

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
CUAUTITLAN**



SUBESTACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

T E S I S

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

**PEDRO MORENO HERNANDEZ
RICARDO CASTELO NAVARRETE
FELIPE RICALDE RODRIGUEZ**

DIRECTOR DE TESIS: ING. JORGE GUILLEN DE LA SERNA

FEBRERO

1980



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

PROLOGO.

El rápido avance industrial hace necesario un mejor manejo y distribución de la energía eléctrica, por lo que la utilización de la subestación es una verdadera necesidad, Las ideas más antiguas de los sistemas de distribución de energía industrial están desapareciendo rápidamente, antes las subestaciones del tipo abierto que se caracterizan porqué todos los elementos estan expuestos a la intemperie y ocupan superficies de terreno grandes, fueron las de mayor demanda, en la actualidad existe la tendencia de emplear subestaciones unitarias compactas cuyos componentes vienen encerrados en gabinetes adecuados de acero, provistos de rejillas apropiadas para la ventilación y completamente coordinadas eléctrica y mecánicamente.

Una subestación consiste, principalmente, de las siguientes secciones:

Sección de Medición
Sección de Acoplamiento
Sección de Protección
Sección de Transformación
Sección de Tablero de baja tensión

las tres primeras secciones tienen que ver con el manejo -- del alto voltaje que regularmente es 20 KV la sección de -- transformación toma esta energía y reduce el voltaje que es conducido por las barras conductoras hacia el tablero de baja tensión, donde se dispone la distribución de la energía a través de los corto circuito principales.

Esta tesis tiene como propósito, el dar una información sobre las características de trabajo, normas de uso y calidad, y la teoría eléctrica en que se basa el funcionamiento de las diferentes partes que componen cada sección de la subestación.

Al final hemos introducido una parte complementaria sobre el mantenimiento de los dispositivos de control, la conexión a tierra de la sección de transformación, y las condiciones de seguridad que debe cubrir cualquier subestación.

Queremos hacer patente nuestro agradecimiento a -
las siguientes compañías ya que de éstas obtuvimos, recomen-
daciones y material muy útil para la realización de nuestra
tesis "SUBESTACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES".

Compañía Selmec (sociedad eléctrica mecánica)

Compañía General Electric.

A la sociedad CCONNIE.

A la compañía de Corta Circuitos Eléctricos.

De la misma manera agradecemos a nuestro asesor -
el Ing. Jorge Guillén de la Serna, por sus aportaciones so-
bre este trabajo lo mismo que a familiares y compañeros que
de alguna manera nos dieron apoyo y estímulo para la termi-
nación de este trabajo.

DIAGRAMAS ELEMENTALES DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES.

En la siguiente página tenemos la representación gráfica de una subestación del tipo industrial en su forma más adecuada y simple de exposición.

En ella podemos encontrar la sección de medición en el tablero de alimentación secundaria en donde va colocado el equipo M-20 ó bien equipo MT-20.

La sección de acoplamiento a y b la vemos en la que sirve de enlace entre la sección de transformación (En este dibujo un transformador trifásico, ó en su caso deben ser tres transformadores monofásicos en donde son uno por cada fase) y la sección de protección, como son los conductores eléctricos, aisladores, conectores y herrajes, que sirven para unir un tramo del conductor con el siguiente y para sujetar el conductor con el aislador.

En este dibujo vemos también la sección de tablero de baja tensión.

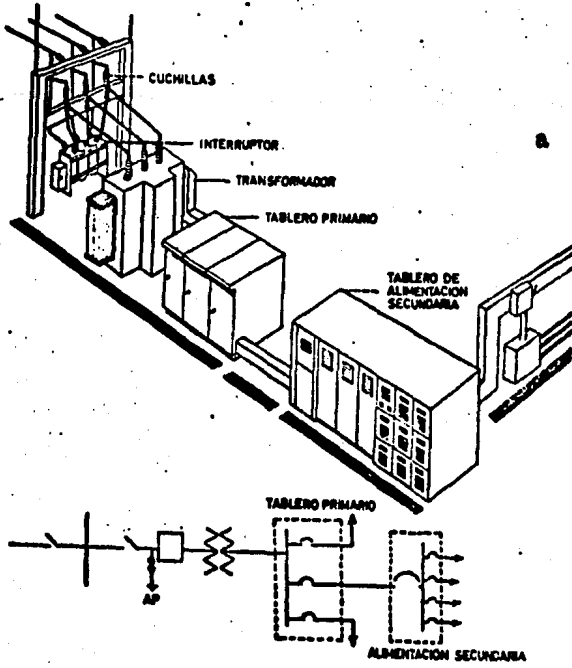
El siguiente dibujo es un diagrama unifilar de una subestación tipo interior compacta con dos transformadores de 225 KVA C/U.

