

17  
24



**Universidad Nacional Autónoma de México**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
CUAUTITLÁN**

**" PROCESO Y PRUEBAS DE CAMPO  
A TRANSFORMADORES  
PARA LA PUESTA EN SERVICIO "**

**Tesis Profesional**

**Que para obtener el Título de  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**p r e s e n t a**

**José de Jesús Morones Moreno**

**Director de Tesis: IME. MA. DE LA LUZ GONZALEZ QUIJANO**

**Cuautitlán Izcalli, Edo. de Méx.**

**1986**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

## INDICE

### INTRODUCCION

### CAPITULO I

#### I.- ESPECIFICACIONES GENERALES

I. 1.- NUCLEO.....	1
I. 2.- DEVANADOS.....	2
I. 3.- CAMBIADORES DE DERIVACIONES....	3
I. 4.- BOQUILLAS.....	4
I. 5.- TANQUE.....	5
I. 6.- BASE.....	7
I. 7.- SISTEMA DE PRESERVACION DE ACBI TE.....	8
I. 8.- ENFRIAMIENTO.....	10
I. 9.- DESPLAZAMIENTO ANGULAR.....	11
I.10.- CONECTORES TERMINALES.....	12
I.11.- ACCESORIOS.....	12
I.12.- INFORMACION DE MONTAJE Y CONE-- XIONES.....	15

### CAPITULO II

#### II.- RECEPCION, INSPECCION Y PRUEBAS AL -- TRANSFORMADOR

II. 1.- RECEPCION DEL TRANSFORMADOR Y SUS ACCESORIOS.....	16
II. 2.- INSPECCION DEL MATERIAL EN EL CARRO.....	17
II. 3.- REGISTRADOR DE IMPACTOS.....	18
II. 4.- INSTRUCCIONES PARA EL REGIS- TRADOR DE IMPACTOS.....	20
II. 5.- PRUEBAS RECOMENDADAS PARA PO- SIBLES DAÑOS DURANTE EL TRAS- LADO.....	21
II. 6.- UNIDADES SCALE BAIRE.....	23
II. 7.- UNIDADES LLENAS TIPO INSERTIN.	24
II. 8.- REGLAS DE SEGURIDAD.....	25
II. 9.- RECLAMACIONES.....	27
II.10.- LISTA DE EQUIPO.....	30

### CAPITULO III

III.- PROBADOR DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL- ACEITE	
III.1.- DESCRIPCION GENERAL.....	34
III.2.- PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.....	36
III.3.- PRUEBAS AL ACEITE.....	38

### CAPITULO IV

IV.- SECADO DEL TRANSFORMADOR

IV.1.- INTRODUCCION.....	41
IV.2.- IMPORTANCIA DE LA HUMEDAD PRESENTE EN LOS AISLAMIENTOS DE UN TRANSFORMADOR.....	48
IV.3.- DETERMINACION DE HUMEDAD RESIDUAL EN LOS AISLAMIENTOS SOLIDOS DE UN TRANSFORMADOR.....	50
IV.4.- RECOMENDACIONES Y PRECAUCIONES QUE SE DEBEN SEGUIR AL APLICAR EL METODO DESCRITO.....	53

#### CAPITULO V

V.- PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO - "MEGGER"	
V.1.- DESCRIPCION DEL "MEGGER".....	55
V.2.- PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.....	55
V.3.- SISTEMA DE GUARDA.....	57
V.4.- EFECTO DE ABSORCION DIELECTRICA.	58
V.5.- FORMAS DE CONEXION.....	60

#### CAPITULO VI

VI.- PRUBADOR DE FACTOR DE POTENCIA	
VI.1.- INTRODUCCION.....	61
VI.2.- PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.....	62

VI.3.- USO DEL SUICHO Y CABLE IV.....	66
VI.4.- EJEMPLO DE APLICACION EN TRANS- FORMADORES DE DOS ENVIANADOS...	67
VI.5.- PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE M.P. PARA TRANSFORMADORES DE DOS EN- VIANADOS.....	68

### CAPITULO VII

VII.- PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION "PTR" (Transformer Turn Ratio Test - Set)	
VII.1.- INFORMACION GENERAL.....	71
VII.2.- PRINCIPIO DE OPERACION.....	71
VII.3.- DESCRIPCION GENERAL.....	72
VII.4.- OPERACION.....	76
VII.5.- PRUEBA DE RELACION DE TRANS- FORMACION DE UN TRANSFORMA-- DOR.....	77
VII.6.- PRUEBA DE POLARIDAD DEL ---- TRANSFORMADOR.....	78

### CAPITULO VIII

VIII.- PROTECCION A TRANSFORMADORES	
VIII.1.- INTRODUCCION.....	81

VIII.2.- FALLAS EN TRANSFORMADORES.....	81
VIII.3.- INTERCEPCION DE DESCARGAS- ATMOSFERICAS DIRECTAS.....	83
VIII.4.- EXPLOSORES (AIR GAPS).....	84
VIII.5.- RELEVADORES HOORHOLE.....	85
VIII.6.- RELEVADORES ACTUADOS POR - SOPREPRESION Y RELEVADORES DE PRESION SUBITA.....	89
VIII.7.- PROTECCION ELECTRICA DE -- TRANSFORMADORES.....	90
VIII.8.- RELEVADOR DIFERENCIAL DE - PORCENTAJE CON RESENCION - ARMONICA.....	92
VIII.9.- RELEVADOR DIFERENCIAL DE - PORCENTAJE CON UNIDAD DE - BLOQUEO OPERADA POR ARMONI GAS.....	94
CONCLUSIONES.....	101
NORMAS APLICABLES EN LAS PRUEBAS QUE SE -- REALIZAN A LOS TRANSFORMADORES PARA SU --- PUESTA EN SERVICIO DE ACUERDO A LOS STAND RES A. N. S. I.:	
A. N. S. I. C 59.19-1968 (R 1973) TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA.....	105



A. N. S. I. Z 11.131-1964 (R 1971) NUMERO DE NEUTRALIZACION.....	106
A. N. S. I. C 59.22-1967 (R 1973) FACTOR- DE POTENCIA.....	107
A. N. S. I. C 59.51-1965 (R 1969) BASIS-- TENCIA DE AISLAMIENTO.....	108
A. N. S. I. C 59.104-1970 EXAMEN VISUAL - DEL EQUIPO EN CAMPO.....	109
A. N. S. I. C 59.33-1963 (R 1969) CONTENI DO DE AGUA.....	110
BIBLIOGRAFIA.....	111

## INTRODUCCION

## INTRODUCCION

El descubrimiento de Oersted, hecho público en 1820, demostró que la corriente que fluye - en un hilo desvía la aguja de una brújula convenientemente situada en su inmediata proximidad, - lo que indica que a toda corriente eléctrica se encuentra invariablemente asociado un campo magnético. Este hecho hizo que muchos experimentadores, entre los que se encontraba Michael Faraday, supusieran que sería posible conseguir que un campo magnético produjese una corriente eléctrica, - pero hasta 1831, después de once años de experimentos, no pudo demostrar Faraday que era cierta tal proposición inversa y, al hacerlo, estableció el principio de la inducción electromagnética.

El aparato que utilizó Faraday consistía - en un anillo formado por una barra de hierro dulce sobre el que se habían devanado dos bobinas de hilo de cobre aislado, P y S como se muestra en - la siguiente Figura:

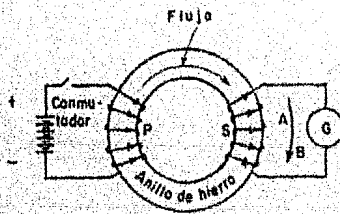


FIG. No. 1

Al abrir y cerrar el interruptor que conectaba la bobina P con la batería, el galvanómetro G, conectado a la bobina S, mostraba una variación que era en un sentido al cerrar el interruptor y en el opuesto al abrirlo. Mientras la corriente en la bobina P permanecía constante, no se inducía corriente alguna en la bobina S.

En general, se observa que el desarrollo de una fuerza electromotriz (fem) y una corriente inducidas en la bobina del secundario S, es el resultado de la variación del flujo magnético a causa de la excitación producida por la variación de corriente en la bobina del primario P. Por tanto la energía se transfiere desde el primario al secundario mediante la intervención del flujo magnético que enlaza a ambos. A fin de que tal transferencia de energía sea continua, es evidente que el primario debe ser alimentado por una fem y una corriente que se inviertan periódicamente, siendo igualmente evidente que la frecuencia de la alterancia de la fem y corriente en el secundario ha de ser la misma que en el primario.

El aparato utilizado por Faraday fué el precursor del transformador de corriente alterna (conocido con el nombre de transformador estático a causa de la ausencia de partes móviles). Los -

modernos transformadores difieren de aquél únicamente en detalles de construcción. En su forma más sencilla, el transformador consiste esencialmente en dos devanados aislados, dispuestos mutuamente de tal forma que una corriente en uno de ellos establecerá un flujo magnético que lo enlance más o menos totalmente con las espiras del otro. La fem inducida en el secundario tiene la frecuencia del primario y su amplitud es proporcional al flujo que barre el secundario y al número de espiras de este último. Por tanto, la fem del secundario puede ser mayor, igual o menor que la del primario; si es mayor, se trata de un transformador elevador; si es menor, es un transformador reductor, y si las tensiones del primario y del secundario son iguales, se dice que es un transformador de relación de transformación unidad. Estos últimos se utilizan cuando es necesario o conveniente aislar del circuito primario la parte del secundario del circuito, porque aunque ambos circuitos tendrán entonces la misma diferencia de potencial entre sus bornes, no han de tener necesariamente la misma diferencia de potencial con respecto a tierra.

Cualquiera de los devanados puede ser el primario, actuando entonces el otro como secunda-

rio. Por tanto, pueda definirse mejor el primario diciendo que es el devanado que recibe energía de la fuente de alimentación, mientras que el secundario es el devanado que proporciona energía a la carga, pero, generalmente, los devanados se designan simplemente como el de alta tensión (A.T.) y baja tensión (B.T.), respectivamente.

En las instalaciones de corriente alterna destinadas al suministro de energía son precisos los centros transformadores, cuya misión es la de elevar el voltaje de los generadores en las centrales de producción con el fin de efectuar el transporte de la corriente en condiciones económicas, o de reducir la tensión al valor conveniente para el funcionamiento de los receptores, que lo hacen generalmente con bajo voltaje.

Según sea el servicio encomendado, se distinguen dos clases de estaciones transformadoras: principales o secundarias, siendo estas últimas las destinadas a alimentar la red distribuidora o las instalaciones de abonados de alguna importancia y que constan ordinariamente de un solo transformador cuyo primario se conecta a una red de alto voltaje para obtener en el secundario corriente de baja tensión.

La red primaria de alimentación de las es

taciones transformadoras secundarias no puede bajar, especialmente en redes que absorben potencias importantes, a la misma tensión que la de la línea de transporte, y ello por razones de índole económica, es decir, con objeto de reducir los gastos de establecimiento de las instalaciones. - En estos casos, es obligado adoptar al menos dos tensiones, una para el transporte y otra para la red de distribución en alto voltaje, lo cual exige dos reducciones de la tensión, por ejemplo: -- 132/15 KVoltios, y después 15KV/220 Voltios.

La primera de las reducciones indicadas se obtendrá en una o en varias estaciones transformadoras llamadas principales y alimentadas por la línea de transporte. De estos centros de transformación partirán las líneas o redes que distribuyen la energía y a los cuales se conectan los primarios de los transformadores de las estaciones secundarias.

Como ampliación de la introducción al transformador, realizaremos un estudio del comportamiento del transformador a diferentes cargas y, obtendremos su diagrama vectorial.

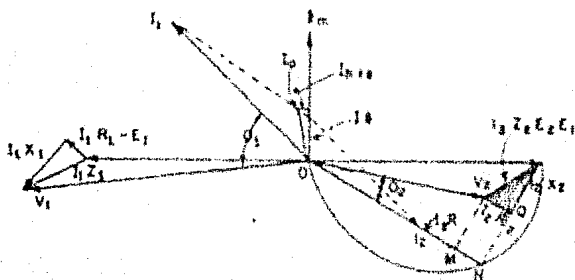


FIG 2

Así, pues, el diagrama vectorial de la -- Fig. 2, representa el caso de una carga inductiva sobre el secundario. Si se traza un semicírculo sobre  $OE_2$  como diámetro y la corriente  $I_2$  del secundario se prolonga hasta que corte al círculo, - la intersección  $ON$  es la caída óhmica total en el circuito secundario, o sea,  $I_2(R_2+R)$ ; análogamente, la cuerda  $NE_2$  es la caída reactiva total ---  $I_2(X_2+X)$ . Dividiendo  $ON$  en partes tales que  $OM = I_2R$  y  $MN = I_2R_2$ , dividiendo  $NE_2$  en partes  $NQ = I_2X$  y  $QE_2 = I_2X_2$  y trazando después  $MV_2$  y  $QV_2$ , se ve que  $OV_2$  es la tensión en bornes del secundario, puesto que es la suma geométrica de  $I_2R$  e  $I_2X$ . El cateto  $V_2Q$  del pequeño triángulo rectángulo --  $V_2QE_2$  representa la caída óhmica  $I_2R_2$  en el devanado secundario,  $QE_2$  representa la caída  $I_2X_2$  por



reactancia de dispersión en el secundario y la hipotenusa  $V_2 E_2$  es la caída  $I_2 Z_2$  por impedancia de dispersión en el secundario.

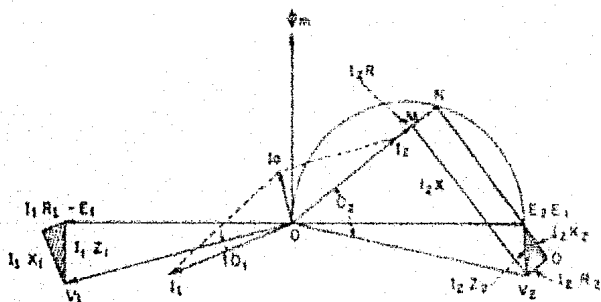


FIG. 3

El diagrama vectorial de la Fig. 3 representa el caso de carga capacitiva, adelantando la corriente del secundario a  $E_2$ , en lugar de retrasarse con respecto a ella. Los dos diagramas de las Figs. 2 y 3 difieren considerablemente en cuanto a su aspecto general, pero si se les compara línea a línea se ve fácilmente que están de acuerdo con los mismos principios fundamentales. Es preciso notar que mientras la caída  $I_2 X$  por reactancia de carga y la caída  $I_2 X_2$  por reactancia de dispersión en el secundario están en fase mutuamente en la Fig. 2 a causa de que ambas reactancias son inductivas; en la Fig. 3 están en oposición de fase, porque la reactancia de carga es ca

pacitiva, mientras la reactancia de dispersión - del secundario permanece inductiva.

Si la escala de la Fig. 3 se altera lo suficiente para hacer que  $OV_1$  sea igual en longitud que en la Fig. 2, se observará que la tensión  $V_2$  en bornas del secundario se hace considerablemente mayor cuando la carga es capacitiva que cuando es inductiva. En otras palabras, mientras una carga inductiva se convierte siempre en una tensión en bornas del secundario (expresada en función del primario), menor que la tensión aplicada al primario, una carga capacitiva puede hacer que la correspondiente tensión en bornas del secundario exceda a la del primario.

A continuación, se desarrolla el proceso de campo de la muestra en servicio de un transformador.

## CAPITULO I

### ESPECIFICACIONES GENERALES

## I.- ESPECIFICACIONES GENERALES

### I.1.- NUCLEO:

La construcción deberá ser tal, que reduzca al mínimo las corrientes parásitas. Se fabrican de laminaciones de acero eléctrico al silicio o hipersil de alto grado de magnetización, de bajas pérdidas por histéresis y alta permeabilidad. Se reforzará por una estructura que reduzca la resistencia mecánica adecuada y no presentará deformaciones permanentes en ninguna de sus partes.

Existen dos tipos principales de transfermadores: el primero recibe el nombre de no acorazado y se muestra en la Fig. 1.1, el segundo recibe el nombre de acorazado y aparece en la Fig. -- 1.2. La diferencia entre los dos tipos puede establecerse de la siguiente manera: En el no acorazado, los devanados rodean al núcleo, mientras que en el acorazado es el núcleo el que rodea a los devanados.

En general, puede decirse que, si bien am los dos tipos pueden proyectarse a fin de que reulten igualmente satisfactorios con respecto a su capacidad para resistir tanto las presiones eléctricas como las mecánicas, el tipo acorazado requiere unas condiciones de construcción más especializadas que el tipo no acorazado, mientras que

este último ofrece las ventajas adicionales de --  
permitir la inspección visual de las bobinas en --  
caso de avería, así como la mayor facilidad para --  
efectuar reparaciones en el campo. Por dichas ra --  
zones, la práctica actual tiende hacia el empleo --  
del tipo no acorazado, especialmente en las gran --  
des unidades de alta tensión.

Esta laminación deberá cubrirse de mate --  
rial aislante resistente al aceite caliente, como --  
puede ser: papel negro ó fibra ó cartón espe --  
cial.

Las columnas, yugos y mordazas, deberán --  
formar una sola pieza estructural, reuniendo la --  
suficiente resistencia mecánica para conservar su --  
forma y así proteger los devanados contra daños --  
originados por el transporte e en operación duran --  
te cortos circuitos. La estructura deberá estar --  
conectada a tierra. El conjunto deberá estar pro --  
visto de ejes u orejas para su izaje.

En caso necesario, se proveerán ductos de --  
enfriamiento a través del núcleo, sujetos por co --  
nciadores.

## I.2.- DEVANADOS:

Las bobinas y el núcleo, completamente en --  
samblados, como se muestran en las Figs. 1.1 y --

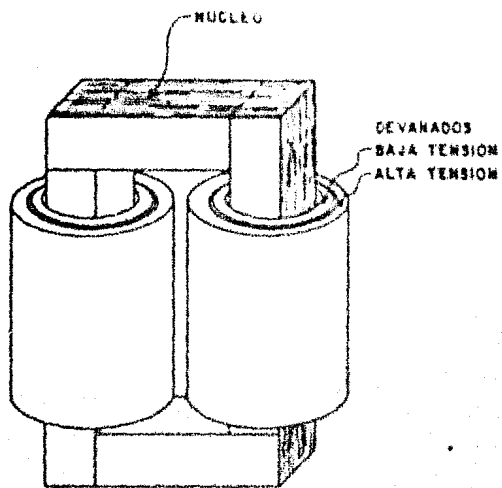


FIG. 1-1 TRANSFORMADOR NO ACONAZADO

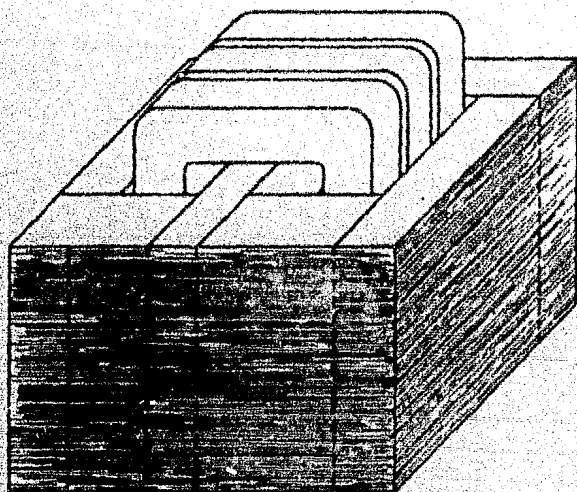


FIG. 1-2 TRANSFORMADOR ACONAZADO

1.2, deberán secarse al vacío e inmediatamente --  
después impregnarse de aceite aislante.

El aislamiento de los conductores será a  
base de material de alta estabilidad térmica y re-  
sistente al envejecimiento. Dicho material puede  
ser line ó algeón.

Se dará énfase a los devanados un baño, nó -  
más, de barniz, con el objeto de dar resistencia-  
mecánica, más né para aumentar las propiedades --  
dieléctricas.

Todas las juntas permanentes que lleven -  
corriente, a excepción de las resacas, se solda-  
rán eléctricamente e autógicamente, empleando sol-  
dadura de plata o su equivalente en característi-  
cas eléctricas y mecánicas.

Las conexiones de los devanados a la caja  
de terminales y bequillas, deberán cerciorarse por  
tubos guía y sujetarse rígidamente para evitar ag-  
nes por vibración.

### I.3.- CAMBIADORES DE DERIVACIONES:

Los transformadores se equiparán con cam-  
biadores de derivaciones de operación sin carga -  
en la cantidad que se solicite para cada caso se-  
gún sus especificaciones. Ver Fig. 1.3.

