



42
**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN**

**"PRUEBAS DE RECEPCION A EQUIPO DE POTENCIA
EN SUBESTACIONES TELECONTROLADAS DE
230/23 KV EN LUZ Y FUERZA DEL CENTRO."**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :

GERARDO DE JESUS GONGORA CHICUELLAR

ASESOR: ING. OSCAR CERVANTES TORRES

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEX.

2000



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN
 UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR
 DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

SECRETARIA DE EDUCACION PUBLICA
 INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CUAUTITLAN

ASUNTO VOTOS APROBATORIOS

DR. JUAN ANTONIO MONTARAZ CRESPO
 DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLAN
 PRESENTE

AT'N Q. Ma del Carmen García Mijares
 Jefe del Departamento de Exámenes
 Profesionales de la FES Cuautitlán

Con base en el art 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS:

Pruebas de Recepción a Equipos de Potencia En Subestaciones
Telexcontroladas de 230/23 KV En Luz y Fuerza del Centro.

que presenta el pasante Gerardo de Jesús Góngora Chicuelar.
 con número de cuenta: 8932257-8 para obtener el TITULO de:
Ingeniero Mecánico Electricista.

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO

ATENTAMENTE
 "POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPIRITU"

Cuautitlan Izcañi, Edo de Méx, a 22 de Marzo de 2000

- PRESIDENTE Ing. Javier Hernández Vega. [Firma] 5/IV/00
- VOCAL Ing. Benjamín Contreras Santacruz. [Firma] 29/III/00
- SECRETARIO Ing. Oscar Cervantes Torres. [Firma] 29/III/00
- PRIMER SUPLENTE Ing. Esteban Corona Escamilla. [Firma] 29/03/00
- SEGUNDO SUPLENTE Ing. M. de la Luz González Quijano. [Firma] 29/03/00

Gracias te doy Señor por permitir florecer a este hermoso ahuehuete que me ha cobijado con su sombra, y me ha protegido de días calurosos y de días lluviosos, dándome esa tranquilidad para poder lograr este gran paso de mi vida.

Te Pido Señor, que como tal árbol, de años y experiencia, siempre firme y erguido hacia ti, este en todo momento presente en tu mente.

Para ti, que solo sabes que eres tú mi dulce ahuehuete, te dedico este gran paso de mi vida.

Gerardo de Jesús Góngora Chicuellar.

Gracias Papá, gracias Mamá, porque gran parte de lo que soy y como soy, es por ustedes.

La culminación de esta primera etapa les demuestra que han hecho bien las cosas. De ahora en adelante depende de mí el continuar, pero con este inicio ya se que lo voy a lograr.

Gerardo de Jesús Góngora Chicuellar

Gracias, esposa mía por tu amor y comprensión.

Tu y yo estamos juntos dando un paso más de nuestro largo camino, y primero Dios, espero, sigamos juntos hasta ese lejano final.

Gerardo de Jesús Góngora Chicuellar.

INDICE.

	Pag.'s
INTRODUCCIÓN	5
CAPITULO I.	
SUBESTACIONES TELECONTROLADAS.	7
1.1 Generalidades.	7
1.2 Subestaciones Telecontroladas.	14
1.2.1 Obtención de datos	15
1.2.2 Procesamiento de la Información	15
1.2.3 Acción del control	15
1.3 Equipo de Potencia de una Subestación de Distribución de 230/23 KV.	16
1.3.1 El transformador de Potencia	17
1.3.2 Boquillas	20
1.3.3 Interruptor de Potencia	20
1.3.4 Cuchillas desconectoras	21
1.3.5 Cuchillas Fusibles	22
1.3.6 Apartarrayos	23
1.3.7 Transformador de Corriente y Potencial	23
1.3.8 Condensador de Acoplamiento y Trampa de Onda	26
1.3.9 Reactor	28
1.3.10 Banco de Capacitores de Potencia	30
1.3.11 Barras Colectoras	30
1.4 Telecontrol de Subestaciones.	31
1.4.1 Equipo de Alta Tensión	32
1.4.2 Tablero de Protección	32
1.4.3 Registrador de Eventos	33
1.4.4 Tablero de Control Miniaturizado	34
1.4.5 Unidad Terminal Remota	36
1.5 Descripción del Sistema de Control Remoto y Adquisición de datos (CRAD)	37
1.5.1 Subsistema de Adquisición de datos	38
1.5.2 Subsistema Computadora	40
1.6 Funciones del Sistema CRAD.	41

CAPITULO II.	
PRUEBAS DE RECEPCIÓN A EQUIPOS DE POTENCIA.	46
II.1	Generalidades. 46
II.2	Pruebas de Recepción a Equipos de Potencia. 47
II.3	Resistencia de Aislamiento. 49
II.3.1	Teoría General 49
II.3.2	Parámetros que afectan al valor de Resistencia de Aislamiento 51
II.3.3	Equipo de Prueba 53
II.4	Factor de potencia de Aislamiento. 56
II.4.1	Teoría General 56
II.4.2	Equipo de Prueba 58
II.4.3	Perdidas Dieléctricas 61
II.5	Relación de Transformación. 63
II.5.1	Teoría General 63
II.5.2	Equipo de Prueba 63
II.6	Rigidez dieléctrica del Aceite. 66
II.6.1	Teoría General 66
II.6.2	Equipo de Prueba 70
II.7	Resistencia Óhmica de Contacto 71
II.7.1	Teoría General 71
II.7.2	Equipo de Prueba 72
II.8	Tiempo de Apertura y Cierre de Interruptores. 76
II.8.1	Teoría General 76
II.8.2	Equipo de Prueba 78
II.9	Continuidad y Polaridad. 81
II.9.1	Continuidad 82
II.9.2	Polaridad 83
II.10	Voltaje Mínimo de Operación. 86

CAPITULO III.	
METODOS E INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE RECEPCIÓN	89
III.1	Generalidades. 89
III.2	Pruebas de Resistencia de Aislamiento. 90
III.2.1	Metodología de la Prueba de Resistencia de Aislamiento 90
III.3	Factor de potencia de Aislamiento. 104
III.3.1	Secuencia de Prueba 104
III.4	Perdidas Dieléctricas. 111
III.4.1	Aceite Aislante 111
III.4.2	Boquillas 112
III.4.3	Interruptores 112
III.4.4	Interpretación de Resultados 113
III.5	Relación de Transformación. 116
III.5.1	Secuencia de Prueba 116
III.5.2	Interpretación de Resultados 117
III.6	Rígidez dieléctrica del Aceite. 121
III.6.1	Secuencia de Prueba 121
III.6.2	Interpretación de Resultados 122
III.7	Resistencia de contactos. 125
III.7.1	Secuencia de Prueba 125
III.7.2	Interpretación de Resultados 126
III.8	Tiempo de Apertura y Cierre de Interruptores. 129
III.8.1	Secuencia de Prueba 129
III.8.2	Interpretación de Resultados 134
CAPITULO IV	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	134
BIBLIOGRAFÍA.	137

I N T R O D U C C I Ó N .

Es evidente que en estos días en que iniciamos un nuevo siglo, la energía eléctrica se haya vuelto parte fundamental en nuestra forma de vida ya que no solo a permitido que la industria se haya desarrollado de una forma efervescente, sino que también a dejado que el ser humano tengan una manera de comunicarse, divertirse y convivir más rápida y fácilmente.

Pero todo esto se ha logrado gracias a que al paso del tiempo hemos desarrollado una infraestructura organizada y una tecnología capaz de satisfacer las demandas que nuestra sociedad solicita; esta infraestructura no es otro que nuestro SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

Un Sistema Eléctrico de Potencia consta principalmente de una generación, de una transmisión y una distribución de la energía eléctrica; pero para lograr todo esto es necesario emplear Subestaciones Eléctricas que nos permitirán elevar, dirigir y disminuir el voltaje para una buena transmisión ya que los asentamientos humanos se encuentran a una gran distancia de los lugares en donde se genera la energía eléctrica.

Por lo anterior se podría decir que la parte fundamental de un Sistema Eléctrico de Potencia para una correcta transmisión y distribución es la SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Existen actualmente diversos tipos de Subestaciones eléctricas, las cuales se pueden clasificar de acuerdo a la forma de construcción, de mando, control y uso. Todas ellas contienen en su conjunto una serie de elementos clasificados como primarios y secundarios de acuerdo con la

importancia de su uso. Por lo común estos son casi siempre los mismos, pero con las características apropiadas para cada tipo específico de Subestación eléctrica.

La Gerencia de Construcción de Luz y Fuerza del centro creó la Sección de Pruebas y control de Calidad, que tiene como finalidad, realizar la revisión y pruebas finales a todo el equipo instalado en las Subestaciones, y de los resultados obtenidos dependerá la entrega del mismo a la Gerencia de Producción.

Antes de entregar una subestación en los departamentos que se hacen cargo de su Operación y Mantenimiento, es necesario conocer las condiciones eléctricas en las que se encuentra el equipo eléctrico y los componentes eléctricos necesarios para su *instalación, control y protección*, evitando así contratiempos al tener que desmontarlo y cambiarlo si este se encuentra en malas condiciones.

Para conocer las condiciones eléctricas en las que se encuentra un equipo, tanto de Potencia, como de control, protección ó medición, se realizan distintas pruebas, siendo estas las siguientes:

1. Pruebas Preliminares: Efectuadas antes del montaje.
2. Pruebas de Recepción: Efectuadas después del montaje.
3. Pruebas finales: Efectuadas en la revisión final y en el momento de la entrega.

Generalmente las pruebas finales son realizadas con el fin de proporcionar la máxima confiabilidad al poner en servicio una Subestación y evitar daños en la misma, que en un momento dado podrían destruirla completamente.

El Objetivo principal de este trabajo es describir las pruebas de recepción del equipo de potencia después de su instalación conociendo así el estado en el que se entrega.

CAPITULO I

SUBESTACIONES TELECONTROLADAS.

1.1 GENERALIDADES.

Un Sistema Eléctrico de Potencia como mencionamos anteriormente se compone de varias secciones, las cuales se pueden enumerar de la siguiente manera:

- 1) Generación (plantas generadoras)
- 2) Subestaciones Eléctricas.
- 3) *Transmisión*
- 4) Distribución.

Tomando en cuenta de que si no tuviéramos una Subestación Eléctrica el Sistema Eléctrico de Potencia no sería eficiente una Subestación se podría definir como: El conjunto de dispositivos necesarios para poder cambiar o regular la tensión eléctrica, enlazar líneas de transmisión y/u operar los elementos de protección en un Sistema Eléctrico de Potencia.

Las principales funciones que se realizan en las Subestaciones son las siguientes:

- a) Cambio de voltaje mediante transformadores y autotransformadores.
- b) Enlace y derivación de líneas de Transmisión.
- c) Conexión y desconexión de alimentadores mediante la operación de interruptores y cuchillas
- d) Generación o absorción de potencia reactiva, mediante bancos de capacitores, condensadores sincronicos o reactores en paralelo.

Todas estas funciones permiten que exista una continuidad en el servicio, regulación de tensión y control de la frecuencia en la parte de distribución que es la última etapa del Sistema eléctrico de Potencia logrando con esto una calidad en el suministro de energía eléctrica.

Las Subestaciones se pueden clasificar de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, las cuales son:

a) Variadoras de tensión

- | | |
|------------------|---|
| -Elevadoras. | Aumentan el voltaje. |
| -Reductoras. | Disminuyen el voltaje. |
| -Rectificadoras. | Convierten la corriente alterna en directa. |

b) De maniobra o seccionadoras de circuito.

-De enlace o interconexión. Enlazan dos líneas de transmisión que operan al mismo potencial. Si en algún momento alguna de ellas sale de servicio por algún motivo, la carga del sistema queda enlazada a la otra línea de transmisión.

c) Mixtas Mezcla de las dos anteriores.

Por la potencia y tensión que manejan, las Subestaciones se clasifican en:

- a) De transmisión. Arriba de 230 KV (400 KV)
- b) De subtransmisión. Entre 230 y 115 KV (230 KV)
- c) De distribución primaria. Entre 115 y 23 KV (85 y 23KV)
- d) De distribución secundaria. Abajo de 23 KV. (6 KV)

Por su forma física de construcción, las Subestaciones se agrupan en:

a) Convencional. Se construyen respetando las distancias mínimas de no flameo a tierra y las distancias de seguridad del personal para que al circular por la Subestación no reciba una descarga eléctrica. Existen de tipo a la intemperie y de tipo interior.

b) Blindada. Solo respeta las distancias mínimas de no flameo a tierra. Está forrada de lámina para su protección y del personal. Hay que retirar la energía para poder penetrar en ella y evitar una descarga.

c) Compacta. Son pequeños gabinetes agrupados en tres grupos: el primero, permite la recepción de la energía y su conexión y desconexión; el segundo, transforma el voltaje primario a la tensión adecuada para ser distribuida; el tercero contiene el control y protección de la distribución de la energía. Existen de tipo interior e interperie.

d) Encapsulada. Todas las partes vivas de la Subestación se encuentran encapsuladas en gas a presión. El gas que comúnmente se utiliza es el hexafluoruro de azufre. Este tipo de Subestación es muy pequeño en comparación con una convencional.

Por la forma en que operan y son controladas, las Subestaciones se pueden dividir en:

a) Convencional. Existen operadores o personal fijo haciendo las operaciones y maniobras de la Subestación.

b) Telecontroladas. Se opera a control remoto desde un centro de control.

c) Mixta. Es una combinación de las dos anteriores.

d) Rural. No hay personal fijo ni se controla a distancia. Son pequeñas pero logran llevar energía eléctrica a pequeños asentamientos humanos.

Por el arreglo que tiene su barra colectora y puntos de conexión, las Subestaciones se pueden clasificar en:

a) Anillo (Ver fig. I.1a)

b) Interruptor y medio. (Ver Fig. I.1b)

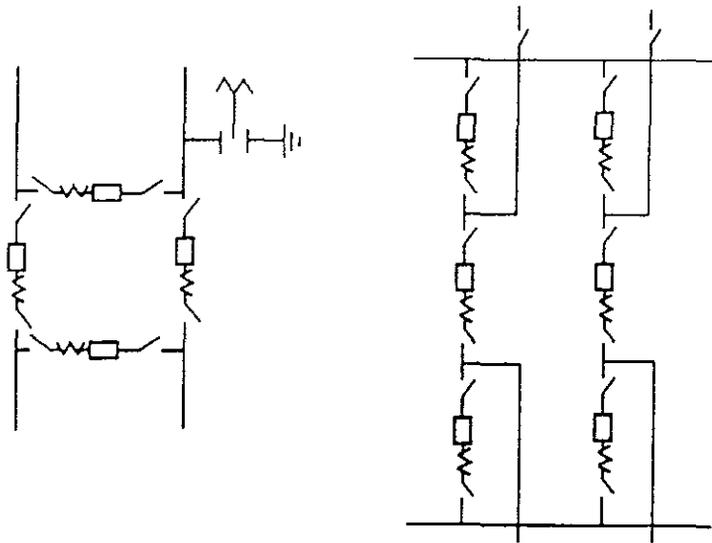
c) Barra sencilla. (Ver Fig. I.1c)

d) Doble interruptor. (Ver Fig. I.1d)

e) Doble barra. (Ver Fig. I.1e)

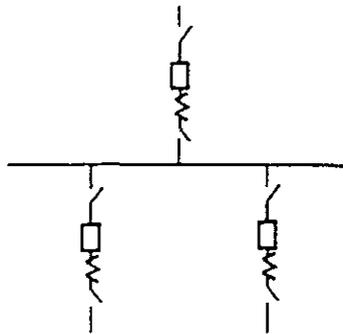
f) Bus seccionado. (Ver Fig. I.1f)

Los arreglos anteriores pueden encontrarse en el lado de alta tensión, de baja tensión o ambos.



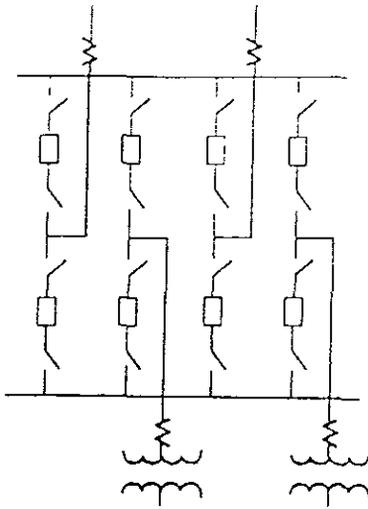
a) Arreglo en anillo

b) Arreglo de interruptor y medio

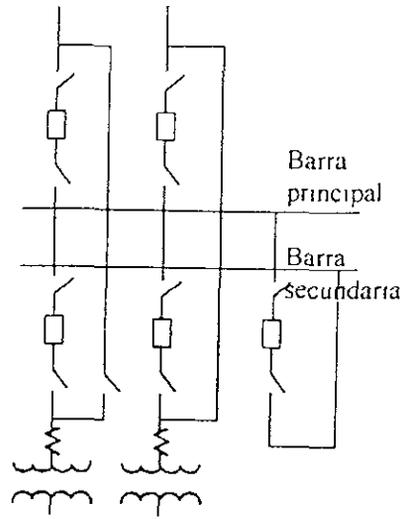


c) Arreglo de barra sencilla

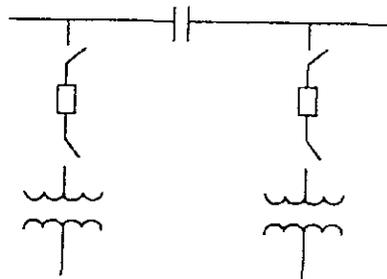
Figura 1 | Tipos de arreglos en subestaciones



d) Arreglo de doble interruptor



e) Arreglo de doble barra



f) Arreglo de bus seccionado

Figura 1.1 Tipos de arreglos en subestaciones (continuación)

En el sistema de luz y Fuerza del Centro existen los siguientes tipos principales de Subestaciones:

- a) Subestaciones de distribución de 85/6 KV.
- b) Subestaciones de distribución de 85/23 KV.
- c) Subestaciones de distribución de 230/23 KV.
- d) Subestaciones de subtransmisión de 230/85 KV.
- e) Subestaciones de transmisión de 400/230 KV.

A continuación se dan las características generales de estos tipos de Subestaciones.

Subestaciones de distribución de 85/6 KV. Este tipo de Subestación de distribución se generalizó en la década de los años cincuenta. Posteriormente, debido al crecimiento del sistema de distribución de Luz y fuerza y al aumento de la densidad de carga se hizo necesario utilizar una tensión de distribución más elevada; en 1964 se adoptó la tensión de 23 KV. La tensión de 6 KV se irá substituyendo paulatinamente por la de 23 KV y ya no se realizan nuevas instalaciones de 6 KV.

Subestaciones de distribución de 85/23 KV con transformadores monofasicos. Durante muchos años se utilizó en Luz y fuerza la tensión de 20 KV como tensión de subtransmisión para

alimentar Subestaciones de 20/6 KV y como tensión de distribución para clientes industriales importantes. Como se dijo antes, en 1964 se adoptó como tensión de distribución preferente la tensión de 23 KV. Las antiguas instalaciones de 20 KV pueden operarse a 23 KV sin ningún cambio, ya que tanto el nivel de aislamiento de las instalaciones existentes (150 KV al impulso), como las derivaciones son adecuadas para esta nueva tensión.

Subestaciones de distribución de 230/23 KV con transformadores trifásicos de 60 MVA. Desde 1970 se empezaron a instalar en el sistema de Luz y Fuerza del Centro, Subestaciones para alimentar el sistema de distribución de 23 KV directamente desde la red de transmisión de 23 KV.

Las características generales de las Subestaciones son las siguientes:

La capacidad instalada de transformadores es inicialmente de 120 MVA, por Subestación con dos transformadores trifásicos de 60 MVA, lo que da una capacidad firme de 72 MVA, aceptando una sobrecarga de 20 % en uno de los transformadores, cuando el otro está fuera de servicio. Los estudios realizados tomando en cuenta la forma de las curvas de carga, demuestran que puede tenerse esta sobrecarga sin disminución de la vida del transformador.

La Subestación puede ampliarse instalando un tercer transformador trifásico de 60 MVA, con lo que se obtiene una capacidad firme de 144MVA, aceptando la misma sobrecarga de dos transformadores, cuando el tercero esté fuera de servicio.

Subestaciones de Subtransmisión de 230/85 KV. Estas Subestaciones tienen como función reducir el voltaje para alimentar el sistema de subtransmisión de 85 KV. Las primeras Subestaciones

de este tipo se realizaron con transformadores monofasicos con una capacidad de 33.33 MVA, lo que da una capacidad del banco trifásico de 100 MVA

Subestaciones de Transmisión de 400/230 KV. El crecimiento del Sistema Central hace necesario *superponer a la red de 230 KV un sistema de 400 KV*, capaz de transmitir las energías cada vez mayores procedentes de las plantas generadoras e inyectarlas en lugares apropiados a la red de 230 KV Para las Subestaciones de 400/230 KV se utilizará autotransformadores monofasicos de 110 MVA, para formar bancos trifasicos de 330 MVA

1.2 Subestaciones Telecontroladas

Dentro de los diversos tipos de Subestaciones que se encuentran en Luz y fuerza el trabajo que presentamos se enfoca a la de tipo de Telecontrol con capacidad de 230/23KV ya que por lo que se mencionó anteriormente es el tipo de Subestación más utilizado en la actualidad.

Para un sistema de Telecontrol se dispondrá de una estación central y estaciones remotas a Telecontrolar. En nuestro caso y para Luz y Fuerza, la estación central es la Oficina de Operación Sistema y las estaciones remotas ó a Telecontrolar son las Subestaciones que han sido Automatizadas y a las cuales nos referimos en este trabajo.

Se dice que una Subestación es Telecontrolada ó Automatizada cuando se ha instalado en esta, el equipo necesario para poder controlarla ó supervisarla desde lugares lejanos a esta.

En un sistema Telecontrolado y Automatizado se dispone de las siguientes ventajas.

A) **Técnicas.**- Obtenidas con el uso de protecciones (Relevadores) diseñadas para supervisar continuamente los parámetros bajo los cuales trabajará el equipo, sin dejar que estos cambien. Si los parámetros cambiaran, las protecciones mandarían aislar el equipo donde esto ocurra.

B) **Operativas.**- Resultantes de la utilización de sistemas de Supervisión (no humanos) del control y estado del equipo que cuanto más crezca más personal utilizará.

C) **De Eficiencia.**- Esta última ventaja que es producto de las anteriores, se refiere a la seguridad, confiabilidad y continuidad en el servicio proporcionadas por la Automatización y Telecontrol.

Para obtener este tipo de ventajas, las Subestaciones Automatizadas y Telecontroladas deben seguir cierto método de operación, el cual puede resumirse en los siguientes puntos:

I.2.1 Obtención de Datos.- Se refiere a la supervisión de los cambios de estado (Señalización y Alarmas), así como la medición de los valores de Voltaje, Corriente y Potencia proporcionados por el equipo de potencia.

I.2.2 Procesamiento de la Información.- Por medio de Computadoras y los datos obtenidos, el procesamiento de la información, permite efectuar regulaciones de Voltaje, Corriente, Frecuencia y un despacho económico de carga. Así como los estudios de flujo de carga para determinar necesidades futuras a satisfacer.

I.2.3 Acción del Control.- Después del procesamiento de la información, se obtienen los resultados u ordenes enfocados principalmente al control, como: aperturas o cierres de Interruptores ó cuchillas; variación en la generación; regulación de Voltajes, etc.

Entonces una Subestación Telecontrolada es el conjunto de elementos de potencia, control, medición, protección y señalización que tienen como finalidad transferir y conservar la potencia de un circuito a otro modificando los parámetros de Tensión y corriente, proporcionando un servicio continuo, pero controlándose y supervisándose desde lugares lejanos a esta.

1.3 EQUIPO DE POTENCIA DE UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE 230/23 KV.

El número de elementos de una Subestación de Distribución es variable ya que depende de la elección del diagrama de conexiones, tanto en el lado de Baja Tensión como en el lado de Alta Tensión. La figura 1.2. Muestra un arreglo típico (interruptor y medio en A.T. y anillo en B.T.) de una Subestación de Distribución de 230/23 KV. , Así como el equipo eléctrico que la compone.

Elementos de Potencia que componen una Subestación de Distribución de 230/23 KV.

- Transformadores de Potencia de 60 MVA a 230 / 23 KV.
- Boquillas de 230 y 23 KV.
- Interruptores de potencia de 230 y 23 Kv.
- Cuchillas desconectoras de 230 y 23 Kv.
- Cuchillas fusibles de 23 Kv.
- Apartarrayos de 230 y 23 Kv.
- Transformadores de Corriente en 230 y 23 Kv.
- Transformadores de Potencial en 230 y 23 Kv.

- Condensadores de Acoplamiento instalados en 230 Kv.
- Trampas de Onda.
- Reactores.
- Banco de Capacitores.
- Juego de Barras de 230 y 23 Kv.

Breve descripción del equipo.

1.3.1 El transformador de Potencia

Son en la mayoría de las Subestaciones el elemento principal. Dependiendo del diseño de la Subestación, las características del transformador van a variar; entre las características principales destacan los aspectos tales como las conexiones, la impedancia de los devanados, las derivaciones, tipos de conexión y el enfriamiento.

Es el aparato estático de inducción electromagnética, destinado a transformar un sistema de corrientes variables (alternas) en otros o varios sistemas de corrientes variables (alternas) de intensidad y tensión generalmente diferentes y de la misma frecuencia.