En los gabinetes vienen incluidas las secciones de medición acoplamiento, protección, transformación, y tablero de baja tensión.

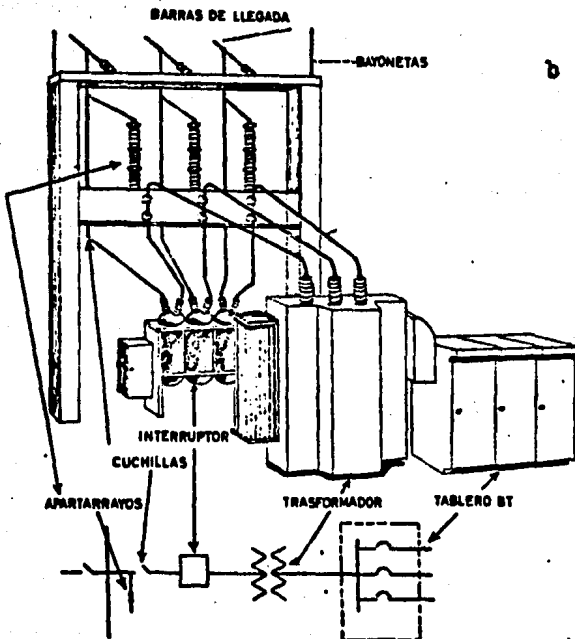
Tomamos en la industria 20 KV, porque es una tensión generalizada para las subestaciones electricas industriales.

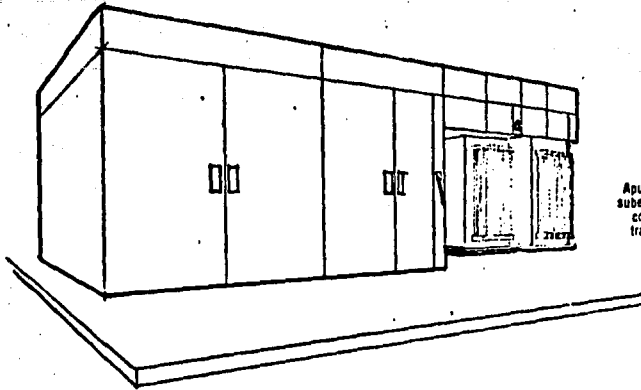
En la siguiente página tenemos la planta, elevación y corte de una subestación eléctrica industrial del tipo intemperie y con esto concluimos nuestro objetivo de dar una información de las S.E.l. en sus representaciones generales.

DIAGRAMA ELEMENTAL DE UNA SUBESTACIÓN INDUSTRIAL



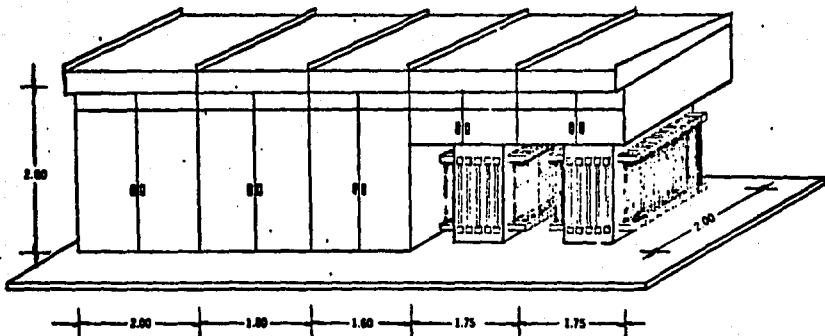
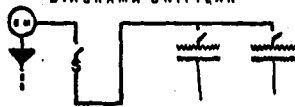
EL DIAGRAMA UNIFILAR Y SU REPRESENTACION FISICA