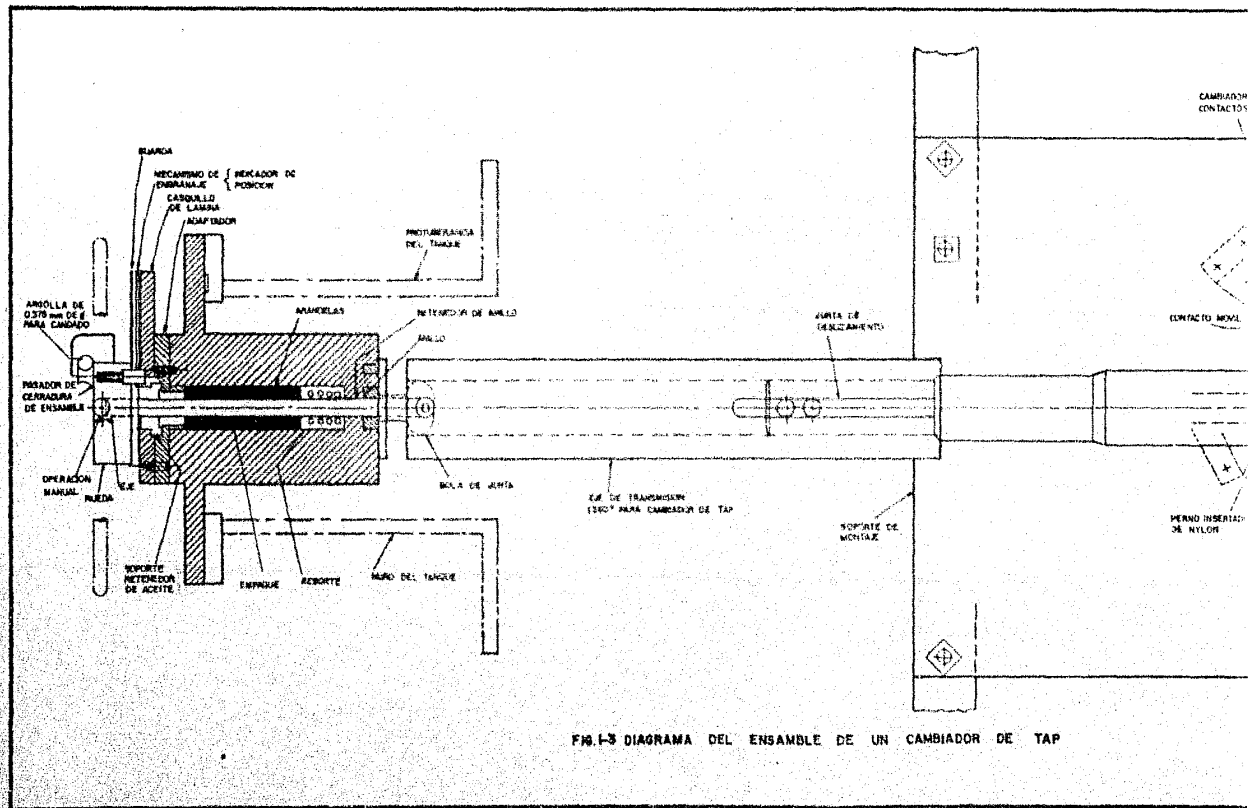
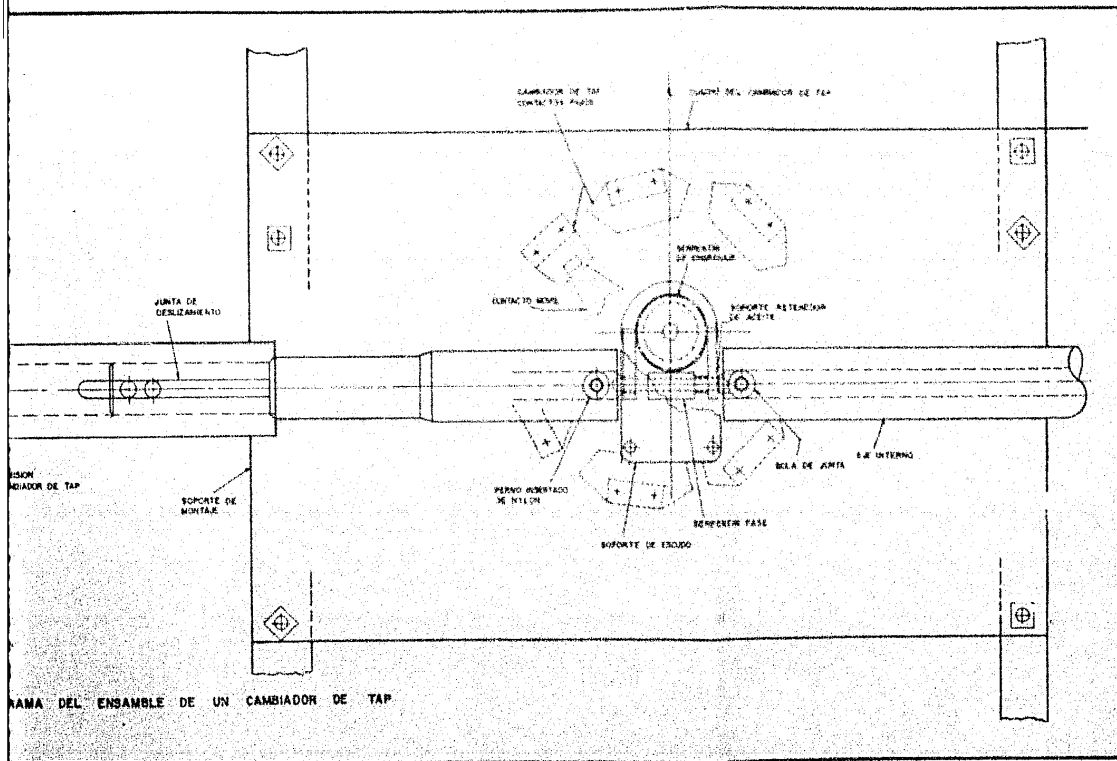


FIG. 1-3 DIAGRAMA DEL ENSAMBLE DE UN CAMBIADOR DE TAP





Su operación será manual. Se indicará -- claramente si se requiere la operación desde el nivel de piso.

En los casos en que el cambiador de derivaciones deba operarse bajo carga, se indicará en las especificaciones particulares.

Los cambiadores de derivaciones deberán -- estar provistos de un volante de manobra con indicador de posición y mecanismo de bloqueo.

Para un devanado determinado, el número -- "1" o la letra "A" se asignará a la derivación -- que tenga la mayor cantidad de vueltas efectivas.

#### 1.4.- BOQUILLAS:

Se instalarán del tipo condensador para -- voltajes desde 69 KV en adelante. Debe proveerse el espacio suficiente para alejar los transformadores de corriente que se especificuen, como se muestra en la Fig. 1.4.

Las boquillas para voltajes desde 69 KV -- en adelante, tendrán derivaciones al exterior para usarse con dispositivos de potencia y tener ad junta su propia placa de características indicando su valor original de factor de potencia.

La porcelana de las boquillas será homogé

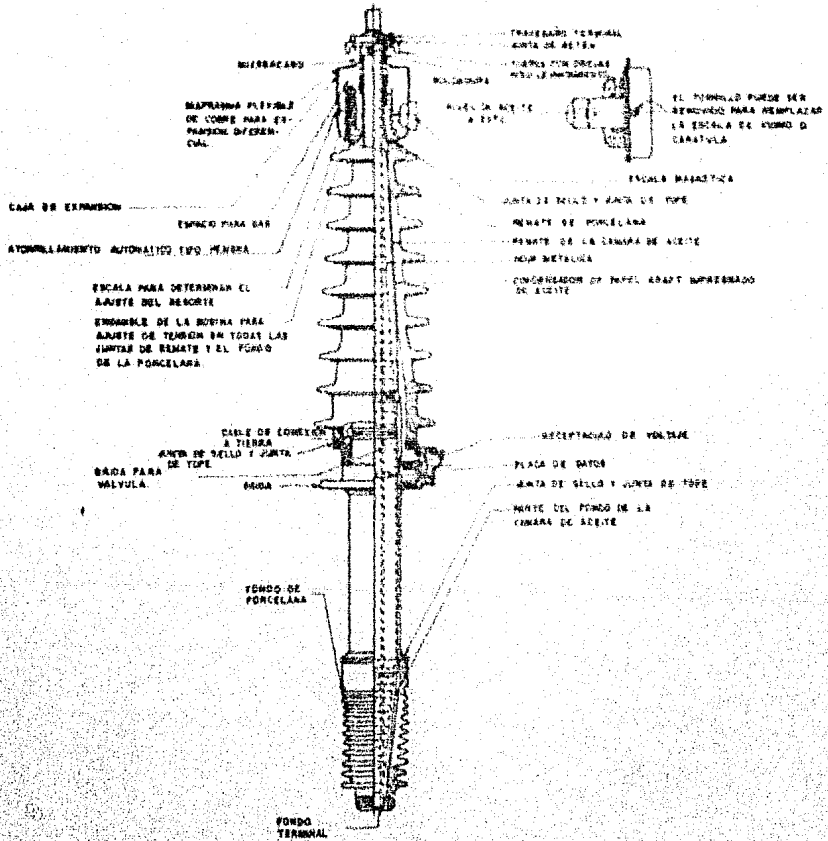


FIG. 1-4 VISTA SECCIONAL DE UN BUSHING

nea y libre de cavidades e burbujas de aire. El acabado será de color uniforme, sin manchas, listos u otros defectos.

Las boquillas serán adecuadas para servicio a la intemperie y estarán dotadas de los conectores apropiados.

Si se usan boquillas llenas de aceite, éste deberá ser del mismo que se use en el tanque - del transformador y tendrán indicadores de nivel y medio para muestrearla y drenarla.

Las boquillas tendrán una resistencia a la perforación, mayor que la tensión de flama en seco, debido a que si por alguna circunstancia la boquilla llegara a quedarse sin aceite y el indicador de nivel no lo detectara, dicha boquilla no sufriría ningún daño irreversible.

#### I.5.- TANQUE:

El tanque y la cubierta de cada transformador serán de planchas de acero de bajo porcentaje de carbón, de alta graduación comercial y adecuados para soldarse.

El tanque y cualquier compartimiento conectado a él, que esté sujeto a las presiones de operación, deben estar diseñados para soportar, -

sin sufrir deformaciones permanentes, oscilaciones mayores del 25 % que la máxima presión resultante del sistema de conservación de aceite que se usa. Además, deberá diseñarse para soportar una presión absoluta de 0.01 m m de Hg sin deformarse, estando totalmente cerrada y cerrada la válvula de conexión al tanque conservador en caso de que se tenga éste.

En la placa de datos se deberán indicar las máximas presiones positivas y negativas que el tanque pueda soportar sin sufrir deformaciones.

La cubierta principal del tanque deberá ser soldada o atornillada, según se indique en las especificaciones particulares. En ella se hallará un registro-hombre con tapa atornillable, que permita el acceso fácil de una persona para efectuar mantenimiento y reparación.

Los registros-hombre que convengan, se harán de acuerdo a la capacidad y aislamiento del transformador.

El tanque y la tapa estarán provistos de orejas, ojos e ganchos, para levantar el transformador y la tapa.

Para la conexión a tierra del tanque, éste deberá tener en la base dos conectores de co-

bre localización diametralmente opuestas para cable trenzado de calibre 2/0 AWG hasta 4/0 AWG.

Todas las aberturas que sean necesarias para practicar en el tanque y en la cubierta, serán de todas las bridas colocadas alrededor, con objeto de disponer de superficies que permitan hacer trabajos sin atravesar el tanque, además de poder colocar empuques que sellen herméticamente las aberturas.

Las juntas tendrán topos para evitar que las empuques queden expuestas a la intemperie y se aplasten excesivamente.

#### 1.6.- BASE:

Esta, será de forma tal, que el centro de gravedad del transformador, con o sin aceite como normalmente se embarca, no caiga fuera de los miembros de soporte del tanque con una inclinación de  $15^{\circ}$  de la horizontal. La base será tipo plataforma plana provista de rieles con anillos adecuados para la colocación de gatos que permitan deslizar el transformador en ambos ejes ortogonales del centro y se proveerá la facilidad para jalar el transformador cuando sea necesario, además proveerán ruedas orientables de acero forjado o fundido, de ceja ancha localizadas a la separa-

ción adecuada para operar sobre una vía con espaciamiento de 1,426 mm.

#### 1.7.- SISTEMA DE PRESERVACION DE ACEITE:

Según se indica en las especificaciones particulares, el transformador vendrá con cualquiera de los siguientes sistemas de preservación de aceite:

a).- Sistema de tanque sellado.- Consiste en sellar el interior del transformador, de la atmósfera, en un rango de 100 °C, de tal forma que el volumen gas-aceite permanece constante y se encuentra en tal proporción que la presión manométrica interna del gas, varíe entre -3 Lbs./Plg<sup>2</sup> y +10 Lbs./Plg<sup>2</sup>.

En este sistema se debe proveer un dispositivo para aliviar presión o vacío, ajustado para operar a las máximas y mínimas presiones indicadas en la placa del transformador.

b).- Sistema de selle con gas nitrógeno.- Aquí, el interior del transformador se encuentra sellado de la atmósfera mediante una presión positiva de gas nitrógeno mantenida a través de una válvula reductora y de un depósito separado en un rango de temperatura de 100 °C.

La presión manométrica interna del gas no

debe exceder de 8 Lbs./Plg.<sup>2</sup>. debido a que la válvula reductora tiene un dispositivo de seguridad cuyo función principal consiste en evitar que la presión interna del tanque exceda de 7 Lbs./Plg.<sup>2</sup> o más, eliminando la posibilidad de que el tanque se expanda demasiado y así reducir el riesgo de un daño irreversible.

c).- Sistema de tanque conservador.- También en este caso, el interior del tanque principal, totalmente lleno de aceite, se encuentra sellado de la atmósfera conectándolo a un tanque auxiliar conservador, parcialmente lleno de aceite, en un rango de temperatura de 100 °C. La presión manométrica interna de la parte superior del tanque auxiliar, no debe exceder de 5 Lbs./Plg.<sup>2</sup>.

El tanque auxiliar conservador deberá tener dos válvulas para filtrado, una en la parte superior y una en la parte inferior; una válvula para muestras; un colector con su válvula para drenados; un indicador magnético de nivel de aceite con contactos de alarma para bajo nivel; un respiradero deshidratante que consistirá en una caja de acero con ventanas de observación, conexión en su extremo superior y válvulas de respiración interior y exterior tipo diafragma, el cual contendrá cloruro de cobalto impregnado de sílicagel suficiente para actuar de 6 a 12 meses-



sia reemplazo.

En el tubo de conexión entre el tanque -- principal y el tanque auxiliar, se instalará un re- levador Buchholz, el cual deberá estar perfecta-- mente nivelado y deberá tener contactos de alarma y de disparo. Este tubo deberá tener una pendien- te no menor de 8 % para facilitar el flujo de gas hacia el tanque conservador, con los siguientes -- diámetros mínimos de acuerdo a la capacidad del -- transformador: hasta 10 MVA, 50.8 mm  $\phi$ ; más de-- 10 MVA, 76.2 mm  $\phi$ .

#### I.8.- ENFRIAMIENTO:

a).- Radiadores.- Para el transformador con -- enfriamiento natural, OA, los radiadores estarán-- diseñados para las mismas condiciones de vacío y -- presión que se especifiquen para el tanque. Su -- diseño será tal, que deberá permitir el drenado -- completo del aceite dentro del tanque evitando -- balsas de aire cuando éste esté lleno, que deberá impedir la acumulación de agua y polvo en su super-ficie exterior y que facilite el acceso para lim-- piarse y pintarse.

Cada radiador tendrá ejes y ganchos para-- izarse y deberá tener dos "tapones machos" para-- purga, uno en la parte superior y uno en la par--

te inferior. Se le proveerán válvulas, las cuales se fijarán con un seguro en su posición abierta o cerrada.

b).- Cuando se trate de transformadores de aire forzado, PA, se aplicará lo especificado en el inciso "a" y, además, se equiparán con los ventiladores necesarios previstos de motores benzolíticos alimentados a 220/127 Vo.a., con control automático para el arranque y para el paro, el cual puede ser de dos maneras, según se especifique, accionados por un elemento de imagen térmica que operará en función de la temperatura de los devanados de baja tensión.

Los motores deberán ser tipo intemperie, tendrán baleros sellados, clavija, contactos accionados para su conexión y desconexión individual y pantalla protectora para evitar accidentes personales.

Se proporcionará un conmutador para el control manual o automático de los ventiladores.

Los controles deberán alojarse en un gabinete tipo intemperie con respiraderos, puertas con bisagras y seguros.

#### I.9.- DESPLAZAMIENTO ANGULAR:

En los transformadores trifásicos con co-

conexiones delta-delta e estrella-estrella, el desplazamiento angular entre los voltajes terminales del lado de alta tensión y el lado de baja tensión, será de 0 grados.

En los transformadores trifásicos con conexión delta-estrella e estrella-delta, el desplazamiento angular entre los voltajes terminales del lado de alta tensión y el lado de baja tensión será de 30 grados, con el voltaje de baja tensión atrasado respecto al de alta tensión.

#### I.10.- CONECTORES TERMINALES:

Los conectores terminales deberán ser a prueba de efecto corona, el cual consiste en eliminar todas las puntas en los conectores y que éstas sean lo más circulares posible. Además, la capacidad de corriente deberá ser mayor que la nominal de la bequilla del transformador al que estén acoplados. La superficie de contacto deberá ser capaz de evitar calentamiento. El incremento de temperatura no debe ser mayor de 30 °C.

#### I.11.- ACCESORIOS:

a).- Para los transformadores con sistema de preservación de aceite de tanque sellado y los de sello con gas nitrógeno, se preverá un manómetro-

indicador presión-vacío. El rango de la escala - deberá ser  $\pm 10$  Lbs./Fig<sup>2</sup>. Los requerimientos de dicha escala se han mencionado en los incisos a) y b) del punto 1.7.

b).- Indicador de nivel de aceite con carátula de 89 mm. de diámetro de color oscuro y manecillas color claro, colocado a una altura tal que permita leerlo a una persona estando parada al nivel de la base del transformador.

En la carátula se deben marcar los niveles a 25°, máximo y mínimo. Para transformadores con sistema de preservación de aceite de tanque sellado o con un sello de nitrógeno, el nivel a 25° se deberá indicar en el tanque con una marca permanente o con una señal de la distancia del nivel al punto más alto del orificio-meno.

Se proporcionarán contactos para alarma por bajo nivel, adecuados para interrumpir, a un voltaje máximo de 250 Volts:

- 0.02 Amperes C.D. con carga inductiva
- 0.20 Amperes C.D. con carga no inductiva
- 2.50 Amperes C.D. con carga inductiva o no inductiva.

c).- Termómetro del tipo de carátula para medir la temperatura del aceite, localizado a una -

altura tal que permita leerlo a una persona estando parada al nivel de la base del transformador.

Se proporcionarán contactos para alarma por alta temperatura, con la exactitud de interrupción anotadas en el párrafo b).

d).- En la cubierta del transformador deberá instalarse un dispositivo de alivio de sobre-presión, del tipo mecánico, que puede tener, según se especifique, contactos eléctricos para alarma o un indicador del tipo mecánico.

e).- Se proporcionará una válvula del tipo de globo que sirva, principalmente, para drenar totalmente el aceite del transformador, y a la vez para filtrarlo. Tendrá rosca interna estándar americana de 50.8 mm.

Esta válvula deberá tener interconstruida una válvula de 19 mm., del tipo grifo que sirva para muestreo. Debe localizarse a un lado de la válvula principal, entre el asiento de ésta y el "tapón macho".

f).- Válvula para filtrado.- En la parte superior del tanque, se localizará una válvula del tipo globo, para filtrado, en un nivel inferior al de 25°, adecuada para el regreso del aceite filtrado. Esta válvula deberá tener diámetro de 50.8 mm. con rosca interna estándar americana y "tapón macho".

## I.12.- INFORMACION DE MONTAJE Y CONEXIONES:

Los dibujos de dimensiones generales y -- los diagramas de control, los deberá suministrar el fabricante en un plazo máximo de dos meses después de hecho el pedido.

Los instructivos del equipo de control e identificación, así como los de operación y mantenimiento del transformador los deberá suministrar el fabricante antes de embarcar la unidad o unidades.

Se requiere tener la información antes de recibir el transformador, para saber las dimensiones de la base donde irá montado y además, para preparar la maquinaria que se destinará para su desembarque. Así como también es necesario conocer los diagramas de control y funcionamiento del mismo, para capacitar al personal que lo procesará, pondrá en servicio, operará y dará mantenimiento.

CAPIULO II

RECEPCION, INSPECCION Y PRUEBAS AL TRANSFORMADOR

## II.- RECEPCION, INSPECCION Y PRUEBAS AL TRANSPORTADOR

### II.1.- RECEPCION DEL TRANSFORMADOR Y SUS ACCESORIOS:

Es de suma importancia que la persona responsable de la recepción de los transformadores, tenga conocimiento del tipo de unidades que está recibiendo y las condiciones de embarque de la misma.

Se deberán efectuar una inspección completa y pruebas a la unidad y a sus accesorios, que la compañía transportadora haya troído antes de ser aceptados o antes de librar a la empresa de transporte de la responsabilidad de un posible daño durante el viaje.

Las personas que deben efectuar la inspección de grandes transformadores de potencia cuando son entregados por el transportista son:

- Un Ingeniero del cliente
- Un Ingeniero del fabricante
- El contratista o jefe del almacén

Si la inspección visual revela algún daño externo, movimiento de la carga en el carro del ferrocarril, fugas de aceite, pérdidas de presión de gas en el tanque del transformador, etc., se -



deberá establecer contacto con la empresa transportista y hacer una reclamación solicitándole -- que efectúe una inspección del equipo con la persona responsable de la recepción, efectuando posteriormente una reclamación escrita en contra -- de la empresa de transporte y un chequeo de todas las piezas de embarque estando seguros de que éstas han sido entregadas en buenas condiciones.

#### II.2.- INSPECCION DEL MATERIAL EN EL CARRO:

Se deberá cotejar la lista de embarque de materiales contra el material recibido.

Recomendaciones a seguir en la inspección

a).- Observar si el transformador se ha movido de la posición original de embarque a lo largo o a lo ancho.

b).- Comprobar que las varillas de anclaje o -- las varillas de amarre con presión de muelle, no han sido dobladas, sueltas o rotas.

c).- Comprobar que la inspección visual externa, no muestra ningún daño al tanque del transformador, a la cubierta, a las válvulas de drenaje, a las válvulas de los enfriadores o a cualquier -- otro accesorio externo montado en el transformador.

d).- Verificar si el transformador tiene una --

presión positiva en el tanque, efectuando una prueba con un medidor de presión o vacío para mayor seguridad. Los grandes transformadores, generalmente, son embarcados con nitrógeno seco como una protección contra la humedad favoreciendo la reducción de peso de la unidad para su mejor manejo.

e).- Observar si el transformador muestra fugas de aire o de aceite, ya que las unidades pequeñas generalmente son embarcadas con aceite.

f).- Considerarse de que las partes separadas del equipo que han sido embarcadas y enviadas para montarse en el transformador en su lugar correspondiente, sean inspeccionadas cuidadosamente para evitar recibir las con algún posible daño ocasionado por el mal manejo durante su traslado. Es muy importante, que se almacenen adecuadamente.

