 K.V. Para aceites nuevos.

### 5.5.3. Acidez:

Es una prueba de campo que nos proporcionan una medición aproximada de los constituyentes ácidos del aceite aislante.

El **procedimiento** para efectuar la prueba de **acidez** es el siguiente:

1. Esta prueba es un tipo de cromatografía utilizado en un pedazo de papel filtro sobre el centro de los anillos de plástico del equipo de prueba.
2. Se colocan tres gotas de solución Buffer en el centro del papel filtro, permitiendo su absorción.
3. Se colocan dos gotas de aceite aislante bajo prueba en el centro de la mancha de la solución Buffer y se espera su absorción.
4. Se coloca una gota del indicador de acidez en el centro de la mancha.

Para determinar la acidez se observa lo siguiente:

Si la mancha es más verde que amarilla, el aceite aislante tiene una acidez menor de 0.3 mg de KOH / g de aceite.

Si la mancha es igualmente verde y amarilla, el aceite aislante tiene una acidez aproximada de 0.3 mg de KOH / g y se puede decir que la mancha es estándar.

Si la mancha es más amarilla que verde, el aceite aislante tiene una acidez mayor de 0.3 mg de KOH / g de aceite, por lo que será necesario realizar la prueba de número de neutralización en el laboratorio.

#### 5.5.4. Compuestos Polares:

Es una prueba de campo que nos proporcionan una medición aproximada de los constituyentes polares del aceite aislante.

El **procedimiento** para efectuar la prueba de **Compuestos Polares** es el siguiente:

Al igual que la prueba de acidez, la prueba de compuestos polares es un tipo de cromatografía en papel y se realiza de la siguiente manera:

1. Colocar un pedazo de papel filtro sobre el centro de los anillos de plástico del equipo de prueba.
2. Colocar tres gotas del aceite aislante bajo prueba en el centro del papel filtro, permitiendo que se absorba y dejándolo reposar dos minutos.
3. Colocar una gota del indicador de compuestos polares y dejar que se absorba.

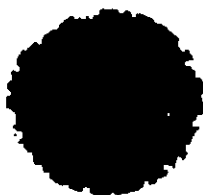
La forma de determinar los compuestos polares en el campo es observando la figura que deja la gota del indicador sobre la mancha de aceite bajo prueba, (figuras 5.5.4.1., 5.5.4.2 y 5.5.4.3.).

Si la orilla de la mancha es lisa, el aceite aislante tiene un bajo contenido de compuesto polares, ver siguiente figura:



*Fig. 5.5.4.1 Es su prueba tiene bajo contenido de Compuestos Polares.*

Si la orilla de la mancha no es tan lisa y presenta ligeras irregularidades, el contenido de compuestos polares es apenas suficiente para disminuir la tensión interfacial y se puede decir que la mancha es estándar, (ver figura 5.5.4.2.)



*Fig. 5.5.4.2. Prueba de Compuestos Polares, mancha estándar.*

Si la mancha es más irregular que la estándar, el aceite aislante tiene un valor elevado de compuestos polares, por lo que es necesario realizar la prueba de tensión interfacial en el laboratorio, (ver figura 5.5.4.3.)



*Fig. 5.5.4.3. Prueba de Compuestos Polares, tiene un valor elevado de compuestos polares.*



La prueba de tensión interfacial, nos proporciona una forma de detectar contaminantes polares solubles y productos debido al deterioro de los materiales aislantes.

La tensión interfacial decrece rápidamente durante los dos primeros años de servicio del transformador y después a un ritmo mucho más lento.

Los contaminantes polares solubles y los productos de degradación del aceite aislante generalmente disminuyen el valor de tensión interfacial del mismo.

Las pruebas de laboratorio deben efectuarse cuando las pruebas de campo den resultados fuera de los límites o presentan duda; sin embargo, cuando se dispone de recursos para efectuar las pruebas de laboratorio en forma periódica, se obtienen resultados con mayor exactitud.