Apunte de perspectiva subestación tipo interior compacta, con dos transformadores de 225 Kva c/u

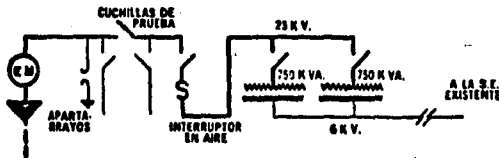
DIAGRAMA UNIFILAR

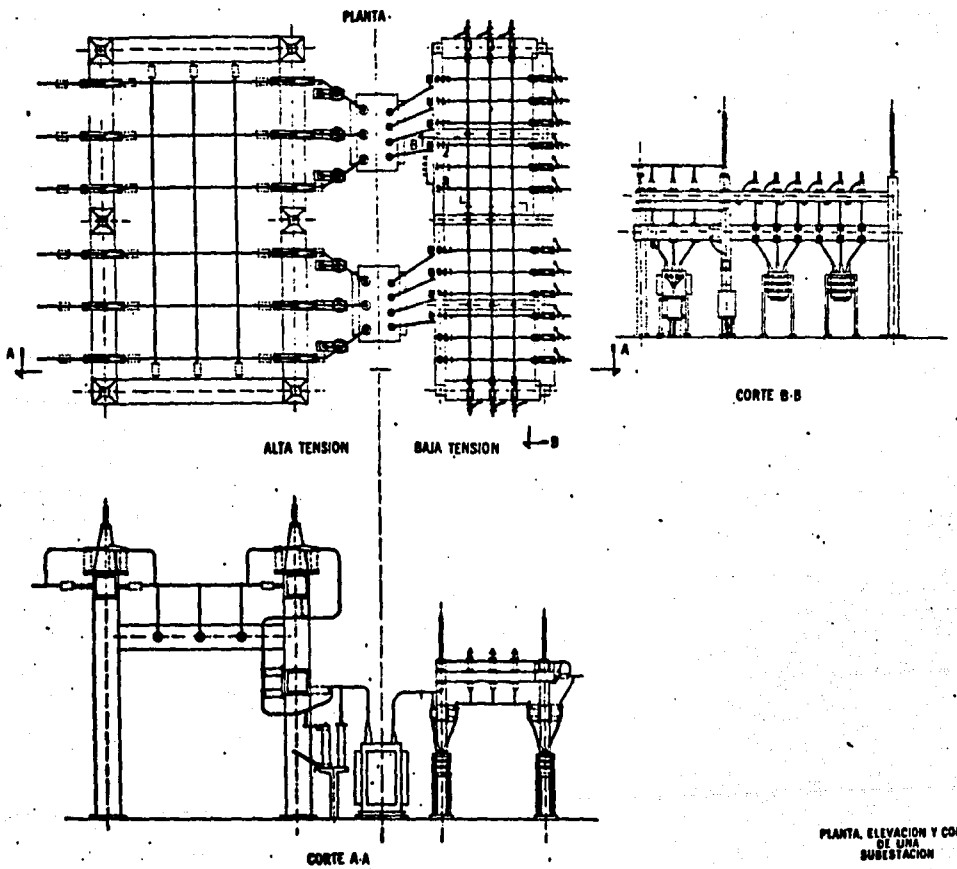


CROQUIS DE SUBSTACION
5 GABINETES CON DOS TRANSFORMADORES
DE KVA., 23 KV.

DIAGRAMA UNIFILAR

ACOT. EN MTS. APROXIMADAS





PLANTA, ELEVACION Y CORTE DE UNA SUBSTACION

CONTENIDO

PROLOGO.

PRIMERA SECCION:

MEDICION.