### II.3.- REGISTRADOR DE IMPACTOS:

a).- Definición.- El registrador de impactos como se muestra en la Fig. 2.1, es un instrumento usado para recolectar el tiempo y la severidad de los golpes que pudieron haberle ocurrido a nuestro equipo durante su traslado.

b).- Exámen.- El panel del registrador de im-

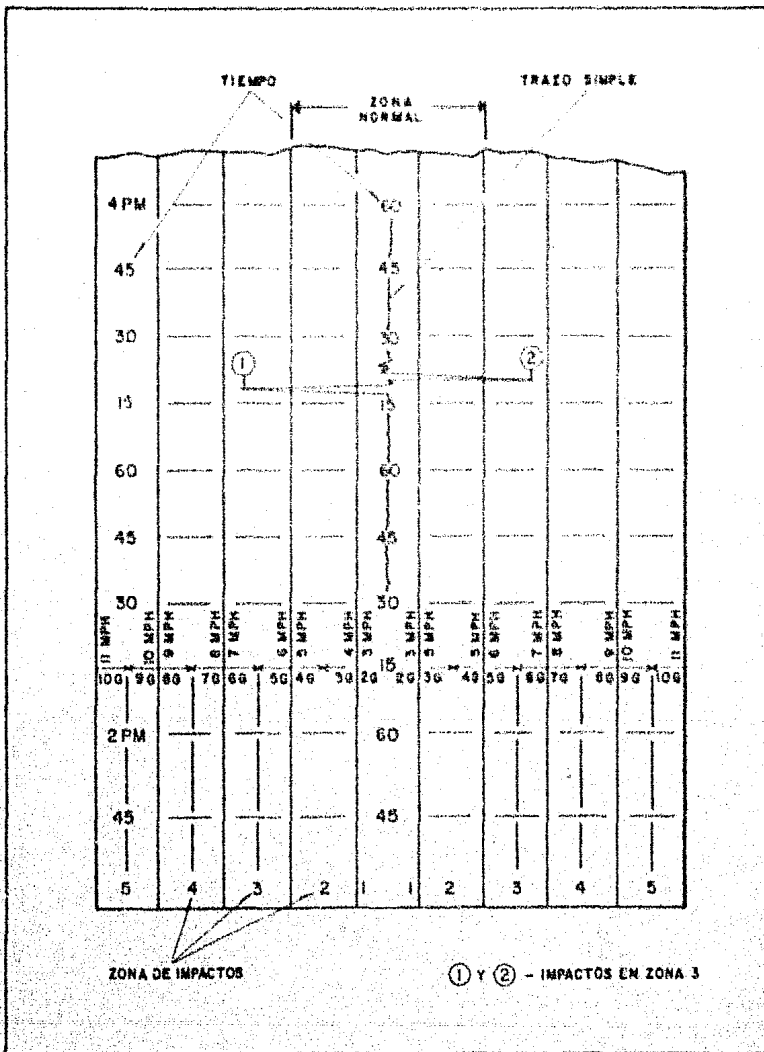


FIG. 2-1 REGISTRADOR DE IMPACTOS

Impactos deberá ser examinado antes de ser cargada la unidad, preferiblemente, ante un representante de la empresa de transporte y de acuerdo con la carta de instrucciones que acompaña al registrador de impactos. Después que el papel ha sido examinado y firmado, deberá ser puesto inmediatamente en el registrador de impactos y retornado a la fábrica; al recibirlo la fábrica, analizará el papel del registrador de impactos, anotarán los resultados en el papel del registrador de impactos y harán que éste sea enviado al departamento de metros para ajustes. El cliente será notificado cuando los embarques sean enviados con el registrador de impactos. Se asume una plena responsabilidad si se descarga equipo dañado.

1).- Se debe examinar el registrador en presencia del representante de la compañía transportista, ambos, el representante y el responsable de la recensión del transformador deben firmar y poner la fecha en el papel cuando los impactos hayan sido marcados en la zona 2 o más, como se muestra en la Fig. 2.1.

2).- Si existiera un posible daño, se deberá notificar al representante más próximo de la compañía fabricante y es aconsejable no descargar un transformador que haya registrado impactos en la zona 3.



b).- Llene una reclamación de daños en contra del ferrocarril.

c).- Realice las pruebas que se describen en el punto II.5.

d).- Notifique al representante más cercano de la compañía fabricante para que tome nota de esto.

4).- Reinstale el papel en su lugar y devuelva el registrador de impactos por correo certificado.

5).- Si después de examinar el papel no puede ser retornado inmediatamente con el registrador de impactos, desarmélole y reemplase los cilindros vacíos del registrador por unos nuevos, devolviéndolo lo más pronto posible.

#### II.5.- PRUEBAS RECOMENDADAS PARA POSIBLES DAÑOS - DURANTE EL TRASLADO:

##### A.- Para unidades equilibradas en nitrógeno

1).- Pruebe la presión de la unidad con un medidor de presión o vacío. Si la presión es cero, púrguelo con nitrógeno seco a 6 lb. de presión y pruebe si hay fugas. Note que la presión varía con la temperatura y este factor deberá ser considerado.

2).- Pruebe el % de oxígeno en el transformador pues nunca deberá exceder del 5 % y manténgalo en el 1 %. Se requiere de un bajo contenido -

de oxígeno porque podría favorecer oxidación en el transformador.

3).- Asegúrese de que todo el nitrógeno sea -- reemplazado por aire seco antes de entrar a hacer una inspección visual. Pruebe el alineamiento de tomas sin carga y los contactos con las placas de nombre, el movimiento del núcleo y los devanados, las partes rotas, los tornillos sueltos, las tuercas perdidas, etc.

4).- Efectúe una prueba de relación de vueltas en todos los devanados y en cada una de las derivaciones con un equipo de prueba T.T.R. Todos -- los devanados y derivaciones deberán tener un --- error no mayor al 0.5 %.

5).- Pruebe la continuidad del devanado por resistencia si la unidad está fuera de los porcentajes obtenidos en el T.T.R.

6).- Después de llenar el transformador con -- aceite, realice una prueba de MEGGER en el aislamiento de resistencia con las siguientes conexiones: alto voltaje a bajo voltaje y tierra, bajo voltaje a alto voltaje y tierra, alto voltaje y bajo voltaje contra tierra. Los devanados debe-- rán estar bajo aceite para poder compararlos con los valores que se obtuvieron en la fábrica.

B.- Para unidades de tipo de núcleo solamente.

Si el cabezal muestra signos de haberse -

movido, desconecte el conector flexible del núcleo a tierra de la parte superior del tanque y pruebe esta punta contra tierra con un MEGGER de 1000 Volts.

Esto pudo haberse evitado si el transformador hubiera estado sujeto a severos golpes durante el tránsito. Son valores mínimos aceptables solamente en transformadores de tipo de núcleo 100 Mega-Ohms en el aire y 200 Mega-Ohms en el aceite.

## II.6.- UNIDADES SEALE DAIRE:

### A.- Para unidades Seale Daire

Este tipo de unidades son normalmente enviadas completamente armadas, llenas de aceite y selladas para prevenir que respiren. Procedimiento a seguir:

1).- Drene el aceite de la válvula del relevador de presión o vacío que se ~~debe~~ haber llenado de aceite durante el trayecto.

2).- Remueva la cubierta del hueco-hombre para realizar una inspección visual y detectar un posible daño interno.

3).- Se debe efectuar una prueba de relación de transformación en todas las derivaciones posibles con un equipo T.T.R.



4).- Realice una prueba de MEGGER en el aislamiento, con un MEGGER de 1000 Volts.

5).- Efectúe una prueba de presión a 6 Lbs. de nitrógeno para comprobar que la unidad se ha mantenido sellada.

6).- Tome una muestra de aceite del fondo del transformador para ver a cuántos KV rompe. El rompimiento deberá ser a 30 KV como mínimo.

7).- Realice una prueba de FACTOR DE POTENCIA si el sello del transformador ha sido roto durante el traslado.

B.- Para unidades del tipo de núcleo solamente

Realice esta prueba, únicamente, si se tienen golpes registrados en la zona 3 durante el traslado. Desconecte el conector flexible del núcleo a tierra del tanque del transformador y MEGGER entre el tanque y el núcleo con un MEGGER de 1000 Volts; el valor mínimo es 200 Mega-Ohms en el aceite aplicables solamente a los transformadores del tipo de núcleo.

## II.7.- UNIDADES LLENAS TIPO INERTIN:

Para este tipo de unidades, es recomendable efectuar las siguientes pruebas:

1).- Obtenga una muestra de la parte superior del inertin para ver a cuántos KV rompe. Deberá romper a más de 30 KV.

2).- Remueva la cubierta del husco-hombre para realizar una inspección visual y detectar un posible daño interno.

3).- Se debe efectuar una prueba de relación de transformación en todas las derivaciones posibles con un equipo T.T.R.

4).- Efectúe una prueba de presión a 6 Lbs. de nitrógeno para comprobar que la unidad se ha mantenido sellada.

5).- Realice una inspección de humedad en la parte superior del inertín si el sello del transformador ha sido roto durante el traslado.

6).- Realice una prueba de MEGGER en el aislamiento, con un MEGGER de 1000 Volts.

7).- Efectúe una prueba de continuidad para comprobar si el núcleo no se ha aterrizado. Esto solamente si se han registrado impactos en la zona 3 durante el traslado.

## II.8.- REGLAS DE SEGURIDAD:

Siempre se deberá insistir en las reglas de seguridad cuando se trabaje en o alrededor de un transformador.

Reglas de seguridad necesarias para la instalación de una unidad nueva:

1).- El tanque del transformador siempre debe-

rá estar aterrizado correctamente antes de efectuar cualquier prueba. Además, deberán de estar aterrizados todos los equipos de bombas.

2).- Se deberá conectar a tierra todo el equipo de manejar aceite.

3).- Conecte a tierra la bomba de vacío.

4).- Pruebe el contenido de oxígeno en el transformador antes de entrar, pues éste deberá exceder del 16 %.

5).- Todas las herramientas deberán estar atarazadas mientras se trabaje dentro del tanque.

6).- Mantenga un extinguidor de fuego en el sitio de trabajo.

7).- No fume en la parte superior del transformador cuando los huecos-hombre estén abiertos.

8).- Siempre se deberá tener un hombre en la parte superior del hueco-hombre cuando alguien se encuentre trabajando dentro del tanque.

9).- Manténgase alejado de las tapas del hueco hombre del transformador cuando se le esté efectuando vacío a la unidad.

10).- No realice ninguna prueba eléctrica en el transformador mientras se encuentre bajo vacío.

11).- Ponga en corto circuito y a tierra todas las terminales antes de iniciar el llenado final de aceite.

12).- Siempre apriete las empaaduras de los ra

diadores, bombas y válvulas de los enfriadores antes de iniciar el vacío final.

13).- Todas las personas que suban a la parte superior del transformador cuando los huecos-hombre se encuentren abiertos, deberán quitarse todos los objetos sueltos de sus ropas y limpiarse o quitarse los zapatos para evitar que alguno de éstos caiga dentro del transformador.

#### II.9.- RECLAMACIONES:

Lo siguiente es un resumen de los casos recomendados a seguir y de la información necesaria para cubrir estas situaciones:

a).- Normalmente, el primer indicio de daño interno a la unidad será, la evidencia de daño exterior; lo mismo a la unidad misma que a los empaques del embarque, pérdidas de presión de nitrógeno, fugas de aceite, etc.

En cualquiera de estos casos, la unidad no deberá ser movida hasta que un representante del transportista haya inspeccionado el embarque. Si el carro tiene un registrador de impactos, éste deberá ser observado para evidencia adicional de posible daño que no haya sido visto. Si se dispone de una cámara de fotografía sería buena idea la toma de éstas para probar que ha sido manejado con brusquedad.

b).- Legalmente, la evidencia de daño externo, no es suficiente para forzar al transportista a asumir los cargos para desmontar e inspeccionar completamente la unidad pero, si existe evidencia de daño interno que pueda ser observado a través de los huecos-hombre en la propiedad del transportista, ésto puede ser suficiente para requerir una inspección completa. En este punto, normalmente, se le llama a la empresa fabricante para que dé una opinión acerca de si la unidad se encuentra en condiciones para operar o recomienda las medidas necesarias que deban tomar para asegurarse de que la unidad está en buenas condiciones.

c).- Actualmente para que la empresa fabricante continúe la garantía sin reserva, con respecto de una unidad que se ha recibido con posible daño interno, se debe insistir en que la unidad sea sacada del tanque, inspeccionada, y que un juego completo de pruebas eléctricas le sea aplicado. Cuando la mejor opinión de ingeniería es que la unidad posiblemente esté satisfactoria basada en la inspección a través de los huecos-hombre, podrán existir algunas dificultades en fijar la responsabilidad para los cargos posibles en la inspección completa.

d).- Si la opinión del fabricante es de que la unidad se encuentra en buen estado y no se justi-

fica una inspección completa, se hará un escrito basado en la evidencia accesible, aclarando que la unidad está en buenas condiciones para operar, y que no se asume responsabilidad alguna por daños ocultos que pudieran haber ocurrido durante el embarque.

e).- En aquellos casos donde hay daños visibles externos en que se ha decidido mutuamente no desembarcar la unidad, se debe llenar una reclamación preliminar.

Cuando el transportista rehusara a llegar a un acuerdo con respecto a la reclamación -- ya que es común que en este tipo de reclamaciones -- cualquiera de las dos partes pudieran negarse a llegar a un acuerdo por una cantidad nominal --, se debe mantener abierto el período de operación de 9 meses, en el que se muestra la evidencia del daño, para proteger a la empresa que adquirió el transformador.

f).- Deberá recordarse que, en la mayoría de las reclamaciones efectuadas por la empresa que adquirió el transformador, éste se convierte en su propiedad en el momento en que es embarcado en la fábrica; por lo tanto, todas las reclamaciones se deben promover en contra del transportista y éste, al aceptar la unidad asume la responsabilidad, pero no acepta responsabilidad de un posible

daño interno, por lo que, es necesario mostrar -- pruebas de que ha sido manejado bruscamente para que la empresa no se vea obligada a asumir el -- costo de la reparación.

#### II.10.- LISTA DE EQUIPO:

A continuación se menciona la lista de -- equipo necesaria para un buen proceso de la puesta en servicio del transformador:

1).- Bomba de vacío o bombas, el instructivo -- del transformador especificará cuáles son los requerimientos para efectuarle el vacío.

2).- Válvulas y tuberías para el aceite y el -- vacío, se recomienda 1 1/2 Plg. hasta 3 Plg. como mínimo para el vacío.

3).- Ocho metros de manguera transparente con -- válvula para la línea de nitrógeno o para instalar un nivel de aceite.

4).- Un medidor de vacío, preferentemente, uno -- de mercurio.

5).- Un filtro prensa de aceite de 30 Galones/ -- Minute como mínimo.

6).- Un probador de rigidez dieléctrica de --- -- aceite de 35 KV como mínimo, para instalar en el área de trabajo.

7).- Un horno para secar el papel del filtro.

8).- Botellas para tomar muestras de aceite, -

que estén esterilizadas y que no contengan trozo de corcho.

9).- Cubierta a prueba de agua para protección de las condiciones atmosféricas mientras se está procediendo al montaje.

10).- Alumbrado con equipo tipo intemperie y cable para extensión, conica sellado o de bajo voltaje es preferible.

11).- Un manómetro de presión para la línea de aceite mínimo de 30 lbs./Plg<sup>2</sup>., el cual deberá -- ser, preferentemente, de vacío y presión.

12).- Un higrómetro (instrumento que sirve para medir la humedad atmosférica) instalado en el sitio de trabajo.

13).- Trazo limpio y que no suelte hilachas, -- preferentemente, manta de cielo.

14).- Escalera para llegar a la parte superior del transformador y a la parte de encima de las -- terminales de alto voltaje.

15).- Diez Lts. de alcohol desnaturalizado.

16).- Tela de sábana o musolina que no haya sido decolorada.

17).- Cuchillas para instalar masilla (masti--- que).

18).- Una docena de brochas de entre 1, 1 1/2 y 1/2 Plg.

19).- Cevillos de alambre o lija.



20).- Herramientas, llaves de estrías de 1/4 -- hasta 1 1/8 de Plg., dados de 1/2 hasta 1 1/8 de Plg., desarmadores, llaves herianas, etc.

21).- Un analizador de oxígeno.

22).- Un equipo de prueba de relación de vueltas T.T.M. y un MEGGER de 1000 y 2500 Volts.

23).- Botellas con nitrógeno seco con un regulador de 10 a 100 Lbs.

24).- Equipo de factor de retencia para el ---- transformador y el aceite.

25).- Grúa de suficiente capacidad con un brazo bastante largo como para instalar los radiadores y las terminales de alto voltaje.

26).- Estrobo buenos de nylon, preferentemente de la capacidad apropiada y el largo suficiente -- para instalar las terminales.

27).- Un diferencial en óptimas condiciones con un cable de acero de 1 Tonelada de capacidad como mínimo.

28).- Fabricar una cama de durmientes para la -- instalación de los radiadores.

29).- Zapatos de goma especial para trabajar -- dentro del tanque del transformador (zapatos de -- hule).

30).- Un detector de fugas de freón.

31).- Tanque de almacenamiento de aceite que -- pueda ser removido del transformador.

32).- Calentadores de aceite para levantar la temperatura del mismo a los niveles requeridos en el libro de instrucciones del transformador.

33).- Calentadores de aire para levantar la temperatura del transformador a los niveles requeridos.

CAPITULO III

PROBADOR DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

### III.- PROBADOR DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

#### III.1.- DESCRIPCION GENERAL:

El equipo completo consiste de: equipo de prueba de 60 KV, copa de plástico, dos electrodos y cables de alimentación. El equipo de prueba está alojado en una caja metálica que contiene el circuito rectificador sumergido en aceite y los controles e instrumentos de medición sobre la estructura. El cable de alimentación que se emplea para energizar el equipo de prueba es de 115 Volts, 50 o 60 cps.

1).- Pantalla protectora: sirve como medida de protección para el operario. Cuando se lleva a cabo la prueba, debe estar bajada y una vez terminada la prueba se levanta, descargando así el probador a tierra.

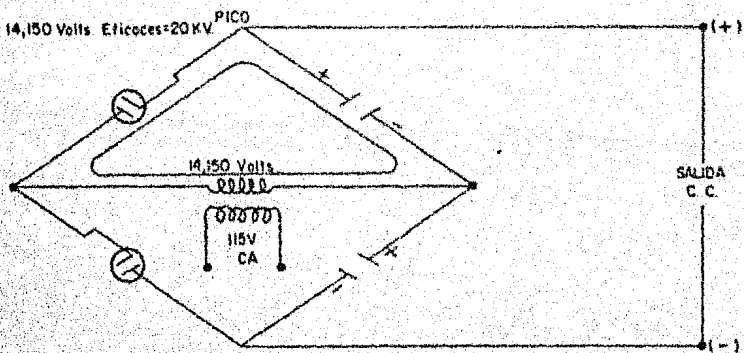
2).- Voltímetro de C.D.: este instrumento nos indica el voltaje suministrado en Kilo-Volts de corriente directa.

3).- Botón de alto voltaje: sirve para energizar al relevador, el cual a su vez envía el voltaje de entrada a un variac.

4).- Salida: la salida se lleva a dos terminales entre las cuales se coloca una copa con dos electrodos, uno fijo y otro ajustable. La separación normal es de 0.1 de pulgada.

PRINCIPIO DE OPERACION: Eléctricamente -  
 consiste de un circuito rectificador doblador de  
 voltaje, con sus respectivos controles e instru-  
 mentos de medición. Todos los componentes del --  
 circuito rectificador están sumergidos en aceite--  
 y los controles e instrumentos están localizados--  
 sobre la estructura.

Un circuito doblador de voltaje que entre-  
 ga un voltaje de corriente continua aproximadamen-  
 te igual al doble del voltaje de pico del trans-  
 formador, se muestra en la siguiente figura:



CIRCUITO DOBLADOR DE VOLTAJE

Cada uno de los diodos trabaja con la misma entrada de C.A. cuando la onda de voltaje del transformador es positiva, el diodo superior produce corriente electrónica y el condensador superior se carga con una tensión igual al voltaje de pico del transformador y cuando la onda de voltaje es negativa sucede lo mismo con el diodo inferior. Cada condensador está cargado ahora y ambos quedan en serie con respecto a las terminales de C.C. de salida. La suma de estos dos voltajes de pico queda ahora disponible como voltaje de -- C.C. de salida y equivale al doble del voltaje de pico de la C.A. de entrada.

### III.2.- PROCEDIMIENTO DE PRUEBA:

La copa se lava con el mismo aceite que va a probarse, este aceite se tira. Se llena la copa con aceite hasta la marca del nivel. Se coloca en el probador y se deja reposar de 5 a 10 minutos. Se aplica tensión poco a poco; aproximadamente la tensión se incrementa a una velocidad de 1 KV/Seg., hasta que rompe el aceite. Se toman cinco muestras y el promedio de los valores de ruptura nos da el valor de rigidez dieléctrica del aceite. A continuación se da una lista de -- los valores de rigidez dieléctrica obtenidos en -

campo.

Se probaron cinco tambo en los que se observaron fugas y se obtuvieron los siguientes resultados:

TAMBO "A"	42 KV
TAMBO "B"	60 KV
TAMBO "C"	45 KV
TAMBO "D"	56 KV
TAMBO "E"	46 KV

Los demás tambos fueron probados de cinco en cinco y los datos fueron los siguientes:

<u>No. TAMBOS</u>	<u>KV</u>	<u>No. TAMBOS</u>	<u>KV</u>
1 A 5	53	66 A 70	58
6 A 10	51	71 A 75	60
11 A 15	48	76 A 80	59
16 A 20	55	81 A 85	41
21 A 25	56	86 A 90	60
26 A 30	50	91 A 95	59
31 A 35	60	96 A 100	57
36 A 40	58	101 A 105	49
41 A 45	48	106 A 110	59
46 A 50	56	111 A 115	57
51 A 55	58	116 A 120	60
56 A 60	56	121 A 125	56
61 A 65	57	126 A 130	51

<u>No. TAMBOS</u>		<u>KV</u>	<u>No. TAMBOS</u>		<u>KV</u>		
131	A	135	59	186	A	190	52
136	A	140	53	191	A	195	47
141	A	145	55	196	A	200	52
146	A	150	53	201	A	205	59
151	A	155	51	206	A	210	54
156	A	160	60	211	A	215	59
161	A	165	60	216	A	220	54
166	A	170	45	221	A	225	60
171	A	175	59	226	A	230	59
176	A	180	54	231	A	235	52
181	A	185	58	236	A	240	60

El promedio de las pruebas anteriores es el siguiente: 55.14 KV. Durante el proceso de recirculación de aceite se efectuaron pruebas cada 4 horas y en todas las pruebas la ruptura del aceite se llevó a cabo en los 60 KV, teniéndose como valor mínimo aceptable 35 KV.

Una vez realizadas las pruebas de rigidez dieléctrica al aceite, se procede a llenar el transformador con un arreglo de equipo recomendado como el que se muestra en la Fig. 3.1.

