

//  
2e'



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
CUAUTITLAN**

**PUESTA EN SERVICIO DE UNA SUBESTACION DE  
INTERCONEXION DE LA RED DE ALTA TENSION DE 230 KV.**



V N A M

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA  
**P R E S E N T A**  
JOSE FRANCISCO COELLO UGALDE

DIRECTOR DE LA TESIS:  
ING. DANIEL BECERRIL ALBARRAN

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEX. 1988

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



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 está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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

# I N D I C E

	Pag.
INTRODUCCION	
CAPITULO I.-DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES	
Introducción. . . . .	1
Clasificación de Subestaciones. . . . .	4
Diagramas de conexiones . . . . .	5
Elementos que intervienen en la subestación	11
Transformadores de potencia . . . . .	13
Interrupor de potencia . . . . .	15
Pararrayos. . . . .	28
Cuchillas . . . . .	32
Trampa de onda. . . . .	35
Capacitor de acoplamiento . . . . .	36
Sistema de tierras. . . . .	37
Barras colectoras . . . . .	45
Cables de control . . . . .	51
Tableros. . . . .	53
Edificio para tableros. . . . .	55
Transformadores para instrumento. . . . .	56
Uso . . . . .	56
Funciones y circuito equivalente. . . . .	58
Tipos . . . . .	59
Transformadores de corriente. . . . .	67

	Pág.
Transformador de potencial. . . . .	84
Protección y teoría de los relevadores. . .	90
Protección por relevadores. . . . .	93
Aparatos y teoría de la medición. . . . .	94
Sistema de medición y protección en la S.E.	99
Sistema central, descripción de la red nacional . . . . .	100
 CAPITULO II.-PUESTA EN SERVICIO	
Introducción. . . . .	106
Metodología y puesta en servicio. . . . .	108
Construcciones en el predio de la S.E. . .	117
Pruebas de equipo . . . . .	121
Normas con que se llevan a cabo las pruebas	130
 CAPITULO III.-GENERALIDADES	
Plan de trabajo . . . . .	151
Parte experimental. . . . .	156
Vínculo con el tren eléctrico . . . . .	169
Conclusiones. . . . .	173
Ruta crítica. . . . .	175
BIBLIOGRAFIA. . . . .	176

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

El tema de las subestaciones eléctricas hoy en día, tiene bastantes investigadores, que aportan estudios diversos a su entorno general, pues es bien sabido que la S.E. es un elemento crucial en el desarrollo básico de la industria del país ya que mantienen estable, atenúan o incrementan la carga que es enviada de las diversas centrales geotérmicas, hidro o termoeléctricas hacia los centros de consumo pasando por líneas de transmisión y transformadores de diversas capacidades. La aportación que deseo dejar no como exposición de consulta sino como elemento de apoyo para la frecuente construcción de S.E., se basa en un programa estratégico en el cual se involucran aspectos que van a permitir lograr en un tiempo más óptimo a uno convencional, la puesta en servicio deseada, siempre y cuando se cuente con los elementos humanos disponibles, así como el equipo de pruebas y las refacciones, herramientas y todo tipo de apoyo incluso laboral y hasta el de la prestación de primeros auxilios para lograr así el fin deseado. Además él o los Ingenieros responsables deberán estar llevando un control estricto de los recursos con que debe con -

tar el avance y terminación de la obra, misma que pasa por un proceso económico el cual debe de ser considerado en todo momento. El programa comprende la experiencia obtenida durante mi estancia en la construcción y puesta en servicio de una S.E. de interconexión de la red de alta tensión de 230 KV, localizada en la población: "Héroes de Carránza", a unos 20 km. de Tula, Hgo. Lamentablemente la C.F.E. cumplió con los requisitos de puesta en servicio de varias S.E. pero tanto S.C.T. como F.F.C.C. no han podido satisfacer las necesidades del proyecto para energizar la vía ferroviaria de México a Querétaro, plan aun inconcluso.

La experiencia de una puesta en servicio me ha permitido elaborar los siguientes apuntes, traducidos más que nada en un plan de trabajo y coordinación para el inicio-desarrollo-conclusión de dicha obra en un tiempo determinado, tomando en consideración la inexistencia de efectos contraproducentes como los señalados líneas arriba. De ese modo debe verse el propósito de la presente tesis profesional que, además, conlleva algunos conceptos básicos y explicativos junto a aquellos otros que nos informan del funcionamiento

to del equipo instalado o de prueba en la S.E. correspondiente.

Por lo tanto, en el trabajo se persiguen las siguientes finalidades:

a) En el Capítulo I se analizarán los diferentes arreglos existentes en las S.E., así como los elementos con que cuentan, con objeto de explicar qué es una S.E. y su utilidad en el sistema. Además se harán anotaciones sobre los transformadores para instrumento así como las generalidades de los sistemas de protección y medición.

Se anexa una información sobre el sistema central y la red nacional.

b) Objetivos generales sobre la puesta en servicio en una S.E. de potencia, incluyéndose todas las actividades desarrolladas en ese proceso.

c) Plan general de trabajo, incluyéndose una ruta crítica en base a tiempos reales de actividad lo cual permitirá observar que las funciones pueden desarrollarse con un orden preciso.

## CAPITULO I. DESCRIPCION DE LA SUBESTACION

### Introducción.

Comenzaré por definir una subestación eléctrica.-Es el lugar donde mediante un conjunto de dispositivos para el manejo de la energía eléctrica, ésta cambia en los valores de intensidad de corriente y en los de la tensión, manteniendo la potencia y la frecuencia.

El propósito principal de esta programa girará en torno a una Subestación de interconexión de la red de alta tensión de 230 KV cuya carga está constituida por 3 alimentadores de 230 KV y transferencia. El arreglo de la instalación es el de un juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares como se muestra en la figura 1.1

### 1.1 CLASIFICACION DE SUBESTACIONES

Según su función las S.E. eléctricas se clasifican en las siguientes:

#### 1.1.1 S.E. elevadoras

Este tipo de S.E. son las que interconectan a las plantas generadoras con líneas de transmisión y llevan a cabo una elevación de tensión para hacer posible la transmisión de energía eléctrica a grandes



distancias y en forma económica.

#### 1.1.2 S.E. de interconexión

Esta S.E. tiene como finalidad interconectar diferentes líneas de transmisión, directamente, si son de la misma tensión, o mediante transformadores si son de tensión diferente.

#### 1.1.3 S.E. reductoras de subtransmisión

Reducen la tensión para alimentar los sistemas de subtransmisión, que alimentan a su vez a consumidores importantes.

#### 1.1.4 S.E. reductoras de distribución

Lleva a cabo una reducción de la tensión a un valor adecuado para su distribución y pueden ser alimentadas por la red de transmisión de alta tensión o a través del sistema de subtransmisión.

### 1.2 DIAGRAMA DE CONEXIONES

La elección del equipo constitutivo, será de acuerdo al diagrama de conexiones de una S.E. pues depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realizará la S.E. dentro del mismo. Considerando propiamente la S.E. de interconexión que atiende a nuestro estudio podremos clasificarla dentro

de los parámetros siguientes:

- 1.2.1 Un juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares.

Este arreglo tiene por objeto permitir la substitución de cualquiera de los interuptores por el interruptor comodín o de transferencia para poder dar mantenimiento o hacer la reparación de cualquier interuptor sin tener que desconectar ninguna línea ni transformador.

Para la mayor comprensión del arreglo de la S.E. "Héroes de Carranza", se anotan a continuación una serie de características que serán identificables con el diagrama unifilar.

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una S.E.

Los circuitos que se conectan o derivan de las barras, pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierras, etc.

Si queremos saber como operan los diversos equipos en caso de que ocurra una fuga

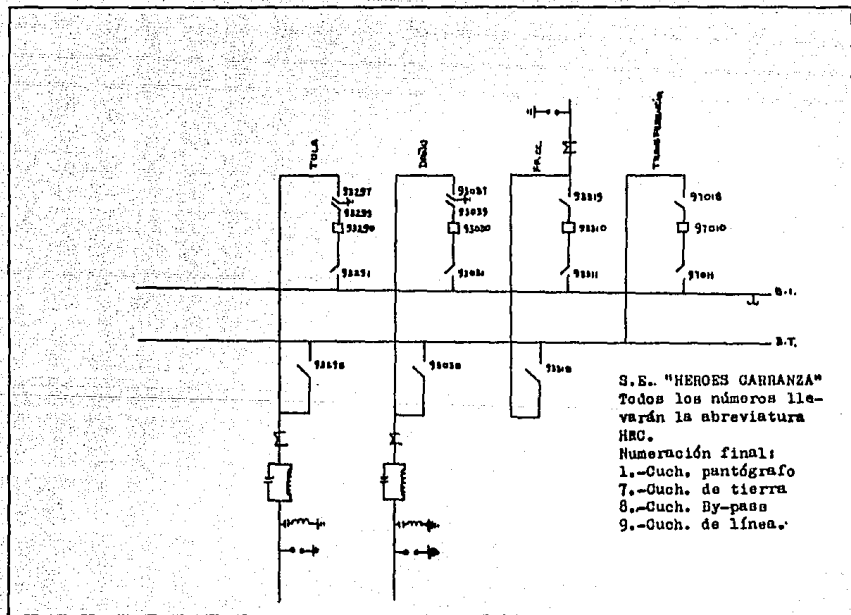
de aire en la válvula de no retorno en el interruptor 93310 se procede a:

Cerrar interruptor	97010
"      cuchilla	97011
"      "	97018
"      "	93318
Abrir interruptor	93310
"      cuchilla	93311
"      "	93319

(Se corrige la fuga)

Cerrar cuchilla	93311
"      "	93319
"      interruptor	93310
Abrir interruptor	97010
"      cuchilla	97011
"      "	97018
"      "	93318

Ejemplo. Véase fig. 1.1:



S.E. "HEROES GARRANZA"  
 Todos los números lle-  
 varán la abreviatura  
 HEC.  
 Numeración final:  
 1.-Cuch. pantógrafo  
 7.-Cuch. de tierra  
 8.-Cuch. By-pass  
 9.-Cuch. de línea.

FIG. (1.1)

Entre los otros arreglos que no deben ignorarse por ninguna razón se encuentran:

1.2.2 El de un solo juego de barras colectoras, donde todas las líneas y todos los transformadores están conectados a un juego de barras. Con este arreglo, una operación de la protección de barras colectoras desconecta todas las líneas y todos los transformadores conectados a esas barras, la falla (1) puede liberarse en un tiempo suficientemente corto para evitar la inestabilidad de los generadores, pero las repercusiones sobre el sistema son de tal magnitud que pueden causar un colapso total en el sistema.

1.2.3 Doble juego de barras colectoras: en este arreglo la mitad de los circuitos con sus transformadores que entran en la S.E. se conectan a un juego de barras colectoras y la otra mitad al otro juego de barras, ope

---

(1) En este estudio se considerarán como fallas: corto circuito, ya sean monofásicos, bifásicos a tierra y trifásicos (para mayor información, consultar REDES ELECTRICAS T. II del Ing. Jacinto Viqueira Landa).

rando normalmente con el interruptor de transferencia cerrado, utilizándolas como interruptor de amarre entre los dos juegos de barras colectoras. Si cada juego de barras tiene una protección diferencial independiente, una falla en las barras podrá liberarse desconectando únicamente la mitad de los circuitos.

Si cada circuito de una línea tiene capacidad para llevar la carga de los dos circuitos, la pérdida de uno de los dos juegos de barras colectoras, no causará la desconexión por sobrecarga, de los circuitos conectados al otro juego de barras colectoras.

- 1.2.4 Doble juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares. Este arreglo, llamado también de tres juegos de barras colectoras, permite sustituir cualquier interruptor por el interruptor de transferencia y tiene las líneas y los transformadores repartidos entre los dos juegos de barras colectoras principales, protegidas con una protección diferencial independiente para cada juego de

barras colectoras, evitando así que al ocurrir una falla se desconecte toda la S.E.

1.2.5 Arreglo de interruptor y medio: En operación normal todos los interruptores están cerrados. Cada juego de barras colectoras tiene su propia protección diferencial; en caso de una falla de las barras, se desconectará solo el juego afectado, abriendo los interruptores correspondientes, pero esto no causará la desconexión de ninguna línea o transformador de la S.E.

1.2.6 Arreglo en anillo: En operación normal todos los interruptores están cerrados. Cada línea y cada transformador tiene una doble alimentación. En este arreglo no existen barras colectoras de alta tensión y tiene la ventaja de que las estructuras de la S.E. se reducen al mínimo.

### 1.3 ELEMENTOS DE LA SUBESTACION

A continuación describiré los principales elementos que constituyen a la S.E.; como son: equipo eléctrico mayor, sistema de tierras, barras colectoras, cables de control, tableros y edificios para tableros.

1.3.1 Equipo eléctrico mayor (Véase fig. 1.2)

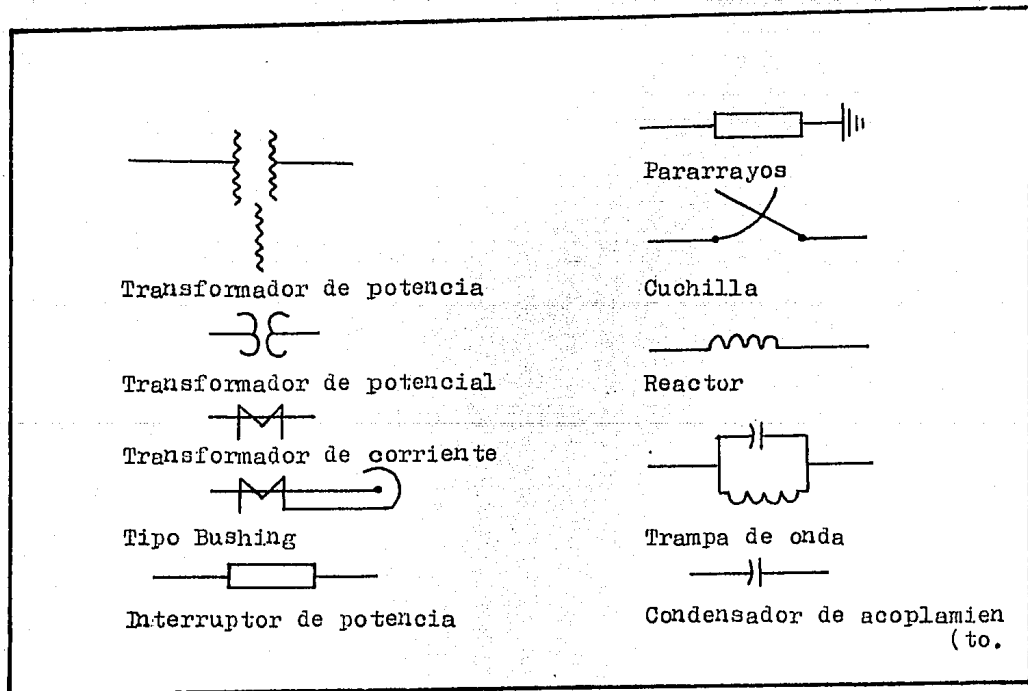


Fig. 1.2



## TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Aunque, de hecho, la S.E. "Héroes de Carranza" sólo cuenta con un transformador para servicios propios, acoplado a la línea de 13.2 KV con sus protecciones correspondientes y pasando una carga atenuada de 220/127 V a los tableros correspondientes en la caseta de control, me es preciso presentar algunas definiciones sobre su funcionamiento, las cuales se especifican a continuación:

-Un transformador es un dispositivo eléctrico, sin partes en movimiento que por inducción electromagnética transforma la energía eléctrica de uno o más circuitos a la misma frecuencia, con valores combinados, generalmente de tensión y corriente, conservando la potencia. Por tanto, sus partes más destacadas son:

a) Núcleo: El núcleo es el circuito magnético que transfiere la energía de un circuito a otro. Está constituido de laminaciones de acero montadas para proporcionar un circuito magnético continuo con entrehierro mínimo. El acero utilizado es de alto contenido de silicio (4%), algunas veces tratado al calor para producir bajas pérdidas en el núcleo. Las laminaciones normalmente están bar

nizadas o bien revestidas para aislarlas entre sí, con lo cual se reducen las corrientes parasitarias o de "Foucault".

b)Devanados: Los devanados constituyen los circuitos de alimentación y carga; pueden ser de una, dos o tres fases. Su función es crear un campo magnético (en el devanado secundario o terciario). Las bobinas pueden ser construidas de cobre o aluminio (alambre, barras o placas), siendo su forma circular, oval o rectangular, dependiendo del tipo de transformador (acorazado, de columnas o espiral de columna).

c)Tanque, recipiente o cubierta: Es aquel elemento indispensable para el transformador cuyo medio de refrigeración no es el aire; sin embargo, puede prescindirse de él en casos especiales. Su función es radiar el calor producido en el transformador.

d)Boquillas terminales: Estas boquillas son utilizadas para conectar los devanados de alta y baja tensión del transformador con sus respectivos circuitos. Permiten el paso de la corriente del transformador evitando que exista fuga indebida de ella, protegiéndolo así contra el flameo.

e)Conmutadores y auxiliares: Los conmutadores,

combinadores de derivación o "taps", son elementos destinados a cambiar la relación de tensiones de entrada y salida, con objeto de regular el potencial de un sistema o la transferencia de energía activa o reactiva entre los sistemas de potencia interconectados. Existen dos tipos de ellos: el sencillo o manual para cambio sin carga, y el perfeccionado para cambio bajo carga por medio de señal o automático.

f) Indicadores: Son aparatos que nos indican el estado en que se encuentra el transformador, por ejemplo: nivel, temperatura, presión, etc.

#### INTERRUPTOR DE POTENCIA

El interruptor es un dispositivo destinado a cortar o establecer la continuidad en un circuito eléctrico bajo carga.

La corriente que es capaz de interrumpir este dispositivo, puede ser: la corriente nominal del sistema o la corriente de corto-circuito. Algunas veces puede interrumpir la corriente que se presente al desconectar una línea de transmisión o un transformador en vacío (normalmente es menor que la corriente nominal).

El interruptor debe llevar a cabo dos funciones para poder desconectar el circuito, las cua-

les son:

a) Debe ser capaz de disipar la energía producida por el arco eléctrico entre sus contactos, sin que sufra daño el interruptor; dicha energía está dada por la siguiente ecuación:

$$W = \int_{T_1}^{T_2} V_a I_a dt$$

siendo

$V_a$  = tensión a través del arco

$I_a$  = corriente a través del arco

$T_1$  = Tiempo inicial de separación de los contactos

$T_2$  = Tiempo en que el arco eléctrico se interrumpe

b) Debe ser capaz de restablecer rápidamente la rigidez dieléctrica del medio comprendido entre los contactos, una vez que se haya extinguido el arco.

Tres son los tipos de interruptores que se usan en las S.E., pero sólo me enfocaré al que actualmente se emplea de manera satisfactoria. Para el procedimiento de llevar a cabo la extinción del arco, podemos clasificar los interruptores en 3 grupos:

-Interruptores en los que el arco se alarga y se enfría, aumentando considerablemente su resistencia, lo que reduce la corriente hasta que el ar-

co se extingue.

-Interruptores en los que se aprovecha la energía desprendida por el arco para apagarlo.

-Interruptores en los que se utiliza una energía exterior para soplar y apagar el arco. A este tipo pertenecen los interruptores neumáticos o de hexafluoruro de azufre a presión ( $SF_6$ ).

El aire comprimido de alta presión (15, 25 ó 35  $Kg/cm^2$ ) se encuentra encerrado en un lado -- opuesto de la cabeza del interruptor. Durante la interrupción, el lado opuesto de la cabeza del interruptor está expuesto a la atmósfera, por lo que su presión de aire es baja; cuando se forma el arco entre los electrodos, el aire comprimido sopla desde la cámara a través del orificio de interrupción, la corriente de aire fluye a lo -- largo del eje del arco. por lo que se le ha dado el nombre de interruptor de soplo axial. Con este tipo de interruptores se han alcanzado capacidades interruptivas hasta de 25 GVA a 500 KV.

Para comprender con claridad una de las funciones fundamentales del interruptor, veamos ahora lo que corresponde a los sobrevoltajes por -- operación de maniobra.

Se entiende por una operación de maniobra a

una apertura o cierre de interruptores en un sistema, que puede ser grave cuando esta apertura por falla o cierre sobre falla afecta directamente al equipo.

En el caso de los sistemas de potencia los problemas graves se presentan en las redes de 85 KV o mayores, pero también en redes de menor tensión con fuertes cargas inductivas o bancos de capacitores a 4.16, 6.6, 20 y 25 KV.

Para la interrupción el problema que se presenta es que actualmente el medio de desconexión empleado por los interruptores es a base de separación de contactos en un medio de una determinada constante dieléctrica, ya que no se ha diseñado otra forma de desconexión. Esta forma de desconexión puede provocar que el arco eléctrico entre contactos fijo y móvil que han quedado separados se vuelva a restablecer cuando por la magnitud de la falla, la rigidez dieléctrica del medio de extinción (aceite, aire,  $SF_6$ ) baja debido a la ionización. Este arco eléctrico somete a los contactos a un voltaje adicional llamado "voltaje de restablecimiento o voltaje de recuperación."

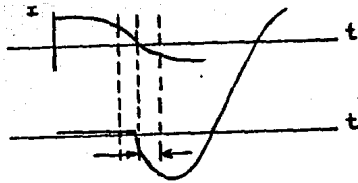
Desde el punto de vista de la red este fenómeno

no se presenta cuando hay cierre sobre falla es decir que se cierra un interruptor cuando una falla aún no ha sido liberada.

Este voltaje de recuperación puede alcanzar valores elevados que sometan a la instalación es fuerzos dieléctricos graves, sin embargo, se pue de considerar que está implícito en la operación de los interruptores aún cuando no se interrumpen fallas graves.

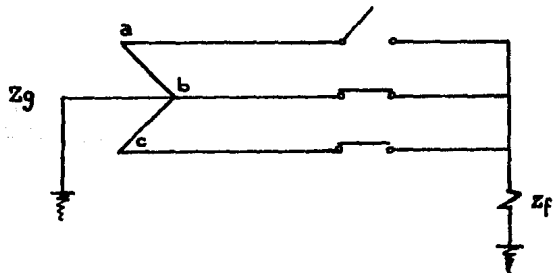
La razón de ésto se encuentra en que la interrupción de las corrientes en las tres fases no es simultánea aún cuando se encuentre con interruptores trifásicos de desconexión en grupo, debido al defasamiento natural de las corrientes.

Los interruptores están diseñados para interrumpir en el cero natural de la corriente. De manera que cuando tienen que interrumpir una corriente de falla que pasa por cero, el interruptor se separa un cierto tiempo hasta que la corriente pasa por cero almacenándose una energía que origina lo que se conoce como corriente de POST-ARCO;



El voltaje de recuperación que aparece entre los conductores del interruptor debido a la no simultaneidad en la extinción de las corrientes en virtud de su defasamiento natural, se puede determinar para tres casos en los que se considere una falla trifásica a tierra cuando los contactos del interruptor están cerrados.

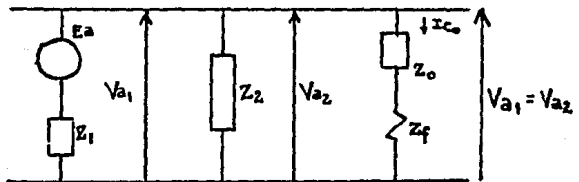
$$a) Z_g=0 \quad ; \quad Z_f=\infty$$





En la figura se representa un interruptor que ha abierto la fase A para liberar una corriente de falla quedando en ese instante las fases B y C cerradas aún. Esto es conocido como "discrepancia".

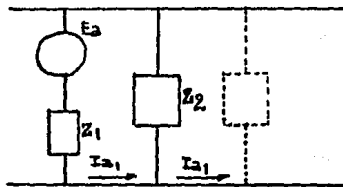
Al abrir la fase A, el arreglo se comporta -- como una falla de dos líneas a tierra.