El transformador tiene su principal aplicación como variador de la tensión en las líneas de transporte de energía eléctrica, en su doble versión de elevador y reductor. En las centrales eléctricas el Transformador actúa como elevador de la tensión, mientras que al final de una línea de transporte funciona como reductor (véase fig. 1.3).

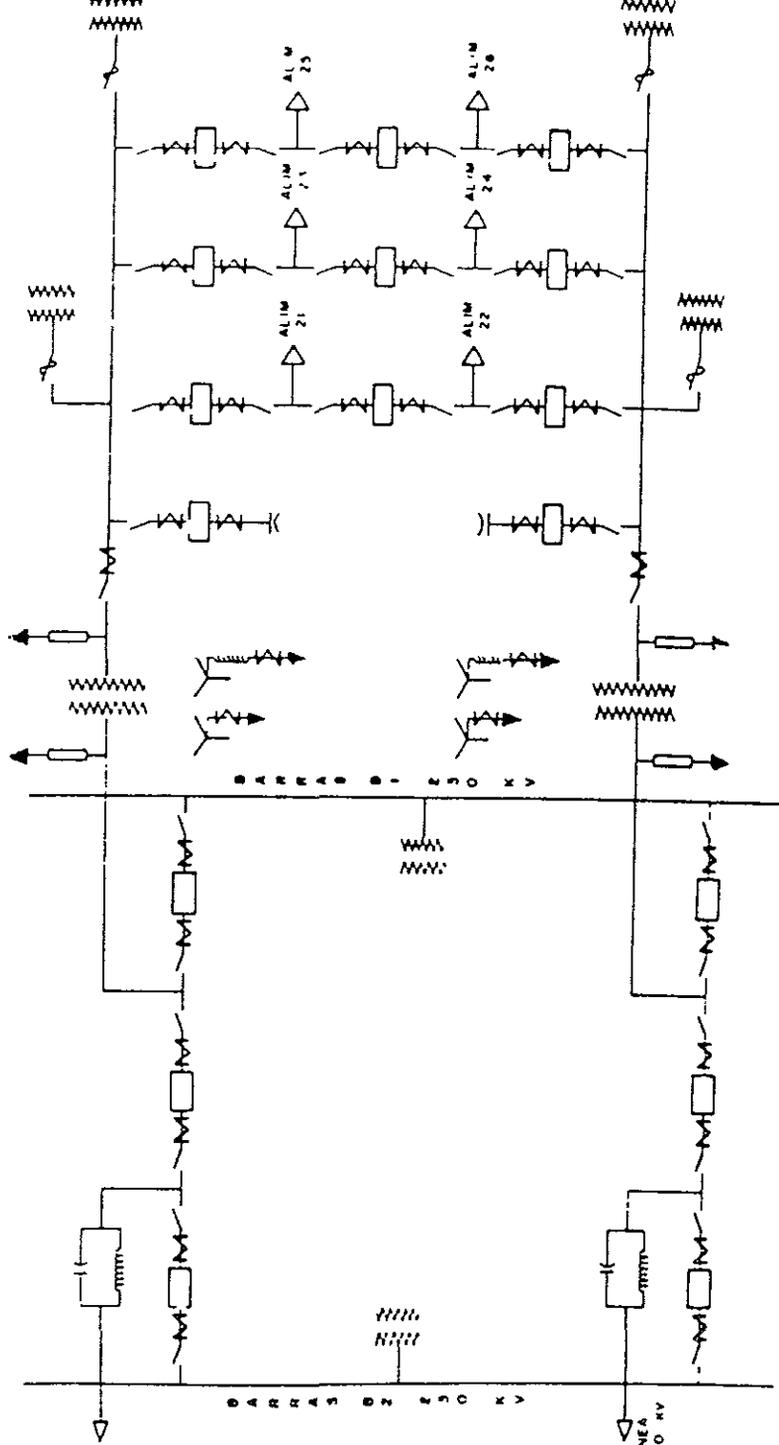


Fig. 12 (interrupor y medio en A.T y anillo en B.T)

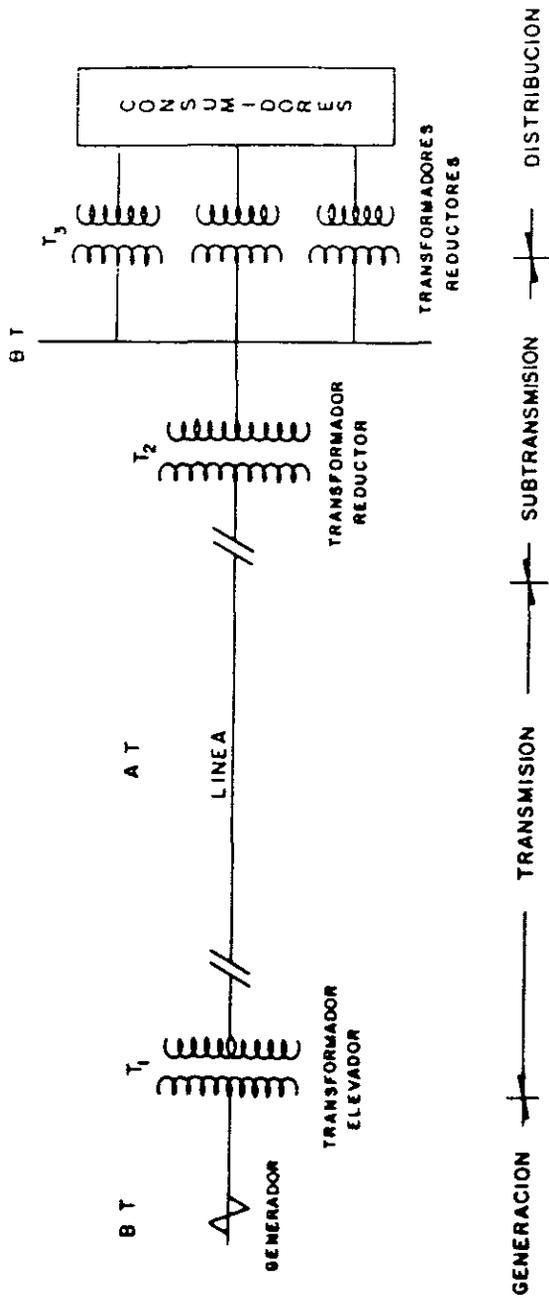


Fig. I.3 distintas etapas de transformación.

Desde el final de la línea de transporte hasta la conexión de los receptores o consumidores, la energía eléctrica es sometida a varias transformaciones con sucesivas elevaciones y reducciones de tensión por lo que jugará un papel primordial el rendimiento del transformador.

Uno de los elementos más importantes de una Subestación es el Transformador, si este es dañado, la Subestación podría dejar de funcionar.

I.3.2 BOQUILLAS

Las boquillas o aisladores son el medio de conexión entre los devanados (dentro del bote) del Transformador y la Línea.

Para los transformadores se construyen generalmente de porcelana vidriada y aquellos para transformadores con tensiones superiores a 34.5 KV por lo general se construyen de tipo condensador con papel bakelizado o papel y aceite en el aislamiento interior.

El conductor interno que atraviesa la boquilla puede estar constituido por cobre trenzado o bien por cobre flexible, terminando en un conductor del cobre estañado o plateado para mejor contacto en la conexión con los devanados en el interior del transformador.

I.3.3. INTERRUPTORES DE POTENCIA

El interruptor es un dispositivo eléctrico que tiene, por objeto interrumpir o volver a restablecer los circuitos eléctricos, tanto con corriente normal o de servicio, como de corto circuito, en caso de perturbaciones o disturbios.

Para que un interruptor sea Ideal, deberá cumplir con las dos condiciones siguientes:

- 1 La Sincronización, es decir, que los contactos cierren en el cero de la corriente y abran en el momento preciso
- 2 La rapidez de cierre y apertura debe ser infinitamente grande para que al instante se interrumpa el arco.

Las condiciones anteriores son muy difíciles de lograr en la práctica. No obstante los interruptores actuales casi logran la Sincronización de cierre y apertura, en cambio la condición de rapidez es muy difícil de lograr. El arco actúa como agente de sincronización del interruptor ya que permite mantener la corriente hasta que llegue a cero.

I.3.4 Cuchillas Desconectadoras.

Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser maniobradas bajo tensión, pero en general sin corriente ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula.

Su empleo es necesario en los sistemas ya que debe existir seguridad en el aislamiento físico de los circuitos antes de realizar cualquier trabajo y para los cuales la presencia del interruptor no es suficiente para garantizar un aislamiento eléctrico.

Las cuchillas desconectadoras en particular deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Garantizar un aislamiento eléctrico a tierra y sobre todo en la apertura

- Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista una elevación de temperatura en las diferentes partes de la cuchilla y en particular en los contactos.

- Soportar por un tiempo especificado los efectos térmicos y dinámicos de la corriente de corto circuito.

- La maniobra de cierre y apertura se deben realizar con toda seguridad, es decir, sin posibilidad de que se presenten falsos contactos ó posiciones falsas, aún en condiciones atmosféricas desfavorables.

Las cuchillas desconectadoras pueden tener formas constitutivas y características constructivas que tienen variantes basándose en la Tensión de aislamiento y a la corriente que debe conducir en condiciones normales.

I.3.5. Cuchillas Fusibles.

Las cuchillas fusibles como los interruptores y disyuntores, se emplean para abrir un circuito en caso de presentarse una sobre carga ó un corto circuito. No se usan por lo común, para abrir ó cerrar circuitos durante la operación normal. Sin embargo, la cuchilla fusible no vuelve a cerrarse una vez abierta.

Al producirse la falla y fundir el fusible, queda suelta la trenza de cobre y actúa el mecanismo actuante, liberando este al cartucho de la presión del resorte superior que le retenía permitiéndole caer por su propio peso y producir así el seccionamiento.

I.3.6 Apartarrayos.

Los Apartarrayos son dispositivos eléctricos que protegen tanto equipos como las líneas de A T contra sobre tensiones debido a descargas atmosféricas y cortos circuitos así como desbalanceo debido a sobrecargas los cuales se conectan entre los conductores de la línea y tierra. Se instalan en la entrada y salida de los transformadores y/ó Subestaciones.

Están formados por un material especial que tiene la propiedad de variar su resistencia eléctrica conforme varia la tensión. Cuando la línea esta a la Tensión nominal la auto válvula es aislante y por ello no pasa corriente eléctrica; pero, cuando aumenta la tensión de la línea se va haciendo conductora y deja pasar por ella la corriente eléctrica que de otra forma, entraría en la estación transformadora ó recorrería la línea de distribución.

I.3.7 Transformador de Corriente y de Potencial.

Los Relevadores de protección del tipo de C.A. accionados por Voltaje y Corriente son suministrados por Transformadores de Corriente y Transformadores de Potencial. Estos transformadores proporcionan aislamiento contra la alta tensión del circuito de potencia y alimentan también a los Relevadores con magnitudes proporcionales a aquellas del circuito de potencia, pero lo suficiente reducidas en magnitud para que los relees puedan hacerse relativamente pequeños y no costosos.

La aplicación adecuada de los transformadores de Corriente y Potencial implica la consideración de varios requisitos, que son los siguientes.

- a Construcción Mecánica.
- b. Tipo de aislamiento (seco ó líquido)
- c Relación en función de la Corriente o Tensión primaria y secundaria.
- d Régimen térmico continuo.
- e Régimen de tiempo corto, térmico y mecánico.
- f Clase de aislamiento.
- g Nivel de impulso.
- h Condiciones de Servicio.
- i. Precisión y Conexiones.

Todos los tipos de Transformadores de Corriente se utilizan para propósitos de medición y protección por Relevadores. El Transformador de Corriente de boquilla es invariablemente escogido para protección en los circuitos de alta tensión por que es menos costoso que otros tipos. El tipo de boquilla consta sólo de un núcleo en forma anular con un arrollamiento secundario.

Este transformador se construye dentro de equipos tales como: Interruptores, Transformadores de Potencia, Generadores, ó mecanismos de interruptores, estando dispuesto el núcleo para rodear una boquilla de aislamiento a través de la cual pasa un conductor de potencia.

Debido a que el diámetro interno del núcleo de un Transformador de Corriente de boquilla tiene que ser amplio para acomodar la boquilla, la longitud media de la trayectoria magnética es mayor que en otros Transformadores de Corriente. Para compensar esto, y también por el hecho de que

sólo hay una espira primaria, se hace mayor la sección transversal del núcleo. Debido a que hay menor saturación en un núcleo de sección transversal mayor, un Transformador de Corriente de boquillas tiende a ser más preciso que otros transformadores de corriente a múltiplos elevados de la corriente primaria de régimen. A bajas Corrientes, en cambio un Transformador de Corriente de boquilla es menos preciso generalmente debido a su mayor corriente de excitación.

Los transformadores de potencial, tanto desde el punto de vista teórica como del de la construcción, son análogos a los transformadores de potencia.

Los transformadores de Potencial van instalados en partes altas a través de los cuales no se puede acceder a la alta tensión, y el arrollamiento secundario debe ir conectado a tierra.

Dentro de la forma constructiva de estos transformadores, hay que vigilar de manera especial el aislamiento entre ambos arrollamientos, por el riesgo que suponen los valores altos de tensión y por las precauciones que se deben tomar dentro de la problemática del campo de las medidas eléctricas.

Para propósitos de protección por Relevadores, se utilizan dos tipos de transformadores de potencial que son:

- a. El Transformador de Potencial para instrumentos que se llama simplemente Transformador de Potencial.
- b. El dispositivo de potencial de capacidad ó capacitivo.

Un Transformador de Potencial es un Transformador Convencional que tiene arrollamientos primario y secundario. El arrollamiento primario está conectado directamente al circuito de potencia ya sea entre dos fases y/o entre fase-tierra, dependiendo de la capacidad del transformador y de las

exigencias requeridas por la aplicación. Un dispositivo de potencial capacitivo es un equipo de transformación de tensión que utiliza un divisor de tensión capacitivo conectado entre fase y tierra de un circuito de potencia.

I.3.8 Condensadores de Acoplamiento y Trampa de Onda.

En los sistemas interconectados, es de suma importancia tener medios de comunicación entre todo el sistema para tener una óptima sincronización de movimiento entre las diversas instalaciones durante maniobras de operación.

Aprovechando los conductores de las líneas de transmisión, se instala un medio de comunicación denominado SISTEMA CARRIER, el cual en términos generales, es un sistema de comunicación a muy baja frecuencia y alta tensión. Dentro del equipo (Carrier) primario se encuentra UNA TRAMPA DE ONDA que consiste de un Capacitor de acoplamiento y un dispositivo de potencial.

El uso de líneas de transmisión de Energía Eléctrica para propagación de señales Carrier requiere una transferencia eficiente de la energía entre la línea de Potencial del sistema Carrier. Los Capacitores de acoplamiento se han vuelto una norma aceptada para cumplir esta función.

El dispositivo de Potencial suministra energía a baja tensión aplicable para la operación de dispositivos de protección, instrumentos indicativos y luces. Su uso con el CAPACITOR DE ACOPLAMIENTO hace posible un campo de aplicación más amplio para comunicaciones, protección, telemedición y control supervisorio.

I.3.10. Banco de Capacitores de Potencia.

Los Bancos de capacitores son instalados para proporcionar la potencia reactiva de carácter capacitivo que sea necesaria, pudiéndose instalar en bancos fijos ó bancos divididos en secciones fijas ó desconectables.

El uso de capacitores de potencia, comparado con el uso de otros medios de generación de potencia reactiva, implica las interesantes ventajas de un bajo costo por KILOVOLT AMPERE REACTIVO instalado, un fácil manejo y un mantenimiento sencillo y barato, que en muchos casos se hace prácticamente inexistente.

Este es el motivo de la aceptación universal que han tenido los capacitores de potencia en todos los sistemas de distribución y consumo de energía eléctrica.

I.3.11. Barras Colectoras.

Se llaman Barras Colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conductor común de los diferentes circuitos de que consta una Subestación.

Los circuitos que se conecten o deriven de las barras, pueden ser: Generadores, Líneas de Transmisión, Banco de Transformadores, Banco de Capacitores etc.

En una Subestación se puede tener uno o varios juegos de Barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje, dependiendo del propio diseño de la Subestación.

Un reactor en su forma más elemental, es un aparato que representa una reactancia pura y por lo tanto, consta de un sólo devanado, que puede ser un arrollamiento sobre un núcleo laminado, o tener un núcleo al aire.

Los reactores empleados en sistemas de alta tensión son de núcleo de aire en casi todos los casos, ya que por requerirse una reactancia pura, todo tipo de pérdidas en él, son indeseables, lo cual se evita con el núcleo de aire. Estos reactores, pueden estar sumergidos en aceite o ser de tipo seco.

Los reactores sumergidos en aceite, pueden ser enfriados por medio de cualquiera de los métodos convencionales para transformadores y los tipo seco por ventilación natural.

Los reactores sumergidos en aceite pueden aplicarse a circuitos de cualquier nivel de tensión. Sus ventajas son.

- Un alto valor de seguridad contra acciones explosivas.
- Se produce interferencia electrostática debido a la acción de campos magnéticos externos

en reactores adyacentes ó estructuras metálicas durante condiciones de circuito corto.

Alta capacidad térmica (los materiales de construcción son esencialmente los mismos que ya se han mencionado, excepto que no llevan en general, núcleo de laminación.

Otra característica que tiene un reactor es el eliminar la corriente tan grande que se genera cuando se tiene una carga desbalanceada trifásica en un transformador conectado en delta estrella y la cual se encuentra conectada a tierra por medio del reactor.

En la Figura 1.4 se ilustra un diagrama esquemático de un capacitor de acoplamiento con dispositivo de potencial.

Componentes del Condensador de Acoplamiento.

1. Conexión a la línea.
2. Capacitor de acoplamiento Superior.
3. Capacitor de acoplamiento inferior.
4. Capacitor auxiliar del capacitor de Acoplamiento.
5. Bobina de Drenaje.
6. Explosor (Protección primaria contra corto circuito).
7. Interruptor de Seguridad.
8. El sincronizador de línea (Equipo transmisor receptor).
9. Interruptor (Unidad de protección).
10. Explosor (unidad de protección).

I.3.9. Reactores.

En las líneas de transmisión largas, se presenta el fenómeno capacitivo. Las Subestaciones de Potencia, son en general puntos de recepción y envío de Líneas de Alta Tensión, por lo tanto en dichas líneas se presenta este fenómeno capacitivo. Esta es la razón primordial que hace que en este tipo de Subestaciones se instalen los llamados REACTORES en Paralelo, los cuales sirven para compensar la gran componente capacitiva reactiva de la Corriente, efectuando un envío de la Corriente reactiva de tales líneas.

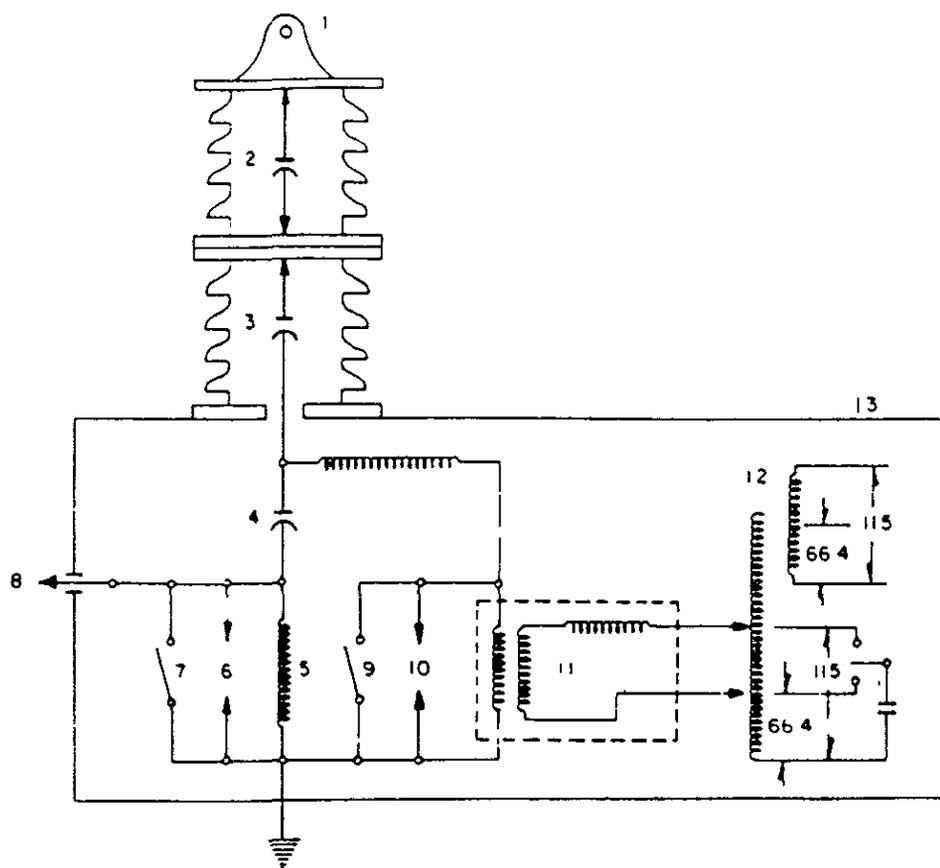


Fig 1.4 Capacitor de acoplamiento para comunicación carrier con dispositivo de potencial.

El diseño propio de las barras Colectoras, implica la selección apropiada del conductor en lo referente al material, tipo y forma del mismo a la selección de los aisladores y sus accesorios y a la selección de las distancias entre apoyos y entre fases.

El diseño se hace en base a los esfuerzos estáticos y dinámicos a que están sometidas las barras y de acuerdo a las necesidades de conducción de corriente, disposiciones físicas, etc. La selección final de la barra se realiza atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas.

1.4. TELECONTROL DE SUBESTACIONES.

Como ya se menciona anteriormente una Subestación Telecontrolada es aquella en la que puede controlarse el equipo de potencia desde partes lejanas a este ó realizar maniobras sobre él, por lo cual en este inciso describiremos brevemente en que consiste el Telecontrol y el equipo necesario para realizar esta actividad.

Las Subestaciones Telecontroladas están formadas de la siguiente manera:

- Equipo en alta Tensión
- Tableros de Protección
- Registrador de eventos.
- Tablero de control miniaturizado.
- Unidad Terminal Remota (UTR).

I.4.1. Equipo en Alta Tensión.

El equipo en alta tensión es todo aquel que participa directamente en la transferencia de energía eléctrica de un circuito a otro en una Subestación.

El equipo de Alta tensión al que me refiero y que será el que se controle, es el descrito en el inciso anterior.

I.4.2. Tablero de Protección.

Los tableros de protección se encuentran localizados en el salón de Tableros de las Subestaciones de Luz y Fuerza y están integrados con todo el equipo necesario para la protección (Relevadores), el control (Conmutadores de control CNC) y la Medición (Amperímetro, Vólmetros, Wáttmetros, etc) del equipo de Potencia en Alta Tensión.

Existen distintos tipos de constitución de tableros y estos varían de acuerdo al circuito a proteger, es decir, es distinto el equipo empleado para proteger un Banco, que el utilizado para una línea o para un Alimentador, esto se explicará más detalladamente en capítulos posteriores.

Los salones de tableros son locales destinados por Luz y Fuerza para instalar todo el equipo de protección, control y medición que no puede encontrarse a la intemperie, con o sin gabinete, debido a que es equipo de precisión.

I.4.3. Registrador de Eventos.

El registrador de eventos es el equipo instalado en una Subestación para sustituir los cuadros de alarma tradicionales. Esencialmente efectúan una supervisión completa de la operación de todos los equipos que forman parte de ella, tales como operación de protecciones, alarmas, operación de Interruptores, cuchillas etc.

Los registradores de eventos representan la información en forma impresa y secuencial y de esta manera se puede analizar las condiciones que guarda el equipo en general en cualquier momento.

El registrador de eventos esta formado por:

- a. Módulo de Entrada. Formado por tarjetas de entrada en circuito impreso.
- b. Módulo de Control de Operaciones y memoria: Contiene circuitos para la exploración de todos los puntos de cada tarjeta localizada en el módulo de entrada y los circuitos para la detección de un cambio de estado.
- c. Impresor. Imprime los registros de la memoria siguiente.

DIA DEL AÑO HORA MINUTO SEGUNDO MILISEGUNDO NÚM. DE PUNTO

Realiza la impresión en dos colores:

NEGRO. Condiciones Normales.

ROJO. Condiciones Anormales.

En caso de no existir papel para imprimir o que no funcione el impresor, los eventos serán retenidos en una memoria secuencial hasta que el impresor entre en servicio.

La figura I 5 muestra un diagrama de bloques de los componentes de un Registrador de Eventos.

I.4.4. Tablero de Control Miniaturizado.

El tablero de control miniaturizado se encuentra también localizado en el salón de tableros y esta constituido con:

- a. El diagrama unifilar Miniaturizado de la Subestación; mostrando la ubicación del equipo de potencia empleado dependiendo del arreglo de la misma.
- b. Los dispositivos de mando (Conmutador de Control) para aperturas y cierres de Interruptores y Cuchillas motorizadas.
- c. Y los indicadores luminosos de la posición del equipo de potencia. Dicha indicación luminosa se encuentra asociada directamente con los dispositivos de Mando.

La razón por la cual estos dispositivos son pequeños, es por el uso de Relevadores Intermedios y Transductores para la medición y que el alambrado se realiza con cable tipo telefónico. La ventaja de esta disposición, es contar con un tablero de mando estrictamente compacto, donde se tiene totalmente dominada la situación guardada por el equipo y además se pueden agregar dispositivos de control y medición sin alterar las dimensiones originales.