### III.3.- PRUEBAS AL ACEITE:



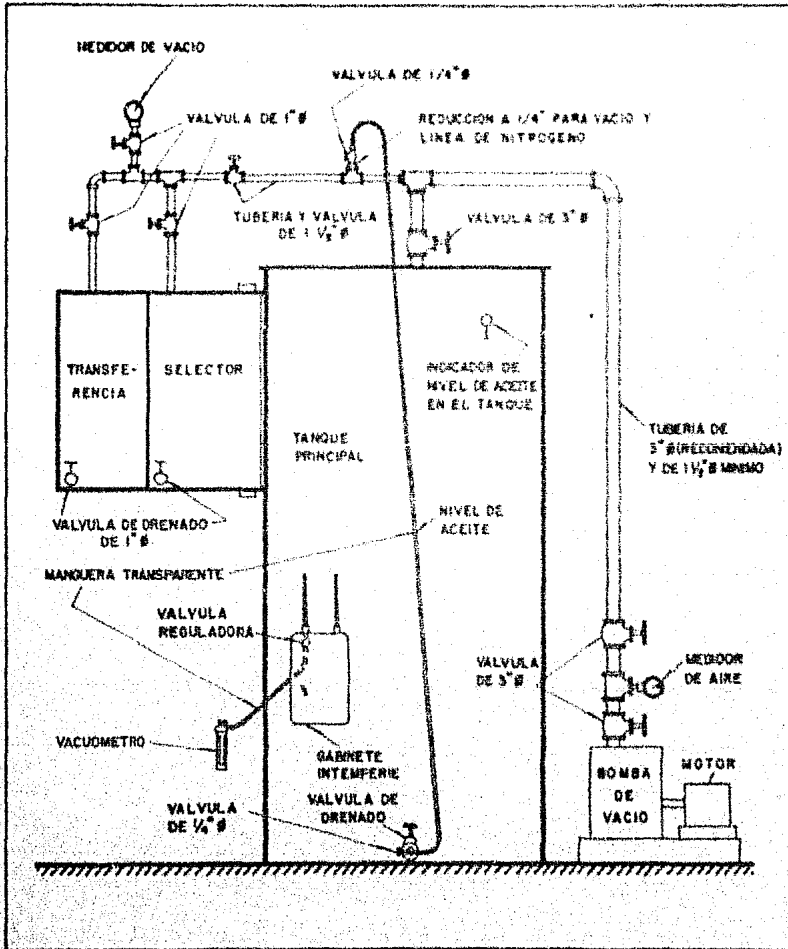


FIG 3-1 ANREGLO TÍPICO DE TUBERÍA PARA LLENADO DE ACEITE  
 DEL TRANSFORMADOR

Las pruebas efectuadas en el campo a los aceites aislantes son las siguientes:

- a).- Rigidez dieléctrica
- b).- Factor de potencia
- c).- Resistividad
- d).- Acidez
- e).- Tensión superficial

a).- Rigidez dieléctrica.- La rigidez dieléctrica se determina en la forma que se describió en el punto III.2.

b).- Factor de potencia.- Para medir el factor de potencia a un aceite, se utiliza un recipiente especial como el que se ilustra en la Fig. 3.2, incluido en el equipo de prueba.

Un aceite nuevo suele tener un factor de potencia de 0.5 % o menos. Si un aceite tiene un factor de potencia alrededor de 0.05 y 2 % deberán efectuarse análisis cuidadosos. Si el factor de potencia es superior a 2 %, deberá procederse a regenerar el aceite o a cambiarlo.

Un factor de potencia superior a 0.05 %, nos indica deteriorización o contaminación con humedad, carbones u otros materiales.

El carbón y el asfalto producen decoloración. El carbón no necesariamente incrementa el factor de potencia, a menos que esté en presencia de humedad.

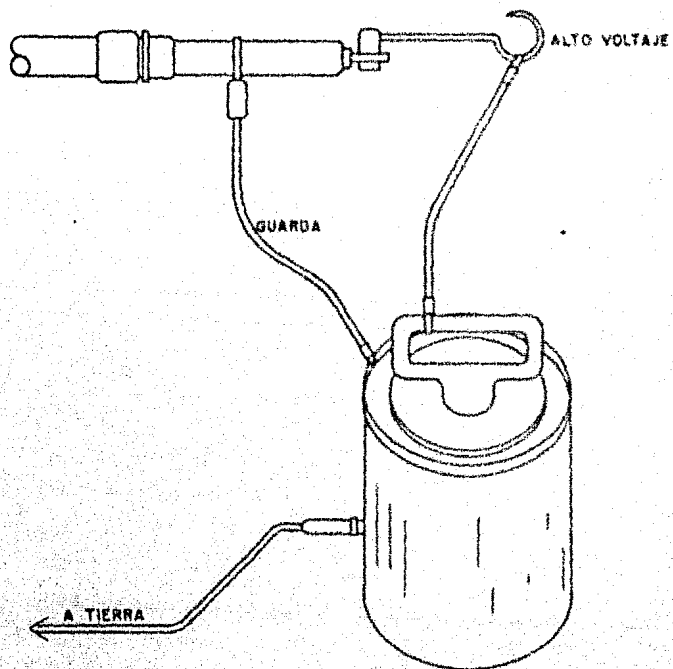


FIG. 3-2 CONEXION PARA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

c).- Resistividad.- El equipo utilizado para medir la resistividad del aceite se muestra en la Fig. 3.3, siendo una celda especial para utilizarse con el MEGGER, el mismo que se usa para la medición de resistividad de aislamiento.

La resistividad del aceite se obtiene en Megohms-cm.

Un aceite nuevo tendrá una resistencia específica del orden de  $5 \times 10^7$  Megohms-cm.

d).- Acidez.- La acidez de un aceite se determina en un laboratorio químico. Existen algunos reactivos que aplicados a unas gotas de aceite, -- sobre un filtro, producen ciertas coloraciones -- que nos dan un índice de la acidez. La acidez resulta de los lodos y depósitos que se van acumulando en el tanque del transformador, provocados por la oxidación del aceite.

e).- Tensión superficial.- La tensión superficial de un aceite se mide con una jeringa micrométrica, el resultado se obtiene en Dinás/cm.

La tensión superficial mide las impurezas polares solubles en el aceite capaces de orientar las en la cara aceite-agua. La fuente de las impurezas puede ser la oxidación del aceite o la -- contaminación externa.

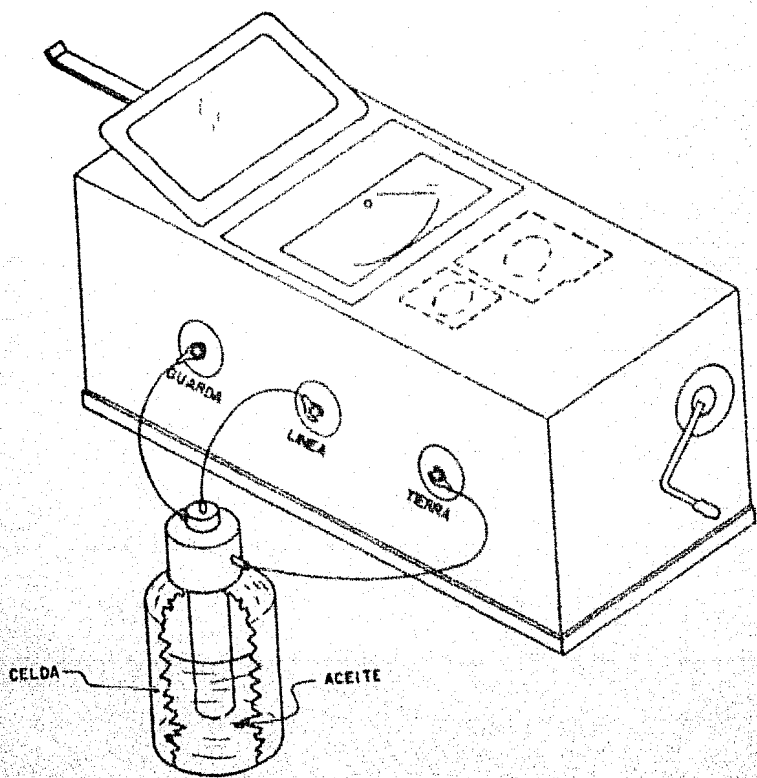


FIG. 5-3 PRUEBA DE RESISTIVIDAD DEL ACEITE

## CAPITULO IV

### SECADO DEL TRANSFORMADOR

#### IV.- SECADO DEL TRANSFORMADOR

##### IV.1.- INTRODUCCION:

En los últimos años ha habido un gran número de incidentes en los que grandes transformadores de potencia han fallado al ser energizados o poco tiempo después. Algunos de estas fallas tenían trazas de presencia de agua en el equipo; la entrada de agua en un transformador puede ser evitada con medidas apropiadas, tales como el embarque del transformador en nitrógeno el cual es mantenido a presión positiva todo el tiempo; adecuado almacenamiento de radiadores y auxiliares, y si es necesario sumergir estas partes en aceite la aplicación de métodos adecuados de procesos de vacío y llenado de transformadores con aceite seco.

Revisemos brevemente el secado y proceso de transformadores en la fábrica. En un método, el ensamble núcleo-bobinas es secado en un horno equipado con un desecador; el aire es circulado en un ciclo cerrado y continuamente desecado, la temperatura del aislamiento y ensamble alcanza de 85 a 95 °C y normalmente no excede estos límites durante el secado, hay encogimiento del aislamiento y cuando alcanza su tamaño final, el ensamble núcleo-bobina es transferido a su tanque mientras

permanece caliente para un proceso inmediato de vacío y llenado de aceite. Comúnmente el vacío aplicado es de pocos mm Hg, sin embargo todavía se puede bajar más si es necesario.

En un segundo método utilizado en la fábrica, la operación consiste de secado, proceso de vacío y llenado de aceite bajo vacío, es llevado a cabo en un autoclave calentado adecuadamente o en un tanque de vacío. Debido a las limitaciones de fábrica, en que la mayoría no tiene hornos de secado y tanques de vacío para grandes transformadores, éstos han sido secados y procesados en su propio tanque (en los últimos años). El secado y proceso de grandes transformadores de potencia, en la fábrica por cualquiera de los métodos presentes es una operación mayor, la cual puede llevar una semana como mínimo y aún más tiempo en la mayoría de los casos.

Actualmente en fábrica, lo práctico es secar el aislamiento de grandes transformadores de potencia de alto voltaje, a límites de agua residual o contenido de humedad del orden de 0.2 a 0.4 % del peso del aislamiento seco. Algunas veces el agua residual que permanece en el aislamiento puede ser muy grande. En el presente no hay un método para medición directa del agua residual en el aislamiento de muy pequeñas fracciones



y éstas son determinadas de la relación con la tabla de equilibrio de presión-vapor frecuentemente conocida como carta de Pinner.

EQUILIBRIO - VAPOR - PRESION

PRESION DE VAPOR		CONTENIDO DE HUMEDAD EN EL -- AISLAMIENTO (% EN PESO SECO)				
mm	Hg.	20°C	30°C	40°C	60°C	80°C
0.030		0.2	0.12	0.07	--	--
0.100		0.4	0.25	0.15	0.05	--
0.300		0.8	0.50	0.30	0.10	--
1.000		1.6	1.00	0.75	0.25	0.07
3.000		--	1.90	1.20	0.50	0.15
10.000		--	3.30	2.50	1.20	0.35

T A B L A 1

De acuerdo con la tabla anterior el agua que permanece en el aislamiento alrededor de 0.2- a 0.1 %, ésto se puede considerar como aislamiento muy seco para transformadores de potencia en diseños actuales. El volumen y geometría del aislamiento son factores que determinan el tiempo requerido para que la humedad residual alcance su equilibrio final en la masa o cuerno del aislamiento. Una agua residual de 0.1 % o posiblemente menos, normalmente se obtiene en cables para -

alto voltaje y capacitores con aislamiento tipo seco.

En estas aplicaciones un vacío final de unos cuantos microns es alcanzado y sostenido por pocos días. Los transformadores de potencia actuales, de diseño convencional, en los cuales el aislamiento ha sido secado y procesado en la fábrica con un contenido de agua residual de cerca de 0.2 % puede ser considerado como bueno y seco. Uno puede sospechar que hay transformadores de reciente manufactura en servicio, en el cual el agua residual del aislamiento puede ser hasta 0.5 %; éste y otros transformadores de relativamente alto contenido de agua residual están operando satisfactoriamente simplemente porque el agua está bien difundida en toda la masa del aislamiento. Sin embargo con las tendencias actuales en el diseño de transformadores, al aislamiento reducido, sello completo del tanque, etc., son esenciales un secado adecuado y proceso en fábrica. Igualmente para estos transformadores un alto grado de secado del aislamiento puede ser obtenido mientras se pone en servicio.

Sobre el hecho de que un transformador llegue a un sitio en "estado seco", la función del proceso de vacío y llenado con aceite en el campo, es eliminar el aire atrapado y gases ocul

dos en el aislamiento y a reimpregnarlo con el -- aceite a un grado proporcionada por condiciones - de la fábrica: para este fin un vacío de pocos - mm Hg. absolutos bastarán y harán un buen trabajo. En la fábrica esta operación normalmente requiere cerca de un día para muy grandes transformadores - de alto voltaje (transformadores con un volumen - de aceite de 10,000 a 20,000 galones). Con las - facilidades necesarias de bomba de vacío en el lu - gar de la instalación se requerirá un poco más de tiempo en el caso de llenar al vacío un gran - transformador de potencia, suponiendo se tienen - los conocimientos y técnicas necesarios. En esta operación, el transformador es vaciado a unos pocos mm Hg. absolutos y el vacío sostenido por varias horas. Un criterio de técnica y operación - de buen vacío es que con el cierre (corte) de la - bomba de vacío, el vapor de pérdidas de vacío en - el transformador deberá ser insignificante. Man - teniendo un vacío de este orden, el aceite seco - es entonces introducido y rociado dentro del tan - que por la parte superior.

De esta manera y así tratando, el trans - formador puede ser energizado inmediatamente.

No obstante con el mejor cuidado en el em - barque y manejo del equipo, no puede ser evitada - alguna reabsorción de humedad, especialmente por -

las partes expuestas. Sin embargo, la poca humedad en el aislamiento en pequeñas cantidades, resultado de exposición limitada a la atmósfera, -- puede ser eliminada sin gran dificultad con el -- proceso de vacío, suponiendo que las facilidades de vacío disponibles en el campo son adecuadas.

En el caso de que el aislamiento haya sido sobre-expuesto a la atmósfera o que la concentración de agua no obstante que ha entrado en pequeñas cantidades ha afectado partes vitales tales como terminales y devanados, entonces es necesario efectuar un secado completo. Esto de cualquier manera, es una operación que puede requerir calor adicional a las buenas facilidades de vacío. (En tales circunstancias, conviene tener la opinión del fabricante para obtener valores de fábrica con aceite y datos adicionales como vacío que soporta el tanque sin deformarse permanentemente, etc.)

Las siguientes consideraciones deberán -- ayudar a ver cuando hay que suministrar equipo y posibilidades para procesado en vacío y llenado -- de transformadores en el campo:

1).- En general no es posible obtener una temperatura tan alta en el campo como en la fábrica. Por esta razón es deseable tener un alto vacío en el campo. Por ejemplo a 30 OC. la presión de va-

por correspondiente a 0.2 % de agua residual en -  
el aislamiento es del orden de 100 microns o ma-  
nos (tabla 1).

2).- Una serie de contingencias pueden desarro-  
llarse donde penetra el agua o hay excesiva re-ab-  
sorción de agua por el aislamiento, en tal caso -  
se requerirá un secado completo y varias posibili-  
dades para obtener alto vacío.

En grandes transformadores de potencia --  
(100 a 200 MVA en 230 - 245 KV) el volúmen por --  
evacuar con aceite en llenado es del orden:

Volúmen por evacuar.....2,500 a 4,000 Pies<sup>3</sup>  
Aceite total para llenado...10,000 a 20,000 gal.

Con bombas de vacío modernas, 2,000 Pies<sup>3</sup>  
de nitrógeno seco o aire en un recipiente bien se-  
llado pueden ser reducidos de la presión atmosfé-  
rica a 1 mm Hg. absolutos en un par de horas. In-  
formación técnica disponible y la experiencia in-  
dicar que las siguientes características deberán-  
tener la bomba de vacío adecuada y práctica para-  
procesar grandes transformadores en el campo.

Desplazamiento de la bomba....cerca de 120 CFM  
Capaz de alcanzar una presión de.....10 Microns.

La importancia del aceite seco en el pro-  
ceso de llenado de transformadores es también un-  
factor muy importante cuando el agua total presen-  
te en el aceite no sea menor que el agua residual

de los aislamientos tendremos resultados insatisfactorios, por ejemplo llenamos un transformador con aceite que contengan 99 partes de agua por millón tendrá la misma cantidad de agua que la residual del transformador que ha sido secado hasta obtener 0.1 % de agua residual.

Por lo tanto, las mismas consideraciones y cuidados aplicados al aislamiento serán aplicados igualmente al aceite. El aceite no deberá llevar agua o gas dentro del transformador introducido al tanque, no deberá formar burbujas y espuma, ya que ésta transmite el peligro de gas atrapado incluido en el aislamiento.

La relación de equilibrio entre agua en el aceite y agua en la celulosa del aislamiento es compleja. El hecho es que el aislamiento de celulosa tiene una alta afinidad por agua y que el aceite húmedo contribuye a aumentar el agua residual en el aislamiento. A fin de asegurar un grado deseado de secado, es de primordial importancia que el aceite usado en el proceso y llenado del transformador esté seco en alto grado y que el manejo del aceite en secado sea debidamente controlado en estas operaciones.

#### IV.2.- IMPORTANCIA DE LA HUMEDAD PRESENTE EN LOS AISLAMIENTOS DE UN TRANSFORMADOR:

La humedad en los aislamientos de un transformador, es el agua contenida en ellos afectando su comportamiento en detrimento de sus propiedades ante elementos tales como el calor y los esfuerzos eléctricos.

La presencia de agua afecta considerablemente la rigidez dieléctrica, tanto del papel como del aceite, disminuyendo ésta hasta límites peligrosos dentro de los esfuerzos a que están sometidos estos materiales, originados con las tensiones de operación de los equipos de que forman parte. Los efectos sobre las características eléctricas del papel y del aceite se muestran en las gráficas 1 y 2; en la gráfica 1 se ve la afectación del factor de potencia del papel de acuerdo a su contenido de humedad y variación de temperatura; en la gráfica 2 se ve cómo varía la rigidez dieléctrica del aceite según el contenido de agua.

El calor provoca degradación tanto en el papel como en el aceite y es originada por cambios químicos (pirólisis) que afectan la estabilidad de sus propiedades mecánicas y eléctricas, y esta degradación depende de muchos factores; la habilidad del papel para resistir la degradación térmica es disminuída por la presencia de contaminantes orgánicos, la relación de productos origi-

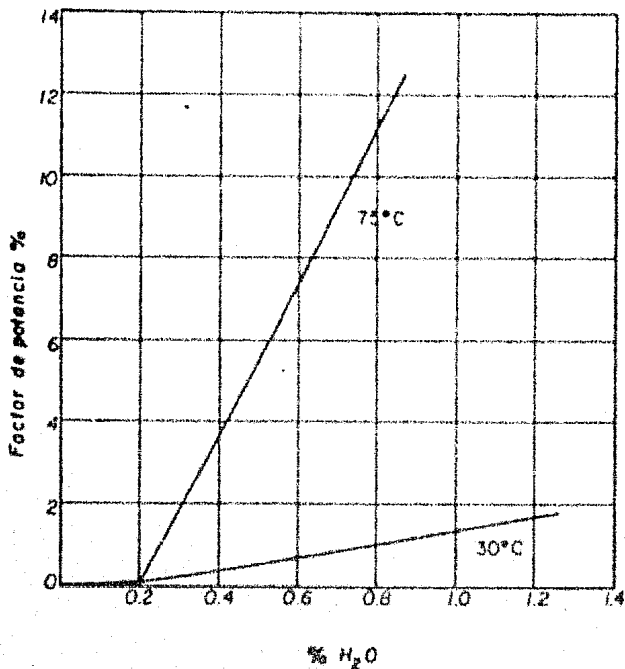


FIG. 1.- Variación del factor de potencia de acuerdo con el contenido de agua en papel Kraft a 30 y 75°C.

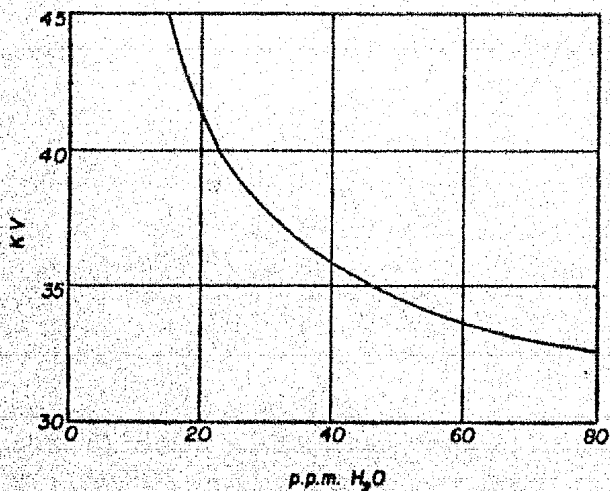


FIG. 2.- Variación de la rigidez dieléctrica del aceite aislante de acuerdo a su contenido de agua.



nados por su propia degradación, por la naturaleza del medio y por la presencia de HUMEDAD. Los efectos de la degradación, conocida como envejecimiento, sobre las propiedades mecánicas del papel según su contenido de humedad, se pueden ver claramente en las gráficas 3 y 4.

Para conocer el estado de los aislamientos, normalmente se efectúan pruebas eléctricas, como mediciones de resistencia de aislamiento y de factor de potencia, y de acuerdo con estos resultados y las tensiones de operación del equipo, se concluye si están en buenas condiciones; estas pruebas dan cierta seguridad en la actuación de los aislamientos ante esfuerzos eléctricos, no siendo así en lo que se refiere a la degradación-térmica de los mismos, ya que ésta es dependiente de la HUMEDAD contenida en ellos.

En vista de lo anterior, se ha creado la necesidad de disminuir al mínimo el contenido de agua de los aislamientos, así como el desarrollo de nuevos métodos para una determinación exacta de la humedad residual tanto en el papel como en el aceite.

#### IV.3.- DETERMINACION DE HUMEDAD RESIDUAL EN LOS AISLAMIENTOS SOLIDOS DE UN TRANSFORMADOR:

Actualmente se usan dos métodos, el que -

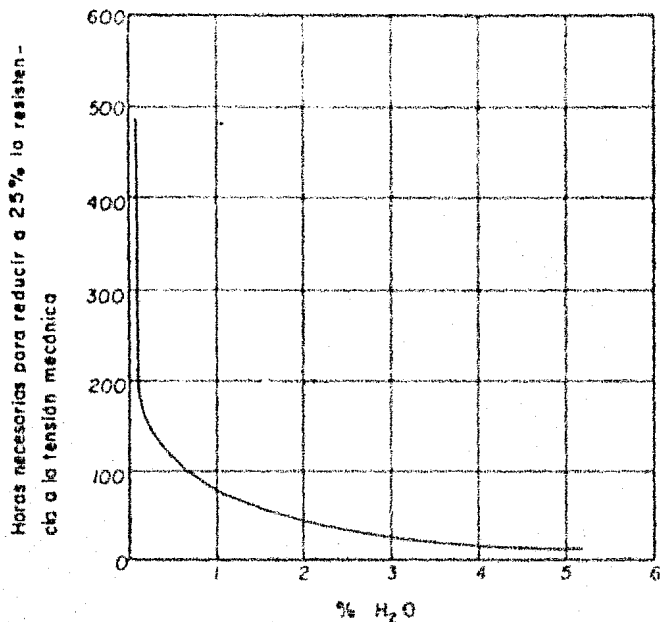


FIG. 3 - Efecto de la humedad en el papel, sometido a envejecimiento con una temperatura de  $-150^{\circ}\text{C}$ .