Como  $Z_f = \infty$  esto significa que:  $I_{a0} = 0$

$$V_{a0} = -Z_0 I_{a0} = 0$$

esto queda como



Como una falla entre dos líneas; por lo tanto

$$I_{a1} = -I_{a2} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2}$$

$$\text{Si } V_{a_1} = V_{a_2}$$

$$V_{a_2} = -Z_2 I_{a_2}$$

$$V_{a_2} = -Z_2 \left( - \frac{E_a}{Z_1 + Z_2} \right)$$

Por lo general

$Z_1 = Z_2$  esto implica:

$$V_{a_2} = Z_1 \left( \frac{E_a}{2Z_1} \right) = \frac{E_a}{2}$$

$$V_{a_1} = -\frac{E_a}{2}$$

Los voltajes de fase a neutro en el interruptor

$$V_a = V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2} = \frac{E_a}{2} + \frac{E_a}{2}$$

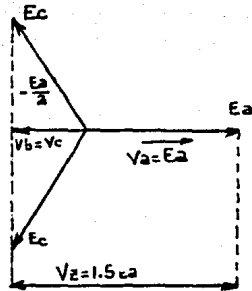
$$\therefore V_a = E_a$$

$$V_b = V_{a_0} + a^2 V_{a_1} + a V_{a_2} \text{ quedando}$$

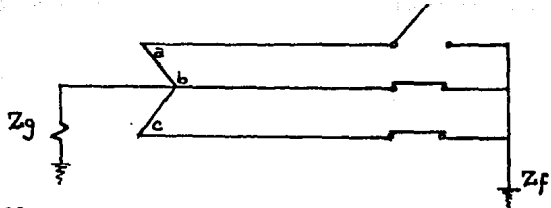
$$V_b = V_{a_1} (a^2 + a)$$

$$V_b = -V_{a_1} = -\frac{E_a}{2}$$

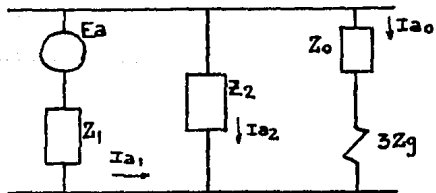
el voltaje dentro del interruptor al abrir la fase A se determina vectorialmente;



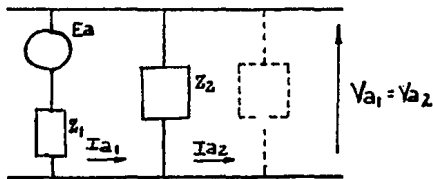
b)  $Z_g = \infty$  ;  $Z_f = 0$



Como  $Z_g = \infty$   
 $I_{a0} = 0$   
 $V_{a0} = -Z_0 I_{a0} = 0$



Según las condiciones, la falla se convierte en una falla de línea a línea;



$$V_{a_1} = V_{a_2} = -Z_2 I_{a_2}$$

$$I_{a_1} = -I_{a_2} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2}$$

$$V_{a_1} = -Z_2 \left( -\frac{E_a}{Z_1 + Z_2} \right) \quad \text{Si } Z_1 = Z_2$$

$$V_{a_1} = \frac{Z_1 E_a}{2Z_1} = \frac{E_a}{2}$$

$$V_{a_2} = \frac{E_a}{2}$$

$$V_a = V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2} = \frac{E_a}{2} + \frac{E_a}{2} = E_a$$

$$V_b = V_{a_0} + a^2 V_{a_1} + a V_{a_2} = -V_{a_1}$$

$$V_b = -\frac{E_a}{2}$$

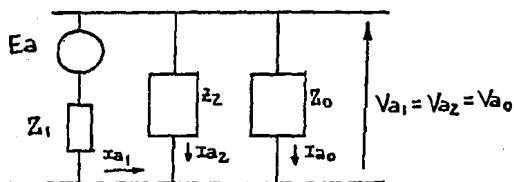
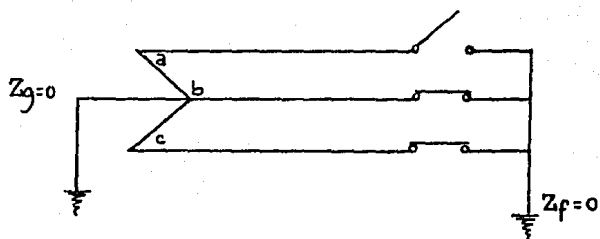
$$V_c = V_{a_0} + a V_{a_1} + a^2 V_{a_2} = V_{a_1} (a^2 + a) = -V_{a_1}$$

$$V_c = -\frac{E_a}{2}$$

$$V_R = 1.5E_a$$

El voltaje  $V_R$  se determina vectorialmente de --  
igual forma que en el anterior (inciso a)

$$c) Z_f = 0 \quad ; \quad Z_g = 0$$



Para una falla de dos líneas a tierra:

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}}$$

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{\frac{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}} = \frac{E_a (Z_2 + Z_0)}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0}$$

$$\text{Si } Z_1 = Z_2$$

$$I_{a_1} = \frac{(E_a (Z_1^2 + Z_1 Z_0 + Z_1 Z_0)) / \cancel{Z_2 Z_0}}{\cancel{Z_2 Z_0}} = \frac{E_a (Z_1 + Z_2)}{Z_1^2 + 2Z_1 Z_0}$$

$$I_{a_1} = \frac{E_a (Z_1 + Z_0)}{Z_1 (Z_1 + 2Z_0)}$$

$$V_{a_1} = E_a - Z_1 I_{a_1} = E_a - Z_1 \left( \frac{E_a (Z_1 + Z_0)}{Z_1 (Z_1 + 2Z_0)} \right)$$

$$V_{a_1} = E_a \left( 1 - \frac{Z_1 + Z_0}{Z_1 + 2Z_0} \right)$$

Dividiendo el cociente entre  $Z_0$

$$V_{a_1} = E_a \left( 1 - \frac{\frac{Z_1}{Z_0} + 1}{\frac{Z_1}{Z_0} + 2} \right)$$

Para una red efectivamente aterrizada

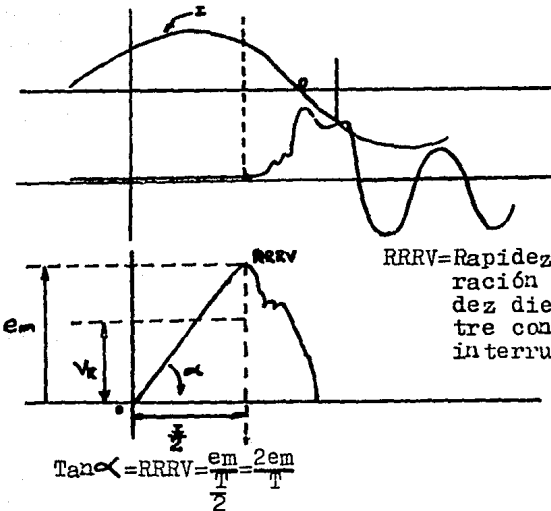
$$\frac{Z_1}{Z_0} \ll 3$$

$$V_{a_1} = E_a \left( 1 - \frac{3+1}{3+2} \right) = \frac{E_a}{5}$$

Como la falla quedó de dos líneas a tierra

$$V_b = V_c = 0$$

El voltaje de recuperación tiene dos componentes una dinámica calculada por los métodos anteriores y otra transitoria que depende de las características del circuito que se interrumpe (capacitivo inductivo) y para cada caso se determina la expresión de la parte transitoria.



RRRV = Rapidez de recuperación de la rigidez dieléctrica en tres contactos del interruptor.

En los interruptores en los que se desea limitar el voltaje de restablecimiento se debe especificar la RRRV en unidades de volts/seg.

$$\text{Tan}\alpha = K \frac{2em}{T}$$

## PARARRAYOS

Es un dispositivo utilizado para derivar a tierra sobretensiones en los conductores debidos a descargas atmosféricas o por la operación de interruptores, eliminando de esta forma los sobrevoltajes y evitando dañar el equipo e instalaciones eléctricas de la S.E.

En condiciones normales el pararrayos se comporta como un aislador y solo cuando le es aplicada una sobretensión de suficiente magnitud, se convierte en conductor; al desaparecer la sobretensión, se convierte nuevamente en aislador, interrumpiendo la corriente que se había establecido entre fase y tierra.

Su principio general se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuya separación está determinada de antemano de acuerdo con la tensión a la cual se va a operar.

Se fabrican diferentes tipos de pararrayos basados en el principio general antes expuesto; los más empleados son conocidos como pararrayos tipo autovalvular.



En cuanto a la selección del pararrayos es importante conocer las tensiones probables entre fases y tierra durante condiciones normales y anormales; tales como: fallas, pérdidas de carga, energización de líneas en vacío, fenómenos de resonancia, etc.

La tensión nominal de los pararrayos se basa generalmente en las tensiones durante las fallas. Si existen probabilidades de sobretensiones sostenidas, éstas deberán ser evaluadas o bien deberán eliminarse las causas de ellas.

La tensión nominal indicada en las placas de los pararrayos está establecida para la frecuencia de 50 ó 60 Hz y define la tensión máxima a la frecuencia nominal contra la cual interrumpirá la corriente remanente y se autorestablecerá como aislador, después de haber descargado un transitorio.

Para la selección de la tensión nominal de los pararrayos, uno de los puntos más importantes a considerar son las sobretensiones por fallas en el sistema, siendo la más importante la falla de línea a tierra tomando en cuenta el índice de puesta a tierra del sistema, en el punto en que se necesite proteger. De esta manera, las

relaciones de las impedancias del sistema

$R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$

son las que pueden determinar la tensión nominal a seleccionar.

Otro punto importante a considerar es la tensión de operación del pararrayos por sobretensiones debidas a la operación de interruptores, ya que en este caso se deben coordinar: el nivel de aislamiento (0.83 del nivel de aislamiento al impulso, según normas A.N.S.I.), la sobretensión máxima y el valor de operación del pararrayos por sobretensiones de este tipo.

La coordinación de los tres valores antes señalados debe hacerse de tal manera que la tensión de operación del pararrayos para este tipo de sobretensiones debe ser aproximadamente de un 10 por ciento mayor que el valor de sobretensión originada por la operación de interruptores y menor que el nivel de aislamiento por operación de interruptores del equipo por proteger.

-Instalación de los pararrayos.

Una de las consideraciones importantes para lograr una buena protección contra sobretensiones transitorias en S.E. es precisamente la instalación correcta de los pararrayos.

Lo anterior se debe a que los pararrayos tienen una zona de protección a ambos lados del lugar donde se instalen, de tal manera que la protección es máxima en el punto de su instalación y disminuye gradualmente a medida que se va separando del pararrayos.

La tensión que aparece en el punto a una distancia determinada del pararrayos originada por una onda de sobretensión está dada por la fórmula siguiente:

$$E_x = E_o + 2 \left( \frac{de}{dt} \right) \frac{L}{300}$$

donde:

$E_x$  = tensión que aparece en un cierto punto "X"

$E_o$  = tensión de operación del pararrayos

$de/dt$  = pendiente del frente de la onda incidente en KV/microseg.

$L$  = distancia en metros del conductor comprendido entre el punto a considerar.

Para determinar la separación máxima entre el transformador y los pararrayos, partiendo de la tensión máxima admisible en dicho transformador, podemos emplear la siguiente fórmula:

$$L = \frac{300(E_m - E_o)}{2 \, de/dt}$$

donde:

$L$ =separación máxima en metros

$E_m$ =tensión máxima permisible en el equipo por proteger.

#### CUCHILLAS

La cuchilla es un dispositivo que establece una apertura visible en un circuito, con objeto de desconectar algún aparato o alguna línea para permitir su revisión o reparación, deben ofrecer completa seguridad contra escapes de corriente de la parte viva hacia la parte desconectada, contra cierres intempestivos o involuntarios y contra apertura por efectos electrodinámicos de una corriente de falla intensa.

Con objeto de evitar escapes indebidos, la base y mecanismos de operación de la cuchilla deben ser conectados permanentemente al sistema de tierras, además la distancia entre los puntos que se separan debe ser suficiente para impedir una descarga directa de una parte a la otra. Para evitar un cierre eventual es conveniente colocar la cuchilla de modo que la gravedad no actúe sobre las piezas móviles en el sentido de cierre, o disponiendo de un mecanismo de resorte que impida la caída de la cuchilla. Para impedir la --

apertura involuntaria del desconectador se emplean cerrojos en la mordaza o se traba el mecanismo cuando éste es de control remoto.

-Tipos de cuchillas.

Las cuchillas más utilizadas en S.E. son:

-Cuchillas giratorias: Consta de tres aisladores de columna, dos fijos y el central giratorio; ver figura (1.3). Este tipo de cuchillas son generalmente operadas en grupo por mando eléctrico, aunque también puede hacerse por medio de aire comprimido. El aislador central sostiene una varilla lo suficientemente larga para hacer contacto con las piezas en forma de mordaza que se encuentran sobre las columnas fijas. Este tipo de cuchillas pueden llevar antenas que prolongan el contacto después de que los extremos de la trabe han salido de las mordazas, para evitar que éstas se flameen.

-Cuchillas con dos columnas giratorias y contacto central: esta cuchilla consta de dos columnas de aisladores giratorios sobre los cuales se encuentran sus brazos, que tiene en sus extremos; en uno de los brazos se encuentran las abrazaderas y en el extremo del otro está colocado un conector cilíndrico que embona con la abrazadera

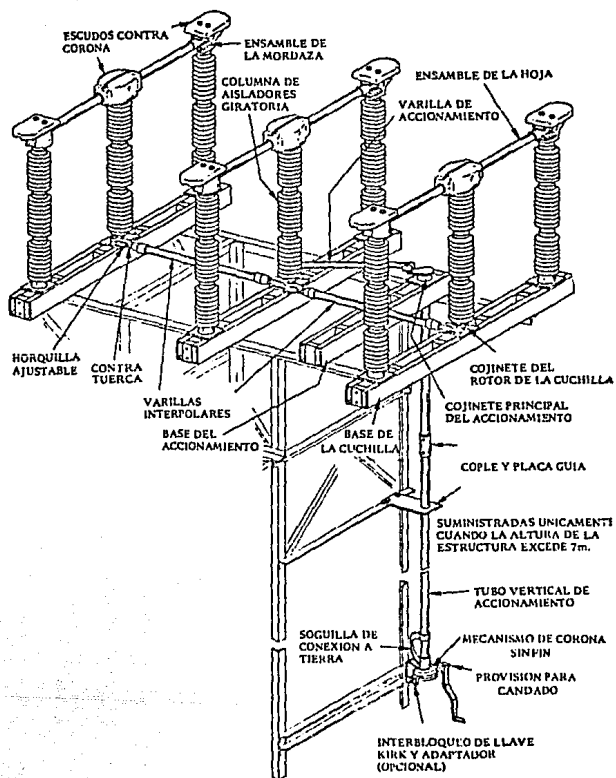


Fig. (1.3) Cuchillas desconectadoras in temperie. Instalación típica de una cuchilla TT-7 de operación en grupo.

cuando el seccionador está cerrado, permitiendo así el paso de la corriente. El mecanismo de operación de este tipo de cuchillas puede ser manual, neumático o por medio de un motor eléctrico, y su control puede ser local o remoto.

-Cuchillas de apertura vertical: consta de 3 aisladores columna, dos de ellos fijos y el tercero giratorio sobre su propio eje y provisto de una manivela que transmite el esfuerzo a la cuchilla por medio de una biela. La varilla y la mordaza tienen antenas formando un contacto auxiliar para el arco.

#### TRAMPA DE ONDA

Una trampa de onda es un circuito resonante, compuesto de una bobina y un capacitor en paralelo y ajustado para dar una alta impedancia a cierta frecuencia portadora, al ser conectada en serie con una fase de las líneas de transmisión. La trampa de onda tiene una impedancia despreciable para la frecuencia de transmisión de energía eléctrica (60 Hz) y por lo tanto no afecta a la corriente nominal del sistema.

Las trampas de onda se instalan en cada extremo del tramo de línea (que interconecta a dos S.E.) que es protegida por relevadores de onda

portadora. El propósito principal es prevenir contra una falla de corto circuito al tramo de línea mediante la interrupción de la transmisión de la señal de bloqueo en el lado opuesto de la línea.

La bobina principal es un cable de cobre duro capaz de conducir la corriente del conductor de la fase a la que está conectada; dicha bobina es enrollada en un cilindro de porcelana, dentro del cual, también se encuentra el capacitor.

En la actualidad se tienen normalizadas las trampas de onda para 400 y 800 amperes que responden a frecuencias entre 50 y 150 KHZ.

CAPACITOR DE ACOPLAMIENTO (dispositivo de potencial).

El elemento capacitor está contenido en un cilindro de porcelana con acabados de metal fundido. El elemento capacitor está formado por varios capacitores en serie como se muestra en la figura (1.4), cada uno de los cuales está constituido de un ensamblado de papel metálico impregnado no inductivo.

Las unidades que forman el capacitor de acoplamiento están montadas en una base metálica que contiene un interruptor de puesta a tierra, un



espaciador y una bobina y una bobina para drenar portadoras. La finalidad de la bobina drenadora es aterrizar la terminal del capacitor opuesta a la terminal de la línea de 60 Hz y al mismo tiempo presentar una alta impedancia a la frecuencia portadora; el interruptor de puesta a tierra se utiliza para poner en corto circuito la bobina drenadora, proporcionando un medio de aterrizaje directo del capacitor durante la inspección y mantenimiento del equipo de acoplamiento y sintonización. El espaciador protege a la bobina drenadora contra tensiones excesivas durante la operación normal.

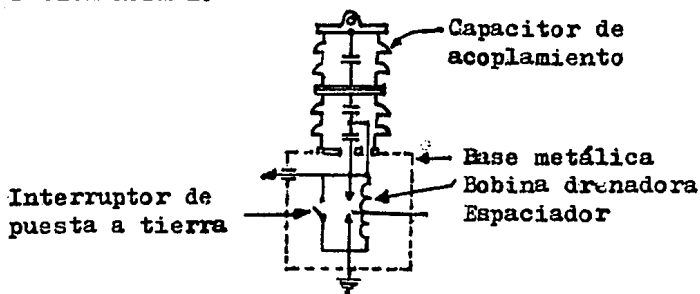


Fig. (1.4) Capacitor de acoplamiento.

## SISTEMA DE TIERRAS

### Introducción.-

Uno de los aspectos principales para la pro -

tección contra sobretensiones en las S.E. es disponer de una adecuada red de tierra, a la cual se conectan los neutros de los transformadores de potencial, TC's, TP's, interruptores, pararrayos, cuchillas, reactores y en general todas aquellas estructuras o partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

La necesidad de contar con una red de tierra en la S.E., es cumplir con las siguientes funciones:

- a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sean debidas a una falla de aislamiento o a la operación de un pararrayo, e inclusive a una sobretensión atmosférica.
- b) Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la S.E., que puedan ser peligrosas para los operadores o personal que labora en ella.
- c) Facilitar mediante sistemas de relevadores la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.

La conducción de altas corrientes a tierra en instalaciones eléctricas, debidas a disturbios

atmosféricos o fallas de equipo, obligan a tomar precauciones para que los gradientes eléctricos o las tensiones resultantes no ofrezcan peligro a los operadores o en general al personal que labora en el local de las instalaciones. Intensidades del orden de miles de amperes, producen gradientes de potencial elevados en la vecindad del punto o puntos de contacto a tierra y si además, se da la circunstancia de que algún ser viviente se apoye en dos puntos, entre los cuales existe una diferencia de potencial debida al gradiente antes indicado, puede sufrir una descarga de tal magnitud que sobrepase el límite de su engarrotamiento muscular y provoque su caída. En tal situación la corriente que circula por su cuerpo aumenta y si pasa a algún órgano vital como el corazón, puede resultar en fibrilación ventricular y causar la muerte.

Una persona recibe un choque eléctrico cuando cualquier porción de su cuerpo entre a formar parte de un circuito eléctrico y por el cual pasa una corriente.

El umbral de percepción es de aproximadamente 1 miliampere. Si el camino de la corriente incluye la mano y el antebrazo, las contracciones mus

culares, el malestar y el dolor aumentan al crecer la corriente y bastan intensidades de unos cuantos miliamperes para evitar que el sujeto pueda soltar el electrodo agarrado con la palma de la mano, pues la corriente ocasiona una involuntaria contracción de los músculos y que es la condición de engarrotamiento antes mencionada.

Tal circunstancia, afecta o detiene el latir del corazón, paraliza la respiración y causa quemaduras. Por lo tanto, el choque resultante del contacto entre la mano y el camino de la corriente proviene del contacto entre una porción energizada y el suelo o entre dos partes energizadas de diferente polaridad o fase.

La gravedad del daño por el choque eléctrico será determinado por:

- 1.-La cantidad de corriente que pasa por el cuerpo.
- 2.-El camino que siga la corriente a través del cuerpo.
- 3.-Tiempo que permanezca la víctima formando parte del circuito.
- 4.-Tipo de la energía eléctrica en cuestión.
- 5.-Estado físico de la víctima.

De este modo se recomienda tener medidas de

seguridad extremas. En el caso de la gente que trabaja en cuadrillas, es preciso prevenirla para que opere entre barras y línea viva aterrizando muy bien tales elementos. Existen elementos - auxiliares o puntos de aterrizaje señalados ya en cada uno de los equipos de la S.E.

En cuanto a los "linieros" su trabajo, más ex puesto implica una responsabilidad sujeta a varios factores:

- Trabajo en línea viva
- Trabajo en línea desenergizada
- Operación en torres de transmisión
- Operación en líneas de distribución.

Es por ello que tales actividades implican una responsabilidad mayúscula de los Ingenieros responsables en la obra o puesta en servicio. De hecho pueden tolerarse intensidades de corrientes superiores, sin producir fibrilación, si la dura ción es muy corta. Por lo tanto la ecuación que liga los parámetros de la intensidad de corriente tolerable y el tiempo que puede soportar un organismo es:

$$I^2 t = 0.027$$

o sea:

$$I = \frac{0.165}{t} \text{ (Amp)}$$

en donde "I" es el valor efectivo de la corriente que circula por el cuerpo humano en amperes, "t" es el tiempo de duración del choque eléctrico en segundos y 0.027 es la constante de energía derivada empíricamente.

-Disposición de las Redes de Tierra: Para las redes de tierra, se han considerado básicamente 3 sistemas: radial, anillo y malla.

a) Sistema radial. Este sistema consiste en uno o varios electrodos a los cuales se conectan las derivaciones de cada aparato. Es el más económico de los tres sistemas, pero el menos satisfactorio, ya que al producirse una falla en un aparato, se producen elevados gradientes de potencial.

b) Sistema de anillo. El sistema de anillo se obtiene, colocando en forma de anillo un cable de cobre (500 MCM ó 4/0 AWG). Es un sistema económico y eficiente; los potenciales peligrosos son disminuidos al disiparse la corriente de falla por varios caminos en paralelo.

c) Sistema de malla. Este sistema es el que ha sido normalizado actualmente por la C.L.F.C. y por C.F.E.. consiste como su nombre lo indica en una

malla formada por cables de cobre del calibre 4/0 enterrado a 500 mm bajo el nivel del piso terminado, el cable a su vez es conectado a electrodos de varilla "cooperweld" de 15.8 mm (5/8") de diámetro por 3000 mm de longitud.

-Elementos de la red de tierra.

a) Conductores. Los conductores utilizados en los sistemas de tierra son cables de cobre electrolítico suave, sin aislamiento, del calibre 4/0 AWG, torcido clase A (7 hilos). Se ha escogido el calibre 4/0 AWG por razones mecánicas, ya que eléctricamente pueden usarse cables de cobre del calibre 2 AWG. Cabe mencionar que es utilizado el cobre debido a su mejor conductividad, tanto eléctrica como térmica y sobre todo por ser resistente a la corrosión debido a que es catódico -- respecto a otros materiales que pudieron estar enterrados cerca de él.

b) Electrodo. Son varillas que se clavan en el terreno, sirven para dar menor resistividad eléctrica a la red y para mantener el potencial de tierra.

Los electrodos pueden ser de tubo o varillas de fierro galvanizado o bien varillas "cooperweld". En la actualidad se utiliza la varilla que

consiste en una varilla de hierro a la cual se le adhiere una capa soldada de cobre continuamente a todo lo largo de su forma.

c) Puntas pararrayos (bayonetas). Con este título se distingue el conjunto de electrodos que se instalan sobre la parte más elevada de las estructuras de una S.E. Sirven para completar la red de cables de guarda que se extiende sobre la cúspide de las estructuras, para proteger a la S.E. de las posibles descargas atmosféricas.