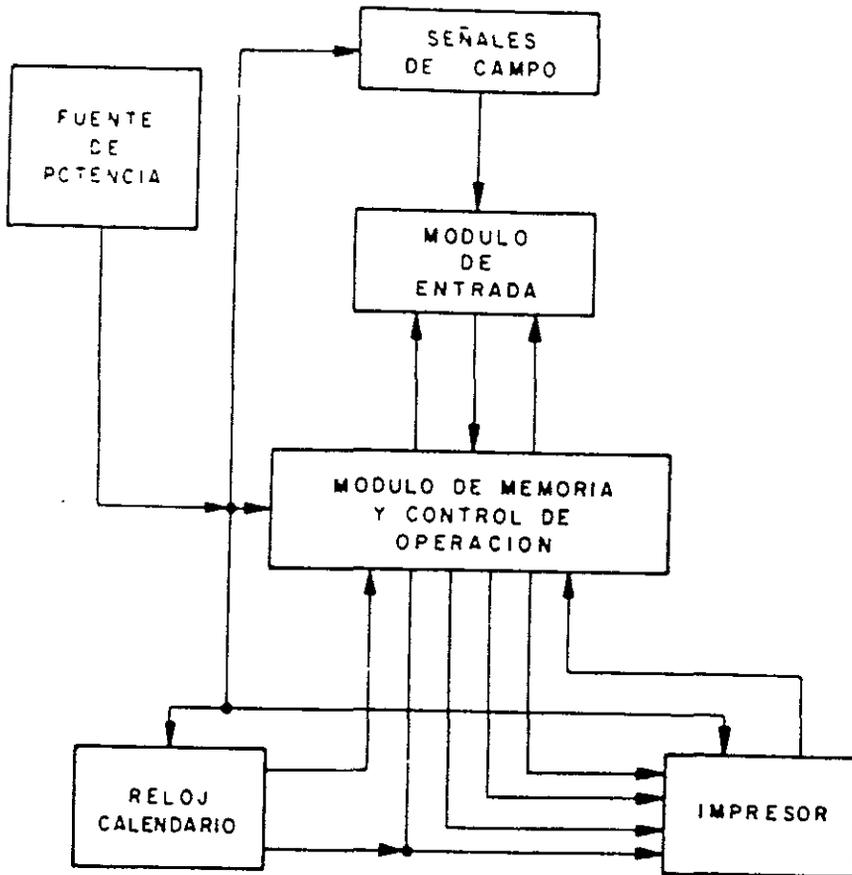


Fig 1.5 Diagrama de bloques del registrador de eventos.

I.4.5. Unidad Terminal Remota U.T.R.

La función primordial de la UTR es establecer un enlace entre el centro de control y el equipo de potencia de la Subestación por medio de supervisiones de estado, monitoreo de alarmas y mediciones

De acuerdo a las señales de entrada mencionadas, se tienen señales de salida o control que se efectúan por medio de contactos auxiliares de Relevadores intermedios operados a través de mensajes recibidos por la Unidad Remota.

Al operar los Relevadores Intermedios generan señales de mando como aperturas ó cierres de Interruptores, Cuchillas etc. Se podría decir que la UTR es el equipo principal en las funciones de una Subestación Telecontrolada y del envío y recepción de la información dependerá su buen funcionamiento

Es importante mencionar los medios de comunicación utilizados en el sistema de Telecontrol de Luz y fuerza del Centro, estos son dos:

a. Línea Telefónica. El sistema principal de comunicación esta constituido por una red telefónica particular por medio de hilos pilotos que unen a todas las Subestaciones con la central de control

Este medio es recomendable para distancias cortas.

b. Ondas Portadoras en Líneas de Alta Tensión. Este medio es utilizado en distancias largas y en combinación con el equipo de Banda Lateral Unica (BLU).

Las señales recibidas de las distancias largas son interconectadas con los Hilos pilotos que como se mencionó anteriormente conectan con la central de Control, las cuales cuentan con dos rutas distintas (pares primario y secundario) asegurando la continuidad en los canales de recepción y transmisión de datos

1.5. Descripción del Sistema de Control Remoto y Adquisición de datos (CRAD).

El problema fundamental en la estructuración de un sistema de control con base digital, para la operación de un proceso como es el de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica, se resume bajo dos aspectos básicos.

- Estructura adecuada para presentar continuamente una imagen digital de las condiciones de operación del Sistema eléctrico de potencia en un Centro de Control.
- Proporcionar al Centro de Control, una estructura necesaria que permita el aprovechamiento de la imagen de datos para la toma de decisiones y los medios adecuados para aplicar dichas decisiones a través de los comandos necesarios (automáticos y/o manuales).

De acuerdo a estas estructuras y al avance tecnológico en este campo, se identifican tres subsistemas básicos, que son:

- Subsistema de adquisición de datos.
- Subsistema Computadora.
- Subsistema interfaz hombre-máquina

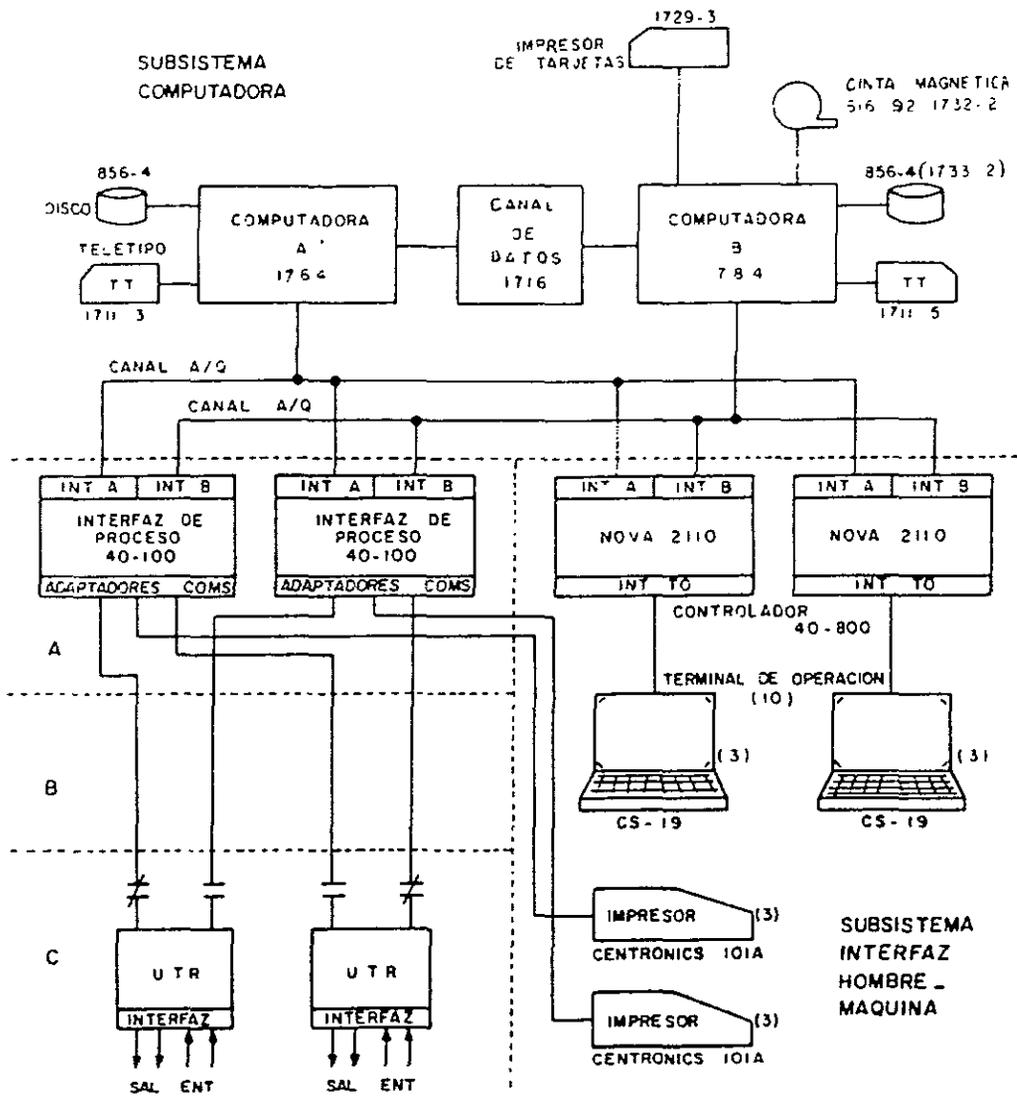
El conjunto completo de estos Subsistemas conformarán el sistema completo de control digital.

En la figura 1.6 se muestra un sistema de control remoto y adquisición de datos.

1.5.1 Subsistema de Adquisición de Datos.

Tiene como objetivos principales recabar la información, transmitirla al centro de control y recibirla en el mismo centro y la estructura necesaria para lograr estos, implican la configuración de un conjunto de soportes que son:

- A. Equipo terminal remoto utilizado para enlazar los dispositivos sensores y/o controladores del sistema eléctrico que envían ó reciben la información al ó del Sistema de Control.
- B. Canales de comunicación para suministrar el medio de transmisión y/o recepción de la información con el Centro de Control.
- C. Enlace del Subsistema computadora y los medios de comunicación, en la interfaz que permite acoplar y adaptar las señales recibidas ó transmitidas, desde ó hacia las terminales remotas y el Subsistema Computadora.



A. Subsistema interfaz de comunicación rem-loc. B. Canales de comunicación C. Equipo remoto (S.E)

Fig. 1.6 Sistema de control remoto y adquisición de datos CRAD.

I.5.2. Subsistema Computadora.

En este subsistema es necesario identificar dos conjuntos básicos.

A. Conjunto de equipos (Hardware)

Sus componentes principales incluyen.

a Unidad Central de procesamiento (UCP). Controlador principal de subsistema computadora y medio para el desarrollo de operaciones aritméticas y lógicas.

b. Controlador de Entrada/Salida. Transmite información entre la UCP y periféricos asociados.

c. Memoria. Guarda la información y soportes de programación.

d Periféricos. Dispositivos de comunicación con la computadora en un lenguaje de salida práctico para el hombre y de entrada con el formato adecuado para ser utilizado en la misma computadora.

B. Soporte de Programación (Software).

Cerebro del sistema, sus responsabilidades son fundamentales en el control del proceso y en la configuración física de los elementos del sistema, como partes del cuerpo ejecutor de las decisiones y/o acciones definidas por este soporte. Sus principales componentes se subdividen en dos:

a La parte responsable de la operación del subsistema para llevar a cabo las funciones de adquisición y procesamiento de información, así como las acciones para el control del proceso en un ambiente de multiprogramación en tiempo real.

b Un conjunto de programas que sirven de herramientas para el mantenimiento y los remedios de expansión de soporte de programación.

C Subsistema Interfaz Hombre/Máquina.

Este subsistema representa el medio de enlace entre el sistema de control y el hombre. Cumpliendo además, con una serie de funciones que le permiten al operador una interacción lo más simple posible y a la vez lo auxilie en la obtención de datos complementarios inherentes a la operación.

1.6. Funciones del Sistema CRAD.

El sistema de control remoto y adquisición de datos (CRAD) de Luz y Fuerza, esta formado por un sistema dual de computadoras en el cual los datos obtenidos en las Subestaciones por terminales remotas, se transmiten a través de canales de comunicación para procesarse en el

Centro de Control y presentarse en términos de operación; además de esta función de adquisición de información, se puede realizar acciones de control remoto por los operadores del sistema.

Los distintos tipos de información que el sistema de control maneja por medio de sus terminales remotas son como sigue:

- Obtención de información.
- Funciones adicionales relacionadas con la obtención de información.
- Control Remoto.
- Control Remoto simulado.
- Vigilancia de Variables.
- Funciones Futuras.

A Obtención de Información

Se cuenta con tres tipos de información que se obtienen, procesan y presentan a los operadores de sistema.

- a. Entradas Analógicas.
 - a.1 MW y MVAR de Líneas de Transmisión y Transformadores de operación.
 - a.2 KV de Barras.
 - a.3 Amperes de Alimentadores de Distribución
 - a.4 *Frecuencia en algunas Subestaciones.*
 - a.5 Tensión y frecuencia para aplicaciones de sincronización

- a 6 Temperatura en grados Celcius de Autotransformadores de 400/230KV

- b Entradas Digitales.
 - b 1 Posición de Interruptores (abierto ó cerrado)
 - b.2 Posición de Cuchillas.
 - b.3 Alarmas de Alerta y Emergencia de los Equipos
 - b 4 Posición de Cambiadores de derivaciones de transformadores
 - b.5 Alarmas generales de la Subestación.
 - b.6 Alarmas de esquema de protección.
 - b.7 Indicación de dentro o fuera del bloqueo de recierre y de enlaces por 23 KV.

- c. Entradas Analógicas Integradas.
 - c.1 MWH de entrada y salida de línea de enlace con otros sistemas.
 - c 2 MWH de Bancos de Transformadores con voltaje de distribución.
 - c.3 MWH y MVARH de Alimentadores y clientes de 85 KV

- B. Funciones adicionales relacionadas con la obtención de información.
 - a Cálculo de MVA en base a los datos de MW y MVAR obtenidos
 - b. Cálculo de MW y MVAR en los casos donde se está alimentando alguna

carga con dos circuitos

- C. Control remoto ó Salidas Digitales.
 - a Comandos de apertura y cierre de interruptores y cuchillas desconectoras
 - b Restablecimiento de Relevadores Auxiliares
 - c Control de cambiador de derivaciones de transformadores

- D. Control Remoto Simulado.

Es posible realizar de manera simulada, funciones de control de dispositivos que existen en el campo, pero que no tienen control remoto. Esto se aplica principalmente para las cuchillas desconectoras de 23 KV que no se Telecontrolan, pero es muy conveniente llevar en memoria la posición que tienen en la Subestación.

- E. Vigilancia de Variables.

Vigilancia de las entradas analógicas alarmando a los operadores del sistema cuando el valor de estos se encuentra fuera de los límites preestablecidos.

- F. Funciones Futuras.

Las funciones futuras que se contempla adicionar al sistema de control son:

- a Pronósticos de demanda
- b Despacho económico de carga
- c Análisis de contingencia.

La información codificada y estructurada se envía al centro de control a través de los soportes de comunicación.

Igualmente se cuenta con una red telefónica privada utilizada para la comunicación entre el centro de Control y las Subestaciones, en el futuro es posible que existan Subestaciones que por su localización, no se pueden enlazar en esta red, su comunicación se logrará a través de Onda Portadora

El sistema de control y adquisición de datos opera bajo un sistema redundante, es decir, tiene acción duplicado en las partes críticas para conservar la continuidad de operación.

Se cuenta con dos computadoras que operan en serie, mientras una de ellas esta llevando el control del sistema, la otra esta en condiciones lista para operar a su vez se le actualiza a través del canal de datos.

CAPITULO II

TEORIA DE LAS PRUEBAS DE RECEPCIÓN.

II.1 GENERALIDADES.

Después de la total construcción de una Subestación Telecontrolada, continúa una etapa fundamental de pruebas finales ó de recepción al equipo. Se dice que es una etapa de suma importancia, porque constituye uno de los elementos auxiliares principales para la comprobación de las condiciones que el equipo guarda, al término de la instalación de todos los elementos que eléctricamente componen una Subestación.

Para realizar las pruebas de recepción, se debe tener especial cuidado en establecer una adecuada secuencia donde queden involucradas todas y cada una de las pruebas necesarias que determinen las características últimas guardadas por los aislamientos, en circuitos de alarmas, control, señalización, medición y protección y en general el funcionamiento en grupo de la Subestación.

El realizar todas las pruebas a los equipos de potencia y circuitos de control, protección, medición señalización y alarmas es principalmente aprovechado para dejar antecedentes de las condiciones en las que el equipo iniciará su operación. Cuando se realicen trabajos de mantenimiento preventivo y/ó correctivo, se tendrá una base para comparar el grado de desgaste que han sufrido los equipos y de esta manera tomar las decisiones necesarias para su funcionamiento futuro.

En este capítulo se tratará de presentar una secuencia de pruebas considerada como la más adecuada de acuerdo a experiencias en campo de la puesta en servicio de Subestaciones.

Esto consistirá en verificar las condiciones de todo el equipo de potencia ó en alta tensión, con lo cual se definirá si el equipo instalado puede fallar por sí mismo.

II.2 Pruebas de Recepción a Equipos de Potencia.

Como se menciona anteriormente, las pruebas de recepción realizadas al equipo de potencia, reportan el grado de desgaste que guarden los aislamientos y características en general de estos. Las pruebas que pueden realizarse en el equipo de alta tensión, dependerán del equipo empleado para probar, y los resultados obtenidos se compararán con un protocolo de pruebas, proporcionado con anticipación por el fabricante a la Sección de Pruebas y Control de Calidad de la Gerencia de Construcción de Luz y fuerza. La comparación de los resultados servirá para decidir si el equipo probado se encuentra en condiciones de entrar en operación ó no.

La secuencia adecuada de las pruebas a realizar al equipo de Alta Tensión, de acuerdo a la experiencia en el campo, es la siguiente:

- Resistencia de Aislamiento.
- Factor de Potencia.
- Relación de Transformación.
- Rigidez Dieléctrica del Aceite.
- Resistencia de Contactos.
- Tiempo de Apertura y Cierre de Interruptores.
- Continuidad y Polaridad
- Voltajes mínimos de Operación de Apertura y Cierre de Interruptores.

DESCRIPCION	RESIS- TENCIA DE AISLA- MIENTO	FACTOR DE PO- TENCIA	RELACI- ON DE TRANSFO- RMACION MATEMATICA	RIBIDEZ DIELEC- TRICA	RESIS- TENCIA DE COM- TACTOS	TIEMPOS DE OPE- RACION	CONFU- SIVIDAD	POLARI- ZACION	VOLTA- JES MI- NIMOS	PERDI- DAS DI- ELEC- TRICAS
TRANSFORMADORES DE POTENCIA	•	•	•	•	—	—	—	•	—	—
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	•	•	•	•	—	—	—	•	—	—
TRANSFORMADORES DE CO- PONENTE 230, 85 Y 23 KV	•	•	•	—	—	—	•	•	—	—
TRANSFORMADORES DE PO- TENCIA 230, 85 Y 23 KV	•	•	•	—	—	—	•	•	—	—
INTERRUPTORES DE 230 Y 85 KV	•	•	• NOTA 1	• NOTA 2	•	•	—	• NOTA 1	•	•
INTERRUPTORES DE 23 KV	•	•	• NOTA 1	•	•	•	• NOTA 1	• NOTA 1	•	•
CUCHILLAS DESCONECTADQ. RAS DE 230 Y 85 KV	•	—	—	—	•	—	—	—	—	—
CUCHILLAS FUSIBLE DE 23 KV	•	—	—	—	•	—	—	—	—	—
BOQUILLAS DE 230, 85 Y 23 KV	•	•	—	—	—	—	—	—	—	•
APARTARRAYOS DE 230, 85 Y 23 KV	•	•	—	—	—	—	—	—	—	•
TRAMPA DE ONDA	•	—	—	—	—	—	•	—	—	—
CONDENSADOR DE ACOPLA- MIENTO DE 230 KV	•	•	—	—	—	—	—	—	—	—
REACTORES	•	•	—	—	—	—	•	—	—	—
• PRUEBAS QUE SE PUEDEN EFECTUAR AL EQUIPO.										

NOTAS

- 1 ESTAS PRUEBAS SE REALIZARAN CUANDO SE TENGAN TC'S TIPO BUSHING EN INTERRUPTORES
- 2 SOLO PARA INTERRUPTORES EN ACEITE

Tabla 1 Relación de pruebas a equipo eléctrico en subestaciones telecontroladas de 230/23 KV

En la tabla 1 se indica cuales de las pruebas, podrán realizarse a los distintos equipos de potencia instalados en una Subestación Telecontrolada de 230/23 KV.

A continuación se da una breve descripción de la teoría general y realización de estas pruebas con respecto al equipo de potencia según se señala en la tabla N° 1.

Durante la prueba de resistencia de aislamiento, para graficar la curva de absorción dieléctrica se toma lecturas en Megohms cada 15 segundos durante el primer minuto y después cada minuto hasta que el valor se estabiliza en el aparato empleado (MEGGER).

Como se menciona anteriormente de la pendiente de la curva de absorción dieléctrica se puede obtener el grado de seguridad ó humedad de un aislamiento, para lo cual expresamos dicha pendiente en índices de polarización y absorción.

El índice de polarización (I_p) esta dado por la relación de las lecturas (Megohms) de 10 a 1 minuto, mientras el índice de absorción (I_{ad}) por la relación de las lecturas (Megohms) de 60 a 30 segundos. Esto queda matemáticamente expresado con las dos ecuaciones siguientes.

$$I_p = \frac{\text{resistencia de aislamiento a 10 minutos}}{\text{resistencia de aislamiento a 1 minuto}}$$

$$I_{ad} = \frac{\text{resistencia de aislamiento a 60 segundos}}{\text{resistencia de aislamiento a 30 segundos}}$$

En la tabla 2 se dan los valores más comunes de los índices de absorción y polarización, que de acuerdo a la experiencia en pruebas de resistencia de aislamiento a transformadores de potencia, son los criterios más utilizados para determinar si los resultados obtenidos son los adecuados.

Indice de Polarización I_p	Indice de a Absorción I_{ad}	Condiciones del Aislamiento
Menor de 1	-----	PELIGROSO
Menor de 1.5	Menor de 1.1	MALO
de 1.5 a 2.0	De 1.1 a 1.25	DUDOSO
de 2.0 a 3.0	De 1.25 a 1.4	REGULAR
de 3.0 a 4.0	De 1.4 a 1.6	BUENO
Mayor de 4.0	Mayor de 1.6	EXELENTE

Tabla 2 Indice de absorción y polarización normalizados para clasificar aislamiento.

II.3.2 Parámetros que afectan el valor de Resistencia de Aislamiento.

Los parámetros que normalmente afectan el valor de resistencia de aislamiento al realizar la prueba son: la Temperatura y el voltaje de prueba.

a. Efecto de la Temperatura. En la mayoría de los materiales aislantes el valor de la resistencia de aislamiento varía inversamente con la Temperatura, es decir a mayor temperatura menor resistencia de aislamiento. Para tener un valor normalizado para mediciones periódicas, será necesario efectuar las pruebas a la misma temperatura ó corregir cada medición a una temperatura base, dicha corrección se hará con la siguiente ecuación:

$$R_c = K_t \times R_t$$

Donde

Rc - Resistencia de aislamiento en Megohms a la temperatura

base

Kt - Coeficiente de corrección de temperatura.

Rt - Resistencia de aislamiento en Megohms a la temperatura

de prueba.

En la tabla 3 se dan los valores de corrección por temperatura de la resistencia de aislamiento para los equipos correspondientes

Temperatura promedio °C	Factor de corrección	Temperatura Promedio °C	Factor de corrección
95	89.0	35	2.5
90	66.0	30	1.8
85	49.0	25	1.3
80	36.2	20	1.0
75	26.8	15	0.73
70	20.0	10	0.54
65	14.8	5	0.40
60	11.0	0	0.30
55	8.1	-5	0.22
50	6.0	-10	0.16
45	4.5	-15	0.12
40	3.3		

Tabla 3 Factor de corrección por temperatura para la resistencia

de aislamiento

b. Efectos del Voltaje de Prueba. La medición de resistencia de aislamiento es una prueba de potencial y por lo tanto, debe restringirse a valores apropiados que dependen de la tensión

nominal de operación del equipo que se somete a dicha prueba y de las condiciones en las que se encuentra el aislamiento.

En la tabla 4 Se proporcionan los valores de voltajes de prueba recomendados de acuerdo a las tensiones nominales del equipo a probar.

Voltaje Nominal de C.C. del equipo a probar	voltaje de C.D. de Prueba
Hasta 100 V	100 y 250 V
de 100 a 400 V	500 V
de 400 a 1000 V	1000 V
de 1000 V en adelante	2500 V

Tabla 4 Voltajes de prueba recomendados.

Si no se tienen valores especificados por el fabricante, se puede aplicar el siguiente criterio para determinar si un aislamiento esta en buenas ó malas condiciones: consiste en admitir un valor de resistencia de aislamiento de 1 Megohms. Por cada KV de la clase de aislamiento del equipo a 75°C y duplicar este valor por cada 10°C de disminución de temperatura.

II.3.3 Equipo de Prueba.

El aparato más comúnmente empleado para realizar pruebas de resistencia de aislamientos a distintos equipos de potencia es denominado MEGGER.

El Megger es un aparato indicador de lectura directa y con escala graduada en Megohms. Su principio de funcionamiento se basa, en aplicar un determinado voltaje de prueba a un aislamiento y medir la corriente proporcionada e indica dicho valor como lectura en Megohms en la escala del instrumento.

La potencia empleada en la medición de la resistencia, es proporcionada en el Megger por un pequeño generador operado a mano ó motorizado, siendo el segundo tipo el más empleado, debido a la uniformidad de tensión aplicada en la prueba.

En la figura II 1 se muestra un diagrama elemental interno del Megómetro

Al conectar una resistencia en las terminales L y E del Megómetro, fluye una corriente en la bobina deflectora y el par correspondiente desplaza al sistema moviéndolo de la posición de infinito a un campo magnético que aumenta gradualmente, hasta alcanzarse un balance entre los pares de las bobinas. La posición última alcanzada, dependerá de la resistencia externa que controla la magnitud relativa de la corriente de la bobina deflectora.