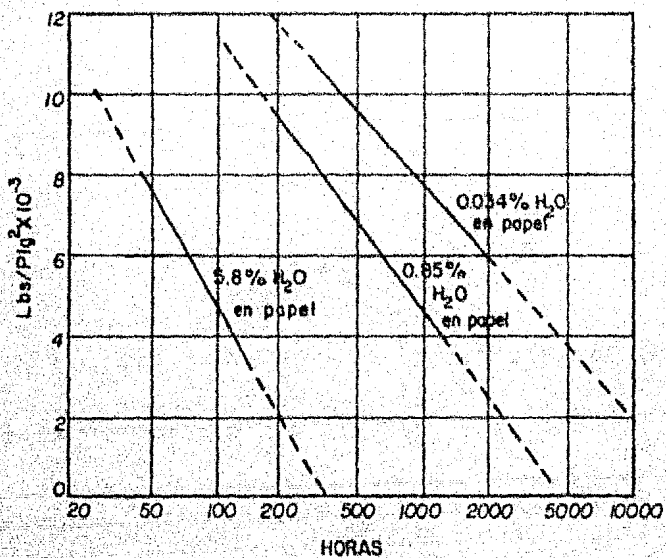


FIG. 4 - Envejecimiento de papel impregnado en aceite a una temperatura de  $130^{\circ}\text{C}$  variación de la resistencia a la tensión mecánica.

determina esta humedad residual a partir de la -- presión de vapor producida por ésta en un medio -- al vacío (el propio tanque del transformador), y -- últimamente el que usa la medición del punto de -- rocío de un gas en contacto con los aislamientos, el cual será descrito en detalle a continuación.

El punto de rocío de un gas es por definición, la temperatura a la cual la humedad presente (vapor de agua contenido en el gas) comienza a condensarse sobre las superficies en contacto con el gas; en base a este valor se puede determinar sobre un volumen conocido la cantidad total de -- agua contenida en él, así como su humedad relativa. La cantidad de agua en el papel (impregnado) se determina como una función de la humedad relativa del gas con el cual está en contacto cuando -- está expuesto, hasta alcanzar condiciones de equi -- librio entre sus respectivas humedades.

En la actualidad existe la suficiente ex -- periencia para decir que la técnica de determina -- ción de humedad por este método, es adecuada y -- con suficiente precisión. El procedimiento gene -- ral consiste en llenar el transformador con un -- gas seco (aire o nitrógeno), de tal manera que al -- cabo de un cierto tiempo, en el cual se alcance -- el estado de equilibrio en humedad, se mida el -- punto de rocío del gas y con este valor determi --

nar la humedad residual en los aislamientos. A continuación se detallan los pasos necesarios punto por punto para efectuar la determinación de esta humedad residual:

1).- Al terminar con el armado total del transformador ya debidamente sellado y comunicados los que conservador y radiadores, se le saca todo el aceite y se procede a efectuar vacío hasta alcanzar 1 mm Hg. o menos y se mantiene en estas condiciones por 4 horas.

2).- Al término del tiempo fijado en el punto anterior se rompe el vacío con aire o nitrógeno seco, cualquiera de ellos teniendo un punto de rocío de  $-45.5^{\circ}\text{C}$  o menos, y se presuriza el transformador con 1 a 5 Lbs/Plg<sup>2</sup> y se mantiene en estas condiciones por 24 horas, tiempo suficiente para alcanzar el punto de equilibrio.

3).- Alcanzado el punto de equilibrio, se efectúa la medición del punto de rocío del aire o nitrógeno.

4).- Se determina la temperatura de los devanados, preferentemente por el método de medición de resistencia Ohmica.

5).- Con el valor de punto de rocío medido --- (punto 3) se determina la presión de vapor equivalente, usando la gráfica 5:

" Punto de rocío " - " Presión de vapor "

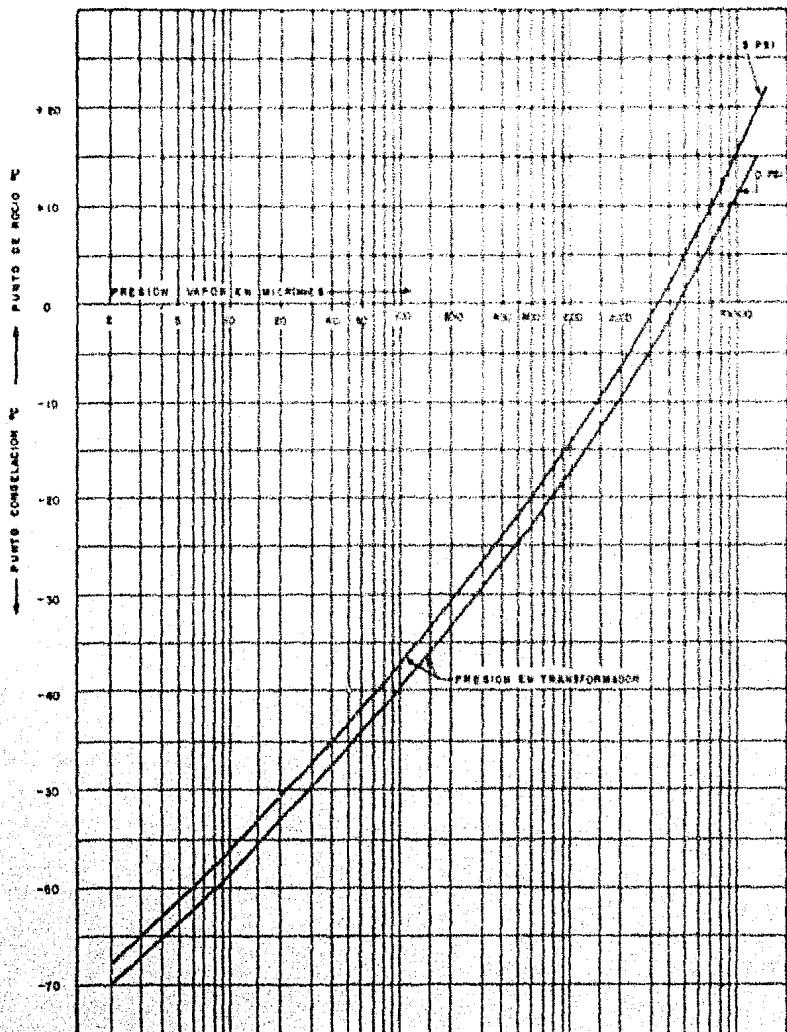


FIG. 8. - CONVERSION DE PUNTO DE ROCIO  
A PRESION VAPOR

6).- Con los valores de temperatura (punto 4)- y presión vapor (punto 5) se determina la "HUMEDAD RESIDUAL" de los aislamientos sólidos del transformador, utilizando la gráfica 6.

#### IV.4.- RECOMENDACIONES Y PRECAUCIONES QUE SE DEBEN SEGUIR AL APLICAR EL METODO DESCRITO:

a).- Para la determinación del punto de rocío, se puede usar cualquier Higrómetro de los que existen en el mercado; los más usados son el PANAMETRICS y el ALNOR.

b).- Para la medición de la resistencia Ohmica se puede usar un Ohmetro para bajas resistencias- que describa resistencia de conexiones de prueba; se recomienda el uso del doble puente de KELVIN.

c).- La instalación de la sonda (detector) del higrómetro debe hacerse sobre el tanque principal del transformador de tal manera que quede completamente expuesta al gas.

d).- La sonda nunca debe localizarse sobre válvulas, tuberías o recovecos; espacios reducidos- que pueden dar lecturas falsas.

e).- Se recomienda exponer la sonda el menor tiempo (el necesario para la medición), para evitar que posibles vapores de aceite se depositen sobre el elemento detector alterando su calibra-

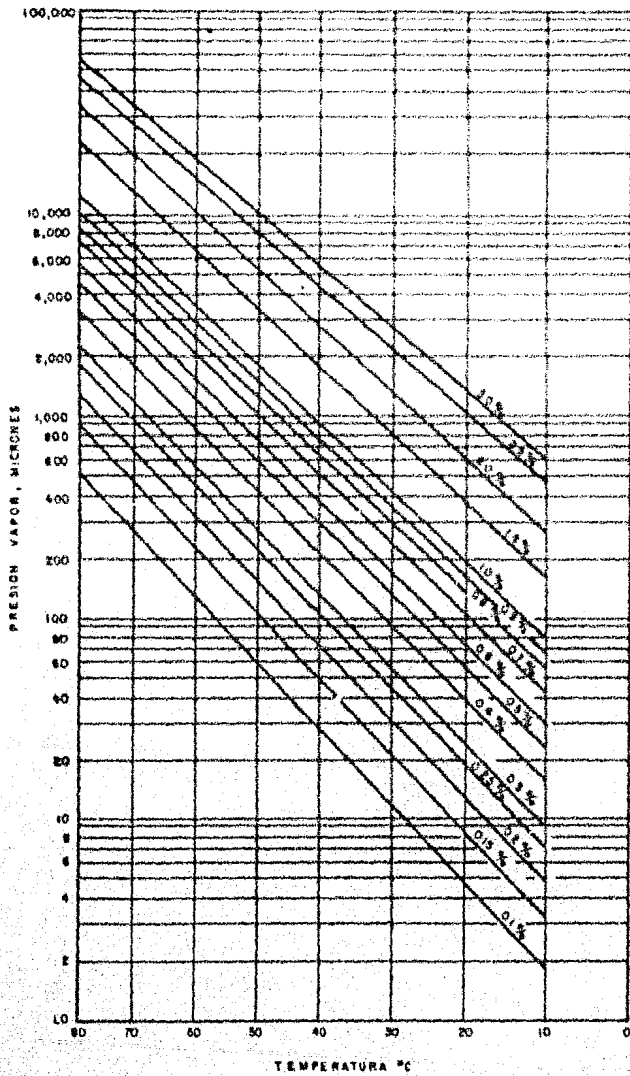


FIG. 6 - GRAFICA DE EQUILIBRIO DE HUMEDAD

ción.

f).- Durante las 24 horas que se mantiene presurizado el transformador (punto 2), se recomienda que se efectúen mediciones periódicas del punto de rocío para asegurarse que efectivamente se alcanzó el punto de equilibrio, al estabilizarse lecturas.

g).- Antes de hacer la determinación de la humedad residual tal y como se describió, se puede hacer una determinación preliminar (haciendo caso omiso del punto 1); ésto es, midiendo el punto de rocío del nitrógeno que trae el transformador desde fábrica y que debe mantenerse durante su transporte; esta medición se hará antes de cualquier maniobra de inspección interior y armado, ajustando la presión a las condiciones prescritas en el punto 2.

El valor de humedad así determinado será de utilidad para una apreciación preliminar del tiempo necesario para la puesta en servicio del transformador, ya que en caso de conocerse la humedad residual con que salió de la fábrica, nos dará una idea aproximada de las condiciones en que llegó.



CAPITULO V

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO "MEGGER"

## V.- PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO "MEGGER"

### V.1.- DESCRIPCION DEL "MEGGER":

El probador de resistencia de aislamiento "MEGGER" es un instrumento para medir resistencias grandes en forma directa. Con él, es posible medir resistencias hasta de 50,000 Megohms y hasta 3,500 Volts. El instrumento consta de un interruptor para descarga y en línea, un selector de voltaje y multiplicador de escala. Se puede operar a 500, 1,000 y 2,500 Volts de corriente directa y se pueden tomar lecturas de resistencia en dos escalas, según el valor por medir.

En un costado tiene tres bornes de conexión, ellos son: tierra, línea y guarda y un ajuste de infinito.

### V.2.- PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO:

El "MEGGER" es un ohmetro provisto de imán permanente y bobina móvil cuya exactitud es independiente del valor de voltaje alimentado durante la prueba. El ohmetro consiste esencialmente en dos bobinas A y B montadas en una posición fija una respecto de otra y en el mismo sistema móvil, al cual se fija la aguja que gira libremente en el campo de un imán permanente.

Un núcleo magnético en forma de C se mon-

te coaxialmente al sistema móvil, el cual es una parte importante del circuito magnético del ohmetro.

**Bobina de deflexión y control.**- La bobina A se conecta en la alimentación en serie con la resistencia bajo prueba y una resistencia fija R', se le llama la bobina de corriente o de deflexión.

La bobina B también se conecta en la alimentación y en serie con la resistencia fija R. - Se llama bobina de potencial o de control.

Las bobinas A y B están conectadas de manera que cuando circula corriente, desarrollan pares opuestos. La aguja toma una posición sobre la escala, cuando los dos pares están balanceados. Esto se observa en la Fig. 5.1.

A: Bobina de corriente o de deflexión    B: Bobina de potencia ó de control  
C: Núcleo magnético en forma de "C"

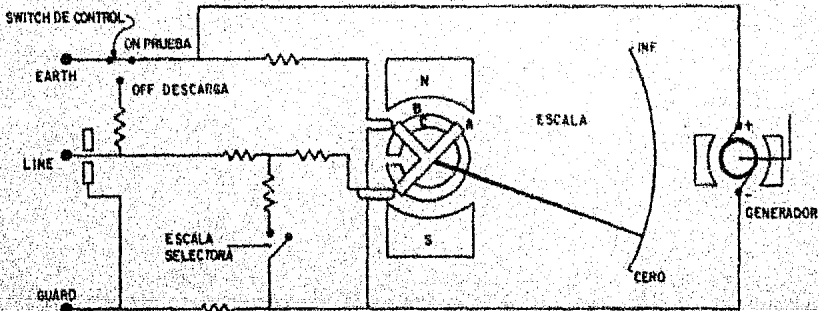


FIG. No. 5.1

Con un aislamiento infinito o sin conexión entre los bornes, no fluye corriente en la bobina de deflexión A. Sin embargo, la bobina de control recibe la corriente y la aguja se coloca en la posición "infinito".

Cuando se coloca una resistencia entre las terminales tierra y línea, fluirá una corriente en la bobina de deflexión A y el par correspondiente a la bobina B, llevará a la aguja fuera de la posición infinito hasta obtener un balance entre las dos bobinas.

Para comprobar la calibración del WEGGER, se miden varias resistencias diferentes de valor conocido.

### V.3.- SISTEMA DE GUARDA:

Es una conexión eléctrica que previene errores de lectura en el ohmetro, debidos a corrientes de dispersión dentro o fuera del aparato entre los lados positivos y negativos del circuito. Tal dispersión se puede deber a polvo o humedad. El método consiste en dar una trayectoria paralela a la corriente de dispersión alrededor del ohmetro.

Por ejemplo, el anillo de guarda de la Fig. 5.1 es una roldana metálica que soporta la -

terminal de línea, pero aislada de ella: cualquier corriente de dispersión que pueda deslizarse en la superficie o a través de materiales desde la terminal positiva de tierra a la negativa de línea, será interceptada por el anillo de guarda. El circuito de guarda ofrece una trayectoria de baja resistencia para las corrientes de dispersión directamente a la fuente de corriente directa sin pasar por la bobina de deflexión del ohmetro. Las resistencias, bobinas y partes vivas dentro del aparato, se encuentran montadas en soportes de guarda.

Terminal de guarda.- Esta terminal permite extender el sistema de guarda, hacia el equipo bajo prueba.

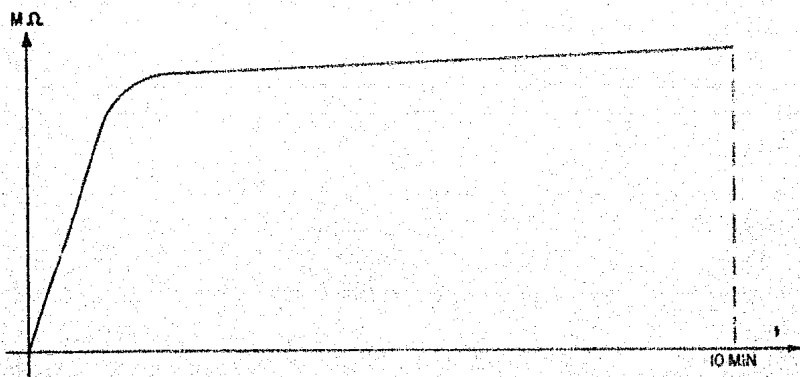
Generador del MEGGER.- Es del tipo de imán permanente de dos polos. El voltaje nominal se genera aproximadamente a 120 RPM.

#### V.4.- EFECTO DE ABSORCION DIELECTRICA:

El efecto de absorción dieléctrica es una característica de la mayoría de los aislamientos. Después que la capacitancia se carga, lo cual ocurre en un tiempo relativamente corto después de iniciar la prueba a tensión nominal se presenta una resistencia constante o tendiendo a crecer --

con respecto al tiempo. La estabilización se logra a los 10 minutos. Esto es la razón por la que conviene que el WEGAR sea estacionario y que a más resulte sencillo.

La curva obtenida es de la forma mostrada en la figura que a continuación se indica:



Es muy común creer que una vez que se efectuaron los pruebas de "WEGAR", se "sabe" si el aislamiento en prueba está seco o húmedo y por tanto determinar si entra o no en operación el equipo bajo prueba.

En realidad resulta muy difícil determinar el estado del aislamiento en base de los resultados. Deberán observarse muchas otras pruebas que combinadas, nos permitirán tomar esa determinación.

Los pruebas de puesta en servicio resul--

tan de gran utilidad, como datos de referencia para las pruebas siguientes a la puesta en servicio y que irán formando el historial del equipo. Comparando estos resultados sucesivos, se puede determinar cuándo un aislamiento empieza a envejecer.

También resulten útiles como referencia - al efectuar pruebas después de una falla del equipo.

#### V.5.- FORMAS DE CONEXION:

En la Fig. 5.2 se muestra la conexión para la resistencia de aislamiento del devanado de alta tensión y bushings de un transformador en paralelo con los cuchillos desconectadores con respecto al devanado de baja tensión puesto a tierra.

En la Fig. 5.3 se muestra una conexión similar a la anterior pero sin que la medición de resistencia esté afectada por la dispersión entre los devanados de alta y baja tensión. (Note el uso de la conexión de guarda).

En la Fig. 5.4 se muestra la conexión para la medición de resistencia de aislamiento entre los devanados de alta y baja tensión sin estar afectados por la dispersión a tierra.

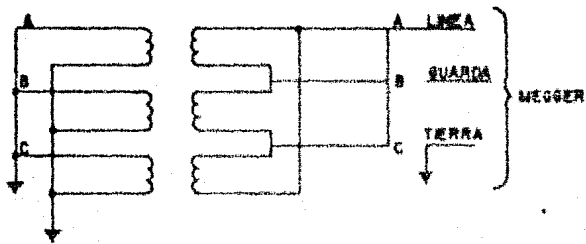


FIG. 3 - 2

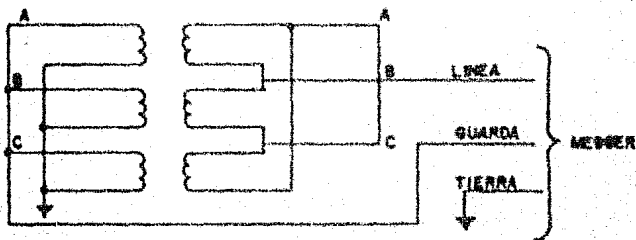


FIG. 3 - 3

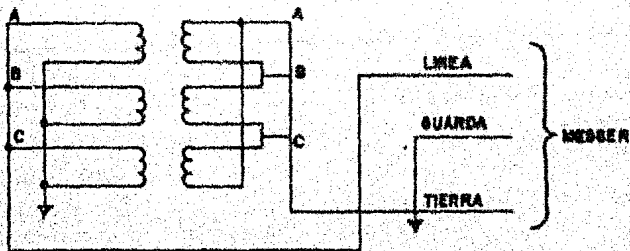


FIG. 3 - 4



CAPITULO VI

PROBADOR DE FACTOR DE POTENCIA

## VI.- PRONADOR DE FACTOR DE POTENCIA

### VI.1.- INTRODUCCION:

Este equipo se utiliza para efectuar pruebas el aislamiento de varios equipos de potencia, por el método de las pérdidas dieléctricas de corriente alterna y el factor de potencia.

El objeto de estas pruebas consiste en detectar posibles fallas en el aislamiento por métodos no destructivos. Las lecturas iniciales de factor de potencia resultan muy buenas para compararlas con las obtenidas en los mantenimientos posteriores a la puesta en servicio.

El equipo mide los Volt-Amperes y las pérdidas dieléctricas del aislamiento de un aparato a un voltaje de prueba de 2,500 Volts y a una frecuencia de 60 cps.

A partir de estos datos básicos, se puede calcular el factor de potencia, la capacitancia y la resistencia equivalente de corriente alterna.

La Fig. 6.1 muestra el circuito de conexión del equipo. Cuando el amplificador se conecta en la posición A, el medidor se conecta para deflexionar toda la escala.

Cuando el amplificador se conecta en la posición B, la lectura del medidor depende del voltaje en las terminales Rs, el cual es el pro--

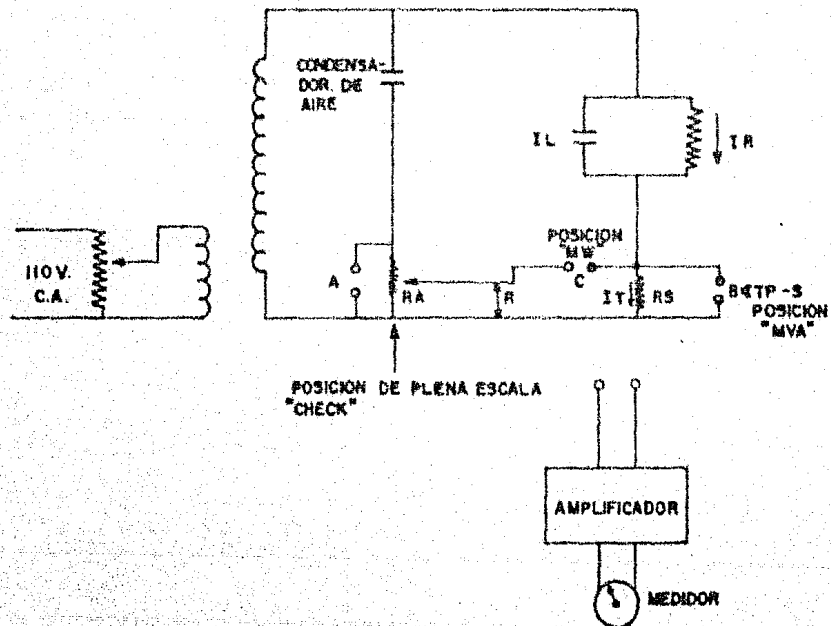


FIG. No 6-1

ducto de  $R_s$  y la corriente que toma el espécimen. El medidor incluye un factor de voltaje, de manera que la lectura directamente nos da los Volt-Amperes tomados por el espécimen, lo cual simplifica los cálculos del factor de potencia.