**Una prueba muy importante de laboratorio es un Análisis cromatográfico de gases disueltos en el aceite para detectar fallas incipientes en transformadores.**

Durante la operación normal de los transformadores de potencia, pueden surgir fallas incipientes que aumentan la degradación de los aislamientos y del aceite. Este tipo de fallas son difíciles de detectar y el transformador al principio no siempre presenta síntomas de funcionamiento anormal, pero con el tiempo, aparte del deterioro del aceite y los aislamientos, pueden ocasionar fallas más graves, sorprendidas y fuera de control, que provoquen la operación de las protecciones u obliguen a retirar del servicio al transformador.

Para conseguir las pruebas cromatográficas, se saca un muestreo de aceite, como se menciona al principio del capítulo (5.5.), y se mandan al laboratorio para su análisis cromatográfico de gases disueltos.

Normalmente los tres tipos de fallas que se presentan en los transformadores son; sobrecalentamiento, efecto corona y arco, que pueden identificarse al comparar los gases extraídos de la muestra de aceite.

Para esto los gases generados han sido tabulados, arreglados en niveles de concentración y rearrglados en varias relaciones de un gas a otro y eventualmente relacionados como causa y efecto.

Una vez que nos entregan las pruebas de laboratorio, podemos conocer las concentraciones de cada gas, y con esto se puede ya saber el tipo de falla y ampliar su conocimiento para asegurar su conducta. Normalmente el laboratorio nos entrega una tabla donde nos dice el comportamiento del transformador con las posibles fallas por haber o habidas con su diagnóstico, que también va a depender de la marca y tipo de cromatógrafo, y de esta forma resolver al menor tiempo posible la falla, si es que la hay, para tener siempre nuestro Transformador de Potencia en buenas condiciones.

## CONCLUSIONES.

En éste trabajo hay algo que es lo más importante para mí, y lo debe de ser para cada uno de los incluidos en el mantenimiento así y sea yo el ayudante del ayudante, me refiero a la SEGURIDAD, siempre que estemos realizando un trabajo y tengamos duda, debemos razonar las cosas y seguir adelante hasta estar de acuerdo.

Es importante estar lo más actualizados que sea posible ya que cada vez están haciendo componentes de subestaciones mejores y más compactos a su vez que cada vez hay transformadores de mejor calidad, en el aspecto de que se esta buscando la forma de que los transformadores cada vez tengan un mayor aislamiento y que tenga una mayor seguridad para los usuarios.

Al igual que los aparatos que se están manejando para probar el equipo cada vez son más seguros, rápidos, exactos, y de la misma forma los resultados son cada vez mejores.

Por último podemos decir que la finalidad del mantenimiento aplicado a Subestaciones Eléctricas, principalmente a transformadores de Potencia, es lograr tener un equipo digno de crédito, durante su operación.

## BIBLIOGRAFÍA.

- Méndez Albores, Raúl.

Aceite aislante para transformadores e interruptores.

- Cambiadores de tomas en carga tipo MR,

Guía técnica.

- Decimotercera reunión de verano de potencia, aplicaciones industriales y exposición industrial RVP-AI/2000.

IEEE, Tomo I. Transformadores.

- Diagramas esquemáticos en general,

Iztapalapa

Compañía de Luz y Fuerza.

- Guía de mantenimiento eléctrico,

Ingeniería de sistemas.

- Guía para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de aceites aislantes para transformadores en servicio.

Comité consultivo nacional de normalización de la industria eléctrica (CCONNIE).

- Manual de instrucciones de equipo para prueba de factor de potencia.

Doble Engineering Company.

- Manual de Subestaciones Eléctricas,  
Instituto SELMEC de Capacitación.  
SELMEC

- Normas de Subestaciones eléctricas telecontroladas.  
Compañía de Luz y Fuerza.

- Gilberto Enriquez, Harper.  
Técnicas de las altas tensiones.

- M. Pacheco, Hector.  
Transformadores.

- User manual,  
Megohmmeter model 5100  
AEMC Instruments