Dichos electrodos son utilizados en tubo de fierro galvanizado de 38.1 mm (1 1/2 ") de diámetro por 3000 mm de longitud, son atornillados a la estructura y cortados en bisel en su parte superior para producir el efecto punta.

d) Conectores. Son aquellos elementos que nos sirven para unir a la red de tierra, los electrodos, las estructuras, los neutros de los bancos de transformadores, interruptores, etc.

Los conectores utilizados en los sistemas de tierra son principalmente de tres tipos:

- Conectores atornillados
- Conectores a presión
- Conectores soldados

Todos los tipos de conectores deben soportar



la corriente de la red de tierra en forma continua; tener alta resistencia mecánica, ser resistentes a la corrosión y proporcionar una conducción segura para cualquier tipo de falla. Actualmente se utilizan los conectores a presión o atornillados. Los conectores soldados, solo se usan para conectar a tierra los rieles de los transformadores y algunas veces en la unión de la malla a la varilla "cooperweld"; se usaron mucho hace algunos años pero se encontraron fallas debido a que la fusión de las uniones de los cables era irregular y formaba zonas huecas que producían falsos contactos.

## BARRAS COLECTORAS

### 1.3 Introducción.

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que -- consta una S.E.

Los circuitos que se conectan o derivan de las barras colectoras, pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierras, etc.

Las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos: conducto -

res eléctricos, aisladores y accesorios.

### 1.3.1 Conductores eléctricos.

El elemento principal de que se componen las barras colectoras, es el conductor eléctrico que llamaremos en lo subsecuente "barra" (conocida comúnmente como "bus").

Los tipos de barras que normalmente son usados en S.E., son: cables, tubos y soleras.

a) Cables. El cable es un conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal; los materiales más usados para los cables es el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR), este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad y bajo peso; actualmente se han normalizado los cables ACSR del calibre 336.4, 796 y 1113 MCM en la construcción de S.E.

Las principales ventajas del uso del cable, podemos decir que son las siguientes: es el más económico de los tres tipos de barras y se logra tener claros más grandes; sus desventajas pueden ser: se tienen mayores pérdidas por efecto corona y efecto superficial. Aunque, dependiendo de la capacidad de energía y para reducir las pérdidas por efecto corona se usan conjuntos de 2 ó 3 cables por fase, separados por conectores espe -

ciales.

b) Tubos. Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para transportar grandes magnitudes de corriente, especialmente en S.E. de bajo perfil, como las instaladas en zonas urbanas. El uso del tubo reduce el área necesaria para la S.E., además se utilizan estructuras más ligeras para soportarlo, utilizándose de esta manera en S.E. compactas exteriores.

Los materiales más usados para tubo son el cobre y el aluminio, teniéndose prioridad por el segundo, ya que tiene mayor capacidad de corriente en igualdad de peso, el costo es menor a igual conductividad y requiere estructuras más ligeras.

Las ventajas del uso del tubo en S.E. son:

- Tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- Facilidad en la unión entre dos tramos de tubo.
- Reduce las pérdidas por efecto corona y superficial.
- Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes, por unidad de área.

La selección del tamaño y peso de los tubos es normalmente hecha en base a la capacidad de

conducción de corriente y su deflexión, siendo el factor determinante para el diseño de barras tubulares la deflexión. En la mayoría de los casos se usan diámetros mayores que los necesarios para la conducción de corriente, obteniéndose en esta forma un aumento en la longitud de los claros y por lo tanto una reducción en el número de soportes, disminuyendo además las pérdidas por efecto corona.

c) Soleras. La forma de barra más comúnmente usada para transportar elevadas cantidades de corriente (especialmente en interiores), es la solera de cobre o aluminio.

La posición vertical de las soleras es la forma más eficiente para la conducción de corrientes tanto alterna como directa, debido a su mejor ventilación, ya sea que se usen una sola o en grupos de soleras separadas entre sí cierto espacio, de manera que exista una mejor circulación de aire.

### 1.3.2 Materiales.

El material que forma un conductor eléctrico, podemos decir que es cualquier sustancia que puede conducir una intensidad de corriente eléctrica cuando está sujeta a una diferencia de poten-

cial entre sus extremos. A la anterior propiedad se le llama conductividad, y las sustancias con mayor conductividad son los metales. Además de la plata, los materiales comunmente usados para conducir corriente eléctrica son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre y acero. La selección de un material conductor determinado es esencialmente un problema económico, el cual no solo considera las propiedades eléctricas del conductor, sino también otras como son: propiedades mecánicas, facilidad de efectuar conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material y otras.

### 1.3.3 Aisladores.

Son aquellos elementos que fijan a las barras conductoras a las estructuras, proporcionando además el nivel de aislamiento necesario; normalmente se fabrican de porcelana y vidrio templado.

La selección adecuada de determinado tipo de aislador, depende de varios factores como son: tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento a los esfuerzos a que estén sujetos, condiciones ambientales, etc. En las S.E. normales son

usados aisladores rígidos y cadenas de aislado - res. De ese modo se conocen:

a) Aisladores rígidos. Este tipo de aisladores se usan para soportar barras rígidas como son tubos y soleras. Existen dos tipos de aisladores: tipo alfiler y tipo columna.

b) Cadenas de aisladores. Se usan para soportar barras de cable, enlazando un aislador con otro hasta formar una cadena para obtener el nivel de aislamiento deseado. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos a que se van a sujetar y el nivel de aislamiento normalizado.

#### 1.3.4 Accesorios

Podemos decir que estos accesorios, son todos aquellos elementos que nos sirven para unir las barras colectoras, fijarlas a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos de los diferentes tipos que existen en las instalaciones eléctricas.

Los tipos más usados en instalaciones de barras colectoras son:

a) Conectores. Sirven para conectar los diferentes tramos de tubos que forman una barra, entre el juego de barras y las derivaciones a los apa-

ratos (zapatas, coples, "T", reducciones, etc.); pueden ser soldados, atornillados o de compresión.

b) Juntas de expansión. Son las formadas por conductores flexibles y que sirven para absorber las expansiones térmicas de las barras colectoras.

c) Herrajes. Sirven para la fijación o soporte de las barras sobre aisladores (clemas fijas o deslizantes).

#### 1.4 Cables de control.

##### Introducción

Aunque los cables de control y protección representan un pequeño porcentaje del costo de una S.E., es de extrema importancia su selección e instalación, desde el punto de vista de simplicidad y confiabilidad en el cableado y mantenimiento, para obtener un correcto funcionamiento de la S.E.

Los cables de control son normalmente constituidos por varios conductores (formados por alambres de cobre) aislados individualmente con polietileno o policloruro de vinilo (PVC), identificados con un código de colores o números progresivos marcados en la superficie, reunidos por medio de una cinta no metálica, no higroscópica y

protegidos con una cubierta de policloruro de vi  
nilo. El número de conductores con que se fabri-  
can los cables de control varían de 2 hasta 25,  
siendo los calibres, 10, 12 y 14 AWG (American  
Wire Gauge).

Las instalaciones del cable de control hacia  
el equipo individual de la S.E., se hace dentro  
de tubería conduit o ductos. Para instalar los  
cables de control del equipo hacia el salón de  
tableros, se han utilizado diferentes tipos de  
rutas, siendo básicamente:

a) Rutas con tubería conduit. En este tipo de ru-  
tas, es necesario hacer cajas de registro a dis-  
tancias razonables, para limitar los jalones de  
los cables a valores permisibles sin que se dañe  
el aislamiento o llegue a romperse algún conduc-  
tor. En este caso cada cable de control lleva su  
tubo correspondiente, con lo cual se obtiene una  
buena protección mecánica, pero un costo relati-  
vamente alto.

b) Rutas con cables enterrados directamente. Este  
sistema es el más barato, pero tiene una mala  
protección mecánica.

c) Rutas con trincheras. Este tipo de sistema per  
mite instalar los cables de acuerdo a las necesidi



dades que se tengan en la S.E., ya sea directamente en el fondo de la trinchera o apoyando los cables en soportes anclados en las paredes de la misma. La trinchera debe ser cubierta con algún tipo de tapa que estará de acuerdo con las necesidades de tránsito de la zona; cabe hacer notar que no se deben colocar trincheras en áreas de maniobra de equipo pesado.

El costo de este sistema es menor que el del inciso a y la protección mecánica está en un nivel intermedio entre las indicadas en los incisos a y b. En la actualidad se tiende a utilizar de trincheras en S.E. que tengan posibilidades futuras de crecimiento.

d) Rutas de charolas. Este sistema necesita estructuras para soportar las charolas; produce una instalación simple, y buena protección mecánica, teniendo la desventaja de limitar el movimiento del equipo.

#### 1.5 Tableros.

Los tableros de una S.E. tienen por objeto soportar los aparatos de control, protección y medición, el diagrama sinóptico (bus mímico) y los indicadores luminosos de posición. Existen varios tipos de tableros siendo, los más utilizados;

- a) Tableros de un solo frente
- b) Tableros "Duplex". En este arreglo, los dispositivos de mando y aparatos indicadores van montados en un tablero y los relevadores de protección en un tablero posterior.
- c) Tableros separados para el mando y para relevadores. Este tipo de instalaciones, se montan en un tablero fácilmente visible y accesible para el operador con los siguientes elementos: dispositivos de mando, el diagrama sinóptico (bus mímico), los indicadores luminosos de posición y aparatos de medición. Los relevadores de protección se montan en tableros separados, colocados en otra sección del edificio para tableros y -- atrás del frente de tableros de mando, o bien en casetas colocadas en proximidades del equipo de alta tensión. Este tipo de instalaciones es usado con mucha frecuencia por C.L.F.C.
- d) Tableros tipo mosaico para el mando. El arreglo de tableros tipo mosaico para el mando, es utilizado normalmente en S.E. operadas a control remoto y donde los relevadores de protección se montan en tableros separados, colocados en otra sección del edificio para tableros o bien en casetas localizadas en las proximidades del equipo de

tensión.

El uso de transductores para medición, relevadores de interposición y cable telefónico hacen que los dispositivos de mando, el diagrama sinóptico, los indicadores luminosos en posición y los aparatos de medición sean de tamaño reducido, lo cual implica que el tablero de mosaico para mando sea sumamente compacto.

#### 1.6 Edificio para tableros.

El edificio para tableros tiene por objeto - proveer un local cubierto para alojar a todos los tableros de control requeridos para la S.E., al personal operativo y el equipo auxiliar (rectificador, batería, etc.)

Generalmente debe constar de los siguientes elementos:

- a) Un salón para el acomodo de todos los tableros de control, protección, medición, servicio de estación, etc.
- b) Un cuarto para el banco de baterías.
- c) Un cuarto para el equipo cargador de baterías.
- d) Un cuarto para el tablero de hilo piloto y teléfonos.
- e) Una bodega de mantenimiento.
- f) Un baño para el personal de la S.E.

La localización del edificio de tableros es muy importante pues debe ser tal que permita al operador desde su escritorio, observar la mayor parte de las instalaciones de la S.E.

## TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS

### INTRODUCCION

Considero que para la elaboración de este estudio de la PUESTA EN SERVICIO DE UNA SUBESTACION DE INTERCONEXION DE LA RED DE ALTA TENSION DE 230 KV, es importante desarrollar una sección dedicada a los transformadores para instrumento, con la finalidad de conocer sus características principales, y de ese modo, tener un criterio más amplio para su selección.

### 1.7 GENERALIDADES

#### 1.7.1 USO

Existe la tendencia de considerar a los transformadores para instrumento, como -- unos parásitos, pues tomando una tensión o corriente elevada de los circuitos, suministran únicamente una pequeña parte, consumiendo o disipando la mayor parte de la energía eléctrica recibida durante el proceso. Se puede considerar, sin lugar a dudas, que por cada Volt-Ampere (VA) de sali

da, son los transformadores más costosos que se construyen en la actualidad. De lo anterior, cabe hacer la pregunta: ¿Cuál es su utilidad?

La ventaja que se tiene con la utilización de este tipo de transformadores estriba en que al usarlos, evitamos tener que conectar los aparatos para medición o protección directamente a las líneas de alta tensión, lo que nos traería como consecuencia la fabricación de instrumentos más robustos y por lo tanto más costosos, teniendo mayor consumo de energía.

### 1.7.2 Funciones

La función principal de estos transformadores se puede resumir en dos partes: 1) aislar los circuitos de potencia de alta tensión de los circuitos de medición y control, con el fin de proteger a los aparatos de medición y control, asimismo permitir el empleo de ellos sin peligro para los operadores; 2) hacer posible la medición de altas tensiones, con instrumentos de baja tensión (generalmente 120 ó 115 V) y elevadas corrientes con aparatos de baja corriente (usual).

mente 5 ó 1 A) reduciendo así los valores de tensión y corriente nominales que se pueden encontrar en los sistemas eléctricos de potencia a una base común, logrando con ello la normalización de medidores, relevadores, solenoides y otros dispositivos de control análogos.

### 1.7-3 Circuito equivalente

El diagrama equivalente de este tipo de transformadores es igual al utilizado para los transformadores de potencia; siendo este mostrado en la figura (1.5)

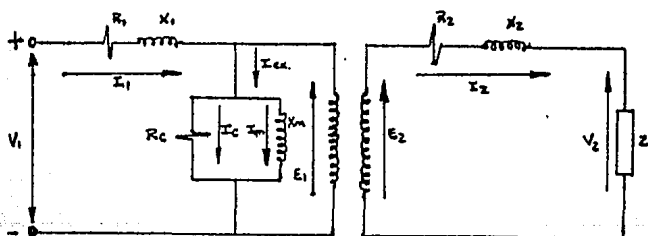


Fig. 1.5 Circuito equivalente de un transformador para instrumentos.

Donde:

$V_1$  - Tensión del lado primario

$I_1$  - Corriente del lado primario

$R_1$  - Resistencia de fuga del primario

- $X_1$  - Reactancia de fuga del primario  
 $I_{ex}$  - Corriente de excitación  
 $I_c$  - Corriente de pérdidas en el núcleo  
 $I_m$  - Corriente de magnetización  
 $R_c$  - Resistencia del núcleo  
 $X_m$  - Reactancia del núcleo  
 $E_1$  - Fuerza electromotriz (fem) inducida en el primario  
 $E_2$  - Fuerza electromotriz en el secundario  
 $I_2$  - Corriente del lado secundario  
 $R_2$  - Resistencia de fuga en el secundario  
 $X_2$  - Reactancia de fuga en el secundario  
 $V_2$  - Tensión del lado secundario  
 $Z$  - Impedancia de carga del transformador.

#### 1.7.4 Tipos

Existen dos tipos de transformadores para instrumentos: Transformadores de Potencial (TP's) y Transformadores de Corriente (TC's). Los primeros como su nombre lo indica son usados para disminuir el potencial del circuito primario a un valor tal que pueda ser usado con los instrumentos de medición y protección (120 ó 115 V); en este tipo de transformadores la tensión secunda

ria es, dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la tensión primaria y con un defasamiento cercano a cero grados, para un sentido apropiado de conexiones. Los segundos son utilizados para transformar la corriente en el secundario (5 ó 1 A). Dependiendo del servicio al que van a estar destinados los TC's se subdividen en dos grupos, los cuales son: transformadores para medición y protección.

En los TC's utilizados para la medición de valores de corriente y potencia, es importante que los errores tanto de relación de transformación como ángulo de fase, sean lo más pequeño posibles, ya que ambas características afectan las mediciones de potencia. En los TC's que sean usados para la operación de los relevadores en circuitos de protección y control, los errores de ángulo de fase generalmente tienen poca importancia, ya que la operación de los relevadores no es afectada notablemente por tales errores.

### 1.7.5 Analogías



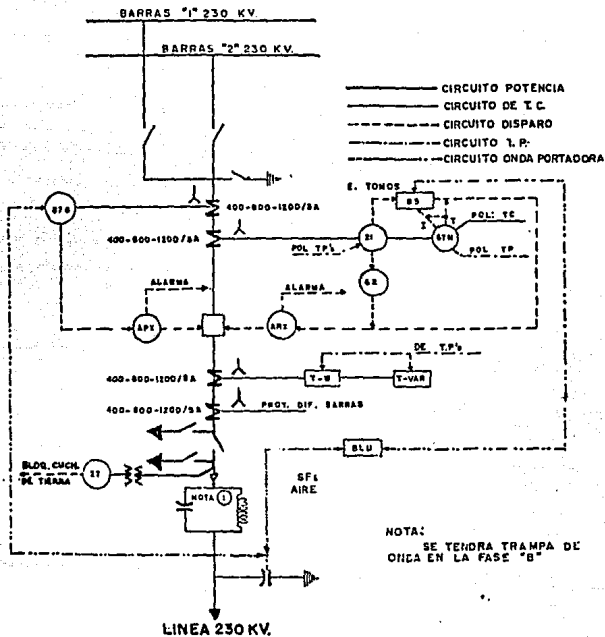
Para tener una idea clara de los diversos elementos que intervienen en el funcionamiento de los TC's y TP's, es importante hacer una analogía entre ambos; como se muestra en la tabla (1.1), observando que cualquier fenómeno que ocurre a un tipo, corresponderá el fenómeno contrario al otro tipo.

TIPO DE TRANSFORMADOR ELEMENTO	TP	TC
Tensión:	Constante	Variable
Corriente:	Variable	Constante
La carga determina a la:	Corriente	Tensión
Causa del error:	Caida de tensión	Corriente derivada en paralelo.
Carga secundaria aumenta cuando:	"Z" disminuye. (paralelo)	"Z" aumenta (serie)
Conexión del primario a la línea:	(paralelo)	(serie)
Conexión del secundario en los aparatos:	(paralelo)	(serie)

Tabla (1.1) Analogías entre TP's y TC's.

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION EN LINEAS DE 230 KV, CON ONDA PORTADORA Y DISTANCIA PARA S.E. EN SP<sub>6</sub>.

ARREGLO: DOBLE BARRA.



ESQUEMA:

PROTECCION PRIMARIA COMPARACION DE FASES.

PROTECCION RESPALDO 67N Y 21 CON DISPARO TRANSFERIDO PERMISIVO CON SOBREALCANZE.

Fig. (1.6)

Relevadores para la protección de líneas de 230 KV, con onda portadora y distancia para S.E. en SF<sub>6</sub>, sin TT-12 (arreglo doble barra)

No. ANSI	CANT.	D E S C R I P C I O N	ESPECIF.	MARCA	TIPO	ESTILO
87-0	1	<p>Equipo para protección de líneas por comparación de fasas a través de corrientes portadoras con fuente de 125 V CD, con dos alternativas:</p> <p>a) Gabinete tipo SWING-RACK para trabajar a una frecuencia de — KHz., cada equipo con las siguientes secciones:</p> <p>I.*Sección transmisor receptor y accesorios de comunicación telefónica.</p> <p>II.*Sección de relevadores con unidades de disparo y prueba.</p> <p>III.*Unidad con resistor auxiliar.</p> <p>IV.*Fuente de potencia para relevadores, mordaza para terminal.s de batería; tablillas de interconexión y accesorios.</p> <p>Accesorios de prueba para equipo de corriente portadora:</p> <p>-Teléfono y unidad analizadora para sección de relevadores.</p> <p>-Alarma del canal con lámpara, voltmetro, reostato de ajuste, conmutador de prueba y receptáculo telefónico.</p> <p>b)Equipo asociado al gabinete de banda lateral única, con las siguientes secciones:</p> <p>I.*Sección transmisor-receptor para -- trabajar a una frecuencia de 30.8 KHz., instalado en el gabinete de comunicaciónes.</p> <p>II.*Gabinete tipo SWING-RACK con relevadores estáticos, fuente de alimentación de 125 V CD., rastreo de señales, panel de prueba y unidad lógica.</p>		G. E.	OS26A	4OS26A-1512M1V
				G. E.	SLD	SLD21A5
				G. E.	NS26A	4NS26A-1FO3
				G. E.	SLD	SLD51A

No. ANSI	CANT.	D E S C R I P C I O N	ESPECIF.	MARCA	TIPO	ESTILO
21	1	Relevador de distancia tipo compensador de inducción, trifásico para protección y con ajuste de impedancia para un rango de 0.2 a 4.35 ohms, para conectarse a circuitos de control de 125/250 V CD., y a sistemas de 120 V CA, 60 Hz.		W. H.	KD-10	719B19-5A10
62	1	Relevador auxiliar de tiempo, tipo estático con ajuste de tiempo de 0.0 a 1.0 segundo para conectarse a circuitos de control de 125 V CD.		W. H.	TD-5	293E30-1A24
67-N	1	Relevador de sobrecorriente direccional del tipo inducción, para protección de fallas de fase a tierra en sistemas de 60 Hz, con unidad de sobrecorriente de tiempo invario con rango de 0.5 a 2.0 Amps., y otro instantánea de potencia direccional con rango de 4 a 16 Amps., con polarización de corriente y potencial, para conectarse a circuitos de control de 125 V CD.		W. H. G. E.	IRD-8 JBCG	289B44-8A10 12JBCG-51M1A
APX ARX	2	Relevador auxiliar para señalización de disparo, para conectarse en serie con las bobinas de disparo de los interruptores, con rango de corriente hasta 30 Amps.		HATHA WAY	GCD	GCD P/ N84665-01
	1	Condensador de acoplamiento con dispositivo de potencial para <u>    </u> KV, <u>    </u> fd.				
	1	Trampa de onda para <u>    </u> KV, <u>    </u> Amps., de banda ancha mhz., 60 Hz.				
27	1	Relevador de corriente alterna para detectar no voltaje y dar bloqueos a cuchillas de tierra, con dos contactos N.A. y dos N.C. para 120 V CA., 60 Hz.		G. E.	HGC	12HGC11-149P

### 1.7.6 Selección

Los factores importantes que determinan la selección de los transformadores para instrumento son los siguientes:

- a) Tipo de instalación
- b) Clase de aislamiento
- c) Potencia
- d) Clase de precisión

a) Tipo de instalación. Los aparatos pueden ser construidos para ser usados en instalaciones interiores y exteriores (intemperie). Generalmente, por razones de economía, las instalaciones de baja y media tensión (hasta 25 KV), son diseñadas para servicio interior. Las instalaciones de tipo intemperie son normalmente para tensiones de 34.5 a 400 KV, salvo en los casos donde, por condiciones particulares se hacen instalaciones interiores para tensiones de 230 KV.

b) Clase de aislamiento. Los hay para baja tensión. Generalmente estos aparatos son construidos con aislamiento en aire o en resina sintética, suponiéndose que lo común son las instalaciones interiores.

Para media tensión: los transformadores

utilizados para instalaciones interiores (tensiones de 2.5 a 25 KV), pueden ser -  
construidos con aislamiento seco (resina sintética) o líquido (aceite); siendo utilizados en la actualidad los de aislamiento seco.

Los aparatos para instalaciones exteriores son generalmente construidos con aislamiento de porcelana-aceite, aunque la tecnología más avanzada está utilizando aislamiento en seco para este tipo de aparatos. Para alta tensión; los transformadores para instrumento en alta tensión son aislados con papel dieléctrico impregnado en -- aceite y colocado dentro de un envolvente de porcelana.

c)Potencia. La potencia nominal que se debe seleccionar para este tipo de transformadores está en función de la utilización a que se destine el aparato. Examinaremos en lo posterior las potencias que normalmente utilizan TP's y TC's.

d)Clase de precisión. La selección de la clase de precisión depende al igual que la potencia, a el uso a que se destinan los

transformadores. Independientemente de esto, los aparatos que van a ser conectados a los TC's y TP's, deberán presentar una exactitud similar. Posteriormente entraremos con más detalle en las clases de precisión recomendadas por las normas internacionales y nacionales.

### 1.8 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's)

Como se mencionó anteriormente los TC's tienen por finalidad transformar elevadas corrientes a valores de corriente que se puedan manejar y registrar cómodamente. Conectados en serie con los circuitos de alimentación, están sujetos a las mismas sobretensiones y sobrecorrientes que ocurran en los sistemas eléctricos, debidas principalmente a corto circuitos. Por lo anterior, hay que tomar en consideración la capacidad de corto circuito del sistema y el lugar donde se conectará el TC. A continuación se describen las características que nos ayudarán en la selección y uso de los TC's.

#### 1.8.1 Temperatura ambiente de operación.

Se consideran dos clases de temperatura;

- a)  $30^{\circ}\text{C}$  promedio para un período de 24 horas y con un máximo de  $40^{\circ}\text{C}$ .

b)  $55^{\circ}\text{C}$  como promedio para el interior de tableros.