Cuando el amplificador se conecta en la posición C, el circuito de entrada incluye los voltajes en  $R_a$  y en  $R_b$ . Estos dos voltajes están en oposición uno de otro con respecto a la entrada del amplificador y pueden ser balanceados por medio de la resistencia variable  $R_A$ .

Se aprecia que no se logra un balance completo ya que en el circuito del capacitor en aire sólo hay capacitancia. En vez de un balance de cero, obtendremos una lectura mínima, la cual es provocada por la corriente de dispersión que fluye por la resistencia  $R_s$ . Las lecturas se dan directamente en Watts y son los Watts disipados por el espécimen. La relación de los Watts a los Volt-Amperes es el factor de potencia del espécimen.

## VI.2.- PROCEDIMIENTO DE PRUEBA:

La prueba se efectúa en siete pasos:

1.- Conectar el equipo con el espécimen.- El gancho del cable de prueba se conecta a una terminal del espécimen, el otro lado del espécimen se

aterriza.

2.- Arreglo de los controles del equipo.-

a).- El control del voltaje se coloca en cero, girándolo contra el sentido de las manecillas.

b).- El interruptor se coloca en la posición "ON".

c).- El switch selector se coloca en la posición "CHECK".

d).- El switch de rango se coloca en la posición "HIGH".

e).- El switch MVA se coloca en el multiplicador más alto (2,000).

f).- El switch LV se coloca en la posición --- "GROUND".

g).- El switch RV se coloca en cualquier posición "ON" (izquierda o derecha) (la posición central es OFF).

3.- Energizar el espécimen.-

a).- Se cierra el switch de seguridad del operador, se energiza el relé, la luz verde se apaga.

Si el relé no se energiza y la lámpara -- verde no se apaga, invierta la clavija del cordón de alimentación. Si con esta inversión tampoco se energiza el relé y la lámpara verde no se apaga, conecte el capacitor de acondicionamiento que va con el equipo, conectándolo a tierra y conéctelo al aparato antes de conectar la alimentación.

b).- Se cierra el switch de seguridad con extensión, provocando que aranda la lámpara roja.

c).- Observando el voltmetro, se eleva el voltaje gradualmente hasta 2.5 KV girando la perilla en el sentido de las manecillas del reloj. El voltmetro nos indica el voltaje que se está aplicando al espécimen.

Si el interruptor se dispara antes de 1.25 KV el espécimen es superior al rango del equipo.- Si el interruptor se dispara entre 1.25 y 2.5 KV, la prueba se puede efectuar a bajo voltaje.

#### 4.- Tomar y registrar lecturas de MVA.-

a).- Con el switch selector en la posición --- CHECK y con 2.5 KV en el medidor, la aguja del medidor de MVA y MW se ajusta para leer 100 divisiones (plena escala) girando el control METER ADJ.

b).- Cambie el selector de la posición CHECK a MVA seleccione la posición del switch de rango en la posición que dé la deflexión máxima en la escala. Por ejemplo: con el switch de rango en HIGH y una lectura en el medidor menor de 10 divisiones, cambie el selector a la posición MED. Si la lectura del medidor es aún menor a 10 divisiones, cámbielo a LOW.

c).- El switch multiplicador MVA se coloca en la posición que dé la máxima deflexión de la aguja. Se leen los MVA en la mitad más cercana a --

una división de la escala.

d).- Las lecturas del medidor deberán compararse con el REV SWITCH en las dos posiciones.

Si se observa cualquier diferencia entre las dos lecturas, consultar el instructivo del instrumento medidor.

e).- Registrar los MVA leídos, el multiplicador y el producto de ellos.

5.- Medir y registrar las pérdidas en MW del espécimen, usando los multiplicadores en el mismo rango que se leyeron los MVA.-

a).- Cambiar el switch selector de MVA a MW, - se gira la perilla MW ADJ en la dirección que provoca una disminución en la lectura, hasta obtener el valor mínimo. El multiplicador de MV se reduce sucesivamente (en el mismo rango) hasta que se obtiene la mayor deflexión leíble. Cada vez que el multiplicador se reduce, la perilla MW ADJ se ajusta para obtener la deflexión mínima. Los MW se leen en la mitad más cercana de la división de la escala.

b).- Las lecturas del medidor se comprueban con el REV SWITCH en las dos posiciones. Si se observa cualquier diferencia en las lecturas, consultar el instructivo del equipo.

c).- Se registran, los MW leídos, el multiplicador y su producto (MW calculados).

6.- Regresar los controles a sus posiciones -- originales.-

a).- El switch selector se regresa a la posición CHECK.

b).- El control de voltaje se gira para tener el voltaje en cero.

c).- Se sueltan los switches de seguridad.

d).- Se tiene la luz verde.

e).- Los switches de rango MVA y MW se vuelven a su posición más alta. Este paso se puede eliminar cuando se arriban especificaciones similares.

7.- Se calcula el factor de potencia del espécimen en % en la forma siguiente:

$$\% \text{ P.F.} = \frac{\text{MW}}{\text{MVA}} \times 100$$

## VI.2.- USO DEL SWITCH Y CABLE LV:

El switch LV (Low-voltage) provee un medio de conectar la función de un cable de bajo voltaje (formalmente cable UST). El cable LV, por medio del switch, puede servir como tierra, guarda o terminal UST.

El uso de este switch acorta los tiempos por ciertas pruebas de rutina. Se puede ilustrar por el siguiente ejemplo, que considera las pruebas de rutina de un transformador de dos devana--



dos:

P.P. DE UN TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS

PRUEBA	ENERGIZAR	TIERRA	GUARDA
1	H	L	-
2	H	-	L
3	L	H	-
4	L	-	H

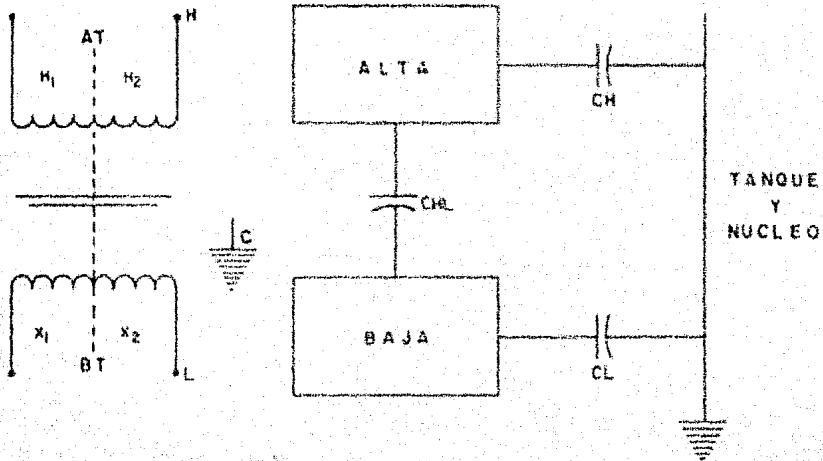
note ahora que sólo se necesitan dos juegos de conexiones para las cuatro pruebas.

Las pruebas 1 y 2 se efectúan con el devanado H energizado y el devanado L conectado al cable LV el cual por medio del switch primero, lo coloca a tierra y después a guarda. Se invierten conexiones y se repite el procedimiento para las pruebas 3 y 4.

**VI.4.- EJEMPLO DE APLICACION EN TRANSFORMADORES - DE DOS DEVANADOS:**

Los aislamientos involucrados en un transformador de dos devanados se muestran esquemáticamente en la Fig. 6.2.

Los aislamientos indicados como CH, CL, - CHL son respectivamente los aislamientos entre el lado de alta tensión y tierra, baja tensión y tierra y alta y baja tensión. Aunque el aislamiento



C = CAPACITANCIA

CH = AISLAMIENTO ENTRE AT y  $\pm$

CL = AISLAMIENTO ENTRE BT y  $\pm$

CHL = AISLAMIENTO ENTRE AT y BT

FIG. No. 6.2

está distribuido a lo largo del devanado, por simplicidad se representa por una capacitancia. Estos aislamientos no son de un sólo dieléctrico; - por ejemplo: CH incluye los bushings, el aislamiento entre el lado de alta y tierra, y el aceite entre el devanado y tierra.

Las lecturas de CH y CL se hacen directamente; cuando H se energiza y L está a guarda se mide CH. Cuando L se energiza y H está a guarda se mide CL.

En general, los devanados de los transformadores conectados al circuito de guarda no tendrán un efecto apreciable en la exactitud de los resultados de la prueba, si las pruebas se hacen con el switch multiplicador de escala colocado en el lado de rango más alto.

#### VI.5.- PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE F.P. PARA TRANSFORMADORES DE DOS DEVANADOS:

La prueba se efectúa como sigue:

- 1.- Aisla el transformador del bus energizado.
- 2.- Desconecte todas las terminales conectadas a los bushings.
- 3.- Desconecte de tierra todos los neutros de cada devanado.
- 4.- Conecte en corto circuito cada devanado, -

en sus bushings.

5.- Conecte a tierra el tanque.

6.- Efectúe las pruebas listadas abajo.

PRUEBA	DEVANADO	DEVANADO	DEVANADO	MEDIDO
	ENERGIZADO	A TIERRA	A GUARDA	
1	Alta (H)	Baja (L)	-	-
2	Alta (H)	-	Baja (L)	CH
3	Baja (L)	Alta (H)	-	-
4	Baja (L)	-	Alta (H)	CL

Registre los datos en las hojas que para este fin se han elaborado. Nótese que la medición CHL se determina restando valores de MVA y MW obtenidos en la Prueba No. 2 de los obtenidos en la Prueba No. 1.

Habiendo encontrado los MVA y MW para cada aislamiento individual se calculan los factores de potencia.

Ejemplo: Considere que se encontraron las siguientes lecturas a 45 °C.

PRUEBA	KV	MVA	MW	MED.	F.P. CORR. 20°C
1	2.5	10,000	215	-	-
2	2.5	4,000	100	2.5%	0.8 CH%
3	2.5	16,500	320	-	-
4	2.5	10,500	205	1.9%	0.6 CL%

Se nota que los aislamientos CH y CL se obtienen directamente. El aislamiento CHL se obtiene restando los valores obtenidos en la Prueba No. 2 de los valores obtenidos en la Prueba No. 1. Los resultados para CH, CL y CHL, se muestran abajo:

AISLAM.	KV	MVA	MW	MED.	% F.P.	
					20	00
CH	2.5	4,000	100	2.5		0.8
CL	2.5	10,000	315	1.9		0.6
CHL	2.5	6,000	115	1.9		0.6

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

COMPANIA C.A. C.S.C. S.A. DIVISION CENTRO FECHA 25-IV-84

LOCALIZACION DE LAS PRUEBAS C.I. 100 AREA 1001

TEMPERATURA AMBI 22 °C TEMPERATURA AMBI 21 °C VVA 120.000

SERIE NUM VVA 62121 TRANSFORMADOR PRINCIPAL UNIDAD NUM 4

RAONES DE ACUM 27.200 NUMEROS 10.2.22A

LADO ALTO KV 220

LADO BAJO KV 12.5

TERCIARIO KV

NUMERO

OBSERVACIONES

COPIAS PARA:

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA		PRUEBA KV	LECTURA EQUIVALENTE A 22.5 KV						FACTOR DE POTENCIA		
	FASE A (ENERG)	FASE B TIERRA GUARDA		MILLIAMPERES			MILLIVOLTS			CALCULO	CORREC 20 °C	REAL
				LECTURA	MULTIPLI	MVA	LECTURA	MULTIPLI	MW			
		MEDIDA	CADOS		MEDIDA	CADOS						
1	ALTO	BAJO	TERC	2.5	27	1.000	27.000	4	20	80		
2	ALTO		BAJO Y TERC	2.5	24	200	11.200	7	2	4	0.022	
3	BAJO	TERC	ALTO	2.5	48.3	1.000	48.300	8	20	160		
4	BAJO		ALTO Y TERC	2.5	24	1.000	24.000	7	20	140	0.07	
5	TERC	ALTO	BAJO									
6	TERC		ALTO Y BAJO									
7	TOTAL											
RESULTADOS							10.800			74		
CALCULADOS							12.500			20		

CAPITULO VII

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION "TR"

VII.- PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION " TTR "  
(Transformer Turn Ratio Test Set)

VII.1.- INFORMACION GENERAL:

FINALIDAD.- El equipo "TTR" se utiliza para conocer la relación de transformación en vacío, es decir, la relación de número de vueltas de los devanados de un transformador. La capacidad del equipo "TTR" es tal, que permite la prueba para casi todos los transformadores de distribución y de potencia de uso general, el valor máximo de relación es de 130.

El equipo "TTR" permite además, la determinación de la polaridad y facilita la detección de devanados abiertos o en corto circuito.

El equipo "TTR" no se recomienda para usarse en transformadores de corriente o potencial.

VII.2.- PRINCIPIO DE OPERACION:

Cuando un transformador se excita por su devanado de baja tensión, la relación de voltaje en vacío es casi exactamente igual a la relación de vueltas. La diferencia es debida a la pequeña caída de tensión en el devanado de baja tensión al circular la corriente magnetizante. En la mayoría de los transformadores la diferencia es me-



nor del 0.1%.

El equipo "PTR" está de tal manera dispuesto que el transformador a probarse y un transformador de referencia de relación variable dentro del equipo, son energizados con la misma fuente de voltaje por el devanado de baja tensión. Los devanados en alta tensión (en este caso secundarios) se conectan en serie y en oposición por medio de un detector (Amperímetro).

Al ajustarse el transformador de referencia al mismo valor de relación del transformador bajo prueba, los voltajes inducidos en los devanados de alta tensión, son exactamente iguales y opuestos de tal manera, que se anulan y no circulará corriente por ellos, ni por el detector. En estas condiciones, si se conoce la relación de voltaje en vacío (ya que no circula corriente en la alta tensión) del transformador de referencia, esa misma relación es la del transformador bajo prueba o sea, prácticamente, es su relación de transformación.

La Fig. 7.1 es un esquema del equipo "PTR" con un transformador bajo prueba.

### VII.3.- DESCRIPCIÓN GENERAL:

Los principales componentes del equipo --

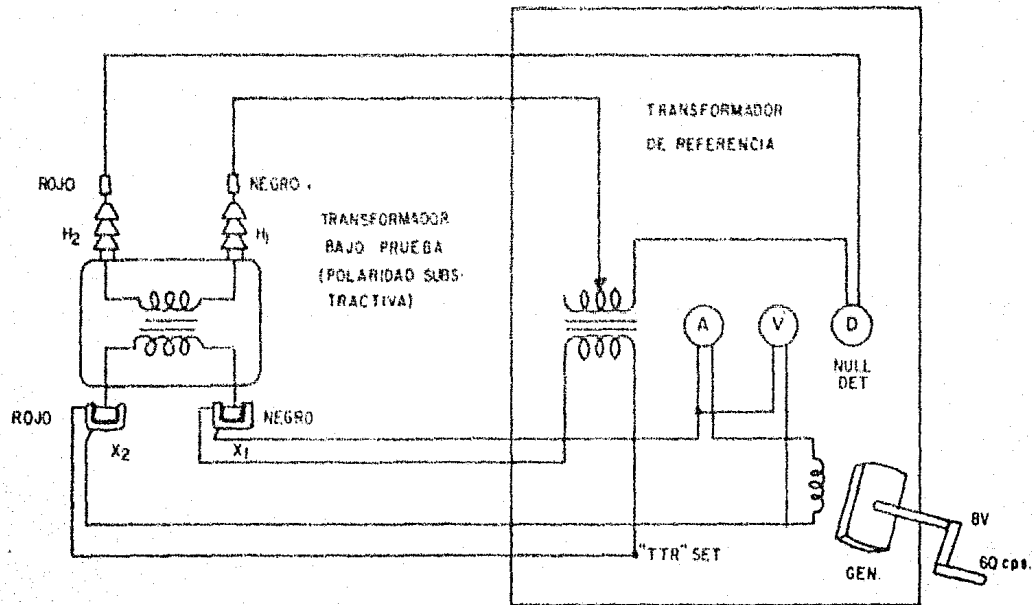


FIG. No. 7.1

"TTR" son:

a).- GENERADOR.- La fuente de potencia para la prueba es un generador de C.A. con un imán permanente impulsado por una manivela que suministra 8 Volts a 60 c.p.s. en condiciones normales de operación.

b).- TRANSFORMADOR DE REFERENCIA.- Es un transformador de relación variable y número preciso de vueltas para cada tap. Su caída de tensión provocada por la corriente magnetizante es despreciable al energizarse con 8 Volts.

c).- SELECCIONES.- Estos son tres perillas y un selector de ajuste fino, colocados en línea al centro del tablero. La primera de izquierda a derecha, selecciona los taps del transformador de referencia en pasos de 10 unidades desde los valores de 0 a 120. Un cuadrante arriba de la perilla indica el valor del tap escogido; el movimiento en sentido de las manecillas del reloj de la perilla, selecciona taps progresivos. La perilla gira, independientemente de su posición, en ambos sentidos. La segunda perilla selecciona los taps en pasos por unidad desde 0 - 9, de igual manera que la anterior.

La tercera perilla selecciona los taps de décimos de unidad de 0 - 9.

El selector de ajuste fino selecciona los

pasos en milésimas de unidad desde 0 a 99, un segmento del cuadrante indica "abierto" para abrir - la alta tensión del transformador de referencia - para finalidades de chequeo, como se indicará a - continuación.

Una rueda deetal circular metálica entre la segunda y tercera esrillas, indica la posición del punto decimal.

La manera de leer los cuadrantes es la siguiente:

	1er.	2do.	.	3er.	Ajuste	
	Cuad.	Cuad.	d	Cuad.	Fino	Lectura
Posic.:	8	3	p e	7	12	83.732
Posic.:	12	0	u c	9	05	120.905
Posic.:	0	2	t m	3	90	2.39
			o n			
			l			

d).- DETECTOR.- Colocado en la parte superior derecha del tablero, consiste de un microampermetro de C.D., pues contiene un rectificador sincrónico con su cero en el centro. En condiciones -- normales deflexionará hacia la izquierda cuando - el transformador bajo prueba sea de una relación- mayor que la indicada por el equipo.

e).- VOLTMETRO.- Colocado a la izquierda del- detector, indica el valor del voltaje de excita- ción con un nivel normal de 8 Volts.

f).- AMPERMETRO.- Colocado a la izquierda del

vóltmetro, nos indica la corriente que sale del generador y que es la suma de las corrientes de excitación de los transformadores.

g).- TERMINALPS.- Terminal de excitación (X1) negra (grapa en C), es un cable duplex donde un conductor es grueso y el otro delgado. El grueso se utiliza para conectar al devanado de baja tensión del transformador bajo prueba con el devanado de baja tensión del transformador del "TER" -- (sirve como puente entre los dos devanados). El delgado es el alimentador de la corriente de excitación para ambos transformadores. El conductor delgado es llevado al cuerpo de una grapa de forma "C" y conectada por un tornillo en la misma. - El conductor grueso es conectado al yunque de la grapa, el cual está aislado de la misma.

Nótese que el conductor delgado y el grueso harán contacto eléctrico por medio de la terminal del transformador bajo prueba.

Terminal de excitación (X2) roja (grapa en C) es un cable igual al anterior con excepción del color para identificarlos.

Terminal de transformación (H1) negra --- (Caimán), es un conductor flexible que sirve para hacer la conexión serie de los devanados de alta tensión de los transformadores bajo prueba y de referencia y el detector.

Terminal de transformación (H2) roja (Cajmán) idéntica a la anterior con la excepción del color para identificación.

h).- CONECTOR A TIERRA.- Es un conector tipo poste a medio tablero para conectar a tierra la caja del instrumento si así se desea.

#### VII.4.- OPERACION:

1.- Pruebas preliminares del Equipo.-

a).- Prueba del detector.- Disponga la lectura del aparato en cero (00.000), conecte entre sí los caimanes H1 y H2. Asegúrese que las grapas X1 y X2 estén abiertas (tornillos hacia afuera) y aisladas entre sí.

Gire la manivela hasta que el voltmetro indique 8 Volts y observe el detector el cual deberá estar en equilibrio, es decir, en su punto medio, si es necesario, ajuste la aguja en cero mientras se mantienen los 8 Volts.

b).- Prueba de la Relación Cero.- Cierre las grapas X1 y X2 (tornillos hacia dentro hasta el yunque, si es necesario coloque una cuña de cobre) y consérvelas aisladas entre sí. Los caimanes H1 y H2 conéctelos entre sí. Disponga la lectura del aparato en cero (00.000). Gire la manivela hasta alcanzar 8 Volts y observe el detector que-

deberá indicar cero. Si no es así, opere el selector de ajuste fino hasta lograr que el detector esté en equilibrio. Este error afectará la lectura del cuarto cuadrante exactamente por la magnitud del error, el cual no deberá ser mayor que la mitad de una división, ya que entonces será inadmisible.

a).- Prueba de Relación Unitaria.- Cierre las granas X1 y X2 y consérvelas aisladas entre sí. Conecte el caimán negro H1 a la grana negra X1 y el caimán rojo H2 a la grana roja X2. Dispense la lectura del puente en la unidad (01.000).

Gire la manivela hasta alcanzar 3 Volts y observe el detector que deberá indicar cero. Si no es así, opere el selector de ajuste fino hasta lograr que el detector esté en equilibrio. El instrumento deberá leer la unidad dentro de la unidad de una división del cuarto cuadrante. Este error afectará la lectura del cuarto cuadrante exactamente por la magnitud del error.

#### VII.5.- PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION DE UN TRANSFORMADOR:

Antes de la prueba de un transformador de berán seguirse las siguientes precauciones:

a).- Asegúrese que el transformador no probar

se está completamente desenergizado.

b).- Desconecte completamente las terminales - de los brincos de la fuente de carga del transfor mador. Las conexiones a tierra podrán permanecer si así se desean.

c).- Si hay equipo de alta tensión energizado - cerca del aparato en prueba, deberá aterrizarse - una terminal de cada devanado y aterrizar el equi po "PTR", conectando el conector tipo poste para - esa finalidad.

d).- Por ningún motivo, gire la manivela del - equipo cuando se estén manipulando las terminales. Alta tensión puede desarrollarse entre ellas.