Cuando se conecta en circuito corto las terminales de prueba del Megómetro fluye más corriente en la bobina deflectora A que en la bobina B; por esta razón, en la bobina A un par mayor desplazara al sistema móvil hasta colocar la aguja indicadora en el cero de la escala. A esta prueba se le llama Ajuste del CERO DE LA ESCALA. En cambio, cuando el aislamiento es casi perfecto o cuando no se conecta nada a las terminales de prueba, no habrá flujo de corriente en la bobina deflector A, pero en la bobina b si habrá un flujo de corriente y entonces girará hasta quedar colocado el entrehierro en el núcleo de hierro C y en esta posición la aguja indicadora estará sobre la marca del infinito. A esta prueba se le llama AJUSTE DEL INFINITO DE LA ESCALA.

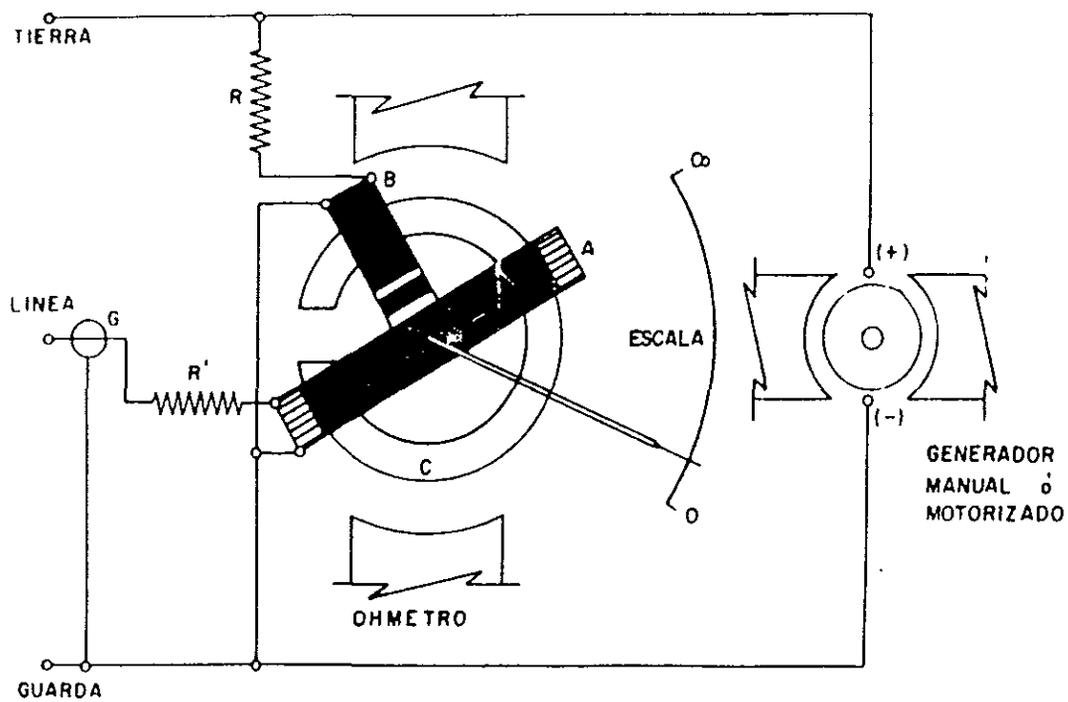


Fig 111 Diagrama elemental interno del Meghometro.

II.4 Factor de Potencia de Aislamiento.

II.4.1 Teoría General.

La prueba de Factor de Potencia es una prueba NO DESTRUCTIVA que se realiza para determinar las condiciones del aislamiento en un transformador, al igual que la resistencia de aislamiento indicará cuando la humedad, los sedimentos u otros contaminantes conductivos, están alcanzando límites peligrosos y causando el deterioro del aislamiento a medida que este se envejece. Entonces, la prueba de Factor de Potencia de un aislamiento; es la medida de las pérdidas dieléctricas y no de la resistencia de aislamiento.

Para la prueba de Factor de Potencia el aislamiento se somete a una tensión alterna.

En la figura II.2 se muestra el circuito y diagrama vectorial eléctricos de un aislamiento al realizar la prueba de factor de potencia en éste.

Al ángulo θ se le conoce como ángulo de pérdidas y a la tangente de este ángulo Factor de Dispersión. Matemáticamente tenemos:

$$\text{Factor de Disipación} = D = \tan \theta = I_a/I_c$$

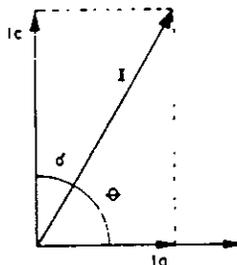
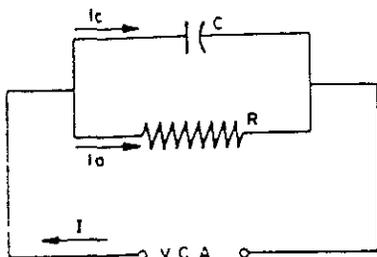
El ángulo ϕ es el ángulo entre el voltaje y la corriente de prueba y el coseno de este es el Factor de Potencia. Matemáticamente tenemos.

$$\text{Factor de Potencia} = \cos \phi = I_a/I$$

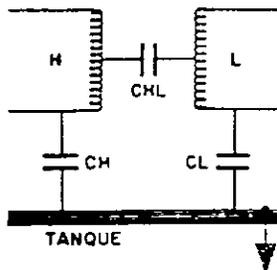
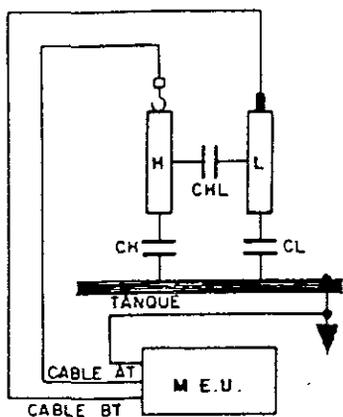
La relación entre estos dos factores es.

$$\cos \theta = \frac{D}{\sqrt{D^2 + 1}} \quad y$$

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



1 Diagrama simplificado de corriente en un dieléctrico



2 Conexión típica del M E U

3 Aislamiento en un transformador

Fig II.2 Diagrama simplificado de corrientes en un dieléctrico.

II.4.2 Equipo de Prueba.

Para la determinación del Factor de Potencia se utiliza, por su gran precisión, el llamado PUNTE DE PERDIDAS, en sus tipos MEU con aplicación de 2500 Volts máximo en la prueba y M2H para pruebas con 10,000 Volts máximos aplicados.

El puente de pérdidas es alimentado con una fuente de 110 v a 60 Hz y se toman lecturas directas en miliwatts (mW) y milivoltampers (mVA) y con estas mediciones se calcula el Factor de Potencia en % de acuerdo a la ecuación siguiente.

$$\% \text{ Factor de Potencia} = \frac{\text{miliWatts}}{\text{miliVoltampers}} \times 100$$

El probador MEU es para un rango máximo de 100 VA (40mA) a 2.5 KV y se pueden hacer con él, pruebas a aisladores, boquillas, interruptores y transformadores, pararrayos, aceite aislante, transformadores de potencia y transformadores de instrumento (TC's y TP's).

Con el Puente de Pérdidas (MEU o M2H) se pueden seleccionar tres tipos de mediciones de Factor de Potencia de un aislamiento que son: GROUND, GUARD Y UST.

Para hacer un análisis de cada una de las mediciones indicadas, nos referimos a la figura III.2 donde se presenta el instrumento conectado a dos conductores aislandolos entre si y del tanque que los contiene.

- Medición GROUND (Tierra). En este caso se mide la suma total de las corrientes que se derivan por el cable de guarda y por tierra, es decir, G+T. La resistencia de rango R limita a un valor despreciable la corriente que no pasa por el circuito de medición.

- Medición GUARD (Guarda). En este caso la corriente del cable de guarda es discriminada al derivarse sin pasar por el circuito de medición y solamente será medida la corriente que regresa al aparato por su conexión a tierra. Solo mide T.

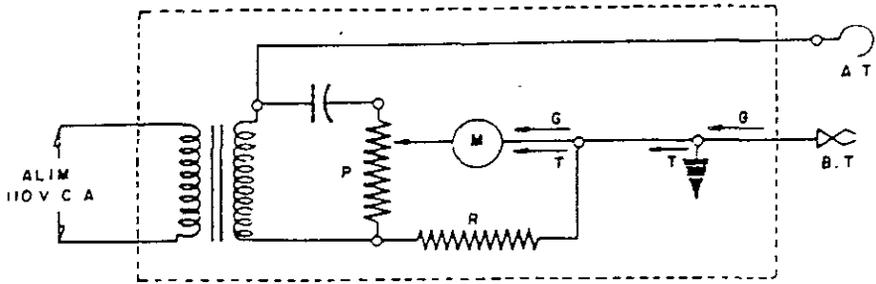
- Medición UST (Ungrounded-Specimen-Test que significa prueba de muestra sin conexión a tierra). En este caso se mide solamente la corriente que regresa al aparato por el cable de guarda y queda derivada sin pasar por el circuito de medición de corriente que regresa por tierra. Solo mide G.

Se toman las lecturas de mVA (posición directa e inversa, mW y la polaridad. Una vez hecho lo anterior, se pueden calcular los mVA y mW promedio como sigue:

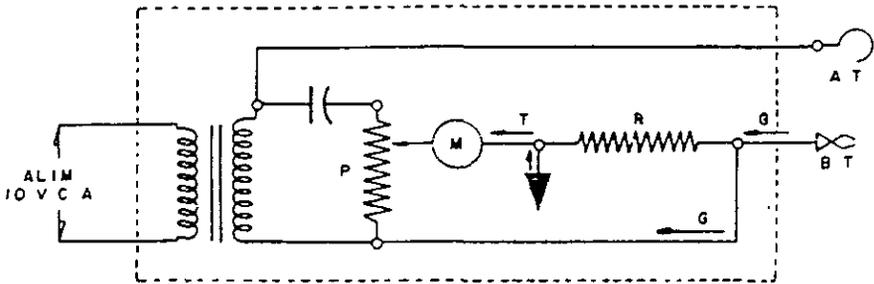
$$\text{mVA promedio} = \frac{\text{Suma Aritmética de mVA}}{2}$$

$$\text{mW promedio} = \frac{\text{Suma Aritmética de mW}}{2}$$

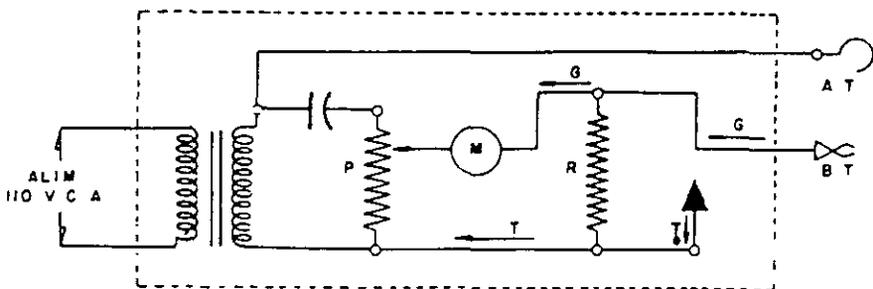
El método de factor de potencia es recomendable para detectar humedad y contaminantes que producen pérdidas en el equipo de potencia.



A Medición en Ground.



B Mediciones en Guard.



C Mediciones en U.S.T.

Fig II 3 Circuitos Simplificados para las mediciones del puente de pérdidas (MEU, MH M2H)

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

En la Figura III.3 se muestran las conexiones internas para las distintas mediciones con el puente de pérdidas (MEU o M2H).

II.4.3 Pérdidas Dieléctricas.

El Factor de potencia ó las pérdidas dieléctricas se utilizan para comparar muestras de un mismo material dieléctrico, teniendo la misma capacitancia.

Para la comparación de pérdidas dieléctricas de diferente capacitancia ó por unidad de volumen el factor de potencia no es constante; para mejor criterio de pérdidas por unidad de volumen se utiliza el término Factor de pérdidas.

Las pérdidas dieléctricas, se deben a la conductividad y a las pérdidas dipolares. La capacidad de un dieléctrico para conducir la corriente eléctrica bajo una tensión de c.d. se llama conductividad.

El movimiento de las cargas eléctricas en la dirección de un campo eléctrico, se debe a la conductividad y el alineamiento de dipolos origina la polarización. En ambos casos las cargas ó dipolos imparten algo de energía acumulada en el campo eléctrico de las moléculas de dieléctrico originando de esta manera disipación como perdidas dieléctricas.

En el capacitor con dieléctrico ideal; la conductividad y las pérdidas dipolares no existen, es decir, la corriente se encuentra 90° adelantada con respecto al voltaje, entonces, las pérdidas y la potencia activa son iguales a cero

$$P = V \cos \theta$$

$$\text{para } \theta = 90^\circ \quad P = 0.$$

En circuitos dieléctricos, las pérdidas se miden generalmente por el factor de disipación ($\tan \delta$), donde el ángulo δ es el complemento del ángulo θ . Si la corriente de fuga es muy pequeña, el ángulo de pérdidas dieléctricas δ es muy pequeño y en estas condiciones, el factor de potencia es:

$$\cos \theta = \sin \delta = \tan \delta$$

En el capacitor con dieléctrico ideal; la conductividad y las pérdidas dipolares no existen, es decir, la corriente se encuentra 90° adelantada con respecto al voltaje, entonces, las pérdidas y la potencia activa son iguales a cero

$$P = V \cos \theta$$

$$\text{para } \theta = 90^\circ \quad P = 0.$$

En circuitos dieléctricos, las pérdidas se miden generalmente por el factor de disipación ($\tan \delta$), donde el ángulo δ es el complemento del ángulo θ . Si la corriente de fuga es muy pequeña, el ángulo de pérdidas dieléctricas δ es muy pequeño y en estas condiciones, el factor de potencia es:

$$\cos \theta = \sin \delta = \tan \delta$$

II.5 Relación de Transformación.

II.5.1 Teoría General.

Todas las mediciones eléctricas de relación de transformación, depende de la suposición de que la relación de tensión sin carga del transformador bajo prueba, es igual a la relación numérica de las espiras, o bien, que la relación entre las espiras se puede calcular a partir de la relación de tensión sin carga

$$\text{Relación de Transformación} = a = V_1/V_2 = N_H/N_X$$

donde

V_1 - Voltaje en vacío de alta tensión

V_2 - Voltaje en vacío de baja tensión

N_H - Número de espiras, bobina de alta tensión

N_X - Número de espiras, bobina de baja tensión.

II.5.2 Equipo de prueba.

La forma más satisfactoria de medir la relación de un transformador de potencia, es paralelandolo con un Transformador patrón de relación y polaridad conocidas Este método es el que utiliza el TTR (Transformer-Turn-Ratio).

El TTR esta diseñado para medir con precisión la relación de espiras con transformadores cuya relación de transformación es inferior a 130 y también para dar una lectura directa a la relación de espiras cuando el devanado de baja tensión es el primario durante la prueba. El aparato esta dispuesto de manera que durante las pruebas de relación esta determinada, lo que facilita la detección de espiras abiertas ó en corto circuito.

Cuando no se puede usar el devanado de baja tensión como primario durante la prueba, debido a una corriente magnetizante excesiva, se puede conectar el devanado de alta tensión al primario. En esta aplicación, el TTR lee relación inversa de espiras hasta tres decimales y la cuarta cifra, por interpolación.

La mayoría de métodos eléctricos para medir la relación de espiras se basan en el siguiente principio : Cuando un transformador esta excitado por su devanado de baja tensión, la relación de tensiones sin carga es casi igual a la relación de espiras. La diferencia entre ambas relaciones se debe a la caída en el primario, resultante del paso de la corriente magnetizante a través del mismo y normalmente es menor a 0.1%

El TTR esta dispuesto de tal manera que el transformador que va a probarse y el transformador de referencia ajustable en el TTR, estén excitados de la misma fuente de tensión. Los devanados secundarios se conectan en serie de oposición, a través de un detector de cero.

Cuando la relación del Transformador de referencia se ajusta de manera que no hay corriente en el circuito secundario (Cero), se cumplen simultáneamente dos condiciones; la relación de las tensiones de los dos transformadores son iguales ó no hay carga en ninguno de los secundarios. La relación sin carga de tensiones del transformador de referencia se conoce, por lo que se conoce también, en consecuencia, la relación de tensiones del transformador que se prueba y la relación del número de espiras se conoce también.

El TTR esta provisto con un Generador de corriente al terna de 8 volts de imán permanente

Se requieren tres pasos para comprobar la operación del TTR que son.

- Comparación de Cero. Ajustando los cuadrantes a cero (0.000). conectar H1 (caimán negro) y H2 (caimán rojo) dejando totalmente separadas las prensas X1 (negra y X2 (Roja) entre sí y su propio cuerpo. Se opera el generador hasta que aparezca en el voltímetro 8 Volts y la aguja del detector D aparezca exactamente sobre la marca de cero en el centro de la escala. Si no ocurre esto, ajustar con el tornillo de ajuste mientras esta operando el generador

- Comprobación de la relación cero. Ajustar los cuadrantes en lectura cero (0.000) conectando totalmente las puntas de excitación (X1-X2) tanto entre sí, como su propio cuerpo y procurando dejar separadas las puntas secundarias (H1-H2). Operar el generador hasta leer en el voltímetro 8volts y que el detector indique cero, sino es así, ajustar con el cuarto cuadrante hasta que aparezca el cero dentro de la mitad de una división.

- Comprobación de la relación unitaria. Ajustar los cuadrantes a una lectura uno (1.000) conectando fuertemente las puntas de excitación (X1-X2) tanto entre sus propios cuerpos, como con las puntas secundarias (H1-H2) de tal manera que queden (X1-H1) y (X2-H2). Operar el generador hasta leer 8 volts en el voltímetro y que el detector D indique una lectura cero, si no ocurre esto, ajustar con el cuarto cuadrante ó con los demás cuadrantes aunque indiquen (0.999).

II.6 Rigidez Dieléctrica del Aceite.

II.6.1 Teoría General.

El aceite en los transformadores desempeña un papel muy importante, debido a que le sirve en primer término como dieléctrico y tiene además la función de conducir el calor generado en los embobinados hacia el exterior, y en los interruptores de potencia es de gran ayuda para la extinción del arco eléctrico.

El tipo de aceite utilizado en transformadores e interruptores de potencia son de tipo mineral altamente refinados.

Debido a que este líquido dieléctrico esta en contacto directo con los elementos internos del transformador, su calidad deberá inspeccionarse antes de poner en servicio la unidad y aún después de haberla puesto en operación deberá probarse periódicamente.

La vida del aceite disminuirá a causa de la descomposición que sufre durante su trabajo y que puede ser debido a la absorción de la humedad, oxidación, acidez motivada por acumulación de lodos etc.

La rigidez dieléctrica es una de las características principales del aceite aislante. Se define como el máximo gradiente de potencial que puede soportar el aceite aislante, sin que se produzca la descarga disruptiva.

Existe una intensidad de campo eléctrico crítica, la cual no deberá excederse para conocer la rigidez dieléctrica, pudiendo determinarse a partir de la condición de que será el valor inmediatamente inferior al valor de ruptura. La intensidad de campo eléctrico dentro de cuyos límites

puede trabajar normalmente el aceite aislante, no debe superar un valor bien determinado. A cierto valor de intensidad de campo eléctrico, tiene lugar la alteración de las propiedades dieléctricas del aceite, el cual se perfora por una chispa que se transforma en un arco decayendo bruscamente su resistencia dieléctrica

Los factores fundamentales que afectan el valor de rigidez dieléctrica en un aceite aislante son:

- Efecto del material, forma, tamaño y distancia de separación de los electrodos
- Efecto de contenido de humedad y otras impurezas
- Efecto del contenido de gas
- Influencia de la temperatura
- Efecto del ritmo de la elevación de la tensión

En la figura II.4 se puede observar la variación de la tensión de ruptura dieléctrica con respecto a la forma, tamaño y separación de los electrodos.

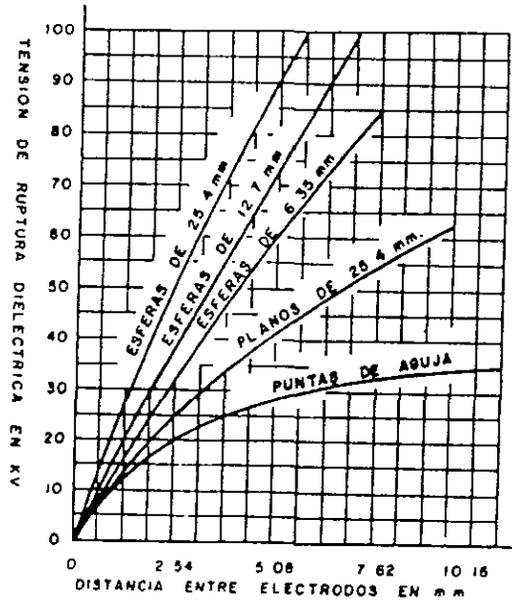


Fig II 4 Tensión de Ruptura dieléctrica del aceite a 20° C con distintos electrodos

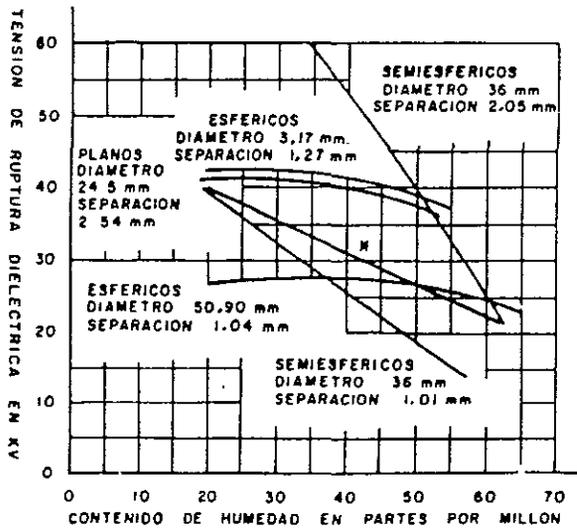


Fig II 5 Efecto del contenido de agua sobre forma y separación de los electrodos

Existen tres teorías sobre la ruptura dieléctrica del aceite aislante que son.

- Teoría de ionización. Establece que para determinada intensidad de campo eléctrico, se ionizan las burbujas de gas contenidas en el aceite, lo que produce una intensa concentración de campo eléctrico ionizándose las moléculas del líquido circundante y como consecuencia aparece la ruptura dieléctrica.

- Teoría térmica. Como resultado de la ebullición del aceite en los puntos en los que el campo eléctrico no es homogéneo ó por el calor desprendido por la fricción de iones que se mueven en el campo eléctrico, existe formación de burbujas, que aumentan de tamaño produciendo la ruptura dieléctrica

- Teoría Química. La ruptura dieléctrica en este caso se debe a reacciones químicas que ocurren en el aceite bajo la influencia de una descarga eléctrica sobre una burbuja de gas.

La prueba de rigidez dieléctrica es una medición de la habilidad que tiene el aceite aislante para soportar esfuerzos eléctricos sin suceder fallas, siendo la tensión a la que ocurre un arqueo entre dos electrodos bajo condiciones de prueba. Este valor esta en función de agentes contaminantes, tales como agua, suciedad ó partículas conductoras; de las cuales, una o más pueden estar presentes cuando la tensión de ruptura dieléctrica sea baja en el aceite aislante. Un valor de ruptura dieléctrica no indicará necesariamente que el aceite no este contaminado ó degradado.

II.6.2 Equipo de Prueba.

El aparato utilizado para efectuar la prueba de rigidez dieléctrica del aceite, es el llamado Probador de Aceite, cuya función principal, es transformar la tensión de entrada que es 110 Volts de c a , a través de un Transformador elevador a una tensión de 40Kv o más, dependiendo del rango del aparato. Este provisto de un recipiente conocido como COPA, en cuyo interior se alojan dos electrodos de separación ajustables, en los cuales, se aplica la tensión de prueba.

Se utilizan dos tipos de electrodos, que son:

- Electrodo plano. Son usados para evaluar aceites nuevos no procesados y aceites en servicio.
- Electrodo semiesférico. Se aplican para evaluar aceites deshidratados y desgasificados. Esto debido a su uniformidad de campo eléctrico, son sensibles a pequeñas cantidades de contaminantes.

En la figura II.5 se presenta el efecto del contenido de agua sobre la forma y separación de los electrodos.

La tensión de prueba se aplica desde cero y se incrementa por medio de un reóstato autocontenido en el mismo probador.

II.7 Resistencia Óhmica de Contacto.

II.7.1 Teoría General.

La medición de la resistencia óhmica esta basada en la ley de Ohm, que indica que la corriente que fluye entre dos puntos a los que se aplica una diferencia de potencial, es directamente proporcional a dicha diferencia de potencial e inversamente proporcional a la resistencia, por lo tanto

$$R \text{ (Ohms)} = E \text{ (Volts)} / I \text{ (Amperes)}$$

Generalmente, la resistencia óhmica de cualquier circuito eléctrico es la oposición que presenta éste al paso de la corriente eléctrica cuando se aplica una diferencia de potencial.

Para efectuar la medición de resistencia óhmica se puede emplear un Vólmetro y un Amperímetro que pueden medir la tensión aplicada y la corriente que circula por el circuito y con estos datos se calcula la resistencia de una parte cualquiera de un circuito eléctrico.

La medición de la resistencia óhmica como prueba de campo en la recepción de equipo nuevo, se utiliza para medir la resistencia óhmica entre los contactos principales de los interruptores, así como para verificar los ajustes de las cuchillas desconectoras, y de esta manera, detectar la existencia de conexiones holgadas, desajustes de contactos, suciedad entre partes conductoras, etc.