La temperatura mínima que deben soportar los TC's tipo exterior es de  $-25^{\circ}\text{C}$  y para TC's tipo interior de  $-5^{\circ}\text{C}$ .

#### 1.8.2 Tensión de aislamiento y Nivel básico de Impulso.

La tensión de aislamiento y el Nivel Básico de Impulso (NBI) de los TC's deben - estar asociados; siendo la tensión de aislamiento cuando menos igual a la tensión del sistema donde se utilicen. La tensión nominal de aislamiento depende igualmente de las condiciones especiales de la instalación elegida. En condiciones especiales de servicio como son: temperatura ambiente mayor a la especificada en el párrafo anterior, se deberá preveer un TC de un aislamiento superior. Algunas tensiones de - aislamiento y NBI utilizadas en los TC's pueden observarse en la tabla (1.2)



TENSION DE AISLAMIENTO (KV)	NBI ONDA PLENA (KV cresta)
0.6	10
1.2	30
2.5	45
5.0	60
8.7	75
15	95
25	150
34.5	200
50	350
115	550
138	650
230	1050
400	1800

Tabla (1.2) Tensiones de Aislamiento y NBI

### 1.8.3 Instalación

Suponiendo que hemos elegido el tipo de instalación (exterior o interior), conviene examinar que tipo de TC será posible utilizar en la misma. La elección de un modelo puede estar influida por elementos -- particulares, como son: posición de montaje, tipo de conectores (primario y secundario), mantenimiento previsto, etc.

### 1.8.4 Realización.

Los TC's pueden ser construidos con uno ó varios circuitos magnéticos, según las necesidades particulares de su utilización. Los TC's son provistos con un solo circuito magnético, cuando alimentan un solo aparato, teniendo una función bien definida, -- por ejemplo: medición o protección, **cuan -**

do las exigencias de explotación permitan conectar, sobre el mismo circuito magnético, diversos aparatos teniendo funciones diferentes, pero donde las influencias mutuas de ellas no tengan consecuencias, por ejemplo: un ampérmetro indicador y un relevador de sobrecorriente.

Cuando son provistos con núcleos separados, cada circuito magnético alimenta los aparatos que tengan una función definida, por ejemplo: un TC que tenga tres circuitos magnéticos separados, pueden alimentar: el primero, la medición de precisión (facturación); el segundo, una protección diferencial y el tercero, mediciones industriales y relevadores de sobrecorriente.

Un aparato construido con dos ó tres circuitos magnéticos separados, se comporta, teóricamente, como si se tratase de 2 ó 3 aparatos completamente diferentes, ya que solo el embobinado primario es común, los circuitos magnéticos y los embobinados secundarios están completamente separados e independientes.

Cabe hacer notar que, los TC's destina-

dos a ser instalados en S.E. de alta tensión (intemperie) y S.E. interiores, con gran capacidad en el sistema de alimentación, son comunmente construidos con varios núcleos separados.

#### 1.8.5 Corrientes nominales normalizadas en TC's.

La corriente nominal de los embobinados de un TC, son valores que han sido normalizados por instituciones como son: ANSI (American National Standars Institute), ASA (American Standard Association), CCONNIE (Comité consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica), etc. Teniendo de esa normalización los siguientes resultados:

a) Corriente nominal primaria. Los valores de corriente nominal primaria dados por la norma CCONNIE 2.2-1 son los siguientes:

-Para una simple relación de transformación:

5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 75, 100  
150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800  
1000, 1200, 1500, 1600, 2000, 2500, 3000  
4000, 5000, 6000, 8000, 12000 amperes

-Para doble relación de transformación:

5x10, 10x20, 15x30, 25x50, 50x100, 75x150

100x200, 150x300, 200x400, 300x600  
 400x800, 500x1000, 600x1200, 1000x2000  
 2000x4000 amperes.

-En combinaciones normales de corriente para transformadores tipo boquilla:  
 600/500/450/400/300/250/200/150/100/50 Amp  
 1200/1000/900/800/600/500/400/300/200  
 100 Amp..  
 2000/1600/1500/1200/1100/800/500/400  
 300 Amp.  
 3000/2000/1500 Amp.  
 4000/3000/2000 Amp.  
 5000/4000/3000 Amp.

Cabe hacer notar que para una correcta selección de los TC's se tomará el valor normalizado superior a la corriente nominal de instalación. Asimismo, se puede realizar una doble o triple relación primaria por medio de conexiones serie-paralelo del embobinado primario.

b) Corriente nominal secundaria. El valor normalizado es de 5 amperes. En ciertos casos, cuando el alambrado en el secundario puede representar una carga importante, se puede seleccionar el valor de 1 ampere.

## 1.8.6 Carga secundaria (BURDEN)

La carga externa aplicada a el secundario de un TC es llamado "Burden". Normalmente el BURDEN es considerado como el valor en ohms de la impedancia de carga, pero también se puede expresar el VA a un cierto FP; siendo los VA iguales al cuadrado de la corriente del secundario por la impedancia de carga. Por ejemplo: un burden de 0.5 ohm puede ser expresado como 12.5 VA a 5 amperes de corriente secundaria.

Según la norma ANSI-C.57.13 las cargas se designan con la letra "B" (de Burden) seguida del valor de su impedancia; su equivalencia en VA y su FP se muestran en la tabla (1.3)

DESIGNACION ANSI DE LA CARGA	CARACTERISTICAS PARA 60 Hz Y CORRIENTE SEC. DE 5 A.		IMPEDANCIA OHMS
	VA	FACTOR DE POTENCIA	
B0.1	2.5	0.9	0.1
B0.2	5	0.9	0.2
B0.5	12.5	0.9	0.5
B1.0	25	0.5	1.0
B2.0	50	0.5	2.0
B4.0	100	0.5	4.0
B8.0	200	0.5	8.0

Tabla (1.3) Capacidades nominales para TC's según la norma ANSI-C.57.13

Para el cálculo del BURDEN se debe tomar en consideración el consumo de los aparatos conectados a los TC's, así como las pérdidas en los tramos de cables que interconectan a ambos, para lo cual damos a continuación el consumo en VA de los principales aparatos (ver tabla 1.4)

APARATOS	MODELO	CONSUMO EN VA PARA LA CORRIENTE NOMINAL	
Wattímetros		0.5	a 1.5
Wattímetros de tablero.	Inducción	1.5	a 3
	Electrodinámico	4	a 5
Wattímetros registradores	Inducción	1.5	a 2
	Electrodinámico	6	a 8
Wattímetros portátiles.	Electrodinámico	1	a 4
Wattímetro de laboratorio.		1	a 4
Fasómetros		1.5	a 3
Relevadores	De corriente máx. con atraso independiente.	3	a 10
	Especiales de corriente máxima, con atraso indep.	15	a 25
	De corriente máx. instantánea.	1	a 10
	Direccional	1.5	a 10
	Diferencial compensado.	1.6	a 10
	Diferencial	3	a 12
	Impedancia	0.5	a 12
	Distancia	6	a 20
Reguladores	Según modelo	10	a 150

Tabla (1.4) Consumos propios de los aparatos conectados a TC's.

### 1.8.7 Potencia nominal

La potencia nominal de los TC's, es la potencia aparente secundaria bajo corriente nominal predeterminada, considerando las determinaciones relativas a los límites de error de corriente y fase. La potencia nominal está indicada generalmente, en la placa de datos del transformador y se expresa en VA, aunque también puede expresarse en ohms.

Para la correcta elección de la potencia nominal de un TC, se debe hacer la suma de las potencias de todos los aparatos que serán conectados en serie con su devanado secundario y tomar en consideración las pérdidas de los cables de alimentación. Será necesario por lo tanto, tomar el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida en la tabla (1.3)

### 1.8.8 Clase de precisión.

a) Para medición. Según la norma CCONNIE 2.2-1 la clase de precisión se designa como el máximo error admisible, en por ciento, que el TC pueda introducir en la medición, operando con su corriente nominal.

primaria, con carga y frecuencia nominal, siempre y cuando al 10% de la corriente nominal primaria, los errores no sean mayores del doble de los límites fijados para el 100%.

Las clases de precisión nominales que han sido normalizadas en México son: 0.3, 0.6 y 1.2

Cada clase de precisión especificada se puede asociar con una o varias cargas nominales. Por ejemplo: 0.3 con B0.1, B0.5, B2.0, B8.0; indica que la precisión 0.3 se garantiza para los cuatro BURDEN descritos.

A continuación, daremos las clases de precisión recomendadas, según el aparato que se interconecte a los TC's.

0.3 Medidas de laboratorio y alimentación de Watthorímetros para alimentadores de gran potencia.

0.6 Alimentación de Watthorímetros para facturación, en circuitos de distribución, watthorímetros industriales.

1.2 Ampérmegos indicadores; ampérmegos registradores; fasómetros indicadores; fasómetros registradores; watthorímetros in



dicadores; wathhorímetros industriales y registradores.

b) Para protección.. Las normas CONNIE indican que la clase de precisión para protección debe ser designada por dos símbolos, una letra y un número. La clasificación usada actualmente para este tipo de precisión, se indica con la letra "C" (calculated) y "T" (tested) como se muestra en la tabla (1.5), donde se indican también las tensiones secundarias y las cargas correspondientes a cada clase de precisión.

CLASIFICACION		TENSION SECUNDARIA EN VOLTS.	CARGA NORMALIZADA
C	T		
C 10	T 10	10	B0.1
C 20	T 20	20	B0.2
C 50	T 50	50	B0.5
C 100	T 100	100	B1.0
C 200	T 200	200	B2.0
C 400	T 400	400	B4.0
C 800	T 800	800	B8.0

Tabla (1.5) Clases de precisión para protección.

La clasificación "C", incluye los TC's tipo toroidal o dona con el devanado secundario uniformemente distribuido, y cualquier otro TC en el cual el flujo de dispersión en el núcleo no tiene efectos apreciables sobre el error de los mismos, pueden ser calculados partiendo de las curvas de saturación del TC.

La clasificación "T", incluye a los TC's que tienen los devanados no distribuidos de manera uniforme, y por lo tanto, el flujo de dispersión en el núcleo, tiene un efecto apreciable en el error de relación. La relación de transformación y su error, son determinados por medio de pruebas (mismas que veremos en su oportunidad).

El número que aparece después de la letra, indica la tensión nominal secundaria que el TC puede suministrar a una carga -- normalizada (B0.1 a B8.0) a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación, para cualquier corriente comprendida entre 1 y 20 veces la corriente nominal secundaria o para cualquier carga menor. Ejemplo C200: la "C"

indica que el error de relación puede ser calculado a partir de las curvas de saturación, y que no debe exceder el 10%; el número 200 implica que en las terminales secundarias del TC, aparecen 200 volts cuando entrega 100 amperes (20 veces la corriente nominal de 5 A) a la carga normalizada B2.0 (2 ohms), de acuerdo con  $V=Zi$ .

#### 1.8.9 Capacidad de los TC's al corto circuito.

Por el hecho que los TC's van conectados en serie con las líneas de alimentación están sujetas a las mismas sobrecorrientes y sobretensiones que las líneas. Estas sobrecorrientes, provocadas por cortos circuitos (fallas), no son solamente función de la potencia tomada por el alimentador, sino que dependen también de la potencia del sistema o de la central, y de la impedancia de los circuitos que se encuentran entre las fuentes de energía y el lugar de la falla.

El incremento considerable de las potencias de las S.E., ha dado como resultado efectos de corto circuito de importancia, que es necesario tomarlos en consideración

para la selección de los TC's, con objeto de evitar graves interrupciones y accidentes en caso de falla.

La capacidad de corto circuito de los TC's, está determinada por dos corrientes; siendo estas: la corriente nominal de corto circuito Térmica y Dinámica.

a) Corriente nominal Térmica de corto circuito ( $I_t$ ). Es el valor eficaz de la corriente primaria que durante un segundo, el transformador puede soportar con su secundario en corto circuito, sin que la temperatura en sus devanados exceda de  $250^{\circ}\text{C}$  para la clase de aislamiento 105, y de  $350^{\circ}\text{C}$  para la clase de aislamiento 130.

b) Corriente nominal Dinámica de corto circuito ( $I_d$ ). Es el valor de cresta de la primera amplitud de la componente de corriente alterna que el transformador es capaz de soportar con el secundario en corto circuito, sin sufrir daños mecánicos.

En la práctica el cálculo de las corrientes de corto circuito se efectúa con las fórmulas siguientes:

$$I_t \text{ (KA) ef.} = \frac{\text{Potencia de corto circuito (MVA)}}{\text{Tensión (KV)} \sqrt{3}}$$

$$I_d \text{ cresta} = 1.8 \sqrt{2} I_t = 2.54 I_t$$

Por otro lado, no es siempre posible fabricar TC's con características de corto circuito elevadas, debido a las limitaciones de espacio en las S.E., sobre todo, cuando las potencias y clases de precisión son importantes.

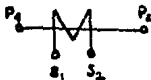
#### 1.8.10 Precaución que se debe tener en el uso de TC's.

Como se mencionó anteriormente, la corriente secundaria del TC depende, de manera primordial, de la corriente primaria, y es aproximadamente independiente de la impedancia de los instrumentos conectados al secundario. La corriente primaria fluye sin depender de que el circuito esté abierto o cerrado; ésta se determina completamente por la corriente de línea. Si el circuito secundario está abierto, no puede fluir corriente, y no habrá fem de oposición proporcionada por la corriente secundaria. El resultado será, entonces, que la corriente

primaria es una corriente magnetizante totalmente, teniéndose como resultado una densidad de flujo elevada y una tensión inducida elevada en el secundario, lo mismo que una caída por impedancia elevada a través del primario. La tensión puede ser suficiente para dañar el aislamiento secundario, o bien para golpear severamente al operador que entre en contacto con las terminales secundarias. Por lo tanto, es muy importante que el secundario de los TC's se ponga en corto circuito cuando no haya instrumentos conectados a éste.

#### 1.8.11 Símbolos utilizados para los TC's.

Es común encontrarse en los diagramas de protección y medición transformadores de corriente que cuentan con más de un devanado y/o secundario y/o derivaciones, debiéndose identificar unos de otros. Para esto el símbolo normalizado por las normas CCONNIE, para TC's usados en la S.E. "Héroes de Carranza" es:

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	EJEMPLO(600:5 A)
: (Dos puntos)	Relación entre corriente primaria y secundaria.	

## 1.8.12 Datos necesarios para especificaciones.

Como se ha visto en los párrafos anteriores, para la selección de los TC's, es necesario que cumplan con una serie de requisitos para obtener un correcto funcionamiento. A continuación daré en forma de lista, los datos que se necesitan dar al fabricante para que éste pueda proporcionar un TC que efectúe un adecuado funcionamiento y además cumpla con su misión.

- |   |   |
|---|---|
| a) Tipo de servicio                               | Int. o ext.   |
| b) Relación(es) nominal<br>(es) de transformación | Corriente(es) nominal<br>(es) primaria(s) a corriente(es) nominal(es) secundaria(s)   |
| c) Frecuencia nominal:                            | Hz.   |
| d) Tensión de aislamiento:                        | KV  |
| e) Clase de precisión:                            | Asociada(s) a su(s) carga nominal(es) de precisión indicando si hay varios circuitos magnéticos secundarios especificar a cual corresponde. |
| f) Corriente nominal de                           |   |

- corto circuito térmica KA (durante 1 seg).  
 g) Corriente nominal de  
 corto circuito dinámica KA cresta.

### 1.9 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP's)

Recordando la definición de un TP, podemos decir que es un transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada a los instrumentos de medición, protección o ambos, en el cual la tensión secundaria, en las condiciones normales de uso, es proporcional a la tensión primaria, defasada respecto a ella un ángulo cercano a cero.

En seguida haré una descripción de las características que nos ayudarán a seleccionar de manera adecuada los TP's.

#### 1.9.1 Temperatura ambiente de operación.

Igual que los TC's se consideran dos clases de temperatura ambiente;

- a)  $30^{\circ}\text{C}$  promedio para un período de 24 horas y con un máximo de  $40^{\circ}\text{C}$ .
- b)  $55^{\circ}\text{C}$  como promedio para el interior de tableros.

#### 1.9.2 Tensión de Aislamiento y NBI.

La tensión nominal de aislamiento y el



NBI, normalmente van asociados; se escoge generalmente la tensión nominal de aislamiento en KV superior, y más próxima a la tensión de servicio del sistema donde se deseen utilizar los TP's. Las tensiones de aislamiento y el NBI aparecen en la tabla (1.2)

### 1.9.3 Tensión nominal primaria (Vp)

Los valores para la tensión nominal primaria dados por la norma CCONNIE 2.2-4 son las siguientes:

208/120, 416/140, 520/300, 832/480,  
1040/600, 4160/2400, 7280/4200, 8320/4800,  
12740/7200, 14560/8400 volts.

25/14.4, 34.5/20.1, 46/27.6, 69/40.2,  
95/55.2 KV.

115/69, 138/80.5, 161/92, 196/115,  
230/138 KV.

287/172.5, 345/207 KV.

### 1.9.4 Tensión nominal secundaria (Vs)

La tensión nominal secundaria, según ANSI, es de 120 V para los transformadores de tensión de aislamiento hasta 25 KV, y de 115 V para aquellos de 34.5 KV o más.

En transformadores conectados entre fa-

se y tierra, es normal también una tensión secundaria de 115/1.73 V.

#### 1.9.5 Conexiones.

Los TP's pueden ir conectados ya sea en tre fases, o bien, entre fase y tierra. La conexión entre fase y tierra se emplea con grupos de tres transformadores monofásicos conectados en estrella, tomando en conside ración las siguientes alternativas:

- a) Cuando se trata de S.E. con tensión de 45 KV o superior.
- b) Cuando se desea medir la tensión y la po tencia de cada una de las fases por se - parado.
- c) Para alimentar algún indicador de tierra.
- d) Cuando el número de VA suministrado por dos TP's es insuficiente.

#### 1.9.6 Carga nominal

Los valores, las designaciones y las ca racterísticas de las cargas nominales, según las normas ANSI, se pueden observar en la tabla (1.6)

CARGAS NOMINALES			CARACTERISTICAS EN BASE A 120 V y 60 Hz		
Designación	VA.	f.p.	Resistencia (Ohms)	Inductancia (Henrys)	Impedancia (Ohms)
W	12.5	0.1	115.2	3.042	1152
X	25	0.7	403.2	1.092	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.05454	36

Tabla (1.6) Cargas nominales para TP's según las normas  
ANSI-C.57-13

### 1.9.7 Potencia nominal.

Para escoger la potencia nominal de un TP, se hace la suma de las potencias nominales de todos los aparatos conectados al secundario. Tomando en cuenta, las pérdidas por efecto "Joule" en las líneas que interconectan a ambos. En la tabla (1.7) se da el consumo en VA de los aparatos usualmente conectados a los TP's.

### 1.9.8 Clases de precisión.

Según la norma CCONNIE 2.2-4, la clase de precisión para los TP's, se designa por el máximo error admisible expresado en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición de potencia, operando con su tensión nominal primaria y a frecuencia nominal.

Las clases de precisión normalizadas en México son: 0.3, 0.6 y 1.2 Cada clase de precisión especificada se puede asociar con una o varias cargas nominales, por ejemplo: 0.6Z, ZZ; implica la precisión 0.6 que se garantiza para 200 y 400 VA.

A P A R A T O S	C O N S U M O E N V A
Vóltmetros	
Indicadores	3,5 a 15
Registradores	15 a 25
Wattmetros	
Indicadores	6 a 10
Registradores	5 a 12
Medidores de fase	
Indicadores	7 a 20
Registradores	15 a 20
Watthorímetros	3 a 15
Frecuenciómetros	
Indicadores	1 a 15
Registradores	7 a 15
Relevadores de tensión	10 a 15
Relevadores selectivos	2 a 10
Relevadores direccionales	25 a 40
Sincroscopios	6 a 25
Reguladores de tensión	30 a 250

Tabla (1.7) Consumos propios de los aparatos alimentadores por TP<sup>a</sup>.

Un mismo devanado puede tener varias - clases de precisión según la carga que se le asocie. En los TP's que tenga 2 devanados secundarios o un secundario con derivaciones se debe asignar la clase de precisión para cada devanado o derivación.

A continuación, se muestran las clases de precisión que recomiendan los fabricantes, según el aparato que se conecte a los TP's.

0.3 Mediciones en laboratorio, alimentación de integrados (watthorímetros) para sistemas de gran potencia.

0.6 Instrumentos de medición e integrados (watthorímetros)

1.2 Voltímetros de tableros

Voltímetros registradores

Wattmetros de tableros

Watthorímetros

Frecuenciómetros de tablero

Sincronoscopios

Reguladores de tensión

Relevadores de protección, etc.

1.9.9 Datos necesarios para especificaciones

Para efectuar un pedido, deben propor-

cionarse los siguientes datos:

- |                            |   |
|----------------------------|---|
| a) Tipo de servicio        | Int. o ext.   |
| b) Tensión nom. primaria   | Volts.  |
| c) Tensión nom. secundaria | Volts.  |
| d) Frecuencia nom.         | Hz  |
| e) Clases de precisión.    | Asociada(s) a su(s)<br>carga(s) nominal(es)<br>precisión para cada<br>secundario o deriva-<br>ción.                 |
| f) Tensión de aislamiento  | KV  |
| g) N B I                   | KV cresta   |
| h) Potencia máxima         | VA (que pueda llevar<br>en permanencia el TP<br>sin sobrepasar los<br>aumentos de tempera -<br>tura especificados). |

## PROTECCION Y TEORIA DE LOS RELEVADORES

### 1.10 Generalidades.

La protección es el conjunto de aparatos y elementos puestos al servicio de un sistema eléctrico, cuya finalidad es vigilar que se cumpla adecuadamente el propósito para el cual fué creado.

1.10.1 Los diferentes tipos de protección son:

- a) Con pararrayos
- b) Con hilo de guarda
- c) Con fusibles
- d) Con relevadores

Estas formas de protección tienen por objeto evitar fallas o disminuir los efectos causados por éstas, poniendo fuera de servicio los elementos del sistema donde ha ocurrido la falla.

- a) Protección con pararrayos. La elección de pararrayos en sistemas eléctricos, disminuirán los efectos de sobretensiones producidas en los conductores por descargas atmosféricas o la operación de interruptores, canalizando sus efectos a tierra.
- b) Protección con hilo de guarda. Los hilos de guarda son un método para proteger a la S.E. contra posibles descargas atmosféricas; esta protección se lleva a cabo mediante cable de acero galvanizado colocado sobre la parte más elevada de las estructuras que se encuentran en la S.E.
- c) Protección con fusibles. Los fusibles or dinariamente contienen un elemento de zinc,

o una aleación de alambres con bajo punto de fusión; este elemento se funde al ocurrir una falla, aislando así dicha falla y evitando que prospere y pueda ocasionar daños mayores.

En general los fusibles son usados como dispositivos de protección en baja tensión, usualmente en un rango de 0-600 A y dentro de 250-600 V. También existen fusibles que son usados en alta tensión, para aplicaciones especiales.

d) Protección con relevadores. La función de los relevadores de protección, en un sistema eléctrico de potencia, es detectar rápidamente un disturbio e iniciar la acción con el fin de aislar las partes dañadas o en peligro, lo cual permite al resto del sistema, mantener un alto grado de continuidad en el servicio. Los relevadores solo detectan la falla y envían una orden al interruptor para que la aisle, ya que éste no posee los medios necesarios para determinar cuando debe cerrarse o abrirse para proteger el equipo de la S.E.; por esta razón un interruptor sin relevadores, sola -



mente es un dispositivo para abrir o cerrar bajo carga.

## 1.11 PROTECCION POR RELEVADORES

### Introducción

Las características de un-sistema eléctrico son: tensión, corriente, frecuencia, fase, polaridad, factor de potencia, etc., las cuales se alteran al suceder una falla en el sistema.