I.- INTRODUCCION Y OBJETO.	1
II.- FUNCIONAMIENTO GRAL. DE LA SECCION	3
III.- COMPONENTES	5
IV.- MEDIDORES DE CORRIENTE	7
V.- WATTMETROS.	12
VI.- VOLTIMETROS.	16
VII.- MEDIDOR REACTIVO (VARMETROS)	20
VIII.- TRANSFORMADORES DE MEDIDA O DE INSTRUMENTOS.	27
IX.- PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES - DE CORRIENTE Y TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	38

SEGUNDA SECCION:

PROTECCION.

I.- INTRODUCCION :	44
II.- COMPONENTES DE ESTA SECCION.	44
III.- DEFINICIONES	44
IV.- PRUEBAS QUE SE LES EFECTUAN A LOS DESCONECTADORES EN AIRE EN CONDI- CIONES NORMALES DE OPERACION	57

V.- FUSIBLES	63
VI.- APARTARAYOS VALVULARES PARA SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA	67

TERCERA SECCION:

ACOPLAMIENTO.

I.- INTRODUCCION	71
II.- COMPONENTES GENERALES.	71
III.- PRESCRIPCIONES REGLAMENTARIAS REFERENTES ACERCA DE LOS CONDUCTORES ELECTRICOS.	84
IV.- EFECTOS EN LA CAPACIDAD DE CONDUCCION DE LOS CONDUCTORES	88
V.- NORMAS.	89
IV.- AISLADORES SOPORTE	93
VII.- ACCESORIOS DE LAS BARRAS COLECTORAS.	102

CUARTA SECCION:

TRANSFORMACION.

I.- INTRODUCCION	104
II.- DEFINICIONES GRALES.	104
III.- OBJETO Y FUNCIONAMIENTO.	106
IV.- COMPONENTES CLASIFICACION Y ACCESORIOS DE LOS TRANSFORMADORES.	124
V.- NORMAS.	142
VI.- PRUEBAS.	159

VII.- CALCULOS Y CORRECCIONES.	182
--	-----

QUINTA SECCION:

TABLERO DE BAJA TENSION.

I.- INTRODUCCION.	185
II.- CLASIFICACION.	186
III.- TABLEROS	190
IV.- INTERRUPTORES DE CAJA MOLDEADA	192
V.- PRUEBAS A LAS QUE SE LE SOMETE A LOS INTERRUPTORES <u>TERMOMAGNETICOS</u>	198

PARTE COMPLEMENTARIA.

I.- INTRODUCCION	206
II.- MANTENIMIENTO DE LOS <u>DISPOSITIVOS</u> DE CONTROL	206
III.- CONEXION A TIERRA.	219
IV.- <u>ILUMINACION</u> , BATERIAS Y <u>EXTINGUIDORES</u>	

PRIMERA SECCION MEDICION.

I.- INTRODUCCION Y OBJETIVO.

El suministro de energía eléctrica puede ser auto suministrado ó proporcionado por C.F.E. (Comisión Federal de Electricidad).

El primer tipo requiere además de la planta generadora de energía que toda la instalación corre a cargo de la compañía que utiliza este servicio, apoyándose en el reglamento correspondiente.

El suministro de energía eléctrica por parte de C. F.E. a las compañías industriales que requieren de este Servicio, se lleva a cabo mediante una acometida a cargo de la misma C.F.E., y es realizado como requisito final para la alimentación de la S.E.I. (Subestación eléctrica industrial) que está formada de diversas secciones.

El segundo servicio es el usual para alimentación de energía eléctrica, a subestaciones industriales por lo que le daremos más énfasis.

La primera sección posterior a la acometida eléctrica es la denominada sección de medición, la cual para fines prácticos de análisis supondremos independiente de la acometida aunque en realidad sea parte misma de la acometida.

Como el nombre lo indica ésta sección posee básicamente como parte esencial instrumentos de medición ó indicadores y que en este caso requiere el uso adicional de equipo auxiliar* el cual junto con los anteriores está contenido en un tanque o gabinete de acabado resistente a la intemperie el cual se denomina equipo M-20 ó MT20, y cuyo uso es independiente del tipo de subestación a emplear, nó-

* (Como son los transformadores de instrumentos, equipo M-20, MT-20, etc).

así los instrumentos de medición que estará en función de la demanda calculada de servicio o capacidad lo que dá origen a diferentes nombres ó tipos de equipos dentro de este título, el cual esta clasificado en la intensidad de corriente y ésto, a su vez determinará él ó los transformadores de corriente a utilizar.