II.7.2 Equipo de Prueba.

Para el propósito de la medición de la resistencia óhmica, se emplea un medidor de baja resistencia conocido como MICRÓMETRO ó DUCTER.

Las pruebas de resistencia óhmica de contacto en interruptores ó cuchillas desconectadoras, nos proporcionan datos para formar una estadística de los valores de la resistencia óhmica que tienen las unidades mencionadas, antes de ser puestas en servicio para que con dichos datos se pueda determinar en pruebas futuras de mantenimiento, las necesidades de reparar ó cambiar contactos.

El ducter es un aparato de prueba portátil, que opera sobre 6 rangos y mide resistencia entre 0 y 10 ohms.

En la figura II.6 se muestra el circuito simplificado del DUCTER.

La resistencia de las terminales de corriente no se incluye en la medición, por lo tanto, debe ser suficientemente baja para permitir la circulación del 60% de la corriente de operación. En la tabla siguiente se muestra el valor de resistencia máximo permisible por terminal para el flujo de corriente.

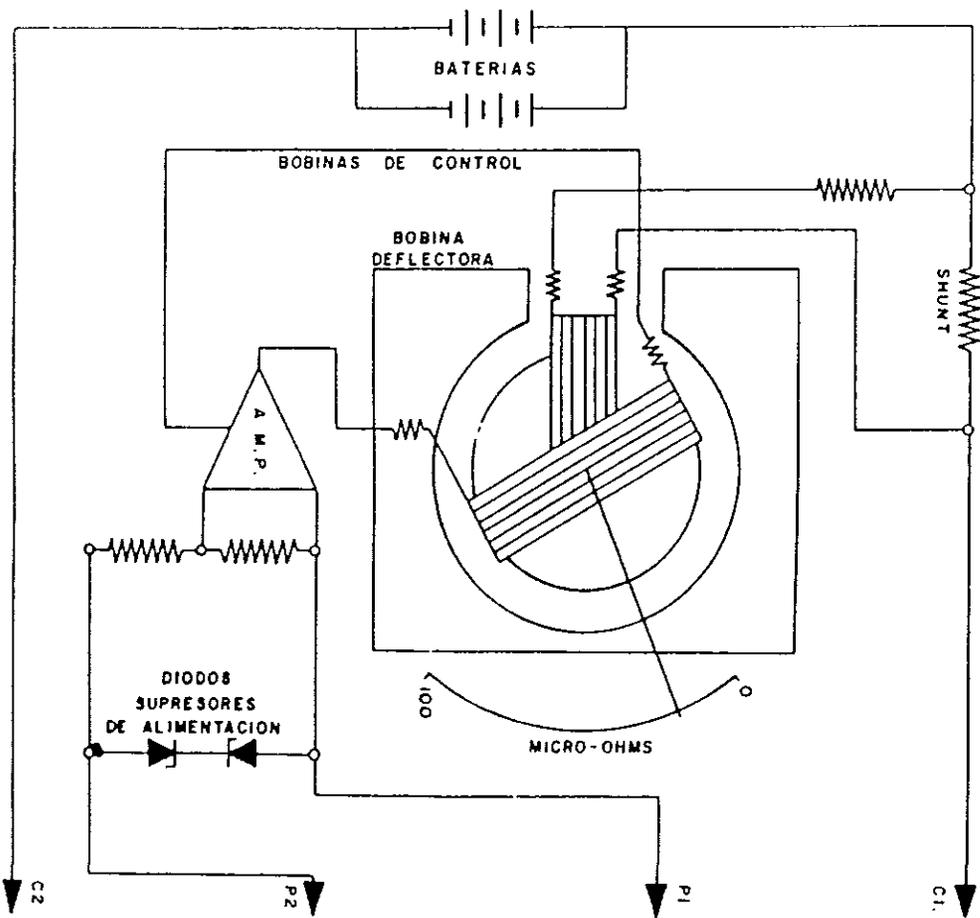


Fig. II 6 Circuito interno simplificado del Ducter.

Fig II.6 Circuito interno simplificado del Ducter.

Rango	Resistencia Máxima Permisible
100 microohms 1 miliohm	0.18 ohms.
10 miliohms 100 miliohms 1 ohm	1.40 ohms.
10 ohms.	14.0 ohms.

Tabla de Resistencia máxima permisible por terminal.

Las terminales de potencial forman parte del circuito de medición de potencial, tiene una resistencia de 0.02 ohms. Por terminal. Estas terminales no deben ser substituidas porque su resistencia no sería la misma, y en caso de hacerlo, se puede incrementar la resistencia hasta un máximo de 0.15 ohms para que la lectura no se vea afectada en más de 0.2%.

Si se usan terminales mayores con una resistencia mayor a 0.15 ohms por par de terminales, es necesario utilizar los factores de corrección indicados en las tablas siguientes las cuales dan las modificaciones en % de error o por medio de cálculo por fórmulas.

Error por la resistencia de las terminales de potencial

Rango 0.2% 0.4% 0.6% 0.8% 1.0%

Resistencia por par de terminales de potencial

100 0.15 0.26 0.37 0.48 0.59
microohms ohms ohms ohms ohms ohms

1 a 10 1.40 2.24 3.34 4.44 5.54
microohms ohms ohms ohms ohms ohms

100 11.0 22.0 33.0 44.0 55.0
miliohms ohms ohms ohms ohms ohms

1 a 10 110 220 330 440 550
ohms ohms ohms ohms ohms ohms

Tabla % de error de medición de resistencias.

Rango	factor multiplicador
101 microohms	(54.96 + RP)(Escala máxima) ----- 55
1 a 10 miliohms	(549.96 + RP)(Escala máxima) ----- 55
100 miliomhs	(5499.96 + RP)(Escala máxima) -----* 55
1 a 10 ohms	(54999.96 + RP)(Escala máxima) -----* 55

RP = Resistencia en ohms por par de terminales de potencia

* = Error despreciable.

Tabla Factores de corrección en medición de resistencia.

En la tabla siguiente se dan los rangos proporcionados por equipos de prueba, la corriente obtenida y el tiempo de vida de las baterías al alimentar una carga.

Rango de Prueba	Flujo de Corriente.	Vida de la carga en horas.
100 microhms	10 amp.	1.6
1 miliohms	10 amp.	1.6
10 miliohms	1.1 amp.	1.8
100 miliohms	1.1 amp.	1.8
1 ohms	1.1 amp.	1.8
10 ohms	0.2 amp.	10.0

Tabla corrientes obtenidas al seleccionar rangos distintos del ducter.

II.8 Tiempos de Operación.

Apertura y Cierre de Interruptores.

II.8.1 Teoría General.

La prueba para determinar los tiempos de operación se realiza en todos los tipos de interruptores de acuerdo a las diferentes tensiones de trabajo. Los resultados de estas son importantes pues dan a conocer el tiempo que tarda en realizarse las operaciones de cierre y apertura para así verificar si dichos interruptores cumplen con las especificaciones solicitadas.

El tiempo de operación de cierre, comprende el tiempo que transcurre desde que la bobina de cierre del interruptor es energizada, hasta el momento en que se tiene el primer punto de contacto entre los contactos fijos y móvil. Mientras el tiempo de apertura se considera, tomando el tiempo que transcurre desde que se energiza la bobina correspondiente, hasta el momento en que los contactos se separan

La prueba de tiempos de operación es de primordial importancia, fundamentalmente en lo que se refiere al tiempo de apertura, ya que es necesario que esta operación se realice en el menor tiempo posible, para que en condiciones de falla el circuito en cuestión sea aislado del sistema lo más rápido, de acuerdo con la operación de las protecciones.

En ocasiones es importante analizar también el tiempo de cierre, debido a que en algunos casos los interruptores forman parte de los sistemas de sincronización manual ó automática, y en tal caso se requerirán tiempos de operación de cierre y el cierre mismo del interruptor.

En interruptores de potencia cuando la tensión nominal es alta la capacidad interruptiva aumenta, entonces se tendrán tiempos de apertura y cierre mucho menores con relación a los tiempos empleados en interruptores de baja capacidad.

En coordinación con las pruebas de tiempos de operación será necesario analizar si las funciones de apertura y cierre se realizan sin asincronismo entre fases. Una condición de asincronismo fuera de los límites restablecidos, originará daños en los interruptores tanto en la apertura bajo condiciones de falla como para el cierre, en donde si existe asincronismo de operación de fases, esto originará que las protecciones propias del interruptor ordenen la desconexión inmediata del mismo, dicha operación se denomina "DISPARO POR ASINCRONISMO DE

FASES" lo cual además de ordenar la apertura del interruptor, también manda una señal de alarma alerta para que de esta manera se ordene la revisión y corrección de las causas de dicha falla.

II.8.2 Equipo de Prueba.

Para efectuar la prueba de tiempos de operación de Interruptores, así como sus pruebas complementarias, existen varios aparatos, que son:

- **Ciclómetro**
- **Miligraph**
- **Favac**
- **Analizador marca Cincinnati**
- **Analizador TR-1A Doble.**

Todos estos equipos realizan las funciones de medir los tiempos de operación, pero algunos son más adecuados para ciertos tipos de interruptores que otros, además otros aparatos fundamentan los tiempos con otras pruebas complementarias dentro de la misma gráfica.

Las características generales de los equipos más empleados para realizar las pruebas de tiempos de operación son:

MILLIGRAPH Es un equipo registrador de tiempos de operación de interruptores, utiliza papel metálico para graficar la función deseada, a través de circular una corriente por cada plumilla para marcar el papel durante la operación; es del tipo manual, al cual es necesario jalar el papel y durante el jalón realizar la operación deseada. Los valores que se grafican durante una prueba son:

- Tiempos en medios ciclos
- Las tres fases del interruptor
- La energización de las bobinas

FAVAC. Es un equipo registrador de tiempos de operación de interruptores, utiliza papel rojo encerado para graficar la función deseada, es tipo motorizado y únicamente se le mete la señal de cada fase junto con la señal de la bobina. Las señales que se grafican durante una prueba son las mismas que las anteriores y se considera en cuestión de aplicación, como el termino medio para interruptores (No muy rápidos, no muy lentos).

Analizador TR-1A DOBLE. El analizador de movimientos de interruptores TR-1A, se emplea para pruebas de operación mecánicas y eléctricas en interruptores de gran volumen de aceite, cuyo bastón de operación tenga movimiento vertical y tiene la finalidad de determinar las indicaciones de operación del mecanismo de contacto del interruptor, operaciones de cierre y apertura, ajustes incorrectos de los resortes de aceleración, acción impropia de amortiguadores mecánicos e hidráulicos, efectos de rebote, desajustes en los topes y velocidad de contactos.

a. La gráfica que se obtiene en la operación de cierre, determina lo siguiente:

- Tiempo de operación
- Carrera de la cruceta
- Velocidad
- Operación de Amortiguadores
- Penetración de Contactos
- Desplazamiento del bastón durante la operación

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

b La gráfica que se detiene de la operación de apertura, determina lo siguiente:

- Tiempo de Operación
- Velocidad de contactos en zona de arqueo
- Operación de Amortiguadores
- Desplazamiento del bastón durante la operación

c La gráfica que se obtiene de la operación de antibombeo (cierre con disparo presente), permite analizar los siguientes puntos.

- Tiempo de operación del ciclo (abierto-cerrado-abierto)
- Carrera de la cruceta en el ciclo (abierto-cerrado-abierto)
- Velocidad máxima de desplazamiento a la apertura
- Velocidad máxima de desplazamiento al cierre.

El analizador TR-1A utiliza papel fotosensible a la luz para graficar las señales de operación del equipo, y la luz llegará hasta el papel a través de los galvanómetros del oscilógrafo, ya que tiene un galvanómetro para cada señal a registrar.

Las pruebas que se realizan a un interruptor son:

- Determinación del tiempo de apertura
- Determinación del tiempo de cierre
- Determinación del tiempo cierre-apertura en condiciones de disparo presente (antibombeo).
- Determinación del asincronismo entre fases.

- Determinación del sincronismo entre contactos de una misma fase, tanto en cierre como en apertura.

Las cuatro primeras pruebas se aplican a todos los interruptores en general ó también pruebas específicas según sea el caso ó tipo de interruptor.

A continuación se dan algunas ventajas y desventajas entre los equipos más empleados para la prueba de Tiempo de operación.

FAVAG.- Uso limitado por su baja velocidad y reducido número de canales, además de no tener el control para las operaciones del interruptor.

MILLIGRAPH - Es de fácil manejo, velocidad variable debido a que el movimiento del papel es manual, por lo tanto la escala del tiempo es variable, además de tener mayor número de canales.

DOBLE.- Alta velocidad y excelente precisión, tiene número suficiente de canales para interruptores multicámara, cuenta con aditamentos y accesorios para funciones adicionales como en el análisis de carreras. Su precio es mayor con relación a otros equipos.

II.9 Continuidad y polaridad.

Las pruebas de continuidad y polaridad se realizan como complemento de algunas pruebas, como : Resistencia de Aislamiento y Relación de Transformación.

II.9.1 Continuidad.

La finalidad de la prueba de continuidad es verificar la no interrupción del conductor las bobinas de los reactores de neutros de transformadores de potencia, trampas de onda y devanados secundarios de los transformadores de corriente y potencial, es decir, que el devanado no se encuentre abierto.

Es de fundamental importancia determinar si no tienen espiras abiertas en las bobinas del equipo mencionado anteriormente, pues en el caso de la trampa de onda, es un elemento que se conecta en serie con alguna de las fases de las líneas de transmisión a la entrada de los circuitos de algunas Subestaciones. Ahora en el caso del reactor, este se instalará en conexión serie con los neutros de los transformadores de potencia con el objeto de limitar los efectos de las corrientes de cortocircuito a tierra.

Respecto a la prueba de continuidad realizada a los Transformadores de corriente y potencial es importante, debido al funcionamiento que desempeñan dichos transformadores en los circuitos de protección y medición, en donde éstos no cumplirían con su objetivo en caso de estar abiertos los devanados. Además de la alta probabilidad de daño que existe en el caso de tener secundarios abiertos en los transformadores de corriente, los cuales pueden causar desperfectos muy severos si esta condición se presentara, debido a los voltajes altos que se originarían en los devanados secundarios.

La prueba de continuidad se realizara utilizando un multímetro verificando cada uno de los devanados secundarios para el caso de transformadores de corriente y potencial y la continuidad en todas las bobinas para las trampas de onda y los reactores de los neutros de los transformadores de potencia.

En la figura II.7 se muestra un diagrama de conexión necesario para realizar la prueba de continuidad a un devanado o bobina cualesquiera.

II.9.2 Polaridad.

La prueba de polaridad consiste en determinar las terminales de entrada y salida de corriente en los devanados primario y secundario de los Transformadores de corriente y potencial, los cuales generalmente se encuentran identificados con marcas (de polaridad) pintadas ó símbolos: Para devanados primarios las terminales se identificaran como: H1 y H2 ó P1 y P2, en el caso de devanados secundarios X1 y X2 ó S1 y S2.

La prueba de polaridad se efectúa aplicando el método de GOLPE INDUCTIVO de corriente directa, mediante el cual se mandan pulsos de corriente en el devanado primario verificando el sentido de esta en las terminales del devanado secundario del transformador de Corriente ó Potencial.

El criterio de resultados considerado en esta prueba de polaridad subtractiva es el siguiente. Cuando la corriente entra al devanado primario por la terminal H1 ó P1; en el devanado secundario la corriente debe salir por la terminal X1 ó S1, ó bien, si la corriente entra al devanado primario por la terminal H2 ó P2, en el devanado secundario debe salir por la terminal X2 ó S2

En la figura II.8 se muestran las normas para obtener la polaridad de los TC's en diagramas de circuitos eléctricos.

Cuando no se tienen marcas de polaridad, entonces se acostumbra utilizar pintura, mediante la cual solo se identifican las terminales del lado de polaridad en cada devanado.

En la figura II.9 se muestra el diagrama de conexiones necesarias para la determinación de las marcas de polaridad a transformadores de corriente y potencial

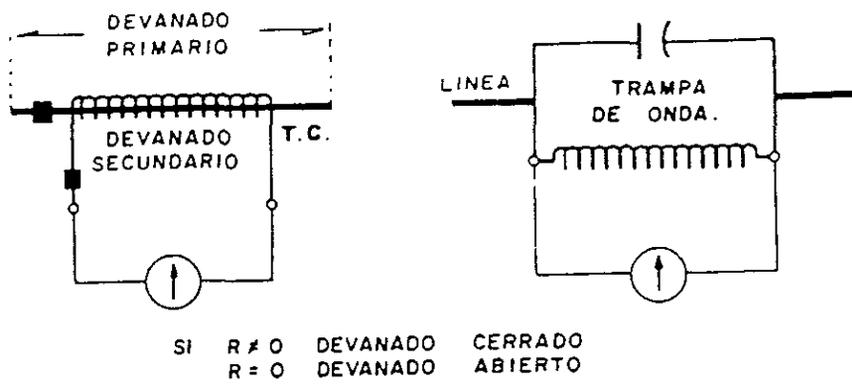


Fig. II 7 Diagrama de conexión para las pruebas de continuidad a devanados y bobinas.

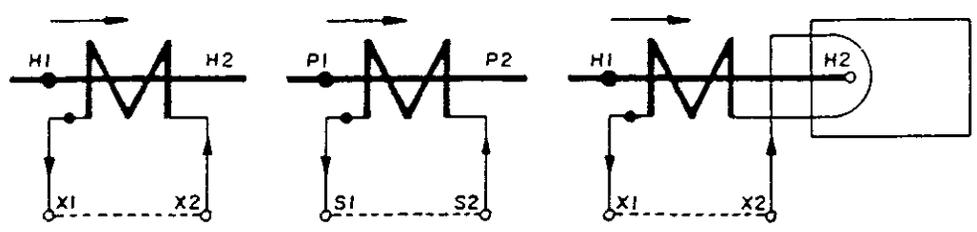


Fig. II 8 Normas para mostrar la polaridad de los TC's en diagramas de circuitos eléctricos

DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA DETERMINAR LA POLARIDAD SUBSTRACTIVA

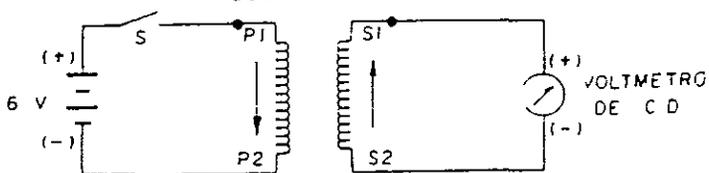


DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA DETERMINAR LA POLARIDAD ADITIVA

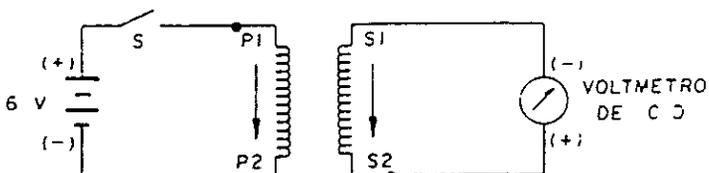


DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA DETERMINAR LAS MARCAS DE POLARIDAD EN TC's TIPO BUSHING EN INTERRUPTORES

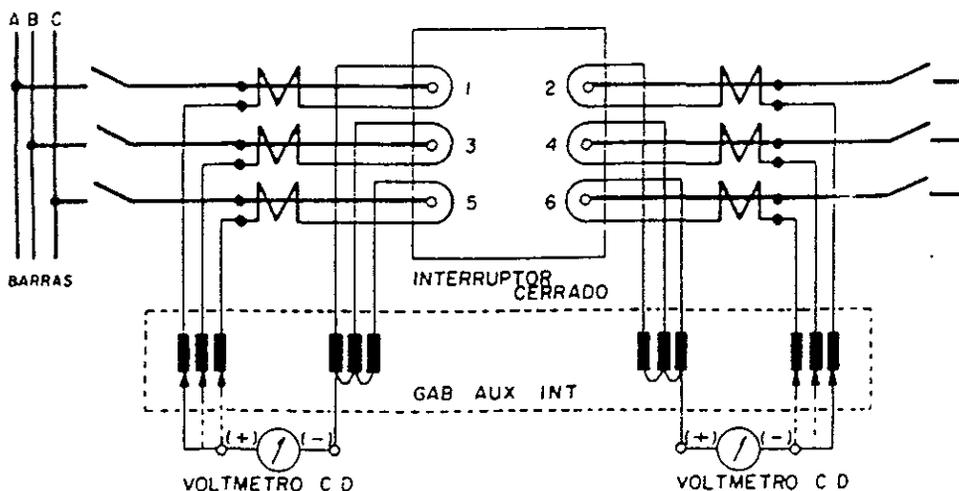


Fig. II 9 Determinación de las marcas de polaridad en TP's y TC's

La importancia de la prueba de polaridad consiste en determinar si algún devanado secundario en los Transformadores de Corriente ó Potencial no se encuentra conectado con un defasamiento de 180° con respecto a la polaridad indicada en el dato de placa del fabricante. En el caso de suceder esto, será necesario corregir la conexión del devanado secundario ó cambiar la identificación de las marcas de polaridad para poder realizar las conexiones adecuadamente.

II.10 Voltajes Mínimos de Operación.

Esta prueba es exclusiva de los interruptores de potencia y se realiza en los distintos tipos que se fabrican para las diferentes tensiones de operación.

Como se sabe, los circuitos de control y protección están alimentados por circuitos de 120 V de c.d., así se tendrá siempre la posibilidad de operar los interruptores aún cuando los servicios de c.a. llegarán a fallar en la Subestación. Bajo dichas condiciones los bancos de baterías que proporcionan la corriente directa, tendrán una duración determinada dependiendo la carga que están alimentando y por lo tanto, con el tiempo el voltaje disminuirá gradualmente hasta agotarse totalmente, en el caso de que no se normalizará el servicio de c.a. en un tiempo muy largo.

Debido a la razón anterior, deberá verificarse el voltaje mínimo de operación de las bobinas de cierre o apertura en los interruptores, siendo la más importante la bobina de apertura.

La forma más usual de realizar esta prueba es empleando una fuente de alimentación de c.d. variable, con la que se alimentará el (+) y (-) de cada una de las bobinas de cierre ó apertura (en los interruptores de 85 a 400 KV se tendrán dos bobinas de disparo), desde un valor cero y aumentando el voltaje hasta que el interruptor efectúe su operación. En el instante de la operación, se toma el

valor del voltaje aplicado el cual corresponderá al voltaje mínimo de operación para el cierre ó disparo, según sea el caso.

Las pruebas de voltajes mínimos de operación deberán realizarse a interruptores que se encuentren en condiciones normales (óptimas) de operación, además se consideran los datos proporcionados por el fabricante para determinar si los resultados están de acuerdo a los reportes de fábrica.

El objetivo de realizar la prueba de Voltajes Mínimos, es comparar la tensión de operación de las bobinas de disparo de los interruptores y cuchillas motorizadas. Esto es con el objeto de prever cuando exista una falla en una Subestación, no teniendo alimentación de C.A., las baterías ó fuentes de CD tengan capacidad para operar las bobinas de disparo de interruptores ó cuchillas, aunque el voltaje por su utilización haya bajado considerablemente.

Generalmente en las especificaciones de los interruptores y cuchillas motorizadas, se solicita que las bobinas de operación deberán operar hasta con el 70% de voltaje nominal (para 125 V de CD será de 87 V) para lo cual se realiza la prueba.

Al valor anterior al último paso cuando no opera el interruptor, se considera el voltaje mínimo de operación, y debe ser menor al 70% del voltaje nominal.

Se deberá tener cuidado con la fuente de alimentación, debido a que las bobinas tipo solenoide, toman alta corriente pudiendo dañar la fuente.

En la figura II.10 se muestra el circuito de prueba para voltajes mínimos.

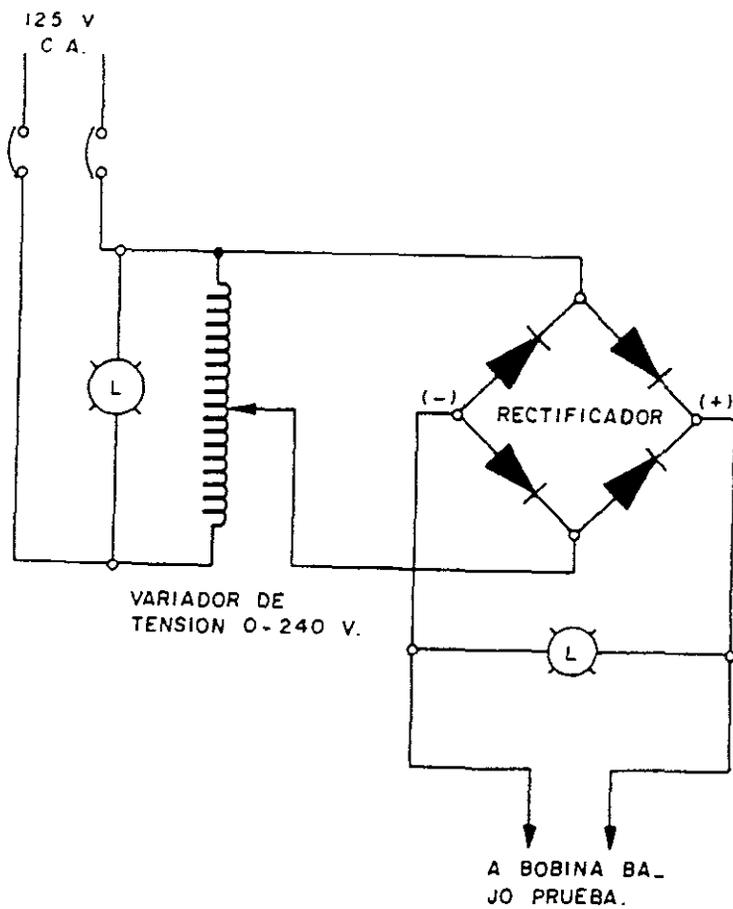


Fig II.10 Circuito de Prueba Para voltajes mínimos

CAPITULO III.