Los relevadores detectan una o varias de estas características y están diseñados para mantenerse inactivos mientras éstas no varían, pero al ocurrir una falla, el relevador selecciona la característica del sistema, ya sea abriendo o cerrando algún contacto que pertenezca al circuito de -- apertura o cierre del interruptor adecuado para aislar la parte del sistema donde ha ocurrido la falla. Existen dos tipos de -- protección de función inmediata tras de -- surgir el disturbio o la falla. Se trata de la protección primaria y de respaldo. La una ayuda a desconectar y a librar al sistema de disturbios, mientras que la -- otra actúa por razones como:

- a) Falla de los transformadores para instrumento: TC y TP.
- b) Falla de los circuitos de alimentación de los relevadores.
- c) Falla de la alimentación de disparo (C.D.)
- d) Falla de los relevadores de protección.
- e) Falla del circuito de disparo o del mecanismo de operación.

Luego, las dos formas de protección de respaldo son: remota y local.

Por último, es conveniente para lograr un eficiente diseño de la protección por relevadores, tomar en cuenta como directrices ó principios básicos a saber:

- a) Selectividad
- b) Sensibilidad
- c) Velocidad
- d) Confiabilidad
- e) Simplicidad
- f) Economía

## APARATOS Y TEORIA DE LA MEDICION

### 1.12 Introducción

Medir significa comparar una magnitud desconocida con otra conocida llamada pa-

trón, establecido para definir físicamente la magnitud a medir. La medición es un proceso de reconocimiento, que permite la comparación física de la magnitud medida con una magnitud elegida como su unidad. En ningún caso podrá esperarse obtener resultados con una precisión mayor que la correspondiente al patrón de comparación.

Para efectuar una medición correcta, es importante tomar en consideración los siguientes factores: el método para hacerle el proceso de ejecución y el elemento de medición; ya que estos llevan inherentes ciertos errores que nos limitan la exactitud que se desea obtener.

#### 1.12.1 APARATOS DE MEDICION ELECTRICA

El instrumento eléctrico de medición es un elemento cuya misión es indicar con una exactitud requerida, una magnitud eléctrica a medir, por medio de una aguja material o inmaterial (un haz de luz) sobre una escala.

#### 1.12.2 Los instrumentos de medición en la S.E.

- a) Ampérmetro (A)
- b) Voltmetro (V)

c) Wattmetro (WM)

d) Varmetro (VARM)

Los cuales pueden ser:

Indicadores (electromecánicos):

Registradores o Gráficos (de inducción y  
térmicos)

Medidores o Integradores (Inducción)

### 1.12.3 Instrumentos Indicadores.

Nos dan valores directos por medio de una aguja indicadora que se mueve a lo largo de una escala fija, los valores que dicha aguja indican, son independientes del tiempo. Según el tipo de corriente con la que se va a operar, se dividen en 2 grupos, de corriente directa y corriente alterna.

### 1.12.4 Instrumentos Registradores o Gráficos.

Este tipo de instrumentos nos indican sobre una carta móvil, el valor de la magnitud eléctrica que se está midiendo y registran las variaciones de dicha magnitud con respecto al tiempo. Dicha carta es movida por medio de un mecanismo de reloj - ría el cual es alimentado con energía eléctrica, o bien por medio de una cuerda o resorte.

Algunos registradores operan bajo el principio del relevador y cualquier variación de la cantidad eléctrica que se está midiendo, cerrará los contactos que operan un mecanismo, el cual a su vez moverá la aguja.

#### 1.12.5 Instrumentos Medidores o Integradores.

Nos indican en una carátula el incremento de energía de alimentación en el circuito al cual está conectado el instrumento integrador. Generalmente los instrumentos integradores se emplean para medir la energía activa o reactiva consumida en un determinado tiempo.

Aspecto muy importante en los aparatos de medición es el factor de potencia.

Uno de los parámetros importantes en los sistemas eléctricos, se puede considerar que es la potencia; ya que es necesario conocer la energía eléctrica suministrada o consumida por los aparatos que componen dicho sistema en un momento determinado.

#### 1.12.6 Diferentes tipos de potencia.

a) Potencia activa (P) y dada en la ecuación

$$P=VI\cos\theta$$

donde:

V=valor eficaz de la tensión

I=valor eficaz de la corriente

$\theta$ =Angulo que existe entre V e I

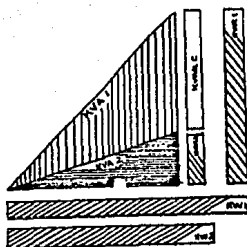
cos  $\theta$ =Factor de potencia (f.p.)

La unidad de la potencia activa en el sistema internacional es el "Watt", representado normalmente por la letra W.

b)Potencia aparente (S). El producto de V por I se le conoce como potencia aparente, siendo su unidad el VA.

c)Potencia reactiva (Q). La potencia reactiva está dada por  $Q=VI\sin\theta$ . La unidad de este tipo de potencia es el volt-ampere - reactivo (VAR).

Las expresiones de las potencias activa, reactiva y aparente se pueden representar geoméricamente mediante los lados de un triángulo que se le conoce con el nombre de "Triángulo de potencias". A continuación se muestra dicho triángulo de potencias para una carga inductiva (la corriente atrás de la tensión) y una carga capacitiva (la corriente adelante de la tensión).



### 1.13 SISTEMA DE MEDICION Y PROTECCION EN LA S.E.

#### 1.13.1 Sistema de medición.

Se entiende por sistema de medición de una S.E., al conjunto de aparatos de medición conectados en una red de baja tensión formada por los secundarios de los transformadores para instrumentos (TP ó TC), que nos indican las condiciones de carga de las instalaciones de alta tensión.

A continuación mencionaré las mediciones que se efectúan a los diferentes elementos de la S.E., dando algunas características de los aparatos utilizados para este fin, y las relaciones de transformación de los TC's o TP's a los cuales son conectados.

#### 1.13.2 Medición para líneas de 230 KV.

Se efectúa medición de potencia real y potencia reactiva con wáttmetro (W<sub>M</sub>) y vámetro (VAR<sub>M</sub>) de 2 1/2 elementos teniendo escalas de 500-0-500 MW y 300-0-300 MVAR respectivamente; ambos aparatos son conectados a los secundario de un TC 1200:5 y un TP 1200:1.

#### 1.13.3 Medición para barras colectoras de 230 KV

Se tiene medición de tensión en una sola fase con vóltmetro de escala 0-360 KV conectado al secundario de un TP con relación 1200:1. Asimismo, se cuenta con frecuenciómetro con escala de 55-65 Hz.

#### 1.14 SISTEMA CENTRAL (Descripción de la red nacional).

La energía eléctrica se distribuye en el territorio nacional en seis grandes -- áreas continentales interconectadas y en dos áreas peninsulares aisladas. El sistema interconectado sur abarca entre otros al central. Las seis áreas son: Noroeste, norte, noreste, occidental, central y oriental. Mexicali y Peninsular son las peninsulares aisladas.



El sistema central, abastece de energía eléctrica a la zona más importante del — país tanto en número de servicios como en total de energía vendida. Cubre las siguientes entidades: Distrito Federal, Estado de México, parte de los estados de Morelos, Guerrero, Michoacán, Puebla y Tlaxcala, con un área total de 90,000 km<sup>2</sup> que representa aproximadamente el 5% del territorio nacional, con una población de 25 millones de habitantes, que es arriba del 25% del total del país. Figura (1.7)

De las plantas generadoras, la energía llega a los consumidores a través de 150 líneas de transmisión de 400, 230, 115 y 85 KV de donde se abastecen clientes muy grandes como: el metro, la industria acerera, cementera, textil y química de la mayor importancia, pasando por 75 estaciones primarias, 900 alimentadores aéreos y subterráneos. La principal Red Subterránea, comprende el primer cuadro de la Ciudad, D.F.; su clasificación se basa en la colocación de ductos y cables de conducción a nivel bajo tierra.

- 1.14.1 Desde luego que las empresas vinculadas al control de la energía en el país se inquietan por la debida utilización de la fuente eléctrica, por tanto, requieren de:
- 1.-Continuidad de servicio
  - 2.-Flexibilidad de operación
  - 3.-Facilidad para dar mantenimiento al equipo, y
  - 4.-Cantidad de equipo eléctrico necesario, que son los aspectos fundamentales para recibir un servicio adecuado.

La continuidad del servicio trata de -- abarcar para todo el sistema una falla incipiente de tipo trifásico en un punto de la red de 230 KV, para que sea desconectada en menos de 15 ciclos, o sea en menos de 0.3 segundos para evitar la inestabilidad entre los generadores del sistema y, como consecuencia, una interrupción total. De presentarse la falla no se provocará la desconexión por sobrecarga de otras secciones o el disturbio total en cascada que, en consecuencia será el que interrumpa al sistema, evitando la falla como la ocurrida en 1981, cuando, por operación errónea

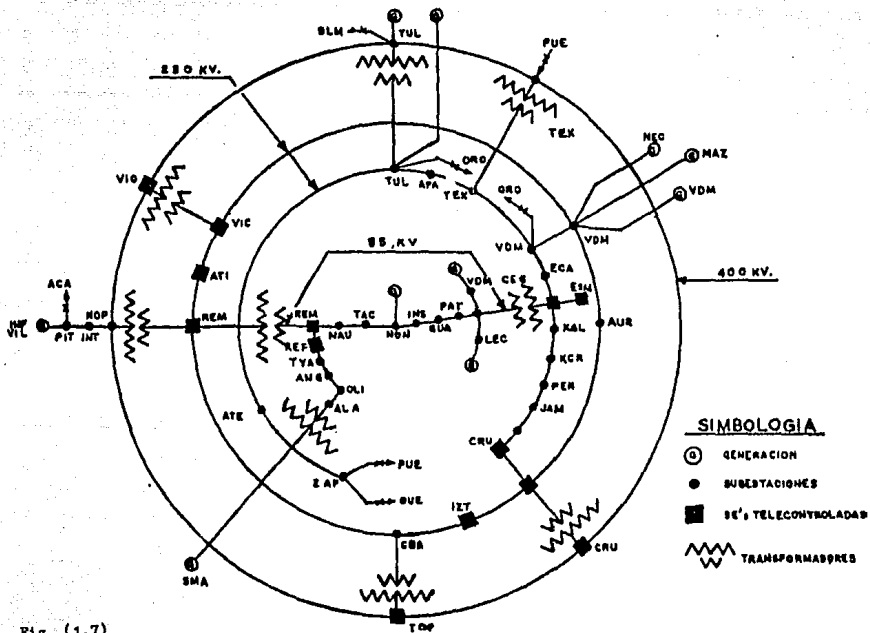
de elementos de protección en los sistemas Oriental y Noroeste, se dejaron de recibir 1,300,000 KW en el Central. Para evitar el problema se ha de proteger a las líneas, transformadores y barras colectoras con protecciones primarias y de respaldo. En las barras colectoras se hará por medio de una protección diferencial de barras para librar una falla o por una operación intempestiva de esta protección. Así se determina para la S.E. "Héroes Carranza" el arreglo o juego de barras principales y un juego de transferencia para S.E. de interco - nexión en el sistema de alta tensión.

En cuanto a la flexibilidad de operaci<sup>ón</sup> y de mantenimiento; al contar con un - juego de barras principal y otro auxiliar, resulta evidente que el bus auxiliar permite sustituir cualquiera de los interrupto - res por el de transferencia, para poder dar mantenimiento o hacer la reparación de cu - alquier interruptor sin tener que desconec - tar ninguna línea ni ningún transformador.

La facilidad para dar mantenimiento al equipo, la consideraré aquí como la puesta

en servicio propiamente dicha; antes y después de la energización de cualquier S.E.

Y, por último, la cantidad de equipo -- eléctrico necesario se considerará también, como parte del capítulo II.



## CAPITULO II

## 2.1 Puesta en servicio

Durante el seminario de tesis titulado "Mantenimiento de Subestaciones eléctricas de potencia" se plantearon los siguientes aspectos;

1.-Mantenimiento preventivo: programas, técnicas, pruebas de diagnóstico, sustitución de piezas sujetas a desgaste.

2.-Mantenimiento correctivo: análisis de fallas, involucra un conocimiento de la tecnología de materiales; de este se deducen medidas correctivas. Proceso de síntesis para determinar como sucedió la falla.

3.-Estadística de fallas. Archivo de casos. Análisis de la frecuencia de las fallas en equipo ó elementos que nos llevan a proyectar su cambio y/o mejora a las instalaciones.

4.-Proyecto de mejora a las instalaciones. Análisis del proyecto original. Plan de la mejora en base al ahorro de tiempo, de mantenimiento; mano de obra. Tiempo fuera de servicio; pérdidas de producción. Reducción de riesgos ó accidentes y, en algunas ocasiones ahorro de costo de materiales de repuesto. Análisis económico. Toma de de-

cisiones. Presupuesto.

5.-Construcción e implementación de la mejora de instalación.

Al presentarse dicho panorama, he querido tomar algunas de las disposiciones para desarrollar la en el medio físico, teniendo de antemano las rutas ya conocidas; es decir, control absoluto de los procesos de trabajo durante la puesta en servicio.

Considerando la importancia que tiene la operación de la S.E. de potencia y otros equipos eléctricos en la diversidad y complejidad de actividades que intervienen en el proceso de la fabricación, es por lo que se hace necesario el establecimiento de métodos de trabajo normalizados que garanticen una operación confiable de estas instalaciones.

En los trabajos de puesta en servicio se tienen que tomar en cuenta los factores de;

-Calidad

-Tiempo

-Costo

Estos factores se combinan entre sí según las exigencias del trabajo, sacrificando lo restante, pero el orden, la disciplina y el cumplimiento,

mejoran el trabajo hasta llegar al éxito de poner en servicio la S.E., a fin de que el personal técnico pueda, de los resultados de las pruebas:

- a) Evaluar el estado y la calidad de los equipos nuevos y de la mano de obra de montaje.
- b) Cerciorarse de la condición de los equipos en el momento de la puesta en servicio.
- c) Determinar las condiciones iniciales de los - equipos que servirán de base para futuros trabajos de mantenimiento..

## 2.2 Metodología de la Puesta en Servicio..

La METODOLOGIA de la puesta en servicio de la S.E. de potencia se compondrá, básicamente de:

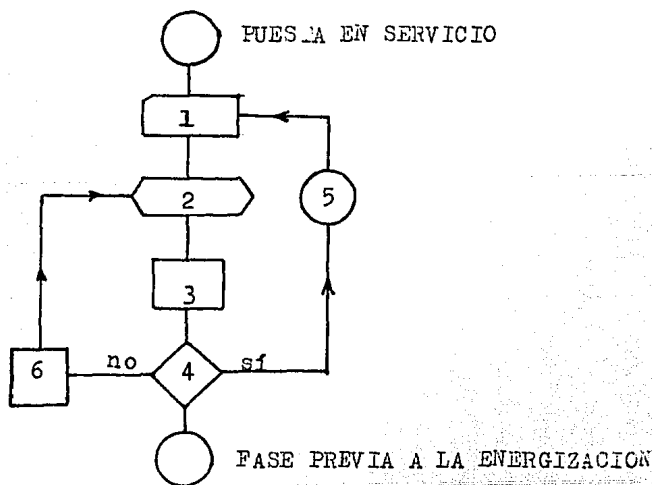
- 1.-Verificación general de las instalaciones y montaje de los equipos ó de los sistemas.
- 2.-Pruebas de los equipos individuales y de los subsistemas.
- 3.-Puesta en servicio del conjunto de la S.E.

El orden escogido para efectuar las verificaciones y pruebas a los equipos es por su importancia cronológica, considerando el tiempo que se llevaría una sustitución del mismo de encontrarse algún defecto, y es tal como se muestran en el diagrama de flujo anexo. Las pruebas que



se enumeran además de ser las mínimas requeridas, deberán de realizarse con el mayor cuidado posible, ya que de éstas dependerán si un equipo se pone en servicio en las condiciones más adecuadas.

Las pruebas normalizadas que se indican, muchas veces tienen rangos de valores admisibles, sin embargo, no a todos se les puede asignar dichos valores, y se deben a que dependiendo de los equipos varían los valores muy ámpliamente a causa de que dependen del diseño de cada fabricante, y dentro del mismo tipo y el mismo fabricante pueden variar de modelo, y así sucesivamente.



## Explicación numérica.-

- 1.-Equipo o sistemas
- 2.-Inspección de instalación
- 3.-Pruebas eléctricas
- 4.-Análisis e interpretación de resultados
- 5.-Resultados satisfactorios. Aquí, el sistema - de exámenes se retroalimenta, por lo cual se ha decidido comunicar el sistema de secuencia de - pruebas de modo cíclico.
- 6.-Investigar y corregir.

A continuación, se presenta en su totalidad la secuencia lógica que adquiere la Puesta en Servicio de forma real.

## -Transformadores de potencia

- |  |   |                    |
|--|---|--------------------|
| a)Control de humedad residual            | } | Ver. de sus partes |
| b)Daños externos                         |   |                    |
| c)Montaje y llenado de aceite            |   |                    |
| d)Ajuste de sus partes                   |   |                    |
| a)Resistencia de aislamiento             | } | Pbas. al Transf.   |
| b)F.P. de devanados y bushings.          |   |                    |
| c)Corriente de excitación y temperatura  |   |                    |
| d)Relación de transformación             |   |                    |
| e)Resistencia Ohmica y polaridad         |   |                    |
| a)Rigidez dieléctrica                    | } | Pbas. al aceite    |
| b)Factor de potencia                     |   |                    |
| c)Resistividad                           |   |                    |
| d)Contenido de agua                      |   |                    |
| e)Contenido de gases                     |   |                    |
| f)Pruebas físico-químicas de laboratorio |   |                    |

Punto 4. SI ( ), NO ( ). Continua con...

-Interruptor

a) Daños externos  
 b) Montaje y llenado de SF<sub>6</sub> } Verificación gral.  
 c) Ajuste de sus partes

a) Resistencia de contactos  
 b) Tiempos de operación  
 c) Factor de potencia del interruptor } Pruebas  
 d) Resistencia de aislamiento

Punto 4. SI ( ), NO ( ). Continua con...

-Cables de potencia o mufas

a) Daños externos } Verificación general  
 b) Montaje

a) Resistencia de aislamiento } Pruebas  
 b) Pruebas de alta tensión  
 c) Factor de potencia  
 d) Faseo

Punto 4. SI ( ), NO ( ). Continua con...

-Cuchillas desconectoras

a) Daños externos } Verificación general  
 b) Montaje  
 c) Ajuste de sus partes

a) Resistencia de aislamiento } Pruebas  
 b) Resistencia óhmica de contactos

Punto 4. SI ( ), NO ( ). Continua con...

-Apartarrayos

a) Daños externos } Verificación general  
 b) Montaje

a) Resistencia de aislamiento } Pruebas  
 b) Factor de potencia

Punto 4. SI ( ), NO ( ). Continua con...

-Transformadores de instrumentos

a) Daños externos  
b) Montaje } Verificación general

a) Relación de transformación  
b) Resistencia de aislamiento  
c) Factor de potencia  
d) Polaridad } Pruebas

Punto 4. SI ( ), NO ( ). Continua con...

-Baterías y cargador

a) Daños externos  
b) Montaje y llenado de electrolito } Ver. gral.

a) Llenado de electrolito  
b) Carga de flotación e igualación  
c) Densidad de electrolito y temperatura } Pruebas

Punto 4.. SI ( ), NO ( ). Continua con...

-Tablero de control y protección

a) Daños externos  
b) Montaje y cableado  
c) Ajuste de sus partes } Verificación general

a) Calibración de protecciones  
b) Calibración de instrumentos  
c) Funcionamiento de circuitos de control  
d) Funcionamiento de las alarmas  
e) Faseo } Pruebas

Punto 4. SI ( ), NO ( ). Continua con....

-Tablero de distribución CA/CD

a) Daños externos  
b) Montaje y cableado  
c) Ajuste de sus partes } Verificación general

a) Resistencia de aislamiento } Pruebas

Punto 4. SI ( ), NO ( ). Continua con...

-Sistema de tierras

a) Registros de la red de tierras }  
 b) Calibre y conexiones de la red } Ver. general  
 c) Profundidad de la red.

a) Resistividad del suelo }  
 b) Resistencia de la red de tierras } Pruebas

Punto 4. SI ( ), NO ( ). Continua con...

-Misceláneos

a) Daños externos }  
 b) Montaje } Verificación general  
 c) Verificaciones generales en conexiones.

Punto 4. SI ( ), NO ( ). Continua con...

-Buses

a) Daños externos }  
 b) Montaje } Verificación general

a) Resistencia de aislamiento } Pruebas

Punto 4. SI ( ), NO ( ). Continua con...

-Interruptor y bus lado B.T. (Metalclad).

a) Daños externos }  
 b) Montaje } Verificación general  
 c) Ajuste de sus partes } (Interruptor en aire)

a) Daños externos }  
 b) Montaje } Ver. gral. en Metalclad (BUS)

a) Resistencia de aislamiento }  
 b) Resistencia de los contactos } Pruebas de  
 c) Tiempos de operación } int. en aire

- a) Resistencia de aislamiento } Pruebas en BUS  
 b) Prueba de alta tensión }

Punto 4. SI ( ), NO ( ). Continúa con...

-Impresión de resultados e interpretación de los mismos.

El siguiente proceso se va a definir como la determinación en secuencia de las diversas pruebas que se aplican al equipo primario instalado en la S.E.

Previamente a ello, si la S.E. se encuentra aún desenergizada podremos poner en práctica la desconexión de todo el equipo; desconexión que se hace de "puentes" y bajadas del bus principal y del auxiliar, así como de todos los enlaces entre un equipo y otro, enlaces del tipo aéreo. Es muy recomendable pedir al personal que realice esa operación, ponga mucho cuidado en desatornillar el equipo de aluminio puesto que es muy delicado y llega a trasroscarse o a atascarse, lo cual implica el tener que sustituirlos por tornillos galvanizados o de aluminio de mejor calidad. Existen otros de fierro que de inmediato deberán desecharse pues de dejarlos conectados se producirá un efecto de corrosión en los conectores. También se pedirá que tornillos, arandelas y tuer

cas no se tiren sino que se vuelvan a colocar en los conectores o zapatas del equipo para facilitar posteriormente, la conexión, sin tener alteraciones en el momento previo a la puesta en servicio.

Debe incluirse una rigurosa observación del equipo primario en su totalidad para determinar, en caso de presentarse alguna alteración el aviso pertinente para que, a la mayor brevedad posible se repare el problema.

¿Como cuáles?

Que el equipo de intemperie esté bien aterrizado, que los aisladores se encuentren sin fractura alguna, que los contactos de las cuchillas pantógrafo y cajas de tijera no presenten alteración. Que los contracontactos sean revisados, -- quitándoseles la cubierta de cinta que lleva por la cara del contacto directo para luego aplicarle PENETROX, que es un lubricante y conductor, con lo cual se evita que se produzcan impurezas después de la fuerza de contacto. Que los aisladores de cuchillas de transferencia, by-pass, de tierra; aisladores soporte, aisladores de TC's, TP's, interruptores y DP's se encontrarán en perfecto estado para, de inmediato comenzar la se -

cuencia de las pruebas.

Es muy recomendable el contar ya con servicios propios de 220/127 V para realizar las pruebas con equipo motorizado (Megger, Factor de Potencia, cronógrafo y Ducter) así como otras actividades donde el área de protecciones requiere de las dos alimentaciones para coordinar sus pruebas decisivas para la buena operación del equipo, tanto manual como eléctrico (remoto) desde la caseta de control o, simplemente para tratar de -- concluir la lista de detalles detectados por operación y que al área de construcción, responsa -- ble en esos momentos, le corresponde atacarlos.

Previo también a todas las pruebas es preciso y muy importante capacitar al personal con los fundamentos básicos de la operación del equipo primario de la S.E. y del equipo de pruebas. De esa forma podrán formarse grupos para realizar el exámen de las instalaciones cubriendo más rápida pero eficientemente los avances de la metodología de la puesta en servicio, asesorando el Ingeniero o el residente de la obra, en caso de duda por parte del personal distribuido en frentes por las bahías de la S.E. (Bahía: nombre que se le da al conjunto de elementos de que se for-



ma una pequeña S.E.: Cuchillas, interruptor, TC's, TP's, DP's y apartarrayos que luego se entrelazan en la S.E. propiamente dicha en 3, 5 o más alimen tadores de 230 KV).

## 2.3 Construcciones en el predio de la S.E.

### 2.3.1 Construcciones civiles

Son todas aquellas que tienen que ver con la obra primera del terreno; a saber: cimientos, trazo de trincheras, de bases para las estructuras metálicas, bases de los equipos eléctricos, construcción de la caseta de control y otras necesarias en las instalaciones. A estas instalaciones se - agregará la zona de límites, los baños y colocación de tuberías correspondientes a dicho servicio así como para los cables de control, sistema de comunicación (Carrier), tableros de control y sus respectivas fosas.