Todos son usados con el fin de medir la energía -- surtida, por la compañía suministradora del servicio y poder tarifarla por ella misma.

Por lo general el equipo MT20, se selecciona preferentemente cuando se realiza el tipo de acometida subterránea y se diferencia del M20, por poseer terminales de entrada y salida localizadas separadamente en el tanque por lo -- que las terminales "secundarias" sólo consisten de tres boquillas de porcelana con conectores a diferencia del equipo M-20, en el cual las boquillas de porcelana contienen tanto las terminales de entrada como de salida de esta sección junto a un apartarayos dado que este equipo es típico de acometida aérea.

Ambos equipos contienen la misma variedad de instrumentos y dispositivos auxiliares.

Cómo componentes principales tenemos:

3 Watthorímetros "5" (125 V kwh)
 3 Watthorímetros "5" (220 V kvahr)
 1 Wattmetro "DM5" (demanda Máxima) D.M.

Equipo auxiliar:

3 transformadores de potencial 11500
 3 transformadores de corriente 23
 1 tablero de conexión.

Se usan en servicios de 20Kv., trifásicos, midiendo los consumos correspondientes, o sea en Kwh, kvahr, y demanda máxima en Kw y se colocan en su estructura correspondiente ya sea en subestación interior o intemperie.

II.- FUNCIÓNAMIENTO.

Funcionamiento general de la sección de medición.

La línea de C.F.E., más cercano a la instalación industrial, esta línea está conectada a fusibles los cuales van sobre porta fusibles, de estos fusibles se conectan a las terminales de una mufa Fig. I-1.

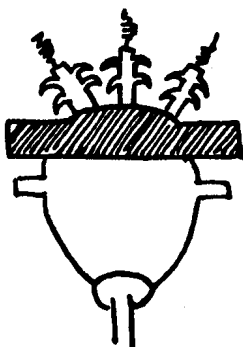


Fig. I-1, vista exterior de -- una mufa con sus aisladores y los cables de acometida y un tubo donde sale el cable armado.

de esta manera salen los conductores que van de un cable ar mado a la subestación eléctrica, este cable llega a otra mu fa acoplada al tanque que protege a los transformadores de potencial y de corriente de los instrumentos de medición y de éstos (los transformadores) al equipo de medición.

Los transformadores de potencial están conectados en estrella, tanto en sus devanados primarios como en sus secundarios y los transformadores de corriente están conectados en sus devanados primarios en serie con el lado de al ta tensión y sus secundarios en estrella.

Los conductores que salen de los secundarios de los T.P. (Transformadores de potencial) y de los T.C. trans formadores de corriente) se conectan a la sección de medi ción.

Es muy importante en las subestaciones receptoras o distribuidoras contar con el número de aparatos suficientes que indiquen las condiciones bajo las cuales está traba jando la subestación, es decir esto se logra mediante los instrumentos de medición.

Los Wattmetros indicadores sirven para saber la -

potencia que se está consumiendo, también se les conoce como medidor de máxima demanda.

Estos instrumentos están compuestos por medidores de kilowatt-hora a 125 V, medidores de kilovolts-Amperes -- reactivos y sus accesorios suplementarios.

En ocasiones, según la industria, se utiliza el indicador de potencia en qué está operando la unidad?

Definiciones:

Equipo M-20.

Es una estructura en forma de caja metálica la -- cual contiene en su interior los instrumentos destinados a la medición de la energía eléctrica así como dispositivos -- auxiliares para el funcionamiento de los instrumentos mencionados.

Este equipo contiene:

3 Watthorímetros monofásicos 5-125 V que miden kwh.
 3 Watthorímetros 5-220 V que miden kwhr.
 1 Wattímetro DM5 5-220 V Demanda máxima.

Wattmetro:

Es un instrumento que sirve para medir la demanda de energía o potencia de un sistema eléctrico.