PROCEDIMIENTO.- Considerando un transfor mador monofásico y en función de la Fig. anterior conéctense las grapas X1 y X2 al devanado de baja tensión del transformador. El caimán H1 se coneg tará al bushing de alta tensión que corresponde a la grapa X1 y el caimán H2 al bushing de alta ten sión correspondiente a la grapa X2.

Nota: Cuando se aterriza un extremo de cada deva nado, conéctense las terminales X1 y H1 a dichos - extremos.

#### VII.6.- PRUEBA DE POLARIDAD DEL TRANSFORMADOR:

Coloque la lectura del aparato a cero. ---



(00.000) y gira un cuarto de revolución la manivela. Si el detector deflexiona a la izquierda, la polaridad del transformador es sustractiva y X1 y H1 quedaron conectadas a terminales del transformador de la misma polaridad, como de igual manera suceden con X2 y H2. (Ver la Fig. 7.2).

**IMPORTANTE.**- Si el detector deflexiona a la derecha, indica que el transformador es de polaridad aditiva, y han quedado tanto X1 y H1 como X2 y H2 conectados a polaridades diferentes, por lo tanto, hay la necesidad de invertir los cables H1 y H2, para corregir la conexión, como se muestra en la Fig. 7.3.

Hecho lo anterior, podemos comenzar a determinar la relación de transformación.

Gire la primera perilla, de izquierda a derecha, un paso en el sentido de las manecillas del reloj (su cuadrante indicará 1 y la lectura será 10.000) y dé un movimiento lento a la manivela, si el detector deflexiona a la izquierda, detenga la manivela y gire la misma perilla al siguiente paso (la lectura es ahora 20.000) si girando la manivela continúa el detector desviándose hacia la izquierda, detenga la manivela y gire la perilla al siguiente paso (la lectura es ahora 30.000); suponiendo que el detector no se desvía hacia la izquierda, regrese la perilla a la posi-

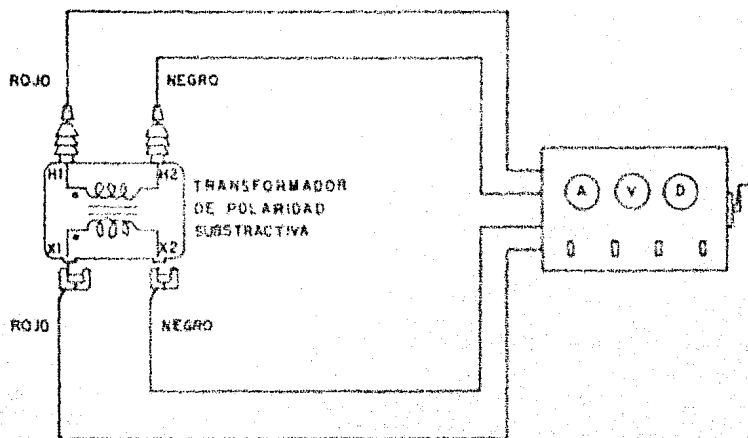


FIG. No. 7.2

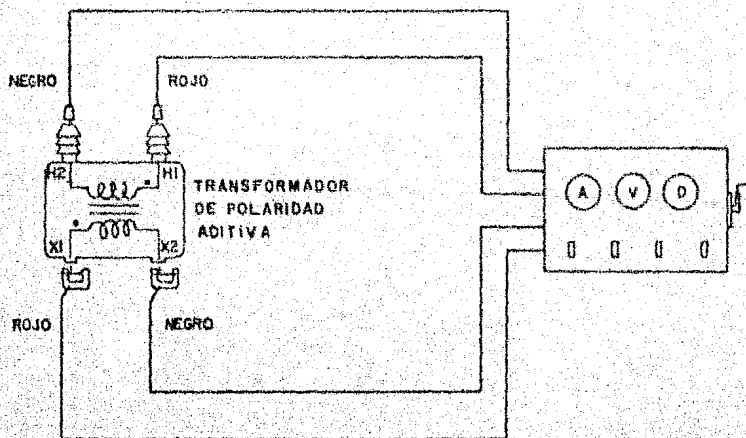


FIG. No. 7.3

ción de 20.000 y los demás cuadrantes colócuelos- en 9 (la lectura será 29.990), si la aguja conti- núa deflexionando a la derecha baje el segundo -- cuadrante a 8 (la lectura es 28.990), si notamos- que la aguja tiende a quedarse cerca del centro, - giremos la perilla del tercer cuadrante (la lectu- ra será 28.890), si aún no tenemos la aguja en el centro debemos variar la perilla del cuarto cua- drante, hasta que ésto suceda susongamos que la - aguja queda en el centro después de tres variacio- nes la lectura será 28.860 que es variación de -- transformación del transformador a prueba.

Este procedimiento se debe efectuar en ca- da tap que tenga el transformador (haciendo el -- cambio en el cambiador de taps del transformador).



SISTEMA TRANSFORMADOR

PRUEBA DE TRANSFORMACION SERVICIO ESTACION

NUMERO S I C. S. E. TULLA, HNO. DIVISION SERVIDOR

MARCA WESTINGHOUSE SERIE 45-116611-1-2-3-4-5-6-7-8-9-10-11-12-13-14-15-16-17-18-19-20-21-22-23-24-25-26-27-28-29-30-31-32-33-34-35-36-37-38-39-40-41-42-43-44-45-46-47-48-49-50-51-52-53-54-55-56-57-58-59-60-61-62-63-64-65-66-67-68-69-70-71-72-73-74-75-76-77-78-79-80-81-82-83-84-85-86-87-88-89-90-91-92-93-94-95-96-97-98-99-100

VOLTAGE 210 KV CAPACIDAD 18772.261 KVA 140 MVA (CATEGORIA 13.1)

TEMP AMBIENTE 11.0 °C TEMP AMB 10 °C FECHA 21-17-84

PROGRAMA FAVORITA

1-TRANSFORMADOR SERVICIO ESTACION

CORTE No	TEMP. °C	MEDIAS DEL ELECTRO DE			PROMEDIO
		1	2	3	
2	10	55	57	60	57.3
3	10	54	57	59	56.6
		56	56	60	58.5

NOTA: VERIFICAR SI SE ENCUENTRA EN EL ESTADO DE SERVICIO. SI NO, REVISAR EL ESTADO DE SERVICIO Y REVISAR EL ESTADO DE SERVICIO.

PROMEDIO TOTAL 57.3KV

2-RELACION DE VOLTAS (V/F)

BOJO	HECHO	TAP No 1	TAP No 2	TAP No 3	TAP No 4	TAP No 5
H - X	H - X	10.1025	9.8615	9.6149	9.3779	9.1270
H - X	H - X	10.1040	9.8550	9.6092	9.3700	9.1285
H - X	H - X	10.1010	9.8300	9.6130	9.3750	9.1255
PROMEDIOS		10.1025	9.7162	9.6274	9.3760	9.1273
DATOS PLACA		10.1019	9.8633	9.6227	9.3832	9.1416

% DIFERENCIA MAXIMO 2

3-RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CON MEDIDA INTERCARRADO (LECTURA EN HECTOMHMS)

TIEMPO DE LA PRUEBA	CONEXION ALTA-BAJA 112/24				CONEXION BAJA-ALTA 112/24			
	LECTURA MEDIDA	MULTIPLICADOR	TAP CORRECCION	LECTURA CORREGIDA	LECTURA MEDIDA	MULTIPLICADOR	TAP CORRECCION	LECTURA CORREGIDA
15 SEG	3200	5	0.02239	158.24	1100	5	0.02239	123.145
30 "	3800	5	0.02239	175.41	1300	5	0.02239	145.535
45 "	4000	5	0.02239	187.8	1500	5	0.02239	167.925
1 MIN	4200	5	0.02239	197.19	1700	5	0.02239	190.315
2 "	4300	5	0.02239	198.185	2000	5	0.02239	223.9
3 "	4700	5	0.02239	226.185	2100	5	0.02239	257.485
4 "	4800	5	0.02239	237.36	2400	5	0.02239	268.68
5 "	4800	5	0.02239	237.36	2700	5	0.02239	302.265
6 "	4900	5	0.02239	248.555	2900	5	0.02239	324.695
7 "	5000	5	0.02239	259.75	2900	5	0.02239	324.695
8 "	5000	5	0.02239	259.75	3000	5	0.02239	339.85
9 "	5100	5	0.02239	270.945	3000	5	0.02239	339.85
10 "	5200	5	0.02239	282.14	3100	5	0.02239	347.045

INDICE DE ABSORCION Y POLARIZACION 10/MIN = 1.23 ; 1.5 60/30 SEG = 1.02

WEGGER No. 102657 ESCALAS MULTIPLICADORES 1.30

SI DIFERENCIA MAXIMA PERMITE SER 5% (MILIMETROS 10/10 = 1.5, 10/30 = 1.5)

ENTRAR COPIAS A PROYECTO Y FECHA

FACTORES DE CORRECCION POR TEMPERATURA  
PARA DESPLAZAMIENTO

TEMPER. °C	DEVIACION EN C.A. DESPLAZAMIENTO CLASE B	DEVIACION EN C.C.	TRAZADO EN IGLESIA CLASE CLASE - - A
20	0.114124	0.049563	0.0221372
21	0.121423	0.0505526	0.0234823
22	0.128726	0.0514564	0.0247904
23	0.135783	0.0524937	0.0261421
24	0.143959	0.0537015	0.0275111
25	0.144544	0.0551337	0.0288227
26	0.150245	0.0566827	0.0301834
27	0.156174	0.0580463	0.0316397
28	0.16213	0.0594472	0.0331905
29	0.168733	0.0607704	0.0346869
30	0.175183	0.0621174	0.0362465
31	0.182305	0.0634921	0.0378663
32	0.189428	0.0648896	0.0395286
33	0.19697	0.0663174	0.0412341
34	0.204733	0.067751	0.0429844
35	0.212814	0.069164	0.0447857
36	0.221203	0.0705573	0.0466321
37	0.229912	0.0719347	0.0485243
38	0.239001	0.073294	0.0504627
39	0.248422	0.0746373	0.0524476
40	0.258225	0.075964	0.0544801
41	0.268411	0.0772757	0.0565613
42	0.278997	0.0785716	0.0586919
43	0.290001	0.0798501	0.0608729
44	0.301433	0.0811122	0.0631054
45	0.313297	0.0823579	0.0653893
46	0.325587	0.0835872	0.0677246
47	0.338302	0.0848001	0.0701114
48	0.351444	0.0860066	0.0725498
49	0.365013	0.0872067	0.0750399

50	0.400100	0.201100	0.100000
51	0.410771	0.202040	0.100000
52	0.420772	0.202980	0.100000
53	0.430973	0.203920	0.100000
54	0.441213	0.204860	0.100000
55	0.451310	0.205800	0.100000
56	0.479513	0.206740	0.100000
57	0.439495	0.207680	0.100000
58	0.519054	0.208620	0.100000
59	0.538518	0.209560	0.100000
60	0.359758	0.436510	0.100000
61	0.581035	0.461713	0.100000
62	0.604764	0.487500	0.100000
63	0.629637	0.513779	0.100000
64	0.653431	0.542503	0.100000
65	0.679204	0.574444	0.100000
66	0.705432	0.608115	0.100000
67	0.733533	0.642636	0.100000
68	0.762771	0.677604	0.100000
69	0.792666	0.717794	0.100000
70	0.824138	0.762728	0.100000
71	0.856643	0.801673	0.100000
72	0.890431	0.843707	0.100000
73	0.925555	0.889265	0.100000
74	0.962055	0.948237	0.100000
75	1.000000	1.000000	1.000000

## CAPITULO VIII

### PROTECCION A TRANSFORMADORES

## VIII.- PROTECCION A TRANSFORMADORES

### VIII.1.- INTRODUCCION:

El transformador es una máquina que falla poco en comparación con otros elementos del sistema. Lógicamente, requiere cuidados y atención, - pero se puede decir que son mínimas.

Por otra parte, cuando el transformador - falla, generalmente es en forma sorpresiva y grave muchas veces con incendio. De ahí la importancia de contar con esquemas de protección rápidos y seguros. La médula de estos esquemas es la protección diferencial, la cual no ha cambiado su principio de operación durante muchos años.

Otra protección muy importante es la de - acumulación de gases o Buchholz.

### VIII.2.- FALLAS EN TRANSFORMADORES:

En un transformador se pueden presentar - tres tipos de condiciones anormales:

- Fallas internas.
- Calentamiento excesivo por sobrecargas.
- Sobre calentamiento y esfuerzos mecánicos por fallas externas.

FALLAS INTERNAS.- Pueden ser subdivididas en - dos grupos:



a).- Fallas Incipientes.- En general todas -- las fallas internas son muy serias, sobre todo -- porque siempre está presente el peligro de incendio. Sin embargo, existe un grupo de fallas llamadas incipientes, las cuales en su etapa inicial no son severas, pero pueden dar lugar a fallas mayores si no son libradas lo más rápidamente posible.

De este tipo son las fallas siguientes:

- Las fallas en aislamiento de los tornillos -- de sujeción de las laminaciones y del aislamiento superficial de las mismas, forman trayectorias en las que se presentan corrientes.

Estas corrientes pueden provocar arcoo -- limitado dentro del aceite con desprendimiento de gases inflamables.

- Conexiones de alta resistencia o defectuosas en los embobinados con producción de arcoo o calentamiento localizado.

- Fallas en el sistema de enfriamiento, nivelbajo de aceite u obstrucción del flujo de aceite, las cuales causarán puntos calientes en los devanados con el consecuente deterioro de su aislamiento.

b).- Fallas Eléctricas que causan daños inmediatos de mayor cuantía.- Las fallas eléctricas más severas son de los tipos siguientes:

- Arqueo entre un devanado y el núcleo o el tanque, debido a sobretensiones causadas por descargas atmosféricas, fallas externas o maniobras de switcheo en el Sistema.

- Arqueo entre devanados o entre espiras contiguas de capas diferentes de un mismo devanado, debido a la misma causa anterior o por movimiento de los devanados bajo la acción de fuerzas electromagnéticas durante cortos circuitos externos.

- Fallas en los contactos de cambiadores de derivaciones produciéndose calentamiento localizado o corto circuitado de vueltas entre derivaciones.

Las fallas entre espiras o a tierra se presentan sobre todo, en transformadores cuyo aislamiento se ha deteriorado por sobrecalentamiento o en transformadores viejos.

### VIII.3.- INTERCEPCION DE DESCARGAS ATMOSFERICAS DIRECTAS:

La protección de líneas e instalaciones contra las descargas atmosféricas directas debe hacerse básicamente mediante "blindaje" para evitar que incidan sobre los conductores eléctricos o equipo. Dicho blindaje suministrará además, trayectorias para drenarlas fácilmente a tierra (pararrayos en instalaciones e hilos de guarda en

líneas).

Esto es necesario debido a que siempre existe la posibilidad de que durante una descarga demasiado severa el campo de protección suministrado por los dispositivos de protección, tales como anantarrayos, explosores y tubos protectores sea inadecuado y puedan presentarse elevaciones de tensión muy rápidas con valores de cresta muy altos o corrientes de descarga muy por encima de sus valores máximos de trabajo.

#### VIII.4.- EXPLOSORES ( AIR GAPS ):

Aunque de construcción extremadamente simple y fuerte los gaps tienen dos desventajas importantes:

a).- Una vez encendido el arco, se necesita -- desenergizarlo para su extinción, con la consuecuenta salida del equipo que protege.

b).- Su voltaje de ruptura es muy elevado para impulsos de frente de onda con pendiente muy alta (crecimiento muy rápido de la tensión), lo cual requiere distancias cortas para niveles básicos de aislamiento no muy altos.

Sin embargo, los gaps rompen aun con impulsos con valores de cresta muy bajos durante el período de descenso, lo cual produce operaciones-

demasiado frecuentes con sobretensiones causadas por switcheo o fallas de líneas.

Por estas razones los gases se utilizan como protección de respaldo contra sobretensiones y su uso está mejor indicado en voltajes de distribución en donde el relativo sobreaislamiento de los transformadores permite el uso de gases lo suficientemente grandes para no operar con sobretensiones de switcheo o fallas de líneas.

#### VIII.5.- RELEVADORES BUCHHOLZ:

APLICACION.- Aunque si bien este relevador es capaz de operar con gran rapidez para fallas internas "mayores", su característica más sobresaliente es su sensibilidad a las fallas incipientes, ésto es, fallas menores inicialmente, con desprendimiento de gases inflamables que causan daños lentos pero crecientemente.

Para fallas mayores opera con gran confiabilidad, aunque si bien en este caso existen relevadores eléctricos de más alta velocidad, generándose gases muy rápidamente (arriba de 50 cm<sup>3</sup>/kw - seg.), consiguiéndose tiempos de operación mínimos de 6 ciclos, y tiempos promedio de 12 ciclos.

Este relevador aprovecha la circunstancia de que los aceites minerales producen gases infla

mables al descomponerse a temperaturas superiores a los 350 °C, tales como acetileno y otros hidrocarburos de molécula simple, hidrógeno y monóxido de carbono.

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.- La figura 8.1 muestra que a medida que el gas se acumula en el relevador, el nivel de aceite baja y con éste el flotador superior, mismo que opera un switch de mercurio que hace sonar una alarma en esta primera etapa. Este mecanismo, responde a pequeños desprendimientos de gases.

Para fallas severas la generación súbita de gases causa movimiento de aceite y gas en el tubo que interconecta al transformador con el tanque conservador y por lo tanto en el relevador -- Buchholz, accionándose un segundo mecanismo que a su vez opera un switch de mercurio para disparo.

Los relevadores Buchholz se fabrican en diferentes tamaños de acuerdo a la capacidad de los transformadores, no debiendo usarse uno construido para cierta capacidad en transformadores de mayor o menor capacidad, debido a que en el primer caso no se tendría una sensibilidad adecuada y en el segundo caso se tendría demasiada sensibilidad.

En la tabla siguiente se indican los valores de gas acumulado para operar alarma y veloci

dad de aceite para provocar disparo en relevadores Buchholz.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	Ø DEL TUBO DE INTERCONEXION	GAS ACUMULADO (ALARMA)		VEL. DEL ACEITE cm/seg DISPARO	
		RANGO	AJUSTE NORMAL	RANGO	AJUSTE NORMAL
HASTA 1 MVA	2.5 cm (1")	100-120	100	75-125	90
DE 1 a 10 MVA	5.0 cm (2")	125-175	210	90-130	100
ARRIBA DE 10 MVA	7.5 cm (3")	220-280	250	95-155	110

OPERACION.- Las siguientes reglas deberán seguirse cuando ha operado un relevador Buchholz:

1.- Operación de alarma, sin operación de disparo.

El transformador debe desenergizarse de inmediato y se hará análisis de gases desprendidos. Derivando de este análisis se podrá tener cualquiera de los tres casos siguientes:

1a.- El gas no es inflamable (y/o prueba de presencia de acetileno es negativa).

Presumiblemente en este caso, los gases -

son restos de aire, por lo que el transformador puede entrar en operación sin más trámite. Si el relevador continúa almacenando sin intentarse gases inflamables se evidencia que hay entrada de aire al transformador lo cual debe eliminarse.

1b.- Los gases son inflamables (y/o prueba de presencia de acetileno es positiva).

En este caso existe falla interna incipiente que debe localizarse y eliminarse antes de volver a energizar el transformador.

1c.- Hay gases en el relevador pero la presión es negativa por lo que al abrir la válvula de surgen se absorbe aire y el nivel de aceite baja más en el relevador.

En este caso el nivel de aceite está muy bajo, no se tienen fugas de aceite, elimínense las fugas, normalícese el nivel de aceite y energícese el transformador.

2.- Operación de disparo, sin operación de alarma.

Disparo causado por flujo excesivo debido a que el transformador ha sido sobrecargado térmicamente (dilatación excesiva del aceite).

Permítase suficiente tiempo para enfriamiento y energícese nuevamente.

3.- La alarma opera y prácticamente al mismo tiempo el transformador se dispara (ya sea inme-

diatamente antes o inmediatamente después de la alarma).

Llévese a cabo análisis de gases y procédase como en la, 1b ó 1c.

4.- En algunos casos cuando se seca de servicio un transformador, a medida que se va enfriando puede operar la alarma debido a la existencia de un poco de gas en el relevador y a ondulaciones en la superficie de separación gas-aceite que dan lugar a movimiento del flotador de alarma; por lo que conviene hacer una carga antes de volver a energizar.

#### VIII.6.- RELEVADORES ACTUADOS POR SOBREPRESION Y RELEVADORES DE PRESION SUBITA:

En transformadores con sello hermético -- (sin tanque conservador) la unidad de disparo del relevador Buchholz no es aplicable por lo que puede usarse una unidad de sobrepresión como se ilustra en la Fig. 8.2. También puede usarse un relevador de presión súbita, el cual responda a la velocidad de cambio de la presión y no al valor mismo de ésta, consiguiéndose tiempo de operación de 1 a 6 ciclos para fallas severas.

Problemas de operación con relevadores actuados por gases, sobrepresión y presión súbita.



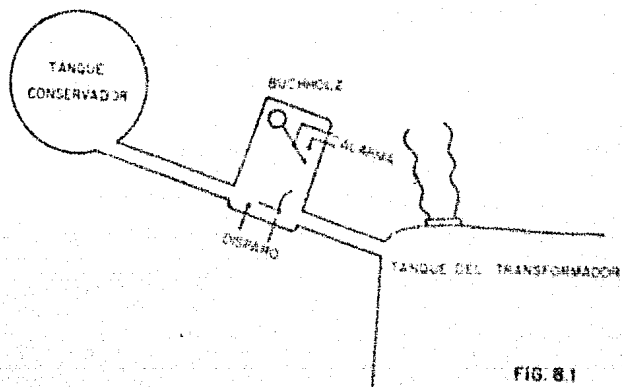


FIG. 8.1

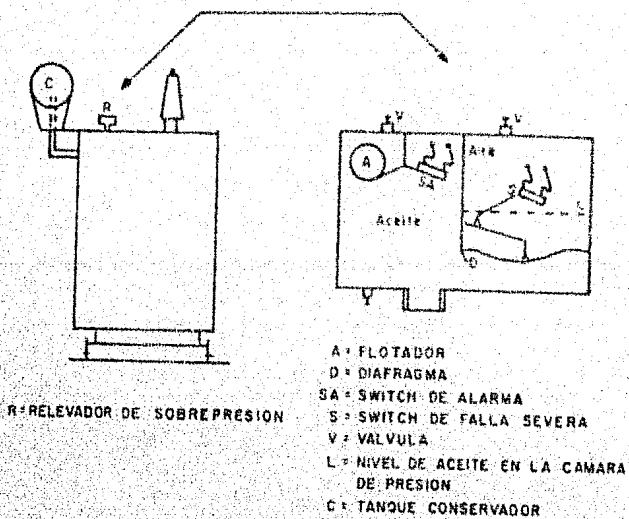


FIG. 8.2

Debido a la alta sensibilidad de los mecanismos que operan contactos de mercurio, estos relevadores pueden operar erróneamente por alguno de los siguientes motivos:

a).- Movimientos Sísmicos.

b).- Choque mecánico en algún punto cercano al relevador.

c).- Vibración o movimiento de aceite ocasionados por cortos circuitos externos al transformador.

d).- Vibración debida a flujos magnéticos normales o al energizar el transformador.