Como responsables de tales obras, se en contrará personal del área de construcción.

### 2.3.2 Construcciones mecánicas (estructuras)

La misma área encargada de las obras ci viles, se hará responsable de la buena selección de todos los componentes para las estructuras internas y externas de la S.E.

en S.E. Para torres de transmisión, existen tres tipos distintos de estructuras: torre de suspensión, de tensión y de remate.

- 2.3.8 Protección contra rayos que se basa en el blindaje por medio de cables de guarda y la puesta a tierra de las torres y estructuras de la S.E.
- 2.3.9 Obras eléctricas. Montaje de aparatos eléctricos.

Es muy importante verificar, en el momento de la llegada de c/u de los equipos eléctricos, su buen estado pues de no ser así, se tendrán problemas a futuro. Deberán desmontarse con mucho cuidado pues gran parte de ellos es frágil por tener contenido piezas en porcelana. Al montarse en bases y pedestales correspondientes, se conectarán sus neutros a tierra de dichas estructuras o bases y tal maniobra tendrá que ser demasiado cuidadosa porque malos manejos de operadores y montacargas, pueden afectar tremendamente la instalación de cualquier equipo de la índole contenida en una S.E. De inmediato, se harán las conexiones, empalmes y empates necesarios para tener

Entre las más importantes se tienen las siguientes:

### 2.3.2 Conductores

Generalmente, para 230 KV se usa el ACSR 1113 MCM Bluejay con uno o dos conductores por fase, de acuerdo a la capacidad de -- transmisión requerida.

### 2.3.4 Cable de guarda

El normalizado en 85, 230 y 400 KV está -- formado por 7 hilos de acero alta resistencia mecánica, extragalvanizados, con diámetro total de 9.53 mm.

### 2.3.5 Cadenas de aisladores y herrajes.

Los aisladores, por lo general, son del tipo suspensión con calavera y bola. En cuanto a los herrajes en la tensión manejada en S.E. de C.F.E. son del tipo convencional es decir "corona free" (cadena de suspensión) en tanto que para cadena de tensión, son convencionales con anillos equipotenciales.

### 2.3.6 Accesorios: varillas preformadas, empalmes, amortiguadores, separadores, conectores y electrodos de puesta a tierra.

### 2.3.7 Estructuras: las del tipo comunmente usado

sin pérdida de tiempo, la participación de las áreas ya mencionadas que se aplicarán a la puesta en servicio correspondiente, previa a la energización de la S.E.

#### 2.3.10 Obras de control.

Ya se ha anotado en su correspondiente lugar que, a partir de diagramas o listados de los cableados se harán las conexiones precisas que exige dicho programa. En caso de no coincidir un punto con otro, dar aviso de inmediato a quien corresponda, para corregir cuanto sea necesario. El cableado tendrá, por requerimiento que estar listo y disponible en trincheras y registros para que de ese modo, resulten más fáciles las tareas de identificación en los susodichos cables. En registros al pie de cada equipo, se dejará una tolerancia admitida de 1 a 3 metros más de cable por si se requieren hacer conexiones "extras" o no presentes en el programa. En caso, también de sobrar cables que puedan estorbar a futuro, serán retirados de los lugares donde fueron instalados o puestos donde sean necesarios (generalmente en registros al pie de los equi-

pos o, en gabinetes centralizadores).

2.4 PRUEBAS DE EQUIPO (Bajo qué normas se realizan. Cual es la finalidad que se persigue en cada una de ellas).

A continuación explicaremos brevemente la forma en que funciona cada uno de los equipos de prueba:

- 1.-Megger
- 2.-T.T.R.
- 3.-Ducter
- 4.-Factor de Potencia
- 5.-Cronógrafo

#### 2.5 MEGGER

Tal equipo permite obtener la medición de la resistencia de aislamiento en cuchillas (línea, auxiliar, de tierra y pantógrafo); interruptores, transformadores de potencial, de corriente; dispositivos de potencial; buses, tableros de servicios propios y transformadores para los mismos servicios.

El Megger es un óhmetro para aislamiento (se aplican cargas que oscilan de 500 a 5000 V c.d.) Las lecturas van desde: 0-50,000 MΩ-00. El equipo de Megger puede serlo manual

(c/manivela), motorizados y electrónicos, es estos últimos usados para hacer pruebas en equipos sofisticados (protecciones).

Se sabe por simple analogía que la resistencia de aislamiento (MA) que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de c.d. durante un tiempo dado (generalmente de 1 a 3 minutos), es por lo tanto la corriente que fluye sobre la superficie de aislamiento y que se conoce como corriente de fuga así como la de conducción que permanece constante y ambas constituyen el factor primario para - juzgar las condiciones de un aislamiento.

La interpretación de lecturas para la evaluación de los aislamientos. No sólo cuenta el criterio de quien las realiza es decir, en detectar valores arriba o por debajo de los recomendados. Por tanto:

-Si los valores son altos, bajos o sosteni - dos no implica problemas.

-Si son regulares o altos pero con tenden - cia a bajar deberá localizarse y eliminar - se la causa.

-Lo mismo, pero si son altos solamente.

-Si son muy bajos los valores (inseguros)

se reacondicionará el equipo antes de probarlo.

Todas las pruebas son de índole dieléctrica.

## 2.6 T.T.R.

Es la relación de transformación como relación numérica de espiras del transformador a menos que se especifique otra cosa. Se aplica generalmente a los TC's y en transformadores de servicios propios. Es muy efectiva para confirmar la relación de transformación de dicho equipo pues, en caso de no coincidir, los TC's tienen un cambiador de taps o derivación que harán posible corregir el valor nominal al que se encuentran establecidos uniformemente estos transformadores.

Además sirve para la:

- Identificación y verificación de terminales, derivaciones (taps) y sus conexiones internas.
- Determinación y comprobación de polaridad y continuidad.
- Pruebas de rutina y detección de fallas incipientes.
- Determinación de las condiciones reales del

transformador después de la operación de - protecciones primarias tales como: diferen - cial, buchbtz, fusibles de potencia, etc.

-Identificación de espiras en corto circuito.

-En la investigación de problemas relaciona - dos con corrientes circulantes y distribu - ción de carga en transformadores conectados en paralelo.

### 2.6.1 Principios de operación

El T.T.R. opera bajo el conocido principio de que cuando dos transformadores que no nominalmente tienen la misma relación de trans formación, se conectan y se excitan en para lelo, con la más pequeña diferencia en la re lación de algunos de ellos, se produce una corriente circulante entre ambos relativamen te grande.

Tres formas existen para verificar la com probación de funcionamiento del T.T.R.: Com - probación de blanco, de relación cero y de relación unitaria (estos datos y otros de mu cha importancia, se registran en el manual del PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE TRANSFORMACI - ON CON EL EQUIPO TTR SGP-A011-S de C.F.E.)

### 2. .2 Interpretación de resultados.



Por medio del cálculo del % de diferencia:

$$\%DIF = \frac{\text{Rel. Teórica} - \text{Rel. Medida}}{\text{Rel. Teórica}} \times 100$$

Por lo general, la función del valor óptimo se encuentra en 0.008. De tener uno similar a 0.016 se checaré la colocación de los taps en el primario del TC para así obtener el valor standard para la tensión de 230 KV.

## 2.7 DUCTER

Resistencia de contactos. En la prueba de Ducter, se checan falsos contactos de cuchillas y la alta o baja resistencia en interruptores.

Los puntos de alta resistencia en partes de conducción son una fuente de problemas en los circuitos eléctricos ya que estos originan caídas del voltaje, focos de color, pérdidas de potencia, etc., por lo tanto para evitarlos se hacen pruebas de Ducter o medidor de baja resistencia. Este medidor se usa generalmente para verificar la resistencia de contactos en posición cerrado, media y alta potencia; estas altas resistencias pueden ser originadas por suciedad en los contactos, ensambles y alineamientos incorrectos, etc.;

por supuesto todas estas fallas afectan a la resistencia total.

## 2.8 FACTOR DE POTENCIA

En dicha prueba se conocen las condiciones de los aislamientos de los diferentes equipos eléctricos, recomendándose en la detección de degradación, envejecimiento y contaminación de los mismos, por lo que es más reveladora que la prueba de resistencia de aislamiento o Megger.

Su método es no destructivo, antes de que la falla ocurra. El Factor de Potencia es la relación de los watts de pérdida entre la carga en VA y el valor obtenido de esta relación será independiente del área o espesor del aislamiento y dependerá únicamente de la humedad, la ionización y la temperatura. Se puede decir que es un probador de c.a. diseñado para pruebas de aislamiento. Mide VA y pérdidas en W a un potencial de prueba hasta de 2500 V, cuando el probador se conecta a una fuente de 60 Hz.

Todo equipo a probar debe desenergizarse y, posteriormente retirar todos sus cables o barras de conexión, de tal forma que la prueba

ba se efectue con dicho equipo completamente aislado.

La ecuación con la que se consigue definir el F.P. es:

$$\% \text{ Factor de potencia} = \frac{MW}{MVA} \times 100$$

## 2.9 CRONOGRÁFO

En las pruebas de sincronismo y tiempo de operación de interruptores se checa precisamente dicho aspecto, en sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación de sincronismo en sus polos o fases.

El cronógrafo de papel metalizado se emplea para ello. La operación o tiempo de contactos, se registran en tiempos de 1/1000 segundos. El accionamiento del cronógrafo registrador se realiza por medio de un motor síncrono con velocidad de  $1 \text{ ms}^{-1}$ , tal que 1 mm corresponde a 1 ms.

Como puede verse en la figura (2.2), al accionar el botón pulsador "Netz Ein" se conectan el motor síncrono y la parte de entrada de la red, la lámpara indicadora muestra la disponibilidad de operación. Durante el proceso de medición y registro se debe selec

cionar primeramente el pulsador KOM 1 (prueba de CIERRE) o el pulsador KOM 2 (prueba de APERTURA), este permanece todo el tiempo -- oprimido. Al oprimir el pulsador de registro Auslöse se inicia el proceso de registro que se traduce en el papel metalizado.

Además, debe tenerse muy en cuenta la situación de hacer las conexiones del gabinete, teniendo como base el diagrama esquemático del interruptor, para lo cual se tomarán: 1 punto positivo al (+) ilustrado, y dos puntos más para apertura y cierre colocado en + 'E y en + (siempre en base a la carátula del aparato probador). Por último, otra fuente para tener el positivo común en + 'A. El interruptor estará aterrizado en el equipo de prueba. Después de estas conexiones, se procede a realizar la examinación. Debe tenerse en cuenta que la presión ideal en el compresor es de 31.5 bar ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ ) pues de estar en 24 se bloquea todo tipo de protección a este equipo, por lo cual es preciso cargar el compresor, operación que lleva de 45 a 60 minutos.

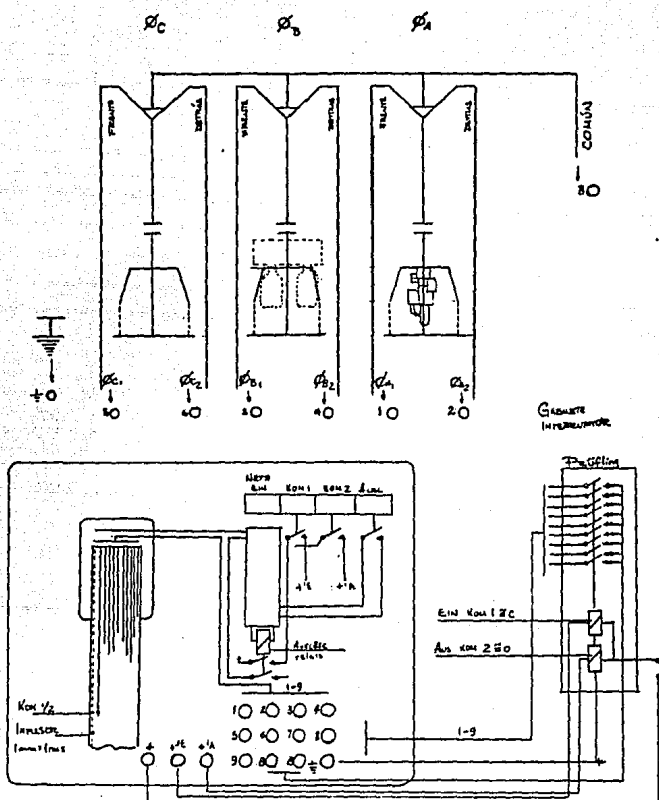


Fig. (2.2) Ejecución de la prueba de cromatografía.

-Si está abierto el interruptor, se oprime KOM 2 para lograr el cierre.

-Si está cerrado se oprime KOM 1 para obtener apertura.

Tiempo de apertura: es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que los contactos de arco se han separado en todos los polos. (Su prueba es aplicada en interruptores de SF<sub>6</sub>).

2.10 Normas con que se llevan a cabo las pruebas.

a) Conocer el estado del equipo antes de ponerlo en servicio.

b) Llevar un seguimiento que nos permita conocer la vida del equipo y su comportamiento mediante pruebas comparativas.

c) Conocer cuando es necesario realizar un mantenimiento preventivo.

d) Conocer el grado de confiabilidad del equipo.

e) Demostrar a los departamentos receptores la calidad del trabajo durante el montaje de equipo y sus pruebas.

f) Tener el forma clara un control de calidad confiable.

Previa la puesta en servicio es necesario:

-Verificación de la operación de alarmas, simuladas desde su origen hasta la operación local en el módulo de alarmas correspondientes.

-Precauciones previas a la puesta en servicio. Chequeo de todo el equipo, pieza por pieza. Buen contacto en los secundarios de TC's, TP's, DP's. Gabinetes de cuchillas así como conectores y zapatas de este equipo, los cuales deben estar bien atornillados. Presión del interruptor correcta y operación adecuada de este. Relevadores y cuadro de alarmas listos para operar correctamente en caso de algún disturbio.

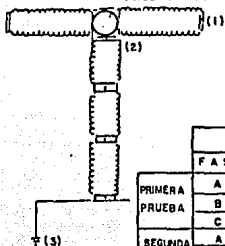
A continuación se anexan 19 formatos de prueba que nos sirven para depositar los resultados de las pruebas reseñadas páginas atrás.

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD**  
**REGION DE TRANSMISION CENTRAL**

DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION

SUBSTACION: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_  
 EQUIPO \_\_\_\_\_ MARCA: \_\_\_\_\_ SERIE: \_\_\_\_\_  
 TIPO: \_\_\_\_\_ TENSION NOMINAL: \_\_\_\_\_  
 INTENSIDAD NOMINAL: \_\_\_\_\_ FRECUENCIA: \_\_\_\_\_  
 PRESION NOMINAL DE ACCIONAMIENTO \_\_\_\_\_  
 SOBRE PRESION DEL SF6 A +20°C: \_\_\_\_\_  
 CIRCUITO: \_\_\_\_\_ TEMPERATURA AMBIENTE: \_\_\_\_\_

PRUEBA DE MEGGER Y F. P. INTERRUPTORES



CONEXIONES			
PRUEBA	VOLTS.	LINEA	TIERRA
1	2500	1	3
2	2500	2	3

FACTOR DE POTENCIA								
	FASE	LECTURA	K	MVA	LECTURA	K	MW	%F.P.
PRIMERA PRUEBA	A							
	B							
	C							
SEGUNDA PRUEBA	A							
	B							
	C							

M E G G E R

	TIEMPO	FASE (A)			FASE (B)			FASE (C)		
		LECTURA	K	M.A.	LECTURA	K	M.A.	LECTURA	K	M.A.
PRIMERA PRUEBA	1 Minuto									
	2 Minutos									
	3 Minutos									
SEGUNDA PRUEBA	1 Minuto									
	2 Minutos									
	3 Minutos									

DATOS EQUIPO DE PRUEBA F.P. . . . . MEGGER  
 MODELO \_\_\_\_\_ MODELO: \_\_\_\_\_  
 No DE SERIE: \_\_\_\_\_ No SERIE: \_\_\_\_\_  
 MARCA \_\_\_\_\_ MARCA: \_\_\_\_\_  
 PROBO: \_\_\_\_\_ RANGO: \_\_\_\_\_  
 OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_



## COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

## REGION DE TRANSMISION CENTRAL

DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION

SINCRONISMO Y TIEMPOS DE OPERACION DE INTERRUPTORES

## DATOS DE INTERRUPTOR

NOMENCLATURA DEL SISTEMA \_\_\_\_\_  
 MARCA \_\_\_\_\_ TIPO \_\_\_\_\_  
 N° DE SERIE \_\_\_\_\_  
 VOLTAJE NOMINAL \_\_\_\_\_ KV  
 CORRIENTE NOMINAL \_\_\_\_\_ A  
 CORRIENTE NOMINAL DE INTERRUPCION \_\_\_\_\_  
 MEDIO DE INTERRUPCION \_\_\_\_\_  
 RESISTENCIAS DE INSERCIÓN. SI \_\_\_\_\_ NO \_\_\_\_\_  
 APERTURA \_\_\_\_\_ CIERRE \_\_\_\_\_

## DATOS DE LA PRUEBA

REGION \_\_\_\_\_  
 AREA \_\_\_\_\_  
 NOMBRE INSTALACION \_\_\_\_\_  
 FECHA DE PRUEBA \_\_\_\_\_  
 EQUIPO DE PRUEBA \_\_\_\_\_  
 MARCA \_\_\_\_\_ TIPO \_\_\_\_\_  
 N° DE SERIE \_\_\_\_\_  
 GRAFICAS ANEXAS SI \_\_\_\_\_ NO \_\_\_\_\_

## RESULTADOS DE PRUEBAS

CONCEPTO	TIEMPO MEDIDO MS	MEDIDO EN FASE (S)	OBSERVACIONES
TIEMPO DE APERTURA	_____	_____	_____
TIEMPO DE CIERRE	_____	_____	_____
SIMULTANEIDAD ENTRE FASES (DIFERENCIA ENTRE PRIMERA Y ULTIMA FASES)	A _____ C _____	_____	_____
TIEMPO CIERRE APERTURA	_____	_____	_____

OBSERVACIONES \_\_\_\_\_

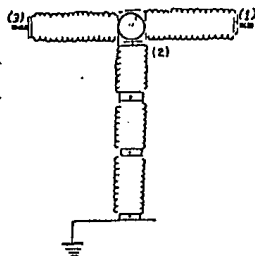
RESULTADOS DE LAS PRUEBAS  
BUENO \_\_\_\_\_ MALO \_\_\_\_\_ DUDOSO \_\_\_\_\_

PRUEBA EFECTUADA POR \_\_\_\_\_

NOMBRE Y FIRMA \_\_\_\_\_

REGION DE TRANSMISION CENTRAL  
 DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION  
 PRUEBAS DE OXTER A INTERRUPTORES

HOMBRE DE LA SUBESTACION: \_\_\_\_\_  
 Equipo: \_\_\_\_\_ MARCA: \_\_\_\_\_  
 Tipo: \_\_\_\_\_ AMADOR: \_\_\_\_\_ TENSION NOM: \_\_\_\_\_  
 CIRCUITO: \_\_\_\_\_ TEM. AMBI: \_\_\_\_\_  
 OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_ SERIE: \_\_\_\_\_



CONTACTO	FASE A			FASE B			FASE C		
	LECTURA	K	MΩ	LECTURA	K	MΩ	LECTURA	K	MΩ
1 Contactos 1-2									
2 Contactos 2-3									
3 Contactos 1-3									
4									

DATOS DEL EQUIPO: \_\_\_\_\_  
 MODELO: \_\_\_\_\_  
 N.º DE SERIE: \_\_\_\_\_  
 MARCA: \_\_\_\_\_

PRUEBA: \_\_\_\_\_

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
 REGION DE TRANSMISION CENTRAL  
 VERIFICACION FUNCIONAMIENTO DEL INTERRUPTOR

SUBESTACION \_\_\_\_\_ FECHA \_\_\_\_\_  
 MARCA \_\_\_\_\_ TIPO \_\_\_\_\_ SERIE \_\_\_\_\_  
 KV nom \_\_\_\_\_ CAP. INT. \_\_\_\_\_ KA \_\_\_\_\_  
 I nom \_\_\_\_\_ A \_\_\_\_\_

VERIFICACION FINAL PARA PUESTA EN SERVICIO

- |  |    |    |
|--|----|----|
| 1.-Verificación de fugas de gas SF <sub>6</sub>  | SI | NO |
| 2.-Verificación de fugas de aire   | SI | NO |
| 3.-Verificación de la inexistencia de empalmes en el cableado                                    | SI | NO |
| 4.-Verificación de señalización y operación del dispositivo de disparo                           | SI | NO |
| 5.-Verificación de la operación de mediciones y protecciones (relevadores)                       | SI | NO |
| 6.-Verificación del monitor de densidad del gas SF <sub>6</sub> . Verificación del SW de bloqueo | SI | NO |
| 7.-Verificación de los switches de presión del control del compresor                             | SI | NO |
| 8.-Verificación de la válvula de seguridad del recipiente de aire                                | SI | NO |
| 9.-Verificación de los switches de presión de bloques del sistema de aire                        | SI | NO |
| 10.-Verificación de los tiempos de operación de los contactos                                    | SI | NO |
| 11.-Verificación de las caídas de presión de aire por operación                                  | SI | NO |

OBSERVACIONES \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

VERIFICO: \_\_\_\_\_

## COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.

## REGION DE TRANSMISION CENTRAL

DISTRIBUCION DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION

SUBESTACION: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_

## RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN CUCHILLAS.

DATOS DE LAS CUCHILLAS:

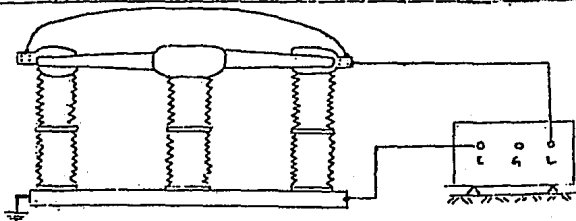
CLAVE O IDENTIFICACION: \_\_\_\_\_ MARCA: \_\_\_\_\_

Nº DE SERIE: \_\_\_\_\_ TIPO: \_\_\_\_\_

VOLTAJE NOMINAL: \_\_\_\_\_ CORRIENTE NOMINAL: \_\_\_\_\_

TEMPERATURA AMBIENTE: \_\_\_\_\_ HUMEDAD DEL AMBIENTE: \_\_\_\_\_

PRUEBA NUMERO	TIEMPO	FASE A		FASE B		FASE C	
		LECTURA	K MEGA OHMS	LECTURA	K MEGA OHMS	LECTURA	K MEGA OHMS
1	1 MIN.						
	2 MIN.						
	3 MIN.						



OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_

DATOS EQUIPO DE PRUEBA

MODELO: \_\_\_\_\_ Nº DE SERIE: \_\_\_\_\_

MARCA: \_\_\_\_\_ RANGO: \_\_\_\_\_

PRECIO: \_\_\_\_\_ REVISO: \_\_\_\_\_

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
REGION DE TRANSMISION CENTRAL

DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION

SUBESTACION: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN CUCHILLAS .

DATOS DE LAS CUCHILLAS:

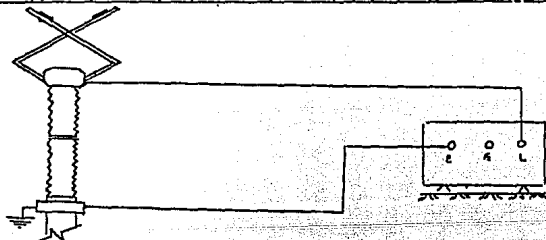
CLAVE O IDENTIFICACION: \_\_\_\_\_ MARCA: \_\_\_\_\_

Nº DE SERIE: \_\_\_\_\_ TIPO: \_\_\_\_\_

VOLTAJE NOMINAL: \_\_\_\_\_ CORRIENTE NOMINAL: \_\_\_\_\_

TEMPERATURA AMBIENTE: \_\_\_\_\_ HUMEDAD DEL AMBIENTE: \_\_\_\_\_

PRUEBA NUMERO	TIEMPO	FASE A		FASE B		FASE C	
		LECTURA	K MEGA OHMS	LECTURA	K MEGA OHMS	LECTURA	K MEGA OHMS
1	1 MIN.						
	2 MIN.						
	3 MIN.						



OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_

DATOS EQUIPO DE PRUEBA

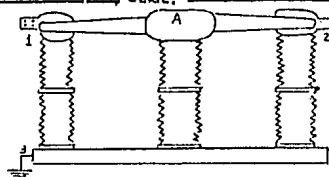
MODELO: \_\_\_\_\_ Nº DE SERIE: \_\_\_\_\_

MARCA: \_\_\_\_\_ RANGD: \_\_\_\_\_

PROBO: \_\_\_\_\_ REVISO: \_\_\_\_\_

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
 REGION DE TRANSMISION CENTRAL  
 DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION  
 PRUEBAS DE DUCTER  
COCHILLAS

NOMBRE DE LA SUBSTACION: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_  
 Equipo: \_\_\_\_\_ MARCA: \_\_\_\_\_ SERIE: \_\_\_\_\_  
 Tipo: \_\_\_\_\_ ANA. VOL. \_\_\_\_\_ TENSION NOM. \_\_\_\_\_  
 CIRCUITO: \_\_\_\_\_ TEM. AMB. \_\_\_\_\_  
 OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_

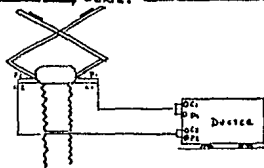


CONTACTO	FASE A			FASE B			FASE C		
	LECTURA	K	MΩ	LECTURA	K	MΩ	LECTURA	K	MΩ
1 CONEXION 1-A									
2 CONEXION 2-A									
3 CONEXION 1-2									
4									

DATOS DEL EQUIPO: \_\_\_\_\_  
 MODELO: \_\_\_\_\_  
 N° DE SERIE: \_\_\_\_\_  
 MARCA: \_\_\_\_\_ PRUEBA: \_\_\_\_\_

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
 REGION DE TRANSMISION CENTRAL  
 DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION  
 PRUEBAS DE DUCTER  
 "CUCHILLAS"

NOMBRE DE LA SUBESTACION: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_  
 Equipo: \_\_\_\_\_ MARCA: \_\_\_\_\_ SERIE: \_\_\_\_\_  
 Tipo: \_\_\_\_\_ ANA VOM. \_\_\_\_\_ TENSION NOM. \_\_\_\_\_  
 CIRCUITO: \_\_\_\_\_ TR. Y. AMB. \_\_\_\_\_  
 OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_



CONTACTO	FASE A			FASE B			FASE C		
	LECTURA	K	$\mu\Omega$	LECTURA	K	$\mu\Omega$	LECTURA	K	$\mu\Omega$
1									

DATOS DEL EQUIPO:  
 MODELO: \_\_\_\_\_  
 DE SERIE: \_\_\_\_\_  
 MARCA: \_\_\_\_\_

PRUEBA: \_\_\_\_\_

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
 REGION DE TRANSICION CENTRAL  
 VERIFICACIONES DE MONTAJE Y AJUSTE DE LAS CUCHILLAS  
 DESCONECTADORAS

Clave o identificación \_\_\_\_\_

Marca \_\_\_\_\_ No. de serie \_\_\_\_\_

Voltaje Nom. \_\_\_\_\_ Corriente nom. \_\_\_\_\_

Operación \_\_\_\_\_

VERIFICACION DE CUCHILLAS DESCONECTADORAS

- |   |    |    |
|---|----|----|
| 1.-a) Nivelación, b) Columnas de soporte, c) Horizontalidad de las barras de cuchillas, d) Conexión a tierra de la base metálica  | SI | NO |
| 2.-a) Alineación de las cuchillas, b) Angulo de contactos y presión de contactos, c) Cuernos de arco  | SI | NO |
| 3.- VERIFICACION DE INSTALACION DEL MECANISMO DE OPERACION  |    |    |
| a) Pernos de acero inoxidable, b) Ajustes de las placas de bloqueo, c) Palancas multiangulares, d) Estado de los cojinetes de accionamiento, e) Conexión a tierra del tubo de accionamiento | SI | NO |
| 4.-VERIFICACION DE SINCRONIZACION   |    |    |
| a) Verificación posición abierta y cerrada, b) Verificación de carreras sincronizadas   | SI | NO |
| 5.-VERIFICACION DEL BUEN ESTADO DE LOS CONTACTOS  | SI | NO |
| 6.-VERIFICACION DE LOS MATERIALES ADECUADOS DE LOS CONECTORES   | SI | NO |
| (VERIFICACION DEL MECANISMO DE OPERACION MOTORIZADO)  |    |    |
| Marca _____ Tipo: _____   |    |    |
| Motor alimentado por _____  |    |    |
| 7.-VERIFICACION DE MONTAJE ADECUADO DE LA CAJA DE MECANISMO: a) Montaje adecuado, b) Conexión de la caja a tierra, c) Conexión de alimentación c.a. y cables de control                     | SI | NO |
| 8.-VERIFICACION DE LOS AJUSTES DEL MECANISMO MOTORIZADO: a) Ajuste del giro, b) Acoplamiento con el tubo de accionamiento de las cuchillas, c) Ajuste de los indicadores de posición        | SI | NO |
| 9.-VERIFICACION DEL FUNCIONAMIENTO MANUAL   |    |    |



Y MOTORIZADO SI NO

(VERIFICACION DE LA CAJA DE CONTACTOS AUXILIARES)

Marca \_\_\_\_\_ Tipo: \_\_\_\_\_

10.-VERIFICACION DEL CORRECTO MONTAJE DE LA CAJA DE CONTACTOS AUXILIARES SI NO

11.-VERIFICACION DEL CORRECTO AJUSTE DE LA POSICION DE LOS CONTACTOS AUXILIARES SI NO

(VERIFICACION FINAL DEL CONJUNTO DE LAS CUCHILLAS DESCONECTADORAS)

12.-VERIFICACION DE OPERACION MOTORIZADO Y MANUAL SI NO

13.-VERIFICACION DE EXISTENCIA DE LETREROS Y CANDADOS DE SEGURIDAD SI NO

OBSERVACIONES \_\_\_\_\_

(VERIFICACION DE MONTAJE Y AJUSTES DE LAS CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA)

Marca \_\_\_\_\_ Tipo: \_\_\_\_\_

Voltaje Nom: \_\_\_\_\_ Operación \_\_\_\_\_

Otros datos: \_\_\_\_\_

1.-VERIFICACION DE MONTAJE:

a) Posición y nivelación de los soportes de la flecha de operación. b) Alineación de los contactos barra hoja (móvil) y contactos de "Quijada" (fijos) SI NO

2.-VERIFICACION DE MONTAJE AJUSTE Y BUEN FUNCIONAMIENTO DE OPERACION (PLACAS Y TUBERIAS DE ACCIONAMIENTO) SI NO

3.-VERIFICACION DE CONEXION A TIERRA DE LAS CUCHILLAS DE TIERRA SI NO

4.-VERIFICACION DE LETREROS DE IDENTIFICACION Y CANDADOS DE SEGURIDAD SI NO

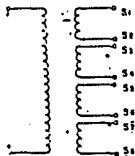
5.-VERIFICACION DE CONTACTOS AUXILIARES SI NO

OBSERVACIONES \_\_\_\_\_

VERIFICO \_\_\_\_\_ Vo.Bo.: \_\_\_\_\_

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD**  
**REGION DE TRANSMISION CENTRAL**  
**DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**  
**PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA T.C.**

Nombre de la subestación: \_\_\_\_\_ fecha: \_\_\_\_\_  
 Instalada en \_\_\_\_\_ % Humedad: \_\_\_\_\_ Temp. ambiente °C: \_\_\_\_\_  
 MARCA \_\_\_\_\_ Numero de serie: \_\_\_\_\_  
 Año de fabricacion: \_\_\_\_\_ KV.: \_\_\_\_\_ Relacion: \_\_\_\_\_



PRUEBA Nº	WIDE	LINEA	GROUND	VOLTS-PRUEBA
1	H-51,52,53,54	H	51,52,53,54	2500
2	H-51,52	H	51-52	2500
3	H-52,53	H	52-53	2500
4	H-53,54	H	53-54	2500
5	H-57,58	H	57-58	2500
6	51,52,53,54,55,56,57,58 --H	51,52,53,54,55,56,57,58	H	300
7	51,52 --H	51-52	H	300
8	52,53 --H	52-53	H	300
9	53,54 --H	53-54	H	300
10	57,58 --H	57-58	H	300

PRUEBA Nº	LECTURA	MULT.	MVA	LECTURA	VULT.	MW	F.P. %	Nº DE SERIE
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								

PAROS EQUIPO F.P.

Modelo \_\_\_\_\_  
 N° Serie \_\_\_\_\_  
 Marca \_\_\_\_\_

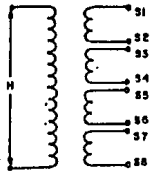
OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_

REGION DE TRANSMISION CENTRAL  
 DEPTO DE S.E. Y L.T.  
 MEDICION DE RESISTENCIA Y AISLAMIENTO  
 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

ESTACION \_\_\_\_\_ FECHA \_\_\_\_\_  
 EQUIPO \_\_\_\_\_ MARCA \_\_\_\_\_ No. SERIE \_\_\_\_\_  
 VOLTAJE \_\_\_\_\_ TIPO \_\_\_\_\_ CIRCUITO \_\_\_\_\_  
 TIEMPO EN OPERACION \_\_\_\_\_ CLASE DE AISLAMIENTO \_\_\_\_\_

DIAGRAMA ELECTRICO

--- CONEXIONES ---



PRUEBA N-	MIDE	LINEA	GROUND	VOLTS-PRUEBA
1	H-31,2,3,4,5,6	H	31,2,3,4,5,6	
2	H-31,2	H	31-32	
3	H-3384	H	33-34	2500
4	H-3558	H	35-36	2500
5	H-3738	H	37-38	2500
6	31,2,3,4,5,6,7,8 - H	31,2,3,4,5,6,7,8	H	500
7	31,2 - H	31-32	H	500
8	33,4 - H	33-34	H	500
9	35,6 - H	35-36	H	500
10	37,8 - H	37-38	H	500

LECTURA	K	MEGOHM	LECTURA	K	MEGOHM	LECTURA	K	MEGOHM
PRUEBA No. 1			PRUEBA No. 5			PRUEBA No. 9		
PRUEBA No. 2			PRUEBA No. 6			PRUEBA No. 10		
PRUEBA No. 3			PRUEBA No. 7			PRUEBA No. 11		
PRUEBA No. 4			PRUEBA No. 8			PRUEBA No. 12		

TEMPERATURA OBTENIDA CON \_\_\_\_\_

DE PRUEBA EQUIPO INCLUIDO EN LA PRUEBA \_\_\_\_\_

REGGEE No \_\_\_\_\_

PROB: \_\_\_\_\_

INFORMACION \_\_\_\_\_

DE CA \_\_\_\_\_

## COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.

## REGION DE TRANSMISION CENTRAL

DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION

SUBESTACION: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_  
 EQUIPO \_\_\_\_\_ MARCA: \_\_\_\_\_ SERIE: \_\_\_\_\_  
 TIPO: \_\_\_\_\_ TENSION NOMINAL: \_\_\_\_\_  
 INTENSIDAD NOMINAL: \_\_\_\_\_ FRECUENCIA: \_\_\_\_\_  
 CAPACIDAD: TERMINA \_\_\_\_\_ RELACION \_\_\_\_\_ PESO: \_\_\_\_\_  
 DINAMICA \_\_\_\_\_  
 ID/Is: \_\_\_\_\_ CARGA: \_\_\_\_\_

RELACION DE VUELTAS (T.T.R.)  
 EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTES

ROJO	NEGRO	FASE A	FASE B	FASE C
$P_1 - S_1$	$P_2 - S_2$			
$P_1 - S_2$	$P_2 - S_1$			
$P_1 - S_2$	$P_2 - S_2$			
CALCULADA				
N° DE SERIE				

## DATOS APARATO DE PRUEBA:

MARCA: \_\_\_\_\_

MODELO: \_\_\_\_\_

SERIE: \_\_\_\_\_

OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_

Probo: \_\_\_\_\_ REVISO: \_\_\_\_\_

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD**  
**REGION DE TRANSMISION CENTRAL**

**PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA D.P.S. MARCA BALTEAU**

S.E. \_\_\_\_\_

ECHA \_\_\_\_\_

LINEA \_\_\_\_\_

FASE \_\_\_\_\_

EM, °C \_\_\_\_\_

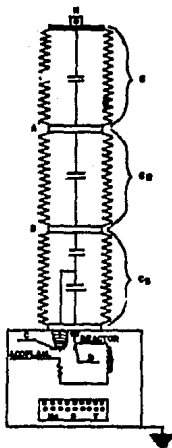
UNIDAD REAL \_\_\_\_\_

$$E_T = C_1 + C_2 + C_3 = \frac{I}{C_1 + C_2 + C_3}$$

$$\text{OBTENIDA: } \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3}$$

CALCULADA:

$$N \text{ VS } C = \frac{1}{N-A} + \frac{1}{A-B} + \frac{1}{B-D}$$



TWO \_\_\_\_\_

SERIE \_\_\_\_\_

VOL. NOM. \_\_\_\_\_

FREC. NOM. \_\_\_\_\_

CAP. TOTAL \_\_\_\_\_

RELACION TRANSF. \_\_\_\_\_

POTENCIA TOTAL \_\_\_\_\_

EQUIPO				MILIVOLTIAMPERE			MILIWATTS			FACTOR POT.	CAPACITANCIA		
NV	LV	POS.	KV	LEC.	MULT.	TOT.	LEC.	MULT.	TOT.	MEDIDA 20°C	MEDIDA	CALC.	PLAC.
H	A	GROUND	2.5										
H	B	GROUND	2.5										
H	C	GROUND	2.5										
H	D	GROUND	2.5										
A/	B/	GROUND	2.5										
B	D	GROUND	2.5										
B	▽	GROUND	0.5										
T	▽	GROUND	0.5										

\* 380 \_\_\_\_\_

EQUIPO DE PRUEBA \_\_\_\_\_

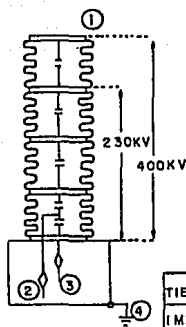
R /15 \_\_\_\_\_

SERIE \_\_\_\_\_

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
REGION DE TRASMISION CENTRAL  
"DISPOSITIVO DE POTENCIAL"

DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRASMISION

SUBESTACION \_\_\_\_\_ FECHA \_\_\_\_\_  
EQUIPO \_\_\_\_\_ MARCA \_\_\_\_\_ N- SERIE \_\_\_\_\_  
TIPO \_\_\_\_\_ NBI \_\_\_\_\_ KV \_\_\_\_\_  
CICLOS \_\_\_\_\_ NORMA \_\_\_\_\_  
TENSION PRIMARIA \_\_\_\_\_ VOLTAJE ENTRE FASE Y TIERRA \_\_\_\_\_



PRUEBA DE MEGGER Y T.P. CONEXIONES				
PRUEBA	VOLTS PRUEBA	LINEA (HV)	TIERRA (LV)	
1	2500	1	2	
2	2500	1	3	
3	2500	1	4	

TIEMPO	MEGGER								
	1			2			3		
MINUTO	LECT.	K	MΩ	LECT.	K	MΩ	LECT.	K	MΩ

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA											
PRUEBA	KV	LECT	K	MVA	LECT.	K	MV	% F.P.	CAPACIT.	K	RESULT.
1											
2											
3											

DATOS EQUIPO F.P

MODELO \_\_\_\_\_

N- SERIE \_\_\_\_\_

MARCA \_\_\_\_\_

PROBO \_\_\_\_\_

MEGGER

MODELO \_\_\_\_\_

N- SERIE \_\_\_\_\_

MARCA \_\_\_\_\_

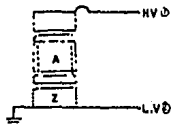
RANGO \_\_\_\_\_

PROBO \_\_\_\_\_

OBSERVACIONES \_\_\_\_\_

**REGION DE TRANSMISION CENTRAL**  
**DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION**  
**FACTOR DE POTENCIA APARTARRAYOS UNA SECCION**

NOMBRE DE LA SUBESTACION \_\_\_\_\_ FECHA \_\_\_\_\_  
 INSTALADO EN: \_\_\_\_\_ % HUMEDAD: \_\_\_\_\_ TEMP AMBIENTE °C \_\_\_\_\_  
 MARCA: \_\_\_\_\_ NUMERO DE SERIE: \_\_\_\_\_  
 AÑO DE FABRICACION: \_\_\_\_\_ KV: \_\_\_\_\_ TIPO \_\_\_\_\_ A.M.S.N. M. I. \_\_\_\_\_



PRUEBA No.	MIDE	LINEA	GROUND	VOLTS
1	A	1	2	2500

DATOS APARATO PRUEBA  
 MODELO: \_\_\_\_\_  
 No SERIE: \_\_\_\_\_  
 MARCA: \_\_\_\_\_  
 Precio: \_\_\_\_\_

FASE	LECTURA	MULT	MVA	LECTURA	MULT	MW	F.P. %	No DE SERIE
A								
B								
C								

**MEGGER - APARTARRAYOS UNA SECCION**

	MIDE	LINEA	TIERRA	VOLTS
	A	1	2	5000

DATOS APARATO DE PRUEBA  
 MODELO: \_\_\_\_\_  
 No SERIE: \_\_\_\_\_  
 MARCA: \_\_\_\_\_  
 Precio: \_\_\_\_\_

FASE	A				C				
	LECTURA	MULT	MVA	LECT	MULT	MVA	LECTURA	MULT	MVA
TIEMPO 1 min									
2 min									
3 min									

OBSERVACIONES \_\_\_\_\_

## COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

## REGION DE TRANSMISION CENTRAL

DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISION

SUBESTACION: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN LAS BARRAS DE LOS  
TABLEROS DE DISTRIBUCION.

TABLERO: \_\_\_\_\_ VOLTAJE: \_\_\_\_\_

1.- DIAGRAMA UNIFILAR DEL TABLERO DE \_\_\_\_\_

## 2.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

PRUEBA	VOLTAJE	- LECTURAS			
		MECIDA	CORRECCION A 20 °C		
I				M _____ °C	MEGER No _____ MARCA _____
II				M _____ °C	ESCALA _____
				M _____ °C	MULTIPLICADOR _____
				M _____ °C	FACT. CORRECT. A 20 °C _____

OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_

PROBÓ \_\_\_\_\_ Vo.Bo \_\_\_\_\_



# COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD REGION DE TRASMISION CENTRAL

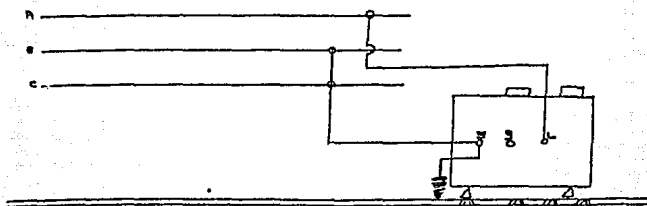
DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRASMISION

SUBESTACION \_\_\_\_\_ FECHA \_\_\_\_\_

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN BUSES DE KV.

BUS \_\_\_\_\_ VOLTAJE \_\_\_\_\_ AMPERES \_\_\_\_\_

1. DIAGRAMA UNIFILAR DEL BUS DE: 1KV



2. RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO

	LECTURAS			
	MEDIDA	CORREGIDA A 20 °C		
A. FASE - TIERRA			M.Ω	°C
B. FASE - TIERRA			M.Ω	°C
C. FASE - TIERRA			M.Ω	°C
D. 3 FASES - TIERRA			M.Ω	°C

MEGGER N° \_\_\_\_\_ MARCA \_\_\_\_\_

ESCALA \_\_\_\_\_

MULTIPLICADOR \_\_\_\_\_

FACT. CORRECT. A 20 °C UTILIZADO \_\_\_\_\_

OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_

APROBO \_\_\_\_\_ V. D. \_\_\_\_\_

**PRUEBAS DE AISLAMIENTO  
EQUIPO MISCELANEO**

EQUIPO		DIVISION		FECHA				
SUBESTACION		TEMP. EXTERIOR		TEMP. INTERIOR				
EQUIPO PRUEBA		LECCION DEL		% HUMEDAD				
		LECCION						
		FECHA ULTIMA PRUEBA						
		PRUEBA FINAL						
		EN LA HOJA No.						
COPIAS A:								
LÍNEA	FOLLETA	ALUMEN	LECTURAS EQUIPO FOTOS E.S. 70.				FACTOR DE POTENCIA	ELABORACION
			LECTURAS DE M.V. 1000	MULTIPLI- CACION	MVA	LECTURAS DE M.V. 1000		
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
<b>OBSERVACIONES</b>								
MÉTRICA PARA GOBIERNO DE AISLAMIENTO								
SÍMBOLOS AISLAMIENTO, ETC.		MÉTODOS DE MEDIDA, ACIERTO, ETC.		SÍMBOLOS				
0= BUENO	10= DETENIDO	20= BUENO	30= METANORADO	40= BUENO	50= DETENIDO	60= BUENO	70= DETENIDO	
8= INVESTIGAR	9= MALD (ROUTE & REPAIR)	11= INVESTIGAR	12= MALD (ROUTE & REPAIR)	13= INVESTIGAR	14= MALD (ROUTE & REPAIR)	15= INVESTIGAR	16= MALD (ROUTE & REPAIR)	

TIPO DE PRUEBA TIPO M No

PROBADO POR

APROBADO

HOJA No.

## CAPITULO III

## 3.1 Plan de trabajo

En este apartado de la tesis, se presenta concentrado el programa de trabajo para llevar a cabo las obras de puesta en servicio requeridas a las áreas de construcción (en su última fase) y la de operación, así como de protecciones, control y comunicaciones.

En nuestra función o actividad, nos concretamos meramente a la última fase de construcción y en toda la etapa de operación. La del primer bloque, sólo consiste en atacar los detalles pendientes de la obra general (mismos que serán presentados en una relación durante el desarrollo de este capítulo). Para operación, todo se basa en las pruebas al equipo intemperie de la S.E., así como al concentrado en la caseta de control.

A continuación se muestra un seguimiento adecuado para realizar las pruebas al equipo de la S.E.

	MEGGER	F.P.	DUCTER	TTR	CRONOGRAFO	VER.	PROTOCOLO
<b>Ints.</b>							
97010	x	x	x	x		x	x
93310	x	x	x	x		x	x
93030	x	x	x	x		x	x
93290	x	x	x	x		x	x
<b>Guchs.</b>							
97011	x	x	x			x	
97018	x	x	x			x	
93311	x	x	x			x	
93318	x	x	x			x	
93319	x	x	x			x	
93031	x	x	x			x	
93037	x	x	x			x	
93038	x	x	x			x	
93039	x	x	x			x	
93291	x	x	x			x	
93297	x	x	x			x	
93298	x	x	x			x	
93299	x	x	x			x	
<b>TC's</b>							
93310	x	x		x		x	
93030	x	x		x		x	
93290	x	x		x		x	
<b>DP's</b>							
93030	x	x				x	
93290	x	x				x	
<b>Apertarrayos</b>							
93310	x	x				x	
93030	x	x				x	
93290	x	x				x	
<b>MISCELANEA</b>							
<b>TP's</b>							
97010	x	x				x	
<b>BUSES</b>							
<b>Principal;</b>							
<b>auxiliar</b>	x						
<b>Transf.</b>							
<b>servicios</b>							
<b>propios</b>	x	x				x	
<b>Tablero</b>							
<b>servicios</b>							
<b>propios</b>	x						

Tabla (3.1) Seguimiento de pruebas para la puesta en servicio de la  
S.E. "Héroes Carranza".