METODOS E INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE RECEPCIÓN

III.1 Generalidades.

Como ya se menciona anteriormente, para conocer las condiciones eléctricas en las que se encuentra un equipo, tanto de Potencia, como de control protección ó medición, se realizan distintas pruebas, siendo estas las siguientes:

- 1 Pruebas Preliminares: Efectuadas antes del montaje.
- 2 Pruebas de Recepción: Efectuadas después del montaje.
3. Pruebas finales: Efectuadas en la revisión final y en el momento de la entrega.

Generalmente las pruebas finales son realizadas con el fin de proporcionar la máxima confiabilidad al poner en servicio una Subestación y evitar daños en la misma, que en un momento dado podrían destruirla completamente.

En este capítulo se trata de describir de la manera más simple y sencilla, los pasos que se deben seguir para realizar los diferentes tipos de pruebas que aquí se mencionan, así como también la interpretación de los resultados obtenidos

III.2 Prueba de Resistencia de Aislamiento.

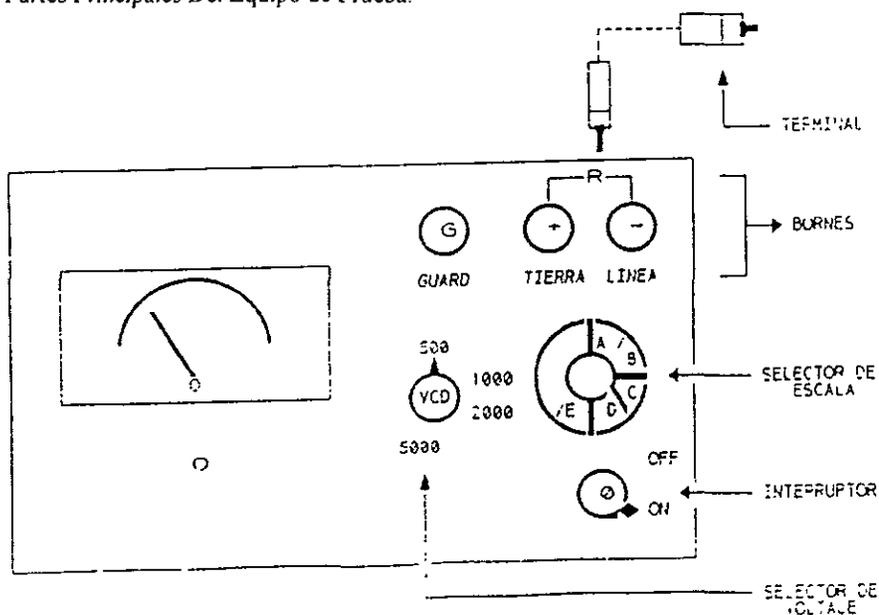
III.2.1 Metodología de la Prueba de Resistencia de Aislamiento.

Objetivo -

Conocer, en forma Aproximada, el Estado de los aislamientos

Material Utilizado. Medidor de Resistencia de Aislamiento (MEGGER)

Partes Principales Del Equipo de Prueba.



Verificación Del Equipo.- (En Bodega)

Revisar Batería

- Con las Terminales abiertas con Interruptor en ON LA MEDICIÓN DEBE SER

INFINITO

- Con las Terminales en corto con Interruptor en ON LA MEDICIÓN DEBE SER CERO

Medidas De Seguridad.-

Antes de conectar el equipo de prueba (MEGGER) asegúrese que el espécimen (Equipo bajo prueba) esta desconectado y descargado.

Antes de conectar o desconectar el equipo de pruebas asegúrese que esta apagado y que el espécimen fue descargado

Recuerde que la Seguridad esta a cargo del que hace las mediciones (OPERADOR DEL EQUIPO).

Recomendaciones para las mediciones.-

Colocar el Equipo de medición en una base firme y nivelada.

Tomar las lecturas en el tiempo requerido.

Registrar la temperatura antes de efectuar la prueba.

Seleccionar el rango de medición de acuerdo a el voltaje indicado.

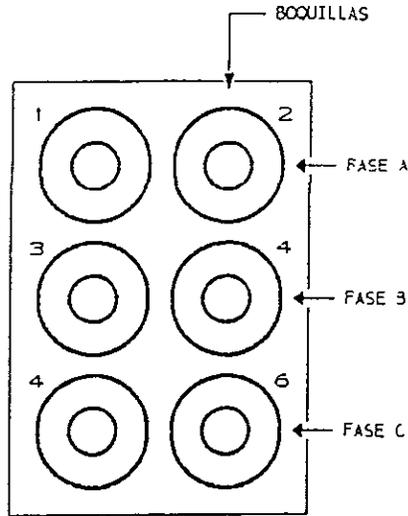
Limpiar las Superficies de la muestra.

Evitar al máximo interferencia electrostática

Procedimiento de Pruebas Para los Diferentes Equipos.

Interrupor de Potencia.

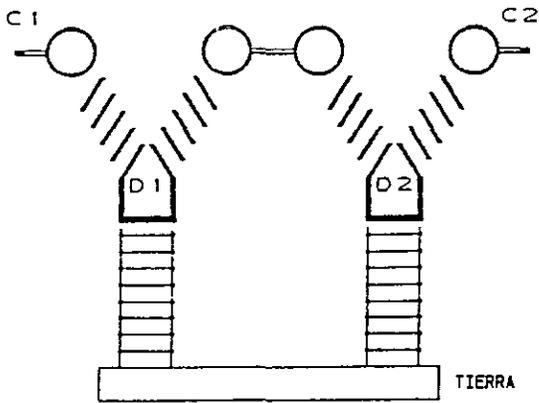
Diagrama de Conexiones.



INTERRUPTOR VISTO DE PLANTA

PBA	POSICION INTERRUPTOR	CONEXYONES			MIDE	KV APLIC	DUR. MIN.
		Linea	tierra	guard			
1	ABIERTO	1	TANQUE	2	BOQ-1	2.5	1
2	ABIERTO	2	TANQUE	1	BOQ-2	2.5	1
3	ABIERTO	3	TANQUE	4	BOQ-3	2.5	1
4	ABIERTO	4	TANQUE	3	BOQ-4	2.5	1
5	ABIERTO	5	TANQUE	6	BOQ-5	2.5	1
6	ABIERTO	6	TANQUE	5	BOQ-6	2.5	1
7	CERRADO	1-2	TANQUE	-	FASE	2.5	1
8	CERRADO	3-4	TANQUE	-	A	2.5	1
9	CERRADO	5-6	TANQUE	-	FASE B FASE C	2.5	1

Interruptores Multicanaras.-



PBA	POSICION INTERRUPTOR	CONEXYONES			MIDE	KV APLIC	DUR. MIN
		Linea	tierra	guard			
1	ABIERTO	C1	T+C2		C1	2.5	1
2	ABIERTO	C2	T+C1		C2	2.5	1
3	ABIERTO	0	T		GUARD	2.5	-
4	CERRADO	C1oC2	T		FASE	2.5	1

Interpretación de Resultados.

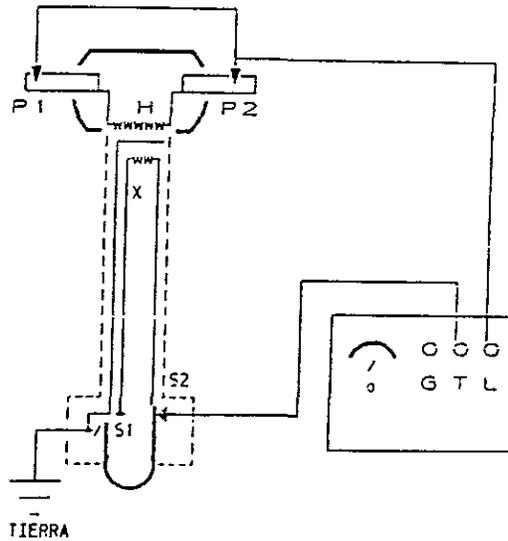
Para interruptores en aceite, si cualquiera de las pruebas arroja lecturas menores a 10000 megohms Es recomendable realizar pruebas al aceite para verificar si estos valores, bajos, son ocasionados por humedad o contaminación del aceite

Interruptores con columnas de Porcelana.-

En estos interruptores las lecturas de resistencia de aislamiento son muy altas y constantes, sin tener absorción ni polarización debido a que el aislamiento esta principalmente construido de porcelana. Una lectura baja es indicación de una falla grande.

Transformadores de Instrumentos-

PRUEBA	CONEXIONES			MIDE	KV APLIC	DUR. MIN.
	Línea	Tierra	Guarda			
1	H	X+Y+Z	-	H-X+Y+Z	1	1
2	H	X+Y+Z+T	-	H-X+Y+Z+T	1	1
3	X+Y+Z	H+T	-	X+Y+Z+H+T	1	1
4	X	Y+Z	-	X-Y+Z	1	1
5	Y	Z	-	Y-Z	1	1



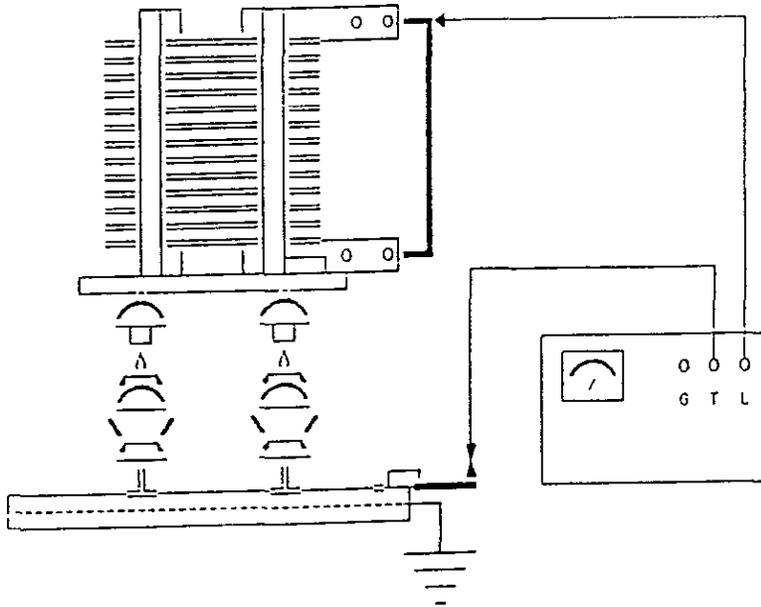
NOTA: Para los TP's con aislamiento reducido, la Terminal P2 esta conectada a tierra, al probar el transformador es necesario desconectarla.

Interpretación de Resultados.-

Cuando las lecturas den menos de 10000 megohms es necesario efectuar la prueba de F P para confirmar si el aislamiento esta en buenas condiciones

Reactor.-

Diagrama de conexiones

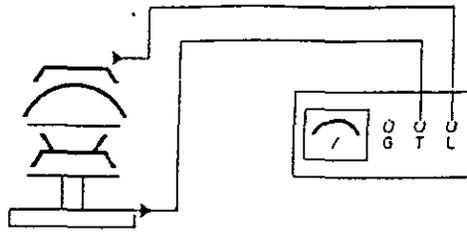


Interpretación de Resultados.-

En caso de obtener resultados bajos de resistencia de aislamiento deben probarse uno por uno los aisladores soporte para poderlos reponer (10000Megohms)

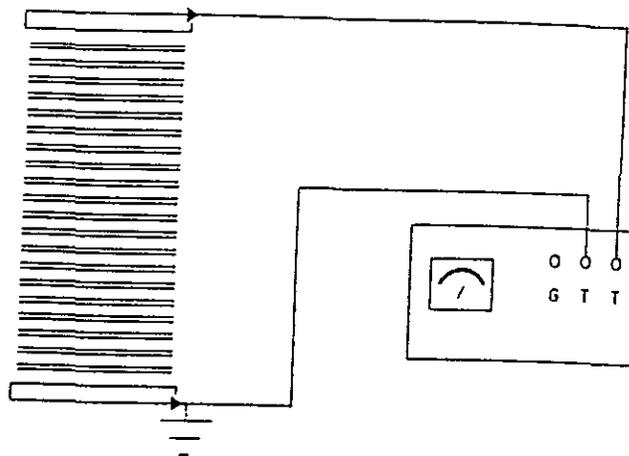
Aisladores.-

Diagrama de conexiones

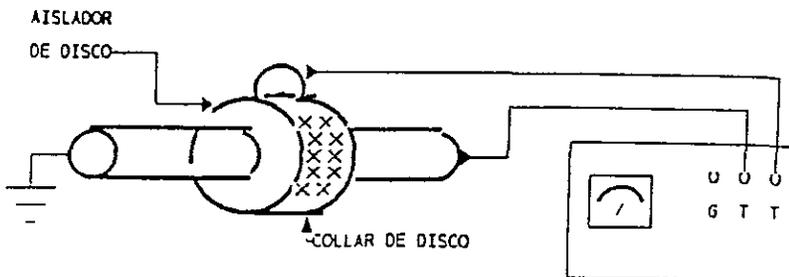


Existe una consideración valida en el caso de tener valores no muy grandes y poder determinar si los valores obtenidos son aceptables o no y consiste en multiplicar 37.5 por KV aplicados dando el valor minimo aceptable Ejemplo $37.5 \times 85 = 3187.5$ Megohms

Aislador tipo Columna.-



Aislador tipo Disco.-



Interpretación de Resultados.-

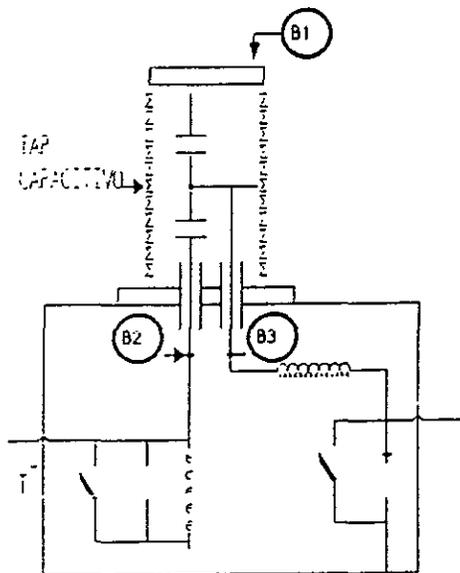
Para los aisladores de cualquier tipo los valores aceptados son los mayores de 10000

Megohms

Condensador de Acoplamiento.-

PBA	CONEXYONES			KV APLIC	DUR. MIN.
1	Line	tierra	guar	5	1
2	B1	B3+T	-	5	1
3	B1	B2+T	-	*	1
4	B3	B2	-	*	1

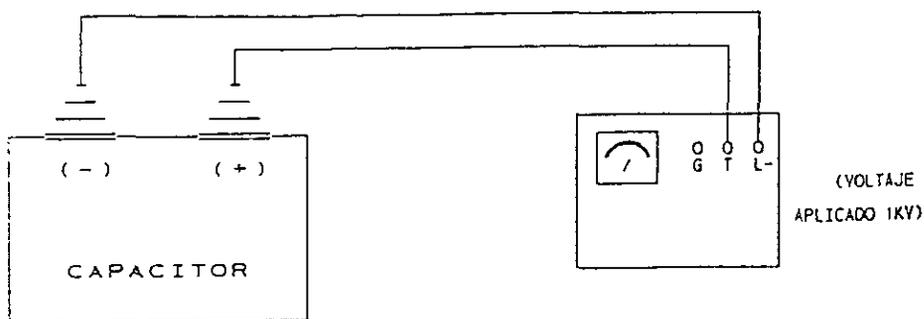
NOTA - * = Valor del tap capacitivo



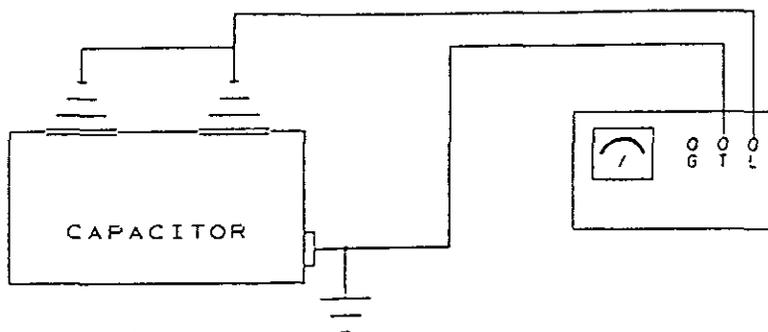
Interpretación de Resultados.-

Los resultados aceptables para esta prueba son los mayores a 4000 Megohms.

Capacitores.-



Prueba de resistencia de descarga (o resistencia entre bornes)



Prueba de resistencia de aislamiento.

Interpretación de Resultados.-

La resistencia de descarga debera tener resultados entre 7 a 20 Megohms, segun datos de fabricante

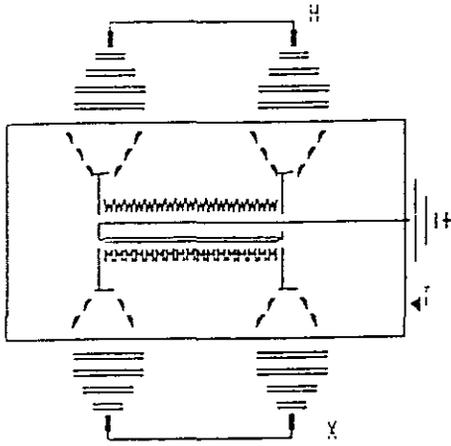
La resistencia de aislamiento debe ser mayor de 10000Megohms.

Transformadores.-

(Transformadores de Potencia, autotransformadores, transformador.

transformadores de tierra y servicios de estación)

Para cada una de las conexiones que se indican a continuación se efectuarán pruebas con una duración de 10 minutos y se registrarán las lecturas de 10, 30 45 y 60 segundos así como a 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 minutos, se utilizará el máximo rango de voltaje. También es necesario tomar la temperatura del aceite.



PRUEBA	CONEXIONES			KV
	LINEA(-)	TIERRA	GUARD	
1	H	X+T	---	2.5
2	X	H+T	---	2.5
3	H	X	T	2.5

Notas.- Para las pruebas de baja contra alta más tierra en los transformadores de servicio de estación el voltaje aplicado debe ser 1 KV.

Otra prueba importante, es la medición de resistencia del núcleo al tanque. La prueba se realiza desconectando las guías (del núcleo) del tanque y midiendo cada una de ellas contra el tanque

En los transformadores tipo acorazado se deben probar los paquetes de laminaciones contra tierra. conectando y desconectando la viga T de tierra.

Interpretación de Resultados.-

Como ya es conocido la única forma de evaluar con cierta seguridad el aislamiento de un devanado es mediante el análisis de la tendencia de los valores obtenidos en pruebas periódicas. Por lo que se cuenta con pocos datos estos se utilizan para cuidar que ellos se mantengan arriba de los valores mínimos recomendados en la siguiente tabla

Megohms. = Clase de aislamiento en KV x 27

Clase de Aislamiento	Megohms Valores de resistencia a 20°C
1.2	32
2.5	68
5.0	135
8.7	230
15.0	410
25.0	670
34.5	930
69.0	1860
92.0	2480
115.0	3100
230.0	6200
400.0	10800

(Resistencia de aislamiento mínima del aceite de transformador.)

Para convertir las lecturas de resistencia tomadas a otra temperatura a los valores a 20°C se utiliza la siguiente forma.

$$M_{20} = M_t \times 2^{(10)^{t-20}}$$

Donde: M_t = Lectura de Resistencia
 t = Temperatura.
 M_{20} = Valor de resistencia a 20°C

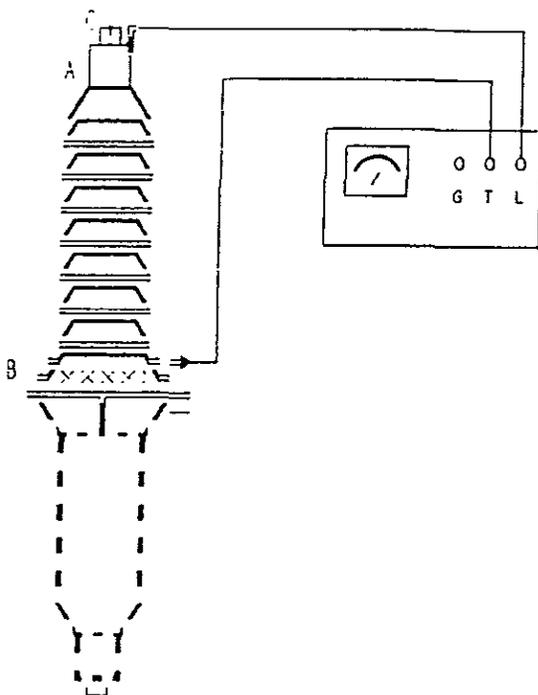
En general los datos obtenidos en la prueba de resistencia de aislamiento, sirven para reafirmar los resultados de las pruebas de factor de potencia y rigidez dielectrica y solamente el conjunto de estas pruebas y la experiencia nos precisan el estado de aislamiento

Boquillas.-

Diagrama de Conexiones.

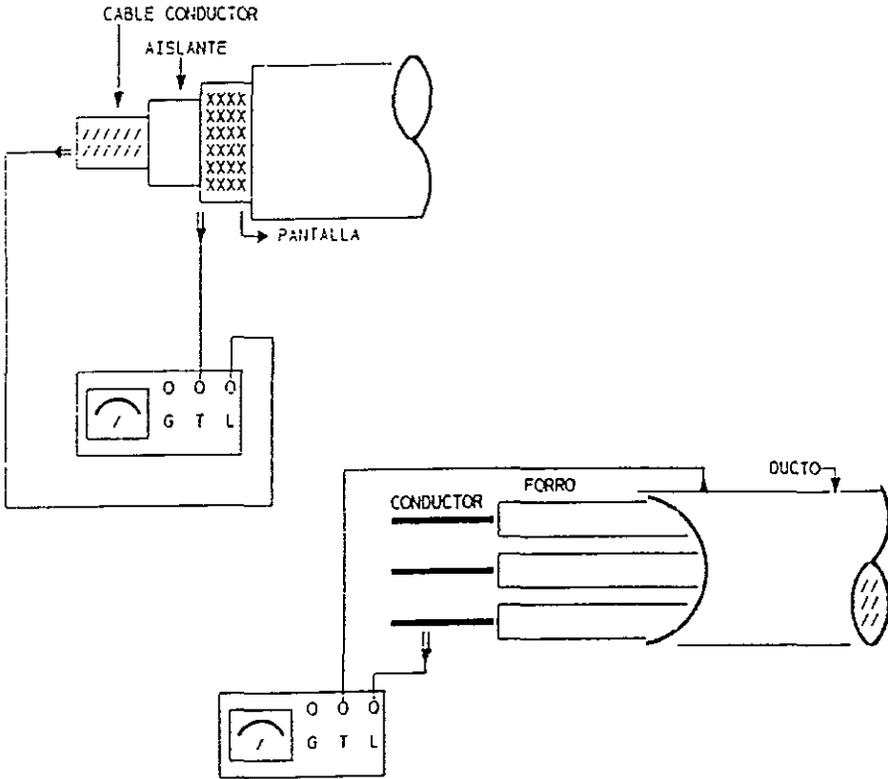
Interpretación de Resultados.

Los valores aceptables son los mayores de 20000 Megohms.



Cables.-

Diagrama de conexiones



Calculo de la Resistencia de Aislamiento.-

La Resistencia minima de aislamiento que debe tener un cable se puede calcular con la siguiente formula

$$R=K \log(D/d)$$

Donde

R= Resistencia de Aislamiento

D= Diametro sobre el aislamiento

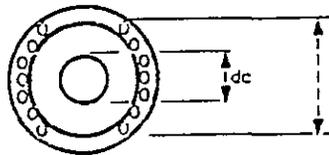
d= Diametro bajo el aislamiento

K= Constante del aislamiento (ver tabla)

TIPO DE AISLAMIENTO	CONSTANTE K (M/Km)	TEMPERATUR
PAPEL IMPREGNADO	3000	20°C
PVC BAJO VOLTAJE	150	15.6°C
PVC ALTO VOLTAJE	750	20°C
POLIETILENO	15250	15.6°C
POLIETILENO VULCANIZADO	5100	15.6°C
CAMBRAY BARNIZADO	1000	15.6°C
ETILENO PROPILENO (EP)	6100	15.6°C

Interpretación de resultados

CABLE 23 TC	dc	Da
1x50	8.764	27.12
1x70	9.814	28.18
1x150	14.699	33.50



La resistencia mínima de un cable 23 TC 1x50 calibre utilizado en los servicios de estación según fórmula anterior es de 7484 Megohms/Km

Resistencia mínima de cable 23 TC 1x70=6971

Resistencia mínima de cable 23 TC 1x150=5468

III.3 Factor de Potencia de Aislamiento.

III.3.1 Secuencia de Pruebas.