Ampérmetro:

Es un instrumento que sirve para medir la intensidad de corriente bajo el principio de la interacción de campos magnéticos.*

* El mas usual.

Vóltmetros:

Es un instrumento que sirve para medir las diferencias de potencial de un sistema eléctrico.

Transformadores para instrumentos:

Son aquellos transformadores que se utilizan para transformar determinadas características de la energía eléctrica para los instrumentos de medición.

III.- COMPONENTES:

Entre los componentes principales dentro de los instrumentos de medición requeridos para el control de una subestación eléctrica están los siguientes:

- Los 6 wathhorímetros y el medidor de máxima demanda.
- Accesorios suplementarios.

Entre los accesorios suplementarios podemos citar boquillas conectoras, pararrayos, placa de datos, tablero de conexiones, broches, caja metálica, aislante entre los conectores etc.

También entre los componentes principales para el equipo de medición o como parte de éste tenemos a los:

- 3 transformadores de potencial.
- 3 transformadores de corriente.

Este equipo de medición para S.E. se usa en servicios exclusivos de 20 Kv. trifásicos, midiendo los consumos en Kwh, Kvar y demanda máxima en Kw.

Los transformadores para los instrumentos (potencial y de corriente) se emplean para alimentación de equipos de medición, control o protección.

El transformador de corriente realiza la función de cambiar el valor de la corriente de un valor más elevado a otro con el cual se puedan alimentar los instrumentos de medición, control o protección, así como instrumentos registradores etc.

Los transformadores de potencial se construyen con un devanado primario y otro secundario; su capacidad es baja ya que la determinamos sumando las capacidades de los instrumentos de medición que se van a alimentar, varían de 15 a 60 volts.

La función principal de los transformadores de potencial es transformar valores de voltaje, sin tomar en cuenta la corriente.

Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control o protección que requieran señal de tensión.

Cómo habíamos indicado, este equipo de medición de seis watthorímetros 5 y 1 wattmetro DM5 del equipo M-20 se coloca sobre estructura M-20. Propia del equipo de medición, pudiendo ser en interior o intemperie y se alimenta con acometida subterránea o aérea, según el equipo M-20 a usar. * Tabla I-2

Cómo:	Demanda calculada del servicio KVA	Transformadores de corriente.
Equipo M-20 -15	0 a 500	20-15
Equipo M-20 -50.	501 a 1500	20-50
" " 150	1501 a 5000	20-150
" " 300	5001 a 10,000	20-300
" " 600	10,001 a 20,000	20-600

Equipo M-20 M= Medición. 20 = 20,000 Volts.

15,50,150, 300,600 = Capacidad en amperes de los transformadores de corriente.

Estos equipos en el caso de las subestaciones eléctricas abiertas van generalmente montadas sobre estructuras denominadas M-20 ó MT-20, las cuales se usan en servicios que son de 20 Kv, trifásicos, midiendo los consumos de Kwh, kvahr y demanda máxima en kw. Se colocan sobre estructuras correspondientes al equipo, en gabinete o sobre otros tipo de estructura ya sea en subestación interior o

* Este equipo es de la C.F.E.

intemperie y se alimenta con acometida según el equipo M-20 ó MT-20.

Entre los componentes de nuestro equipo de medición como son los 6 wathhorímetros y el medidor de máxima demanda que también es un wáttmetro indicaremos que a su vez, éstos se forman, ó están formados por los medidores más comunes, que son aquellos usados para medir corriente y tensión y que son considerados básicos. El wáttmetro está constituido de dos circuitos, uno para medir voltaje y otro para medir corriente, los cuales al interactuar simultáneamente proporcionan la medición del parámetro potencia y conforman el wáttmetro.

Dada la importancia de estos medidores explicaremos su funcionamiento interno, para así interpretar adecuadamente el parámetro obtenido.

IV .- Definiremos primeramente el medidor de corriente-considerado como básico de ahí que hagamos primeramente mención del ampérmetro.