- 3.1.1 Se ha incluido en el plan general de pruebas las de verificación que, como su nombre lo indica, trata de "verificar" las condiciones en las cuales se encuentra cierto equipo antes de poderlo emplear en el sistema energizado. En los formatos adjuntos, aparecen las observaciones que deben de notarse para una verificación precisa. En cuanto al protocolo de pruebas para el interruptor, esto consiste, particularmente en las maniobras encerradas en la Verificación final para puesta en servicio; ll pruebas diversas y muy importantes de poner en operación previa, pues el interruptor es parte vital de la S.E.
- 3.1.2 En cuanto al resto del equipo: TC's, DP's, apartarrayos, y TP's es considerando ciertas condiciones que no disponen de un formato. Se trata de examinarlos visualmente dando visto bueno (Vo. bo.) o la notificación para revisión y/o cambio, según sea el caso. En todo el equipo mencionado en el presente párrafo se checa verificación del montaje, nivelación y conexión a tierra y datos de placa. En forma particular:

TC's: Verificación de la posición exacta de los taps (derivaciones).

Ver. de la relación de espiras

Ver. de protección y peso.

En la caja de los secundarios checar su buen estado y colocación de cables en c/u de los bornes.

DP's: Observación del capacitor de acoplamiento con dispositivo de potencial requerido para el canal carrier de comunicación, tomando su poder expansivo de los transformadores (potencial expansivo), los cuales pueden ser otra vez utilizados para muestras de voltaje a través de los relevadores de protección.

TP's y apartarrayos: se verifican estos equipos teniendo en consideración las observaciones guía de los TC's, descartando en los apartarrayos las conexiones no existentes en el secundario, y sí en los TP's.

3.1.3 Concluidas las pruebas y verificaciones al equipo de S.E. del tipo primario, es preciso iniciar, en seguida, la responsabilidad de cubrir con pendientes de mayor o menor proporción, contando para ello con personal e implementos necesarios para, en un tiempo mf

nimo posible, procurar la terminación de dicho panorama.

3.1.4 Las obras de puesta en servicio no sólo implican las pruebas señaladas con anterioridad, sino que el área de construcción, operación y protecciones también intervienen para lograr cubrir las demandas de una S.E. que se encuentra en dicha fase. Construcción se encarga de los faltantes de mayor peso en virtud de establecerse un compromiso por medio del cual se responsabiliza de entregar la S.E. a operación, protecciones y control, áreas que luego tendrán el plan de trabajo en sus manos, hasta llevar las instalaciones al momento previo de la energización. Desde luego, las 4 áreas mencionadas se combinan y se mezclan en las actividades previas al desenlace sucediendo incluso algunos incidentes donde por alguna causa se llegan a romper campanas del accionamiento de las cuchillas, soportes de la flecha de operación en cuchillas puestas a tierra; probable ruptura de los mecanismos de las cuchillas pantógrafo o problemas en el tablero duplex, como podrían ser la falta de relevadores, piezas fusibles o fal-

ta de TC's auxiliares para protección de distancia de tierra, con derivaciones de pasos de 10% para compensación de secuencia cero, 5A, 60Hz, sólo por citar algunos de ellos. A continuación expongo una relación de faltantes típicos en la fase de puesta en servicio:

- 1.-Camino de acceso a la S.E.
- 2.-Servicios propios de c.a. y c.d.
- 3.-Fijar barras sueltas en tableros de servicios propios.
- 4.-Conectar cables de fuerza a interruptor de 220 V c.a. del tablero de servicios propios.
- 5.-Conectar TC's en tablero de servicios propios.
- 6.-Colocar interuptores termomagnéticos faltantes.
- 7.-Conectar banco de baterías.
- 8.-Leyendas de identificación a tablero de servicios propios y duplex.
- 9.-Piezas faltantes en tablero Duplex. Generalmente se trata de equipos menores o de complemento como:
  - Relevadores Scrachk, TC's auxiliares NNN, reles auxiliares de voltaje c.d. (2 contactos); piezas porta fusibles, capuchones color verde, rojo y ámbar; fusibles renovables tipo cartucho, etc.

En cuanto a bahías se tiene que cubrir con:



- 10.-Tubería faltante de SF<sub>6</sub> para interruptores, tubería de aire y puesta en servicio.
- 11.-Colocar tenedores en tubería de accionamiento en cuchillas pantógrafo y ajuste.
- 12.-Ajuste a cuchillas de tierra, de transferencia y línea.
- 13.-Manibela cierre-apertura en cuchillas puesta a tierra.
- 14.-Planta Diesel. Baterías de 24 V con su base.
- 15.-Tubería del tanque a la planta Diesel.
- 16.-Puesta en servicio de planta Diesel.
- 17.-Tapas faltantes a trincheras y registros.
- 18.-Pintar puertas de caseta de control y la misma en su interior y exterior.
- 19.-Conectar fotocontrol (fotocelda) para alumbrado exterior.

Información necesaria:

- 20.-Protocolos de prueba en interruptores (en este caso son BBC).
- 21.-Instructivos de:
  - a) Interruptor BBC
  - b) Planta de emergencia
  - c) Cuchillas ITE, SA y AEG.
  - d) Del transfer.
  - e) Esquemático del tablero de Servicios propios.

- f) Instructivo del cargador de baterías.
  - g) Copias de los pedidos de lotes de refacciones (interruptores y cuchillas).
  - h) Documentación final sobre posesión de terreno.
  - i) Colocación del letrero indicando las características de la S.E.
  - j) Identificación de cables de control.
  - k) Colocación de fusibles de 800 A o termomagnético de 500 A para banco de baterías.
- 22.- Reparación de banco de baterías en caso de descompostura.
- 23.- Corregir dirección de reflectores.
- 24.- Verificación de circuitos que no enciendan (alumbrado) en c.a. y c.d.
- 25.- Colocación de contactos y apagadores en caseta de control, chequeando con estos últimos lámpara por lámpara.
- 26.- Colocación y verificación de contactos monofásicos y trifásicos exteriores.
- 27.- Colocar y conectar extractor de aire (P/sala de baterías).
- 28.- Colocar protecciones a ventanas
- 29.- Sellar ductos de gabinetes centralizadores de control.
- 30.- Cerca perimetral de tela ciclónica

- a) Reforzar parte inferior
  - b) Completar alambre de púas
  - c) Aterrizar la cerca perimetral
- 31.-Drenaje a la fosa de tablero Duplex.
  - 32.-Caseta o local para refacciones.
  - 33.-Pintar franjas en pedestales (color uniforme y a nivel) para después pintar la nomenclatura del equipo y fases viendo siempre a la caseta de control. Además se pintarán franjas y nomenclaturas en gabinetes de interruptores, cuchillas y centralizadores de TC's, DP's y TP's.
  - 34.-Solicitud de información general sobre flechas, tensiones, perfiles, etc., de desviación de línea de transmisión a la S.E.
  - 35.-Reparación del sistema hidráulico y sanitarios.
  - 36.-Proteger 13.2 KV con hilo de guarda y seccionar la línea de entrada a S.E. (colocar aparrayos).
  - 37.-Probar DP's por personal de comunicaciones alimentando con frecuencia variable.

Antes de continuar, quisiera dejar sentado mi criterio sobre algunos de los puntos más importantes de la presente lista, puntos reales toma-

dos de las mayores demandas existentes en la ins  
talación.

Por ejemplo el punto 5 menciona 3 TC's, son de relación 400/5 A conectados en c/u de las fases de c.a. y en serie con un WHM así como con 3 ampérmetros en las mismas condiciones y un cuarto a tierra; en caso de no existir montado el WHM se pueden cortocircuitar para facilitar algunas operaciones en el tablero mismo.

10.-La tubería y la soldadura deberán ser afines pues de no ser así con las presiones ejercidas por el SF<sub>6</sub> pueden ocurrir accidentes que ponen en peligro la vida de personas que se encuentren cerca del interruptor

19.-La conexión de la fotocelda debe respetar las condiciones establecidas en los diagramas del ta  
blero de servicios propios con la finalidad de contar con iluminación adecuada durante la noches.

22.-El cargador de baterías es, como su nombre lo indica aquel equipo que nos va a permitir recupe  
rar las condiciones del banco de baterías a partir de dos condiciones: con un voltaje de flota  
ción y uno de igualación. Para aquel el valor es de 129 V c.d. y para el segundo de 140 V (en la S.E. "Héroes Carranza" se cuenta con 60 baterías

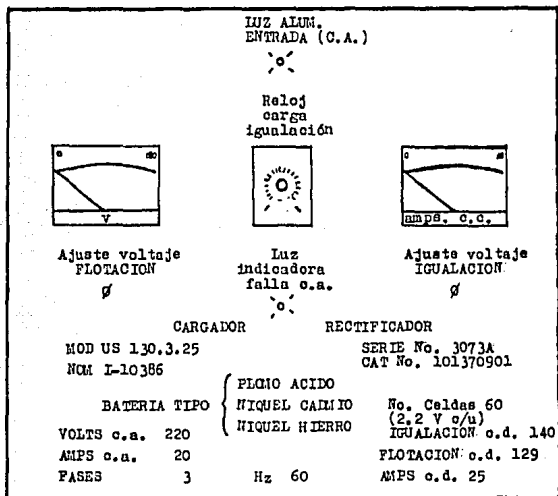


Fig. (3.1) Carátula del cargador de baterías usado en una S.E.

Generalmente, la marca más usada en las instalaciones de CPE es la EXIDE, que es un sistema de conversión de energía.

El cargador ofrece la solución a cualquier aplicación de sistemas estacionarios, de control y recarga de baterías. Esta se encuentra construida con placas positivas multitubulares, consiguiendo con dicha característica única, una vida esperada de 20 años en uso estacionarios, tal y como son los del equipo en S.E.

de 2.2 V de plomo-ácido lo cual implica 132 V, valor intermedio entre los especificados para los ajustes. Ver figura (3.1)

30.-Para la cerca perimetral de tela ciclónica existen una infinidad de datos para poder confiar en el aterrizaje o red de tierra de la S.E.

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las S.E. es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas otras partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

Se requiere la red de tierra por las siguientes razones:

- a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sean debidas a una falla de aislamiento o a la operación de un pararrayos.
- b) Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la S.E., que puedan ser peligrosas para el personal.
- c) Facilitar mediante sistemas de relevadores la

eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.

d) Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

36.-Sobretensiones de origen externo, debidas a rayos, como de las sobretensiones de origen interno, debidas a la apertura o cierre de interruptores son causas que conducen a los ingenieros a proteger 13.2 KV con hilo de guarda y seccionar la línea de entrada a S.E.

Para ello se protege a los transformadores de potencia mediante pararrayos colocados lo más cerca posible de los transformadores. Estos pararrayos proporcionan también una protección contra las sobretensiones a la zona de las barras colectoras y del equipo terminal de las líneas, pero debido a la mayor distancia entre los pararrayos y ese equipo y a los fenómenos asociados con la propagación y reflexión de las ondas de tensión, el equipo más alejado de los pararrayos puede quedar sometido a sobretensiones más altas que las que se alcanzan en el lugar donde están instalados los pararrayos. Claro que existen -- otras sobretensiones, las transitorias que pueden

entrar a la S.E. pero por las líneas de transmisión que pueden ser ondas de polaridad positiva o negativa debidas a rayos u ondas oscilantes - producidas por la operación de interruptores. Otra recomendación es la de seccionar la línea en otra longitud que no sea interna y correspondiente al área de la S.E.

Se colocan cuchillas seccionadoras o desconectadoras que sirven para desconectar físicamente un circuito eléctrico. Por su operación las hay con carga (tensión nominal) y sin carga, con la misma tensión. Por su tipo de accionamiento son manual y automático. Por su forma de desconexión las hay de varios tipos (para ello, puede consultarse el libro: Instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión del Ing. Gilberto Enríquez Harper, p. 58-59).

Cuando por alguna circunstancia las cuchillas pantógrafo que es quizás el equipo más delicado en la S.E. presenta problemas, los más frecuentes son:

1.-Que los contracontactos no hagan cierre simétrico tanto en el juego de las tres cuchillas como con el bus. Si se presentara este caso en otra S.E. con lo que debe contar es:



- a) Estar desenergizado el equipo.
- b) En virtud de estar montadas las cuchillas y para no hacerles perder su nivel lo más conveniente es "estirar" el bus con la ayuda de un montacarga y un tensor que, obligarán a realizar en la barra un trabajo de tensión o esfuerzo. Se someterá a estirarlo aproximadamente de 1 a 2 cm. (teniendo como referencia la clema enganchada a la estructura que sostiene el peso total de las barras principal y auxiliar), cantidad suficiente para corregir el problema. Puesto que existen abrazaderas dobles que se ubican en los mencionados buses o barras, se procede a aflojarlas ligeramente para que den de nuevo la tolerancia deseada y así conseguir que los contracontactos por fase hagan el cierre con simetría en forma correcta pues el arco puede alterar notablemente las funciones establecidas en la S.E. y en el equipo mismo. Al ajustar dichas cuchillas, a partir del aislador giratorio, se corrige también la función de cierre y apertura que deberá ser simétrica, como he explicado.
- c) Otro defecto que ocurre con frecuencia es que en las cajas de tijeras suceden fracturas que van a tener como consecuencia definitiva hacer el cam

bio del mecanismo fallado. Por tanto para realizarlo se requiere de una libranza especial que solo concede el control maestro dominado desde una central general que abarca una serie de instalaciones proporcionalmente repartidas en el -- anillo de 400 ó de 230 KV, según sea el caso. Conviene hacer tal revisión cuando la S.E. se en cuenta desenergizada.

Un aspecto muy importante es el ajuste de las levas de las cajas de mecanismo de las cuchillas de línea, de tierra y by-pass o de transferencia. En primer lugar debemos ir a las listas de los cables de control y servicios propios de la S.E. para conocer la nomenclatura con que ha sido iden tificado c/u de los cables. Luego, en la misma ho ja correspondiente a "x" cuchilla se manejarán - los contactos; es decir si se encuentran normal- mente abiertos o cerrados.

Precisamente de este ajuste de levas debemos tener en cuenta una serie de cuestiones muy im - portantes:

-Si la cuchilla (sobre todo el árbol de levas) abre en sentido opuesto a las manecillas del reloj y si al cerrar el movimiento es a favor de las manecillas, entonces cuando el tope detector

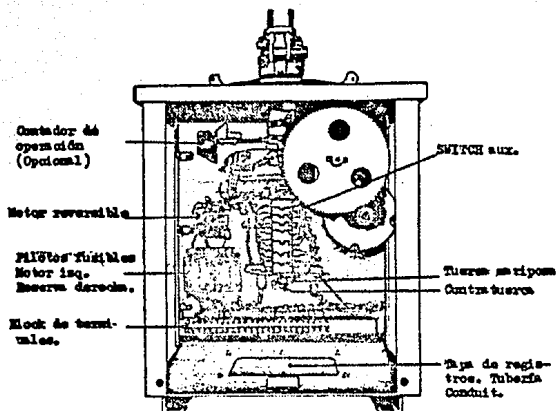
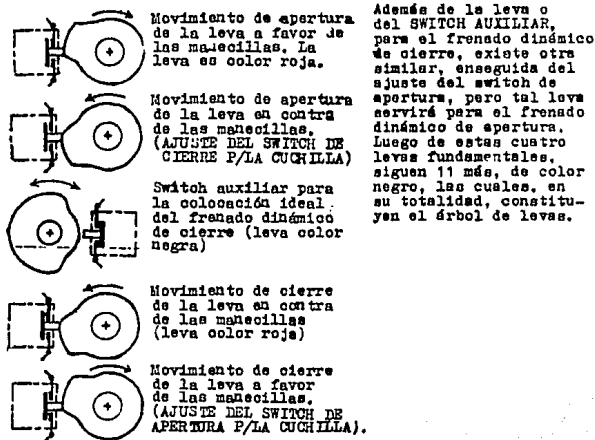


Fig. (2.5) Componentes principales del mecanismo de operación NO-10, para las cuchillas desconectadoras-Intemperie.



del cambio de operación de apertura o cierre, se encuentre libre es que el contacto se encontrará cerrado. Si por otro lado, se haya oprimido con alguna de las levas es que el contacto de permisivos o bloqueos se encuentra abierto. Precisamente el ajuste al mecanismo de operación al motor de cierre-apertura se hará en la posición cerrada.

Desde luego que existen otras demandas por cubrir tan importantes una como otra a tal grado que no deberemos olvidar funciones tan específicas de los TC's colocados en el campo los cuales tienen hasta tres finalidades importantes: Medición, protección y distancia, pero es quizás lo decisivo la puesta en servicio total para la cual se necesita antes de la libranza contar con el equipo bien conectado, sin presentar alteración alguna, pidiendo al personal que vuelvan a inspeccionar el equipo. De no existir confiabilidad se recomienda a los ingenieros hacerlo sobre todo en los conectores observando que el apriete de tornillos y tuercas sea el adecuado. Que en los TC's se debe checar el primario (taps) para evitar que la relación de transformación no sea diferente entre uno y otro de los tres transforma-

dores por bahía y esto implique demorar el tiempo de la libranza y de la puesta en servicio definitiva. Los secundarios también serán checados, viendo que las conexiones coincidan con los puntos indicados. DP's serán examinados también viendo si algún fusible se encuentra "quemado", y si las conexiones son correctas.

Si el examen del equipo es satisfactorio es recomendable avisar al sistema para realizar las maniobras de energización de las instalaciones.

### 3.2 El vínculo con el tren eléctrico.

A lo largo de todo el recorrido, que son aproximadamente 200 Km., existen hasta 7 S.E. que aportarán carga a otras S.E. reductoras, generalmente constituidas de dos transformadores de 35,000 KVA, que reducen la tensión de 85,000 a 15,000 volts.

Un juego de barras colectoras (85,000 volts) a las cuales se conectan los transformadores. Tres juegos de barras colectoras (15,000 V), dos para tracción y una para alumbrado, a las cuales se conectan por lo general dos transformadores.

Se puede decir de las S.E. rectificadoras que están constituidas esencialmente por un transformador y un rectificador de silicio de 2,500 KW,

con ventilación por aire; su objeto es convertir la corriente alterna de 15 KV en corriente con - tinua de 750 V, para proveer la corriente de -- tracción, necesaria para el movimiento de trenes.

La doblemente elástica vía férrea México-Que- rétaro (y, posteriormente hasta Irapuato) ha de terminar con el cuello de botella que ha repre- sentado grandes pérdidas a la economía nacional por su lentitud en operaciones. Con las 39 má -- quinas locomotoras eléctricas que tiene el gobier- no federal, los recortes, ampliación y moderniza- ción de la ruta antes citada permitirán que el movimiento de carga entre el sur y el norte de la nación sea más rápido: 100 kilómetros por hora (en la actualidad valor muy raquítico).

Los durmientes doblemente elásticos bajo los rieles similares, de importación unidos por soldadura aluminotérmica, elimina y disminuye las pendientes de uno por ciento a 0.75 por ciento, al igual que las curvaturas reducidas de 6 gra - dos a 2 únicamente, permitirá que, con locomoto- ras de mediana velocidad se alcancen velocidades de entre 120 y 130 km/h y, con equipo ultralige- ro se corra a 180 Km/h.

Cabe destacar que, excepto los rieles que se

tuvieron que importar de Canadá, los demás aditamentos son de producción nacional. Esta ruta, de gran importancia para el desarrollo de México, se inicia en la terminal central del D.F. y, en su primera fase, termina en Querétaro, con una longitud de 245 km., de los cuales el 90% está totalmente concluido, o sea entre Nochistongo y Querétaro, quedando pendiente el tramo entre -- Buenavista y Huehuetoca.

Uno de los tramos principales y que tuvo que sufrir modificaciones para salvar la zona arqueológica tolteca, es la zona de Tula, donde se -- construyeron un puente y dos viaductos que unidos tienen una longitud de mil 961 metros.

A cinco kilómetros de la zona arqueológica -- está ubicada la estación de Tula, la más moderna de todo el sistema ferroviario nacional. Según los más recientes datos, comenzará a operar correctamente en agosto de 1988 y, actualmente SCT tiene colocados 811 cimientos de postes para la línea de transmisión, a lo largo de 99 kilómetros, en un sólo sentido.

En 34 están ya montados los postes, en total 562 y en 30 km. más ya se tensaron los cables que habrán de conducir la corriente que será su-

ministrada por CFE.

De acuerdo al proyecto, deberán de instalarse 4,100 postes, y para fin de 1987, debieron estar concluidas las obras de electrificación entre - Tula y Querétaro con un total de 160 km. electrificados, cuatro subestaciones terminadas, 10 casetas para telecomunicaciones, de 37, el centro de Control del Valle de México y el tramo piloto de Dañú a Querétaro.

A principios de 1988 se trabajará en el área conurbada de la zona metropolitana; para el efecto, la SCT sostiene pláticas con el D.D.F. a --- efecto de determinar quien será el responsable de la construcción de las mismas.

Cabe destacar que, desde 1983, SCT recibió 39 máquinas eléctricas y están bajo custodia en Salinas, San Luis Potosí y el acuerdo con la com - pañía constructora, incluye la garantía de fabri - cación que no vencerá hasta que las locomotoras operen normalmente, lo que será en agosto de 1988.

No obstante que están almacenadas las máquinas, mensualmente, personal capacitado revisa el equi - po cada mes, lo que está establecido en el con - trato de compra-venta.



## CONCLUSIONES Y OBJETIVOS

Es quizás esta la parte donde se centrarán los elementos principales de la presente tesis, pues será la que exponga el esquema de un programa en toda forma para servir de guía a todos aquellos profesionistas que se encuentran laborando en el área de Subestaciones, plantas y centrales eléctricas. En virtud de ser un problema el contar con todos los elementos para optimizar el tiempo de puesta en servicio, se han planteado programas de solución en base al desarrollo de actividades previas pero, a su vez, llevadas a efecto con conocimiento de causa, pues los altos riesgos con que se opera a una instalación como la analizada en la presente tesis, requiere de personal capacitado, responsable y dispuesto a trabajar con empeño y tratar así, de desviar los procedimientos poco responsables existentes en nuestro país.

Como parte de los objetivos fundamentales -- anexo, a continuación, la ruta crítica general por medio de la cual, durante nuestra estancia en 2 subestaciones: Nochistongo, El Salto(230/115 KV) y "Héroes de Carranza" (230 KV), se hace no-

tar todo cuanto fue posible observar. Es muy importante el poder analizar que se da un tiempo de tolerancia para que todas las actividades tengan inicio y fin adecuados a las circunstancias y que, por ningún motivo pueden rebasar tiempos (a menos que se trate de un tiempo pesimista).

La puesta en servicio es y resulta una actividad sumamente delicada, pues de no cuidarse aspectos tan indispensables como buenas pruebas, verificación y examinación de todos aquellos puntos vitales contenidos en la S.E., habrá problemas a futuro de menores o mayores proporciones, según haya sido el descuido o falta de responsabilidad en el o los Ingenieros a cargo de obra de tal índole.



## B I B L I O G R A F I A

- Manual de diseño y normalización de líneas de transmisión. Cía de Luz y Fza. del Centro, S.A. 1973.
- Manual de diseño de Subestaciones cap. I al VII Gerencia de Planeación e Ingeniería, CLFC, S.A.
- Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Media y Alta tensión. Gilberto Enríquez Harper, Ed. Limusa, 1986.
- Circuitos Eléctricos  
Joseph A. Edminister, Mc. Graw Hill, 1982.
- Metodología de la Puesta en Servicio de la S.E. de potencia. Ing. Francisco J. Santander V.
- Instrucciones de instalación y mantenimiento - para las cuchillas TTT-7 y el mecanismo de motor MO-10 ITE, SA y BBC respectivamente.
- Manual de instalación de las cuchillas tipo Pantógrafo Z-245 KV, 2000 A, AEG.
- Manual de uso para el cronógrafo de papel metalizado. Alamex Electromecánica, S.A. de C.V.
- Procedimiento de prueba de relación de transformación con el equipo TTR (Procedimiento SGP-A011-S) CFE
- El sistema central de energía eléctrica.

Comisión Técnica de la C.L.F.C., S.A., 1983.

- Procedimientos para pruebas de factor de potencia de aislamientos en equipo eléctrico (Procedimiento SGP-A003-S) CFE
- Procedimiento de pruebas de sincronismo y tiempos de operación de interruptores (GGT-A002-S) CFE
- Procedimiento para pruebas de resistencia de aislamientos en equipo eléctrico "Megger" (SGP-A001-S) CFE.
- Redes eléctricas, T. I y II  
Ing. Jacinto Viqueira Landa.
- Operación de sistemas de potencia eléctrica.  
Ing. Salvador Cisneros Chávez C.F.E.

**-NORMAS:**

- CLFC, SA (Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A.)
- CCONNIE (Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica).
- ANSI (American National Standards Institute)