Para realizar la prueba de Factor de Potencia se deben tomar en cuenta las consideraciones siguientes

- La prueba debe realizarse con el equipo a probar, totalmente desenergizado, tanto en alta como en baja tensión.
- Las superficies de conexión de los cables de alto y bajo voltaje deben estar libres de polvo, grasa, sales u otras impurezas, es decir, limpias y secas.
- Los dos anillos exteriores colocados en el gancho del cable de prueba de alta tensión, no deben tocar el cabezal de la boquilla, pues esto provocaría un corto circuito en el aparato de prueba.
- Desconectar los neutros de tierra en cada devanado en transformadores de potencia.
- Poner en corto circuito cada devanado en sus boquillas terminales (alta y baja tensión) en transformadores de potencia.

Poner a tierra las partes metálicas externas del equipo a probar.

- Conectar el gancho del cable de prueba al corto circuito del devanado de alta tensión y conectar el caimán del cable de guarda al corto circuito del devanado de baja tensión en transformadores de potencia

Una vez que se han tomado en cuenta las consideraciones anteriores, se procederá a realizar la prueba

En las figuras III.4, III.5, III.6 y III.7 se muestran las conexiones necesarias para realizar las pruebas de factor de potencia de: un transformador de potencia de tres devanados, un transformador de potencial, un transformador de corriente, un Apartarrayos y un interruptor de potencia

En la tabla posterior se dan los factores de corrección por temperatura para los valores de factor de potencia

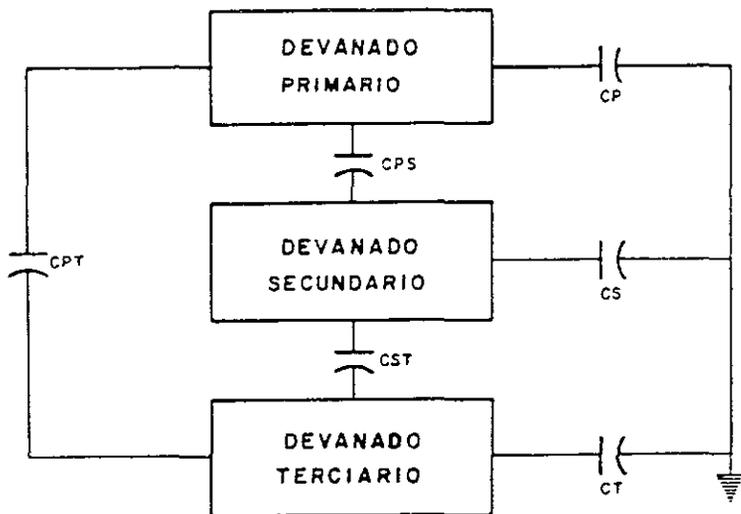


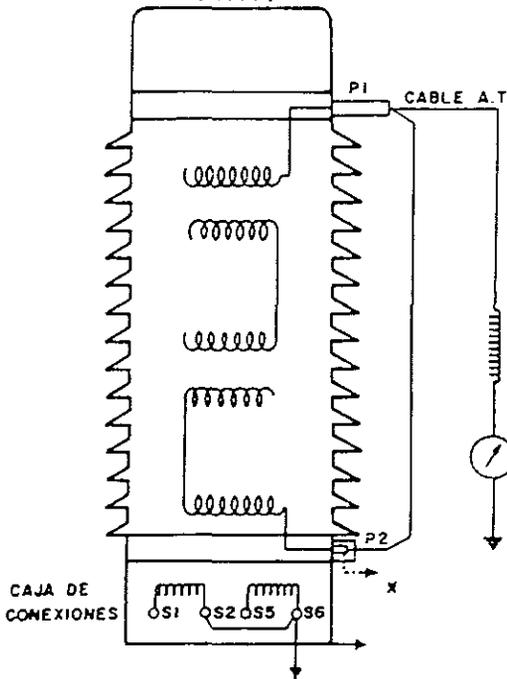
TABLA DE CONEXIONES DE PRUEBA					
PRUEBA	DEVANADO ENERGIZADO	DEVANADO A TIERRA	DEVANADO GUARDADO	PRUEBA	MEDICION
1	PRIMARIO	SECUNDARIO	TERCIARIO	GROUND	CP + CPS
2	PRIMARIO	SEC Y TERC.	GUARD	CP
3	SECUNDARIO	TERCIARIO	PRIMARIO	GROUND	CS + CST
4	SECUNDARIO	PRIM Y TERC	GUARD	CS
5	TERCIARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO	GROUND	CT + CST
6	TERCIARIO	PRIM Y SEC	GUARD	CT
7	TODOS	GROUND	CP + CS + CT

LECTURA DE COMPROBACION

CPS : PRUEBA 1 - PRUEBA 2 - ENERGISE PRIMARIO Y SECUNDARIO EN U S T
 CST : PRUEBA 3 - PRUEBA 4 - ENERGISE SECUNDARIO Y TERCIARIO EN U S T
 CPT : PRUEBA 5 - PRUEBA 6 - ENERGISE PRIMARIO Y TERCIARIO EN U S T
 PRUEBA 7 : PRUEBA 2 + PRUEBA 4 + PRUEBA 6

Fig III.4 Prueba de Factor de potencia a un transformador de potencia con tres devanados.

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
(T. P.)



TRANSFORMADOR
DE
CORRIENTE (T. C.)

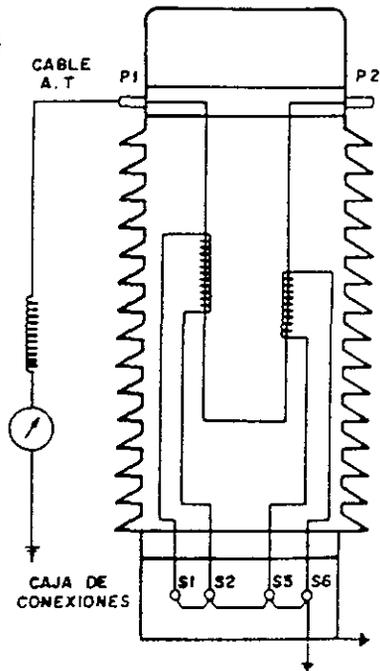


TABLA DE CONEXIONES DE PRUEBA					
EQUIPO	ENERGIZA	ATERRIZA	GUARDA	POSICION	MEDICION
TP's	P1 - P2	S2 - S6	----	GROUND	TOTAL
TC's	P1 - P2	S1 - S2 S5 - S6	----	GROUND	TOTAL

* EN EL CASO DE LOS TP's. EL BORNE P2 -
DEBE DESCONECTARSE DE TIERRA PARA REA -
LIZAR LA PRUEBA

Fig III 5 Prueba de Factor de potencia a TP's y TC's

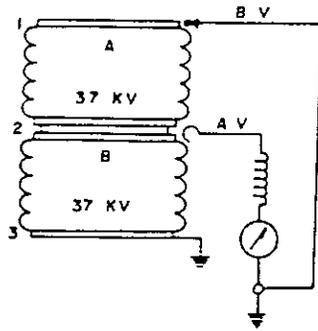


TABLA DE CONEXIONES DE PRUEBA						
K V PRUEBA	ENERGIZAR	CONEXION A TIERRA	CONEXION DE GUARDA	CONEXION CABLE BV	PRUEBA	MEDICION
2 5	2	3		1	UST	A
2 5	2	3	1		GROUND	B

Fig. III 6 Diagrama de conexiones para la prueba de Factor de potencia en apartarrayos.

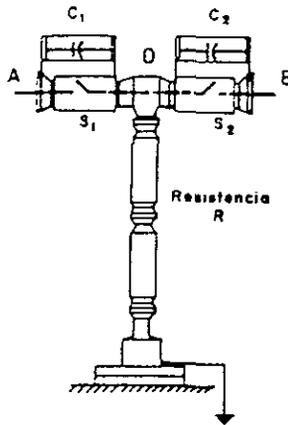


TABLA DE CONEXIONES DE PRUEBA						
PRUEBA	ENERGIZAR	ATERRIZAR	GUARDAR	CABLE B.V.	POSICION	MEDICION
1	D	B	—	A	U. S.T.	$S_1 + C_1$
2	D	A	—	B	U. S.T.	$S_2 + C_2$
3	D	—	A, B	—	GUARD	R

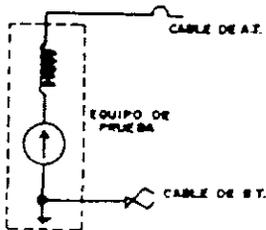


Fig III 7 Prueba de Factor de Potencia a un interruptor de potencia en SF6 de 230 KV mca. SIMENS

TEMPERATURA DE PRUEBA		TRANSFOR- MADORES -- CON ASKAREL	TRANSF CON ACEITE Y -- CONSERVAD. OR DE AIRE	TRANSF CON ACEITE, SE. LLADOS Y GA. S A PRESION.	TRANSF DE INSTRUMEN TOS CON A. CEITE.
0	32.0		1.56	1.57	1.57
1	33.8		1.54	1.54	1.54
2	35.6		1.52	1.50	1.51
3	37.4		1.50	1.47	1.58
4	39.2		1.48	1.44	1.55
5	41.0		1.46	1.41	1.52
6	42.8		1.44	1.37	1.49
7	44.6		1.44	1.34	1.46
8	46.4		1.43	1.31	1.43
9	48.2		1.41	1.29	1.40
10	50.0		1.38	1.25	1.36
11	51.8		1.35	1.22	1.33
12	53.6		1.31	1.19	1.30
13	55.4		1.27	1.16	1.27
14	57.2		1.24	1.14	1.23
15	59.0		1.20	1.11	1.20
16	60.8		1.16	1.09	1.16
17	62.6		1.12	1.07	1.12
18	64.4		1.08	1.05	1.08
19	66.2		1.04	1.02	1.04
20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00
21	69.8	0.93	0.98	0.98	0.97
22	71.6	0.90	0.91	0.96	0.93
23	73.4	0.85	0.87	0.94	0.90
24	75.2	0.81	0.83	0.92	0.86
25	77.0	0.76	0.79	0.90	0.83
26	78.8	0.72	0.76	0.88	0.80
27	80.6	0.68	0.73	0.86	0.77
28	82.4	0.64	0.70	0.84	0.74
29	84.2	0.60	0.67	0.82	0.71
30	86.0	0.56	0.63	0.80	0.69
31	87.8	0.53	0.60	0.78	0.67
32	89.6	0.51	0.58	0.76	0.65
33	91.4	0.48	0.56	0.75	0.62
34	93.2	0.46	0.53	0.73	0.60
35	95.0	0.44	0.51	0.71	0.58
36	96.8	0.42	0.49	0.70	0.56
37	98.6	0.40	0.47	0.69	0.54
38	100.4	0.39	0.45	0.67	0.52
39	102.2	0.37	0.44	0.66	0.50
40	104.0	0.35	0.42	0.65	0.48
41	105.8	0.34	0.40	0.63	0.47
42	107.6	0.33	0.38	0.62	0.45
43	109.4	0.31	0.37	0.60	0.44
44	111.2	0.30	0.36	0.59	0.42
45	113.0	0.29	0.34	0.57	0.41
46	114.8	0.28	0.33	0.56	
47	116.6	0.27	0.31	0.55	
48	118.4	0.26	0.30	0.54	
49	120.2	0.25	0.29	0.52	
50	122.0	0.24	0.28	0.51	
52	125.6	0.22	0.26	0.49	
54	129.2	0.21	0.25	0.47	
56	132.8	0.19	0.21	0.45	
58	136.4	0.18	0.19	0.43	
60	140.0	0.16	0.17	0.41	
62	143.6	0.15	0.16	0.40	
64	147.2	0.14	0.15	0.38	
66	150.8	0.14	0.14	0.36	
68	154.4	0.13	0.13	0.35	
70	158.0	0.12	0.12	0.33	
72	161.6	0.11	0.12	0.32	
74	165.2	0.11	0.11	0.31	
76	168.8	0.10	0.10	0.30	
78	172.4	0.09	0.09	0.28	
80	176.0	0.09	0.09	0.27	

Tabla de factores de corrección de Factor de potencia por temperatura

III.4 Pérdidas Dieléctricas.

III.4.1 Aceite Aislante.

Las pérdidas dieléctricas en el aceite aislante se deben a la conductividad y las pérdidas dipolares. La conductividad en un aceite aislante es inversamente proporcional a la viscosidad y por consiguiente aumenta con el aumento de la temperatura

El Significado físico de las pérdidas dieléctricas en el aceite se originara por la polarización del mismo, debido a la agitación térmica, los dipolos se colocan al azar. Cuando se aplica un campo eléctrico de corriente directa, los dipolos se orientan, al desaparecer el campo eléctrico, la orientación de los dipolos se debilita.

Las pérdidas dieléctricas del aceite aislante, en la práctica se determina solamente por la conductividad, los resultados experimentales sobre la relación factor de disipación ($\tan \delta$) y la conductividad (σ) a 50 y 60 Hz. Confirman que no existen pérdidas dipolares en el aceite aislante, para un rango de temperatura de 20 a 100° C.

En el aceite aislante existen componentes polares los cuales aumentan el factor de disipación ($\tan \delta$) estos son: componentes de azufre, componentes de oxígeno, componentes de nitrógeno, hidrocarburos aromáticos, etc.

Los productos de la oxidación del aceite aislante como son: ácidos de bajo peso molecular, agua, hidróxidos, alcoholes, etc., se disocian fácilmente en iones libres incrementando la conductividad.

Las pérdidas dieléctricas en la presencia de agua, no dependen de la cantidad de esta, sino de su estado.

III.4.2 Boquillas.

Las boquillas probadas en campo, deberán estar aisladas completamente durante la prueba y se le realizan dos pruebas.

a Factor de potencia. Se energiza por la parte viva y el cinturón conectado a la porcelana se aterriza. Casi todos los bushing's en su placa tienen marcado el factor de potencia que además no debe ser mayor que la unidad.

b Collar Caliente. Es la prueba utilizada para localizar la parte húmeda ó contaminada de una boquilla, y se pueden realizar tantas pruebas como campanas tenga la boquilla.

También pueden realizarse pruebas de collar múltiple, donde se abarcarían mayor número de campanas bajo prueba.

Esta prueba se realiza energizando el cinturón colocado en la porcelana, en una zona central., ó en los extremos de la boquilla y conectando a tierra todas las partes vivas de la boquilla.

III.4.3 Interruptores.

Las pérdidas en los aislamientos de un interruptor no son las mismas con el interruptor abierto que cerrado, pues el efecto del campo eléctrico en el aislamiento auxiliar, no es el mismo para ambas condiciones de prueba. La comparación de las pérdidas obtenidas en la prueba con interruptor cerrado y la suma de las pérdidas del mismo con interruptor abierto, se utiliza para analizar las condiciones del aislamiento.

III.4.4 Interpretación de Resultados.

A causa de los muchos factores de los que depende el factor de potencia y a la falta de normas para instrumentos, mediciones y valores de corrección por temperatura, los valores límite para aceptar el factor de potencia de aislamientos de equipo de potencia van de acuerdo con el fabricante.

Para un mantenimiento eléctrico y de acuerdo a las experiencias de las compañías de Doble Engineering y Luz y Fuerza se manejan los valores de la tabla siguiente a 20°C para transformadores de Potencia nuevos durante su montaje.

% F.P. a 20°C	Condición del Aislamiento
0. a 0.5	Excelente
0.5 a 1.5	Bueno
1.5 a 3	Deficiente
más de 3	Peligroso

Tabla Interpretación del Factor de potencia a 20°C.

Boquillas. Existen valores límite para clasificar el estado de las boquillas en cuanto a su aislamiento; son buenas cuando las pérdidas dan valores de:

Menores de 9 mW con equipo MEU

Menores de 0.15 W con equipo MH ó M2H

Aceite. Un aceite en buenas condiciones tiene un factor de potencia de 0.05% a menos de 20 Grados Centígrados. Un alto valor de factor de potencia indica daños y contaminación por humedad, carbón u otros materiales contaminantes como materiales conductores, barnices ó sales de sodio.

El carbón puede o no necesariamente incrementar el factor de potencia de los aceites sin humedad.

Si un aceite tiene un factor de potencia menor a 0.5% a 20 Grados Centígrados se considera satisfactorio para ponerlo en servicio. Si el aceite tiene un factor de potencia mayor de 0.5% a 20 Grados Centígrados debe de considerarse en condiciones de falla posible y deberá analizarse con pruebas más completas.

Interruptores. Con interruptor abierto si el factor de potencia es mayor que 2% en cualquier boquilla, se deberá retirar para una investigación minuciosa.

Con interruptor cerrado, la comparación de las pérdidas se realiza y la diferencia nos deberá reportar el estado de los aislamientos internos concluyendo lo siguiente para poder clasificarlos:

- Diferencias de 0 a + 9mW y de 0 a -9mW se consideran normales.
- Diferencias de +9 a +15 mW se deben checar las barras elevadoras, el aceite del tanque, el aislamiento del tanque y el aislamiento de los tanques auxiliares; en general estos valores indican altas pérdidas y se deberá reportar antes de ponerse en servicio.

- Para diferencias mayores de 15mW se deberán investigar inmediatamente, ya que es señal de daños en los aislamientos y se deberán reacondicionar cada una de las partes mencionadas.

- Para diferencias de -9 a -15 mW se deberán investigar los ensamblados, la guía y el contacto de ensamble del aislamiento, antes de la puesta en servicio.

- Para diferencias mayores de -15 mW deberán investigar el ensamble guía y los contactos de ensamble del aislamiento, reacondicionando las partes dañadas.

Estos límites son aplicables a la mayoría de los interruptores; algunos tipos tienen valores muy pequeños ó muy grandes, ya que elementos aislantes de madera, porcelana u otro material hacen que la diferencia de perdidas entre el interruptor abierto y cerrado sea muy grande o viceversa. Para efecto de pruebas, debe considerarse básico comparar los resultados obtenidos con los valores del fabricante ó con otros valores obtenidos de equipos similares.

III.5 Relación de Transformación.

III.5.1 Secuencia de Pruebas.

- Asegúrese que el transformador de prueba este completamente desenergizado.
- Asegúrese que todas las terminales del transformador estén desconectados tanto de la línea como de la carga. Las conexiones a tierra se pueden quedar.
- Si queda equipo de alta tensión energizado cerca, conectar tierras a los devanados del transformador a probar y al TTR
- Conectar las puntas de excitación (X1-X2) al devanado de baja tensión del transformador a probar y las puntas secundarias (H1-H2) al devanado de alta tensión correspondiendo (X1-H1) y (X2-H2). Cuando los devanados han sido aterrizados, las puntas (X1-H1) deberán conectarse a los lados conectados a tierra
- Ajustar los cuadrantes a cero y dar una cuarta vuelta al generador y verificar si la polaridad del transformador es substractiva ó aditiva. Las puntas (X1 y H1) deben corresponder a la polaridad del transformador a probar.
- Ajustar los cuadrantes a (1.000) y girar lentamente la manivela verificando si hay cortocircuitos (Verificar las conexiones de las puntas X1, X2, H1 y H2). El cortocircuito se detecta cuando el Vólmetro marca cero Volts y el amperímetro plena escala ó si la manivela presenta resistencia al girar.

Después de verificados los puntos anteriores realizar la prueba.

III.5.2 Interpretación de Resultados.

Si durante la prueba no es posible el balance del detector, tampoco será posible registrar lectura correspondiente a la relación de espiras del transformador bajo prueba, ello puede deberse a un cortocircuito en los devanados ó algún devanado abierto

Si durante la medición la corriente de excitación se manifiesta normal, así como el voltaje de prueba, pero la aguja del detector de ajuste cero no manifiesta deflexión, entonces se trata de un circuito abierto en los devanados del transformador de prueba

Generalmente los valores de relación de espiras medidas con el TTR deben encontrarse dentro de un rango de $\pm 0.5\%$ respecto a la relación de placa del transformador para considerar que éste se encuentra en buenas condiciones, sin embargo en algunos casos se han encontrado valores dentro de 1% , sin que esto sea indicación de que la unidad este dañada.

Una vez obtenido el resultado y observando un exceso en este del 0.5% se toma el siguiente criterio para determinar cual devanado esta en corto circuito.

- Si la relación medida es menor a la de placa, el cortocircuito esta localizado en la bobina de alta tensión
- Si la relación medida es mayor a la de placa, el cortocircuito esta localizado en la bobina de baja tensión

De acuerdo a la ecuación $a = V1/V2 = NH/NX$

entonces.

- Si NH disminuye por tener espiras en cortocircuito el resultado de la relación disminuirá, lo cual demuestra que el devanado de alta tensión está dañado.
- Si NX disminuye por tener espiras en cortocircuito el resultado de la relación aumentará, lo cual demuestra que el devanado de baja tensión es el dañado.

En la Figura III.8 se muestra un diagrama esquemático simplificado de la conexión de TTR para probar la relación de un Transformador de dos devanados.

En la tabla siguiente se muestran las conexiones del TTR para realizar la prueba de relación de Transformación a distintos tipos de Transformadores trifásicos.

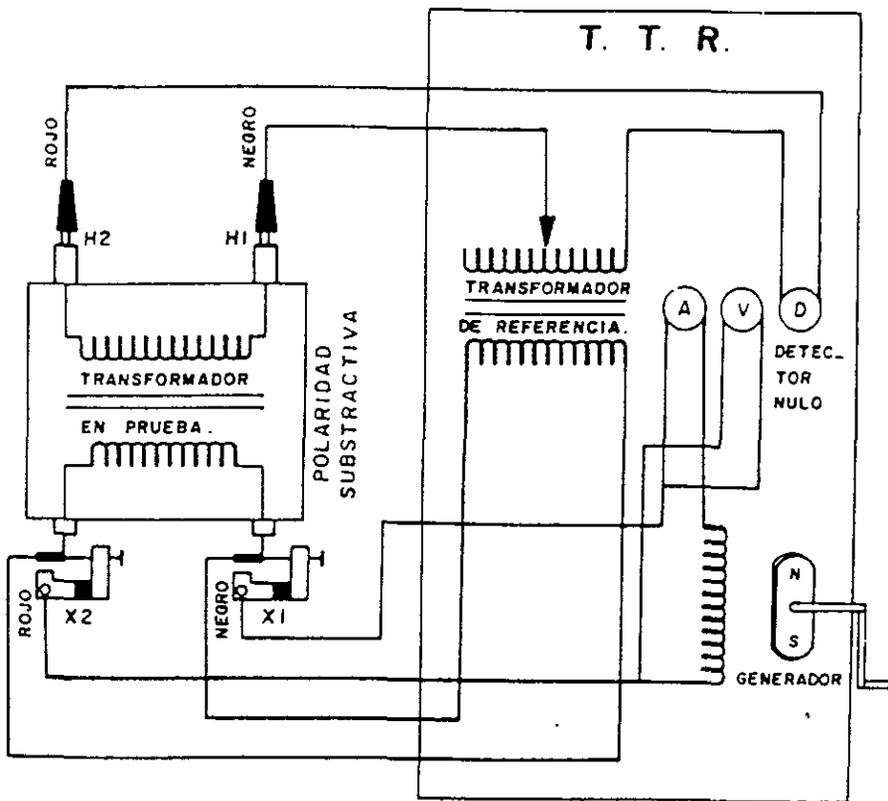


Fig III 8 Diagrama esquemático simplificado de la conexión del TTR para probar relación de transformación

CONEXION	DIAGRAMA VECTORIAL A T B T	FASE	RELACION MEDIDA	CONEXION DEL TTR				CORTO CIRCUITO	DEFASAMIENT TO ANGULAR
				C _r	C _n	P _r	P _n		
ESTRELLA ESTRELLA		A	$H1H0/X1X0$	H ₁	H ₀	X ₁	X ₀		0°
		B	$H2H0/X2X0$	H ₂	H ₀	X ₂	X ₀		
		C	$H3H0/X2X0$	H ₃	H ₀	X ₃	X ₀		
DELTA DELTA		A	$H1H2/X1X2$	H ₁	H ₂	X ₁	X ₂		0°
		B	$H2H3/X2X3$	H ₂	H ₃	X ₂	X ₃		
		C	$H3H1/X3X1$	H ₃	H ₁	X ₃	X ₁		
DELTA ESTRELLA		A	$H1H2/X1X0$	H ₁	H ₂	X ₁	X ₀		30°
		B	$H2H3/X2X0$	H ₂	H ₃	X ₂	X ₀		
		C	$H2H1/X3X0$	H ₃	H ₁	X ₃	X ₀		
DELTA ESTRELLA		N1A	$H1H2/X1X2$	H ₁	H ₂	X ₁	X ₂	H ₁ H ₃	30°
		N2A	$H2H3/X2X3$	H ₂	H ₃	X ₂	X ₃	H ₁ H ₂	
		N3A	$H1H3/X1X3$	H ₁	H ₃	X ₁	X ₃	H ₂ H ₃	
		N1B	$H1H2/X1X3$	H ₁	H ₂	X ₁	X ₃	H ₂ H ₃	
		N2B	$H2H3/X1X2$	H ₁	H ₃	X ₁	X ₂	H ₁ H ₃	
		N3B	$H1H3/X2X3$	H ₂	H ₂	X ₂	X ₃	H ₁ H ₂	

NOTA LA ESTRELLA CON NEUTRO INACCESIBLE

TABLA Conexión del TTR para transformadores trifasicos.

III.6 Rigidez Dieléctrica del aceite.

II.6.1 Secuencia de Prueba.