En todo caso, la ausencia de gases en el relevador después de haber operado, nos indicará una operación indeseable.

#### VIII.7.- PROTECCION ELECTRICA DE TRANSFORMADORES:

Protección Primaria y Protección de Respaldo.

El objetivo primordial de la protección primaria de un transformador es su desconexión en la forma más rápida posible cuando se ha presentado una falla en su interior o en algún punto exterior sobre él; entendiéndose que dicha falla una vez que se ha presentado va a causarle un daño inmediato cada vez mayor e va a provocar inestabili

dad en el sistema, a medida que el tiempo de desconexión es más largo.

Quizá sea una excepción a esta regla cuando se tiene una falla incipiente que solamente es capaz de operar la alarma del relevador Buchholz ya que no se abre el disyunto automático y se da oportunidad al operador de hacer maniobras en el sistema antes de desconectar el transformador, -- con objeto de evitar problemas en el suministro de energía.

Por lo tanto, los requisitos más importantes que debe llenar una protección primaria son:

- a).- Alta sensibilidad.
- b).- Alta velocidad.
- c).- Selectividad (solamente debe operar en caso de que realmente se presente falla en el transformador).

Se entiende por protección de respaldo de una línea o de determinado equipo, la protección suministrada por los relevadores capaces de detectar una falla en dicho equipo y que operará solamente después de que la protección primaria ha fallado en su operación.

Los requisitos más importantes que debe llenar una protección de respaldo son:

- a).- Los relevadores de respaldo deben localizarse en tal forma que no empleen o controlen al-

gún dispositivo en común con los relevadores primarios.

b).- Los relevadores de rescaldo deben ser sencillos y operar con suficiente retraso en tal forma que, la protección primaria pueda operar. Esto es importante ya que se dota a la protección primaria hasta donde es posible de sensibilidad, velocidad y selectividad suficiente para dar una buena protección y continuidad de servicio.

c).- En la protección de rescaldo quizás únicamente el primer requisito de los impuestos a la protección primaria, la sensibilidad, tiene preponderancia; la velocidad está subordinada a la coordinación con la protección primaria y, finalmente, el grado de selectividad, si se acerca al de la protección primaria aumenta el costo total de las protecciones y dejaría de ser sencilla.

#### VIII.8.- RELEVADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE CON RETENCION ARMONICA:

Las corrientes de falla en los sistemas de potencia contienen una componente sinusoidal casi pura y una componente transitoria de corriente directa.

Por el contrario las corrientes de inrush contienen porcentajes elevados de corriente armó-

nicas: por lo tanto estos porcentajes altos de armónicas suministran un medio excelente para distinguir las de las corrientes de falla.

Los relevadores diferenciales con retención de armónicas separan las armónicas de la componente fundamental por medio de filtros y trabajan como sigue:

a).- La corriente que proviene de los transformadores de corriente es pasada por las correspondientes bobinas de retención (componentes: fundamental, armónicas y C.D.).

b).- Exclusivamente la componente fundamental de la corriente diferencial es pasada por la bobina de operación.

c).- Las componentes armónicas de la corriente diferencial son pasadas también por la bobina de retención.

d).- Cuando se hace pasar una corriente por -- uno de los devanados de retención (igual a la corriente diferencial) con un contenido alto de armónicas, simulando la energización de un banco, -- el relevador no operará si el contenido de armónicas es superior al 15 o 20 % (típicamente) de la componente fundamental.

De la Tabla I, podemos deducir que no operará con corriente inrush ya que el contenido de segunda armónica típica es de 63 %.

Por el contrario si se tratara de una corriente de falla (prácticamente sin armónicas) el relevador sí operará.

TABLA I

Amplitudes de armónicas de una "corriente de inrush" típica.

COMPONENTE	C.D.	2a.	3a.	4a.	5a.	6a.	7a.
VALOR TIPICO	55%	63%	26.8%	5.1%	4.1%	3.7%	2.4%

e).- Este tipo de relevador tiene por lo general una unidad de sobrecorriente instantánea que operará en caso de que la corriente de falla (interna), sea demasiado grande y sature los transformadores de corriente (y transformadores internos del relevador) originando que hubiera porcentaje alto de armónicas (no intrínsecos a la corriente de falla) que pudieran bloquear al relé.

#### VIII.9.- RELEVADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE CON UNIDAD DE BLOQUEO OPERADA POR ARMONICAS:

Este relevador tiene el mismo principio - que el anterior pero con dos unidades diferentes. Una unidad diferencial normal de porcentaje y --- otra con restricción de armónicas que opera única

mente con corriente diferencial.

Para que haya disparo deberán operar ambas unidades:

a).- Para fallas externas la unidad diferencial de porcentaje no operará, mientras que la unidad con retención de armónicas, podrá o no operar; -- por tanto no hay disparo.

b).- Para energización del banco con corriente de inrush la unidad diferencial de porcentaje sí operará, mientras que la unidad con retención no; no habiendo disparo.

c).- Para falla interna ambas operarán, obteniéndose el disparo.

d).- También se prevé una unidad instantánea que mandará disparo por sí sola en caso que durante una falla interna severa los transformadores de corriente se saturen y la unidad con retención de armónica no opere.

AJUSTES.

PORCENTAJE (Ver Fig. 8.3).

En un transformador trifásico, si se hace:

$I_{1s} = I_{2s}$  Se tiene:

$$3 \frac{I_{1p}}{RTC_1} = \frac{I_{2p}}{RTC_2} = \frac{V_1}{V_2} \frac{I_{1p}}{RTC_2}$$

por lo tanto

$$\frac{RTC_1}{RTC_2} = 3 \frac{V_2}{V_1}$$

Si la conexión es Y/Y o /

$$\frac{RTC_1}{RTC_2} = \frac{V_2}{V_1}$$

Debido a que con las relaciones disponibles en los transformadores de corriente estándar no se pueden obtener esas relaciones exactamente se tiene en general,

$$I_1^s = I_2^s$$

Los relevadores diferenciales generalmente tienen taps disponibles para absorber esta diferencia según se indica en forma típica en la Fig. 8.4.

Si las corrientes en los secundarios de los transformadores de corriente fueran  $I_1$ ,  $I_2$  de iguales entre sí, pero iguales a dos taps disponibles en el relevador; esto es:

$$I_1 = T_1 \text{ e } I_2 = T_2 \text{ con } T_1 > T_2$$

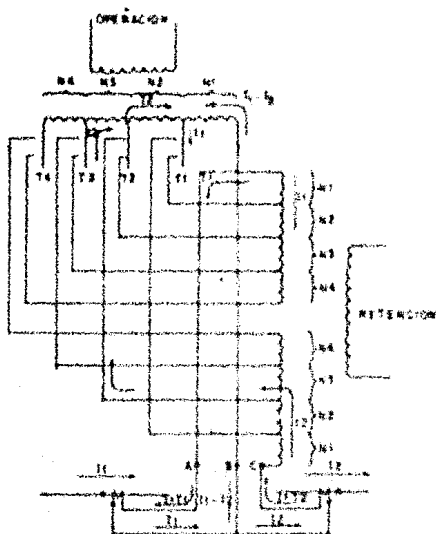
Entonces los números de vueltas  $N_1$ ,  $N_2$ ,  $N'_1$ ,  $N'_2$  son tales que los amper-vueltas de operación sean cero:

$$\begin{aligned} OP. &= N_2 I_2 - N_1 (I_1 - I_2) = 0 \\ &= N_2 I_2 - N_1 I_1 + N_1 I_2 = I_2 (N_1 + N_2) - I_1 N_1 \end{aligned}$$

y los amper-vueltas de retención producidos por  $I_1$  son iguales a los producidos por  $I_2$ ; esto es:

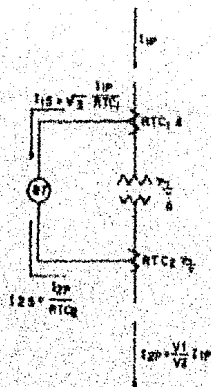
$$I_1 N_1' = I_2 (N_1' + N_2')$$





NOTA: T1, T2, T3, T4 EN AMB  
 EN FASE CON I2  
 N1, N2, N3, N4 ESPIRAS DEL TRANSF DE OPERACION  
 N1, N2, N3, N4 ESPIRAS DEL TRANSF DE RETENCION

FIG. No. 8.4



ESQUEMA DEL RELAYADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE

FIG. No. 8.3

$$\frac{N_1 + N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{T_1}{T_2}$$

$$Y \frac{N_1' + N_2'}{N_1'} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{T_1}{T_2}$$

Si  $I_1 > I_2$  pero se conectan al mismo tap, el por ciento de desbalance (ASA, ANSI) o mismatch es:

$$M = \frac{I_1 - I_2}{I_2} \quad (\text{Diferencia de corrientes entre la menor de ellas}).$$

Ahora bien si  $I_1$  se conecta por  $T_1$ , e  $I_2$  se conecta por  $T_2$  siendo  $I_1 = T_1$  pero  $I_2 \neq T_2$ .

Los amper-vueltas producidos por  $I_2$  serán  $I_2 (N_1 + N_2)$

y podemos calcular una  $I_2'$  equivalente que entrando al tap  $T_1$  produzca los mismos amper-vueltas -- que produce  $I_2$  entrando al tap  $T_2$ .

$$I_2 (N_1 + N_2) = I_2' (N_1)$$

$$\therefore I_2' = I_2 \frac{N_1 + N_2}{N_1}$$

Ahora podemos calcular el mismatch o desbalance como:

$$M = \frac{I_1 - I_2'}{I_2'} \quad \text{si } I_1 > I_2' \quad \text{o bien}$$

$$M = \frac{I_2' - I_1}{I_1} \quad \text{si } I_2' > I_1$$

En el primer caso se tiene:

$$M = \frac{I_1 - I_2'}{I_2'} = \frac{I_1 - I_2 \frac{N_1 + N_2}{N_1}}{I_2 \frac{N_1 + N_2}{N_1}} > 0$$

Pero ya se vio anteriormente que:

$$\frac{N_1 + N_2}{N_1} = \frac{r_1}{r_2}$$

$$\therefore M = \frac{I_1 - I_2 \frac{r_1}{r_2}}{I_2 \frac{r_1}{r_2}} = \frac{\frac{I_1}{r_2} - \frac{I_2}{r_2}}{\frac{r_1}{r_2}} = \frac{I_1 - I_2}{r_1} > 0 \dots 1$$

En el segundo caso se tiene:

$$M = \frac{I_2' - I_1}{I_1} > 0$$

$$\therefore M = \frac{I_2 \frac{N_1 + N_2}{N_1} - I_1}{I_1} = \frac{I_2 \frac{T_1}{T_2} - I_1}{I_1}$$

$$\therefore M = \frac{\frac{T_1}{T_2} \frac{I_1}{I_2}}{I_1/I_2} \quad 0 \dots 2$$

De 1 y 2 se observa que, ya que  $M$  es positivo, en la fórmula 1 se tiene  $\frac{I_1}{I_2} > \frac{T_1}{T_2}$  y en la

fórmula 2,  $\frac{T_1}{T_2} > \frac{I_1}{I_2}$

Por lo tanto el mismatch se obtiene así:

efectuando los cocientes  $\frac{I_1}{I_2} > \frac{T_1}{T_2}$  El mis-

match es la diferencia de estos cocientes dividida entre el menor de ellos.

Finalmente, debido a que la selección de las relaciones de transformación de los transformadores de corriente se hace considerando la relación en el tap central del transformador de potencia, a este mismatch obtenido, multiplicado por 100 se le agrega la variación máxima en por ciento

para el tan más alejado. Si el relevador tiene -  
el porcentaje ajustable, se deberá escoger uno un  
poco mayor; si no es ajustable deberá chequearse -  
que el calculado sea inferior.

## CONCLUSIONES

## CONCLUSIONES

En el proceso y pruebas de campo a transformadores para la puesta en servicio, se establecieron las condiciones necesarias para la construcción del núcleo del transformador y los dos tipos existentes, así como sus diferencias, haciendo mención del material utilizado para su aislamiento y la forma de soportar el núcleo.

Todos los transformadores deberán ser equipados con cambiadores de derivación en condiciones de carga o sin ésta. Además, las bobinas deberán ser del tipo interserie con un acabado uniforme y su sistema de preservación de aceite deberá ser: de tanque sellado, de sello con gas nitrógeno o de tanque conservador con enfriamiento natural o forzado.

Tanto la recepción como la inspección son quizás lo más importante en cuanto a pruebas del transformador se refiere, debido a que se trata del primer contacto que se tiene con el equipo y, es responsabilidad nuestra aceptarlo con o sin inspección visual de todos los componentes de su parte así como de sus partes externas e internas. El responsable de la recepción se auxiliará del registrador de impactos con el fin de detectar

golpes que no hayan dejado una marca visible. También deberá probarse el contenido del transformador ya sea que éste venga lleno de aceite o de agua mediante una prueba de rigidez dieléctrica a una de punto de ración respectivamente. Es importante considerar las reglas de seguridad con el objeto de proteger a las personas involucradas en el proceso.

El aceite como uno de los elementos complementarios del transformador, deberá estar tratado adecuadamente y para comprobar que esto se llevó a cabo contamos con el auxilio del probador de rigidez dieléctrica del aceite el cual nos ayuda a determinar el contenido de agua en el aceite observándose que a un contenido mayor la ruptura del aceite se lleve a cabo en un valor bajo de -- KV y viceversa.

El equipo completo consta de pantalla protectora, voltímetro de codo, botón de alto voltaje, terminales de salida y cona para prueba. Dicha cona deberá ser lavada con el mismo aceite -- que será probado, llenándose ésta con el aceite y dejándolo reposar de 5 a 10 minutos. Se deberán efectuar 5 pruebas y el promedio de éstas será el valor de rigidez dieléctrica del aceite. Existen además las siguientes pruebas para el aceite: Fac



tor de potencia, Resistividad, Acidez y Tensión superficial.

Al iniciarse el proceso del transformador es de suma importancia el secado de éste, el cual se inicia desde el ensamble núcleo-bobina en la fábrica y se puede continuar en el campo aplicándole vacío al transformador hasta obtener el 0.2% de contenido de agua residual. Es muy importante que el contenido de humedad sea el antes mencionado, debido a que la presencia de agua afecta considerablemente la rigidez dieléctrica tanto del papel aislante como del aceite. El contenido del porcentaje de agua residual se determina mediante una prueba de punto de rocío.

Una vez realizado el proceso del aceite y el secado del transformador, se inician las pruebas eléctricas al equipo y la primera por realizarse es la de MEGGER. En esta prueba se selecciona la escala adecuada según los voltajes normales de operación del transformador y las conexiones de guarda, tierra y línea deberán ser las correctas para así proteger a nuestro transformador de algún daño.

Otra prueba eléctrica es la de FACTOR DE POTENCIA que nos ayuda a detectar posibles fallas

en el aislamiento por métodos no destructivos. Es muy importante seguir la secuencia de la prueba y registrar los valores obtenidos para posteriormente calcular el valor de Factor de Potencia.

Para concluir con las pruebas al transformador, la de TRANSFORMACION DE RELACION nos determina el estado en que se encuentran los devanados del equipo. En todas las tomas de carga se deberá efectuar la prueba "PTR". Este equipo nos ayuda a determinar la Polaridad del transformador.

La protección del transformador se deberá realizar en forma adecuada para así prolongar la vida de éste. No podemos mencionar qué tipo de protección es la más importante debido a que si se careciera de alguna de éstas nosríamos en peligro el transformador.

Con estas conclusiones, se da por terminado este trabajo, el cual se espera sirva de apoyo a los estudiantes que cursan la carrera de Ingeniero Mecánico Electricista.

NORMAS APLICABLES EN LAS PRUEBAS QUE  
SE REALIZAN A LOS TRANSFORMADORES PARA SU  
PUESTA EN SERVICIO DE ACUERDO A LOS STANDARES

A.N.S.I.

NORMAS APLICABLES EN LAS PRUEBAS QUE  
SE REALIZAN A LOS TRANSFORMADORES PARA SU  
PUESTA EN SERVICIO DE ACUERDO A LOS STANDARDS  
A.N.S.I.

A.N.S.I. C 59.19-1968 ( R 1971 )

TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA.- La tensión de --  
ruptura dieléctrica del aceite deberá ser definida  
como el voltaje cuyo rompimiento dieléctrico del -  
aceite ocurre bajo condiciones prescritas. El vol-  
taje de ruptura dieléctrica es de tal importancia-  
que nos ayuda a eliminar tensiones no deseadas en-  
el transformador. La prueba indica la presencia -  
de materiales contaminantes, tales como: agua, par-  
tículas conductivas, contaminantes disueltos o pro-  
ductos descompuestos resultantes de un arco eléc-  
trico. Una alta tensión de ruptura dieléctrica, -  
sin embargo, no es una indicación certera de la --  
ausencia de todos los contaminantes.

El promedio de rigidez dieléctrica de un -  
aceite nuevo es de 30 KV en el rango comprendido -  
entre 22.5 a 35 KV y para un aceite usado el prome-  
dio es de 27 KV en el rango comprendido entre 20 a  
35 KV.

A.N.S.I. 2 11.131-1964 ( R 1971 )

NUMERO DE NEUTRALIZACION.- En la inspección de --  
nuevos aceites, el valor de neutralización es tan-  
importante como un índice de calidad de pureza. El  
aceite no está sujeto a deteriorarse por oxidación  
ni por cambios pequeños en el valor de neutraliza-  
ción que podría surgir en el aceite por los años  
que lleva en servicio. Esta variación podría ser  
causada por la solución de materiales básicos u --  
oxidación de varios materiales sólidos en contacto  
con el aceite. Un gran cambio en la acidez, po--  
dría indicar descomposición en el aceite por un ar-  
co eléctrico.

El promedio del número de neutralización -  
para un aceite nuevo es de 0.10 en el rango com-  
prendido entre 0.01 a 0.5 y para un aceite usado -  
el promedio es de 0.12 en el rango comprendido en-  
tre 0.05 a 0.5.

A.N.S.I. C 59.22-1967 ( R 1973 )

**FACTOR DE POTENCIA.-** El factor de potencia es el ratio del poder dividido en el equipo en Watts al producto del voltage efectivo y corriente en Volt-Amperes, cuando ha sido probado con un campo sinusoidal bajo condiciones prescritas. Si el equipo ha sufrido oxidación, un aumento del valor de factor de potencia del equipo en servicio podrá ser atribuido a la presencia de humedad, compuestos volátiles disueltos u otros contaminantes. Dependiendo del tipo de equipo y aplicación, la humedad causada por contaminación rara vez altera el factor de potencia del equipo que se encuentra en servicio.

El promedio del factor de potencia es del 3% con un rango comprendido entre 0.05 a 5%.

A.N.S.I. C 59.51-1965 ( R 1969 )

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.- La resistencia específica en Ohms-Centímetros del equipo, es el ratio del gradiente de potencial en Volts por Cm. paralelo al flujo de corriente dentro de la muestra a la corriente específica en amperes por Cm.<sup>2</sup> en un instante de tiempo dado y bajo condiciones prescritas. La resistencia del equipo es una medida de sus propiedades eléctricas aislantes. La alta resistencia normalmente refleja bajo contenido de iones libres y partículas de iones formados e indica una baja concentración de contaminantes conductivos.

El valor mínimo aceptable de aislamiento es de 100 Mega-Ohms en el aire y 200 Mega-Ohms en el aceite.

A.N.S.I. C 59.104-1970

EXAMEN VISUAL DEL EQUIPO EN CAMPO.- Este método nos ayuda a encontrar posibles daños al equipo ocurridos durante el traslado. En caso de encontrarse follos internos en el equipo es necesario efectuar un juego completo de pruebas eléctricas tales como: Resistencia de Aislamiento, Factor de Potencia, Relación de Transformación, Punto de Rocío -- (esta prueba se deberá efectuar antes de abrir el equipo), etc.



A.N.S.I. C 59.31-1963 ( R 1969 )

CONTENIDO DE AGUA.- El contenido de agua es la -- cantidad de agua expresada en partes por millón -- por peso, el cual está presente en el líquido. La prueba es significativa en tanto pueda detectar la -- presencia de agua que no sería evidente en pruebas eléctricas. Cambios en el contenido de agua del -- equipo en servicio podrían indicar condiciones de -- operación inconvenientes por lo que es requerida -- una corrección.

El promedio de agua contenida en el aceite es de 32.5 partes por millón en el rango comprendi -- do entre 20 a 50 partes por millón.

## BIBLIOGRAFIA

## BIBLIOTECARIA

- 1.- OPERACION DE SISTEMAS DE POTENCIA ELECTRICA.-  
SALVADOR CICNEROS TRAVEZ.
- 2.- ESQUEMAS DE PROTECCION ELECTRICA. WERNER G. -  
DOEHNER, LAURO CASPAREDO CONTRERAS, JOSE MEN-  
DEZ CAVALA, PEDRO PABLO LOPEZ CAREAGA, RICAR-  
DO RODRIGUEZ HERNANDEZ Y ALFONSO GRACIAS JIME-  
NEZ.
- 3.- PRUEBAS EN NUEVAS INSTALACIONES. FRANCISCO SE-  
RRANO MIGALLON, FERNANDO HIRIART VALDEBAMA Y  
JOSE LUIS SANCHEZ.
- 4.- "THE PREPARATION OF POWER TRANSFORMER FOR SER-  
VICE". N.L. BELLASCHI. MINUTAJAE DOBLE 1959.
- 5.- DESHIDRATACION DE ACEITES ELECTRICOS POR ME-  
DIO DE VACIO. L.B. BARANOWSKI. BOWSER Co. ---  
1967.
- 6.- INSTALLATION AND MAINTENANCE OF POWER TRANSFOR-  
MER. WESTINGHOUSE POWER TRANSFORMER DIVISION.
- 7.- EXPERIENCIAS DE CAMPO. C.F.E.
- 8.- TEORIA DE LAS MAQUINAS DE CORRIENTE ALTERNA.-  
ALEXANDER S. LANGSDORF.
- 9.- ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DE DISTRIBUCION.  
GAUDENCIO ZOPETTI JUDEZ.