- La válvula de muestreo debe estar limpia y seca al sacar la muestra de aceite; dejar que salga un poco de aceite antes de tomar la muestra, con el fin de desalojar algunos residuos que pueden estar en el tubo de drenado.
- No realizar la prueba en ambiente húmedo ó lluvioso, debido a que el aceite absorbe fácilmente humedad.
- No secar la copa con estopa, debido a que quedan partículas que ayudan a que el arco ocurra con facilidad durante la prueba.
- Es muy importante que una vez tomada la muestra en la probeta no se toque el aceite con los dedos, ni se hable teniendo la muestra destapada y enfrente ya que el aceite puede humedecerse.
- Seleccionar la copa o probeta, dependiendo el tipo de prueba.
- Lavar y limpiar de impurezas los electrodos y la probeta.
- Ajustar los electrodos de la probeta a la separación adecuada
- Verificar la temperatura de prueba, deberá estar entre 20 y 30°C.
- Llevar la probeta con el aceite a probar y colocarlo en su lugar de prueba. Dejar que el aceite repose 3 minutos.

Una vez que se han tomado en cuenta los puntos anteriores, se procederá a efectuar la prueba

NOTA Cuando sea copa verde, la prueba se repetirá 5 veces con aceite nuevo cada vez y se obtiene un promedio. Cuando se ocupa la copa roja, la prueba se repetirá 6 veces con el mismo aceite, con intervalos de un minuto y se obtiene también el promedio.

Para obtener resultados sensiblemente iguales, será necesario que todas las pruebas se realicen a la misma temperatura, debido a que esta influye marcadamente sobre la rigidez dieléctrica.

Otro aspecto importante que debe tomarse en cuenta, es la altura del aceite sobre los electrodos, ya que a mayor altura, mayor será la tensión de ruptura.

III.6.2 Interpretación de Resultados.

Los valores límite de tensión de ruptura para el control del aceite aislante para transformadores en servicio según la norma CCONNIE 8.8-1, son:

	Tensión de Ruptura KV
Equipo hasta 85 KV	mayor de 30
Equipo mayor de 85 KV	mayor de 40

De acuerdo a las normas ASTM, el arco de ruptura del aceite debe aparecer a los valores siguientes, para aceites nuevos.

Norma ASTM.	Electrodos.	Separación mm.	Valores norma	Valores LyF.
877	Planos	2.54	30	40
1816	Semiesféricos	2.04	25	30
1816	Semiesféricos	1.02	20	25

En la figura III.9 se muestra una gráfica con las distintas pruebas y normas respectivas y su relación entre sí.

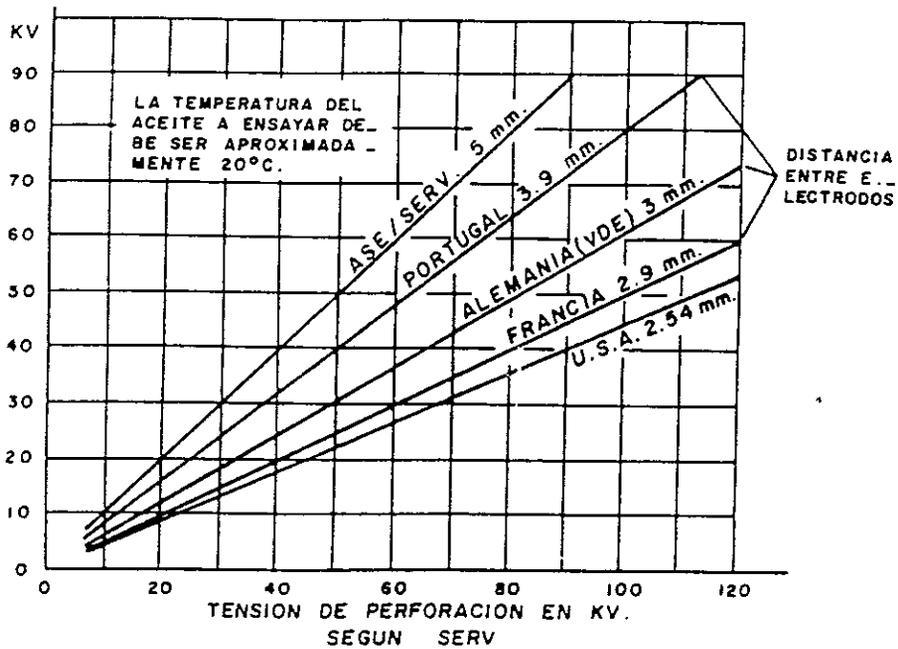
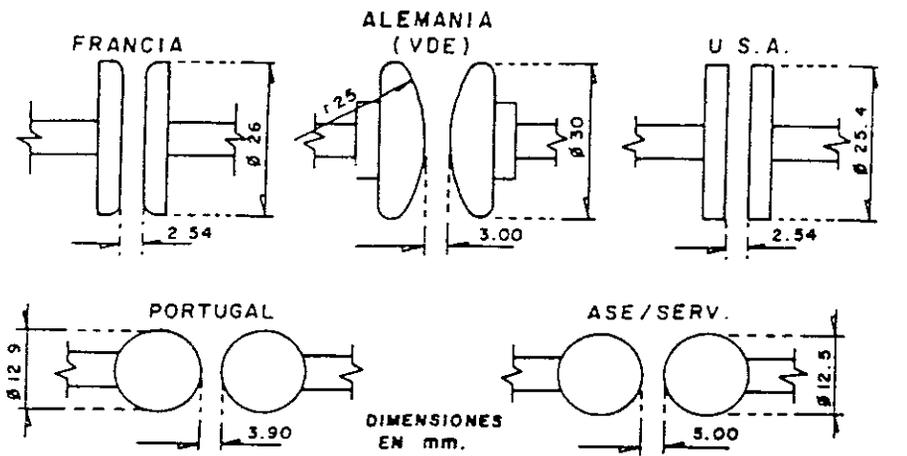


Fig. III.9 Gráficas norma para diferentes pruebas de rigidez dieléctrica

III.7 Resistencia óhmica de Contacto.

III.7.1 Secuencia de Prueba.

- Los circuitos deben estar desenergizados y desconectados de la fuente de alimentación o de cualquier otro aparato.
- Colocar el Ducter sobre una base nivelada, impidiendo que el instrumento quede cerca de campos magnéticos fuertes.
- Checar que las terminales dúplex estén conectadas correctamente, las terminales negras a las terminales de corriente (C1 y C2) y las terminales rojas conectadas a las terminales de potencial (P1 y P2).
- Observar que las condiciones de la batería se indican continuamente mientras que el instrumento se esta operando. Momentáneamente conectar las puntas de prueba C1 y C2 entre sí, con esta operación al indicador de la batería debe encontrarse dentro de la sección negra de la escala. La lectura deberá ser sostenida durante esta prueba.
- Ajustar cero de la escala. Girar la perilla de función hacia la posición ZET-CERO. Si la aguja de la escala no indica cero, hacer el ajuste con la perilla de ajuste cero.
- A menos que se conozca el valor aproximado de la resistencia bajo prueba, comenzar con un rango de 10 ohms Si la lectura es menor de 10 ohms, ajustar para rango menor.

- Colocar la perilla de función en TEST y colocar las terminales de prueba a la resistencia que se va a medir, formando con las manos las terminales hacia abajo para tener un buen contacto, tomar las lecturas y anotarlas.

En la figura III.10 se muestran las conexiones necesarias para realizar una prueba de resistencia de contacto a cuchillas desconectadoras con el ducter.

III.7.2 Interpretación de Resultados.

En equipos nuevos que van a entrar en servicio, la interpretación de resultados para la prueba de resistencia óhmica de contacto, es de acuerdo a los datos proporcionados por el fabricante del equipo, o bien, cuando se carece de estos, a la experiencia adquirida a través de pruebas efectuadas a diferentes equipos nuevos.

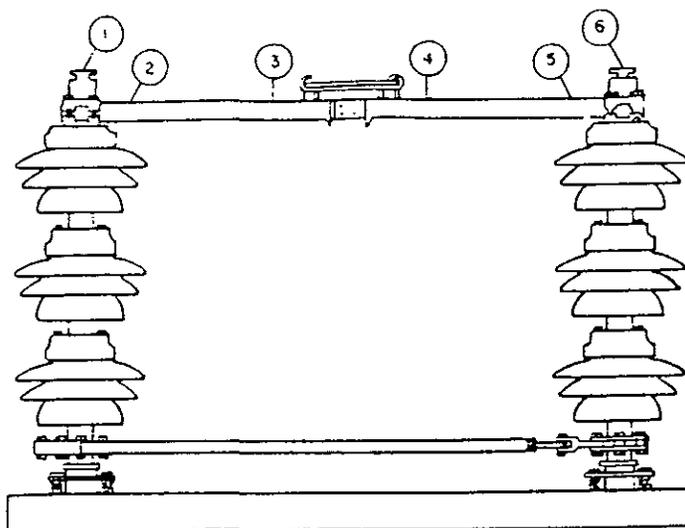
En ocasiones el fabricante proporciona datos para determinar el valor de resistencia óhmica de contacto en sus equipos, en base a una caída de voltaje y una corriente de prueba especificada, tal como se muestra en la tabla siguiente.

Caída de Voltaje (en Milivolts)

a 100 Amperes de C.D.

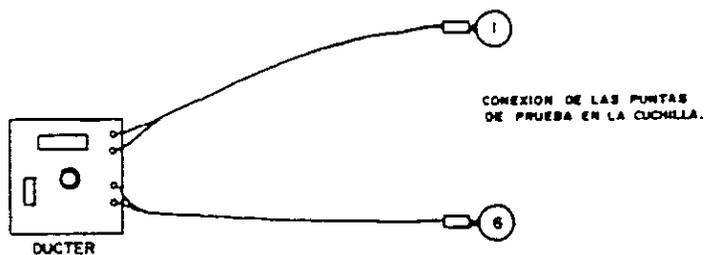
Cámara	Número de Polos		
	1	2	3
1	2.9	3.5	3.0
2	3.0	3.1	3.2

Valores de resistencia óhmica de contacto en caída de voltaje.



CUCHILLA LINEGEAR DE 85 y 230 KV DE
1200 y 1600 AMPERES

EN DONDE 1,2,3,4,5 y 6 SON LOS DIFERENTES PUNTOS DE CONTACTO QUE IMPLUYEN
EN LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS.



CONEXION DE LAS PUNTAS
DE PRUEBA EN LA CUCHILLA.

Fig. III.10 Prueba de Resistencia de contacto a una cuchilla.

Con esto se tiene que los valores de referencia de resistencia óhmica de contacto, serán en este caso de 29 a 35 microohms por cámara, de acuerdo a la ley de ohm como se demuestra a continuación

$$E = 2.8 \text{ a } 3.5 \text{ milivolts}$$

$$I = 100 \text{ Amperes.}$$

$$R = E/I$$

$$R1 = 0.0029/100 = 0.000029 \text{ Ohms} = 29 \text{ microohms.}$$

$$R2 = 0.0032/100 = 0.000032 \text{ Ohms} = 32 \text{ microohms.}$$

Uno de los criterios adoptados en la práctica, para decidir si es aceptable un valor obtenido de prueba cuando no se conocen los valores obtenidos en fábrica, es de asignar un valor por punto de contacto.

La regla general adoptada es de 30 microohms por punto de contacto; pero basadas en las estadísticas, se ha realizado una escala de valores de resistencia de contactos dependiendo de la tensión nominal de equipo, que a continuación se da.

Tensión Nominal	Resistencia por punto de contacto
23 KV	30 a 40 microohms.
85 kV	25 a 35 microohms.
230 KV	20 a 30 microohms.
400 KV	20 a 25 microohms.

Se considera que en equipos de mayor tensión, la resistencia de contactos debe ser menor para evitar mayores pérdidas de energía por efecto joule ó evitar puntos calientes que se pueden convertir en puntos de falla.

III.8 Tiempos de Operación Apertura y Cierre de Interruptores.

III.8.1 Secuencia de operación.

En condiciones de operación de cualquiera de los equipos empleados para esta prueba, será necesario antes de iniciar, verificar que el interruptor este en condiciones normales de operar, es decir, que tenga los valores de voltaje de C.D. y C.A nominales, presión de operación y ajustes mecánicos terminados, niveles de aceite y circuitos de control de equipo auxiliar en condiciones óptimas. Esto es fundamental, pues si esto no se cumple, los valores de tiempos de cierre y apertura se verán afectados considerablemente. También deben tomarse en cuenta las siguientes consideraciones para realizar esta prueba.

- El interruptor debe estar completamente desenergizado, es decir, desconectado completamente del circuito de alta tensión.
- Verificar la no existencia de bloqueos mecánicos ó eléctricos para la operación del interruptor.
- Que las condiciones de operación del interruptor sean normales.
- Que el aparato de prueba este en buenas condiciones.

Esta prueba tiene como finalidad, determinar las condiciones de operación del mecanismo de los contactos de los interruptores detectando defectos tales como. excesiva fricción en las operaciones de cierre y apertura, ajustes incorrectos en los resortes de aceleración, acción impropia de amortiguadores mecánicos ó hidráulicos, efectos de rebote y desajustes en topes y velocidad de contactos

Como complemento de estas pruebas en los interruptores de potencia de gran volumen de aceite, se empleará el analizador de operaciones mediante el cual es posible analizar los desplazamientos reales de los bastones de operación que deben ser de movimiento vertical.

En las figuras III.11 y III 12 se muestran los diagramas de conexiones y resultados en las pruebas de apertura y cierre de interruptores.

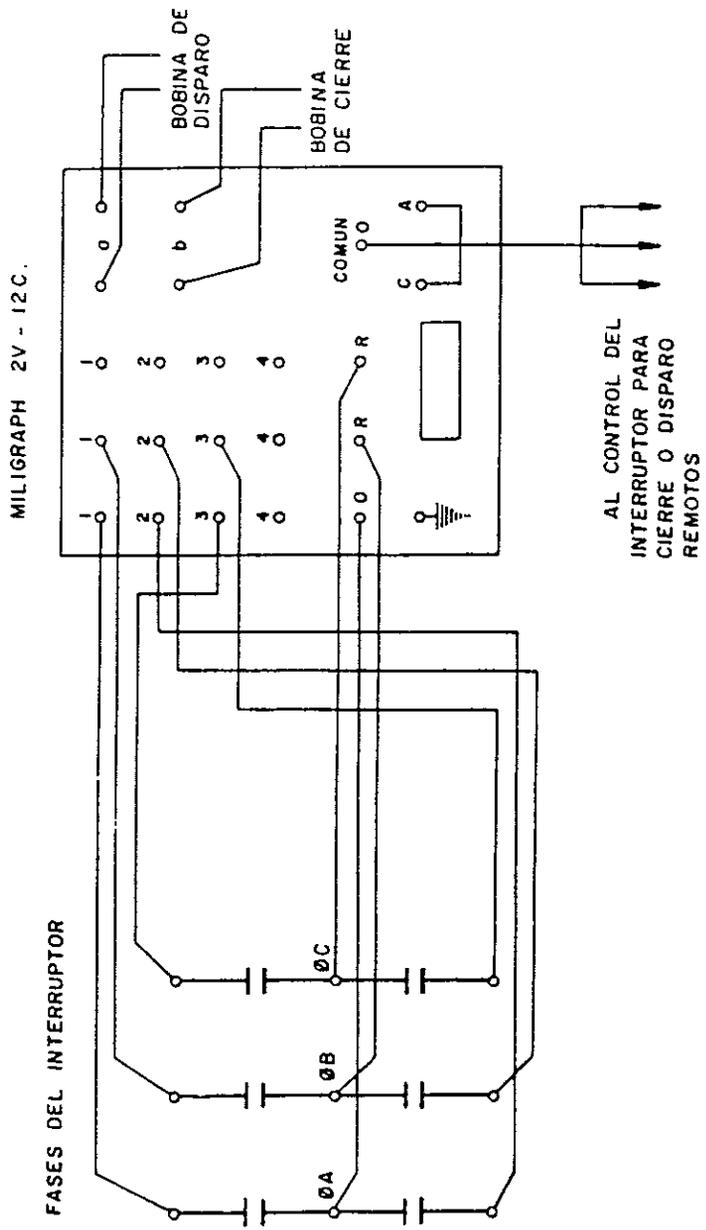
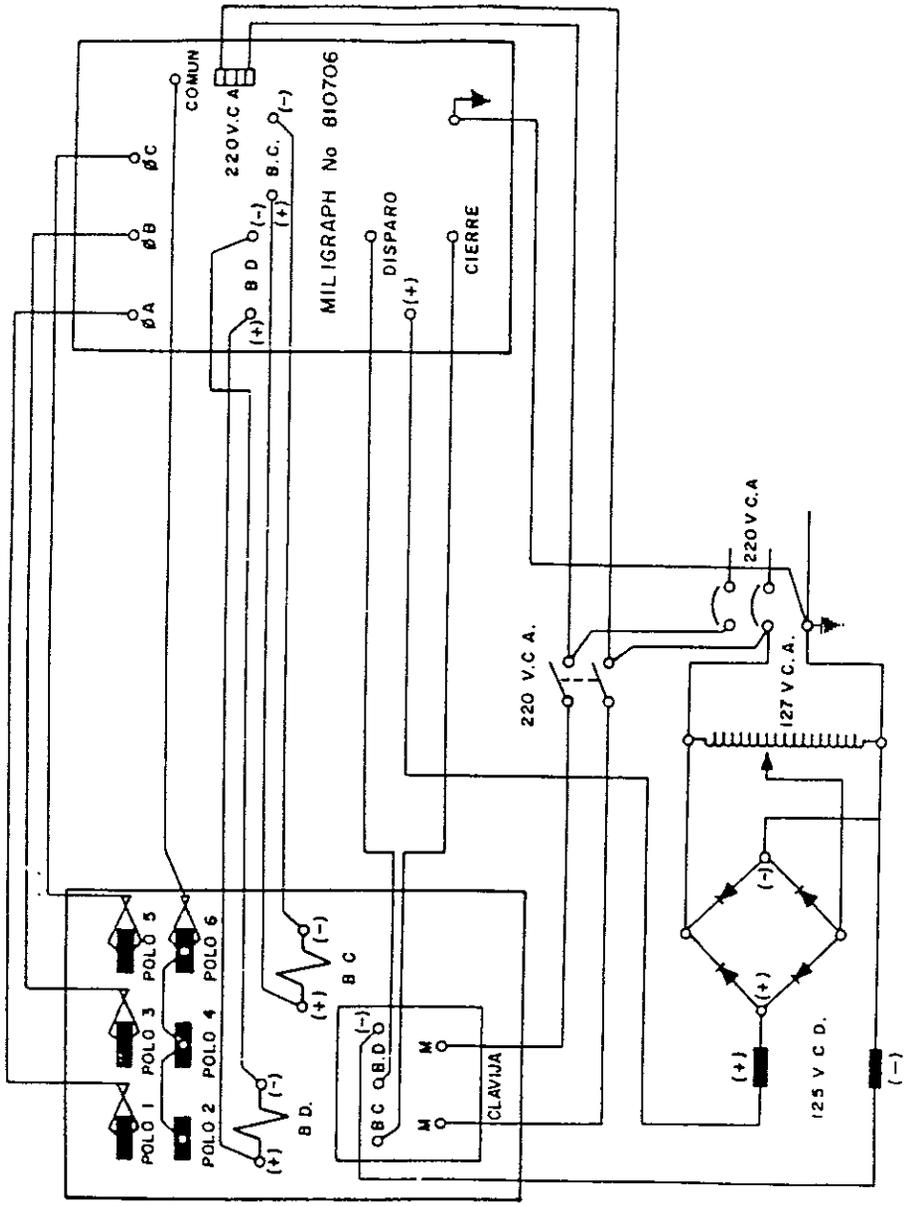


Fig. III.11 Diagrama de conexiones de un equipo miligraph a una fase de un interruptor multicamara.



INT. DE 23KV McO SPRECHER & SCHUH

Fig III 12 Diagrama físico de conexión para determinar los tiempos de operación de un interruptor

III.8.2 Interpretación de Resultados.

La velocidad con que corre la cinta de papel metálico a través del aparato durante la prueba es de 1000 mm/seg , por lo cual tendremos, que cada milímetro representa 1 milisegundo para el análisis de las gráficas. Entonces, para conocer los tiempos de operación de un interruptor que se esta probando, habrá que medir las líneas marcadas sobre el papel durante la prueba, tomando en cuenta la condición anterior (1 mm = 1 mseg.).

Los valores obtenidos para cada prueba realizada, deberán compararse contra los datos del fabricante para poder emitir una opinión respecto al estado del interruptor.

El tiempo de apertura de los interruptores de 8, 5, 3 y 2 ciclos normales obtenidos en pruebas de campo.

el tiempo de cierre es generalmente más largo que el de apertura y su importancia relativamente menor, puede variar mucho dependiendo del tipo de interruptor.

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Atendiendo al desarrollo del país, se requiere de la producción de energía eléctrica suficiente para poder suministrar la mayor demanda en la creación de nuevas industrias y la expansión de las ya existentes, Luz y Fuerza del Centro, considera que sus sistemas operativos deben actualizarse y así obtener una máxima eficiencia. Considerando el número tan elevado de equipo de potencia instalado y el equipo que se pretende instalar para nuevas Subestaciones y para evitar al máximo la intervención humana, se han creado nuevas técnicas que comprenden el Telecontrol y la Automatización de las Subestaciones, acelerando en esta forma la eficiencia operativa, la garantía en la continuidad del servicio y mejorar el costo en la operación de dichas Subestaciones.

Como las Subestaciones Telecontroladas están construidas con la finalidad de no emplear personal permanente, es importante la verificación del buen funcionamiento de todos los elementos que supervisaran los equipos, produciendo consecuentemente la necesidad de intensificar todas las pruebas inherentes a los mismos.

Debido a las fallas que pudieran existir en equipos, nuevos ó equipos usados en las Subestaciones y los costos que pudieran arrojar dichas fallas, se hacen primordiales las pruebas de campo, formando estas uno de los auxiliares más importantes de la Ingeniería de Sistemas de Potencia Modernos, ya que estas, son las que nos dan la señal de alarma ó confiabilidad del funcionamiento de los circuitos de potencia que se trate. Esto se logra con facilidad, tomando en consideración los siguientes aspectos:

- Realizando análisis de las formas de pruebas para la puesta en servicio de Subestaciones, aplicándolas para determinar el control más exacto y económico del equipo.

- Intercambiando las formas de pruebas procurando encontrar ventajas en el empleo de las mismas, tanto en la puesta en servicio, como en el Mantenimiento del mismo.

- Flexibilidad en las pruebas, al tener un mayor número de estas que se relacionen entre sí.

En resumen los costos disminuirán al simplificar las formas de probar aprovechando el mayor rendimiento con sistemas normalizados, ya que se tendrá un mayor control para Mantenimientos posteriores, contando con un historial con el cual se comparen las pruebas actuales de Mantenimiento.

La puesta en servicio de Subestaciones, también se verá mejorada unificando criterios de los conceptos siguientes: funcionamiento del equipo, pruebas y valores límites normalizados, precauciones. secuencia de operación, etc.

Todo lo expuesto tiene como finalidad facilitar la supervisión, fijando rangos de valores para cada equipo. según las pruebas que se tengan de él y sistematizar el mantenimiento efectuando las mismas pruebas, a equipos con el objeto de prevenir fallas costosas.

Un aspecto fundamental para que de un equipo de pruebas se obtengan los resultados con la mayor veracidad, es el mantenimiento adecuado que se le de al mismo, en los periodos prudentes, pues de estos cuidados dependerán los resultados obtenidos para decidir, si el equipo bajo prueba se encuentra en buenas condiciones de operación ó someterlo a reparaciones según lo amerite.

Los costos arrojados por el personal empleado para la ejecución de las actividades de revisión y pruebas finales de recepción, son comparativamente bajos con respecto a las inversiones

hechas por concepto de adquisición de los equipos y gastos del personal encargado de su instalación, pudiendo inclusive realizar estas pruebas en tiempo extraordinario, para abreviar la puesta en servicio, si además el Departamento instalador (Residencias) ya tiene el equipo en condiciones de operar, es decir, que ningún equipo haya sido rechazado ó enviado a reparación por haber fallado.

Para el mejor funcionamiento de los programas de revisión y pruebas finales de recepción creados para cada Subestación, existe la necesidad de adquirir equipos nuevos y más completos, con lo cual se aplicara el conjunto de pruebas necesarias, y así cumplir con las necesidades que una Subestación requiera para entrar en servicio correctamente, de otra manera se necesitara el auxilio de otros departamentos. La sección de Pruebas de Luz y Fuerza del Centro, se creó para ser autosuficiente en el cumplimiento de su trabajo.

Es de primordial importancia al realizar las actividades de la revisión y pruebas finales de recepción de Subestaciones Telecontroladas de una manera amplia, correcta y coordinada para lograr el objetivo fundamental de dichas instalaciones.

BIBLIOGRAFÍA.

- El arte y la ciencia de la protección por Relevadores.
(C.Rusell Mason)
- Fundamentos de Instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión
(Ing. Gilberto Enriquez Harper).
- Manual de diseño de Subestaciones.
(Luz y Fuerza del Centro)
- Apuntes de Técnicas de la Alta Tensión 1.
(Ing. Gilberto Enríquez Harper).
- Manual de Instrucciones de Equipo para Prueba de Factor de Potencia.
(Doble Engineering Company)
- Instructivo de Operación de la protección diferencial de Barras.
(Siemens).
- Low Resistance Testing Set, Evershed Vignoles.
- Normas Internas de L y F.
- Transformer Maintenance Sdmyers.
- Instruction Manual TTR biddle Instruments.

- Applied Protective Relaying Silent Sentinels.
(Westinghouse).
- Experiencias de la implantación del sistema de control supervisión y adquisición de datos (SCADA) del Area central. (Dpto. de Automatización de Luz y Fuerza del Centro).
- Normas Para Subestaciones Telecontroladas.
(Luz y Fuerza del Centro)