Cómo veremos más adelante en base a las leyes de Faraday y de Ohm, cuando fluye corriente a través de un conductor se producen dos efectos:

a- Se origina un campo magnético alrededor del conductor cuya intensidad es proporcional a la corriente que circula por el conductor.

b- Se genera calor en el conductor dada la resistividad característica del material por el cual se lleva a cabo y también es proporcional a la corriente que circula.

La cantidad de corriente que fluye a través del conductor determina la intensidad del campo magnético y la cantidad de calor producida.

Estos efectos se aprovechan en dos tipos básicos- de medidores de corriente:

El medidor de corriente electromagnético y
El medidor de corriente térmico.

De acuerdo con sus nombres podemos apreciar que -

el medidor electromagnético mide la cantidad de flujo de corriente por medio del campo magnético, en tanto que el térmico lo hace con base en el calor producido por el flujo de corriente.

Para medir la corriente, el medidor de ésta; del tipo electromagnético, emplea un campo magnético alrededor de un alambre que lleva corriente.

Para medir la corriente el medidor térmico de corriente utiliza el calor producido por la corriente que pasa a través del conductor.

Indudablemente, el medidor térmico de corriente no es tan usado como lo es el medidor de corriente electromagnético éste es el que se usa con mayor frecuencia para medir la corriente; es fácil comprender el funcionamiento de éste tipo de medidor si se conocen los principios magnéticos básicos según los cuales funciona el instrumento.

Ahora veremos como se usan éstos principios magnéticos para medir la corriente eléctrica.

Actualmente se usan dos tipos básicos de medidor de corriente electromagnético, según su funcionamiento:

El de bobina móvil.

El de hierro móvil.

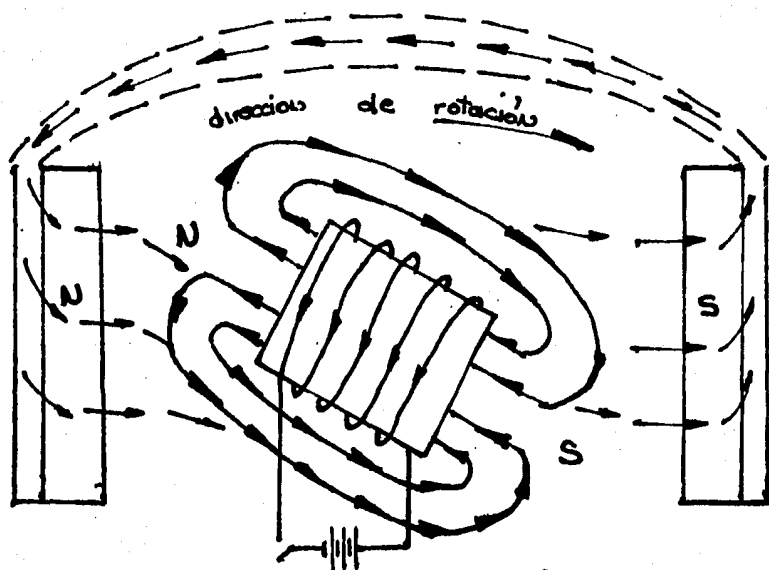
Ambos funcionan a base de electromagnetismo, pero hay ligeras diferencias en la forma en que cada uno de los dos usan los campos magnéticos para indicar la cantidad de corriente que fluye en su circuito.

El medidor de corriente electromagnético de bobina móvil es básicamente un dispositivo que consta de un imán estacionario y de una bobina móvil.

El medidor de bobina móvil es muy preciso y de estructura muy sólida y es por esto el tipo de medidor más usado en la actualidad. Este medidor funciona a base de efecto electromagnético. Se tiene pues, que si la bobina se hace girar entre los polos de un imán permanente estacionario entonces se magnetiza y produce una interacción entre los polos magnéticos del imán permanente de la bobina

na haciendo que la bobina gire cuando ésta es energizada por la corriente ya que se origina un campo de intensidad proporcional o igual a la corriente que fluye en ese instante por el medidor, dentro de la bobina; como se indica en la figura I-3

FIGURA I-3



El campo es tal que los polos iguales del imán y de la bobina quedan frente a frente haciendo que ésta última gire sobre su pivote.

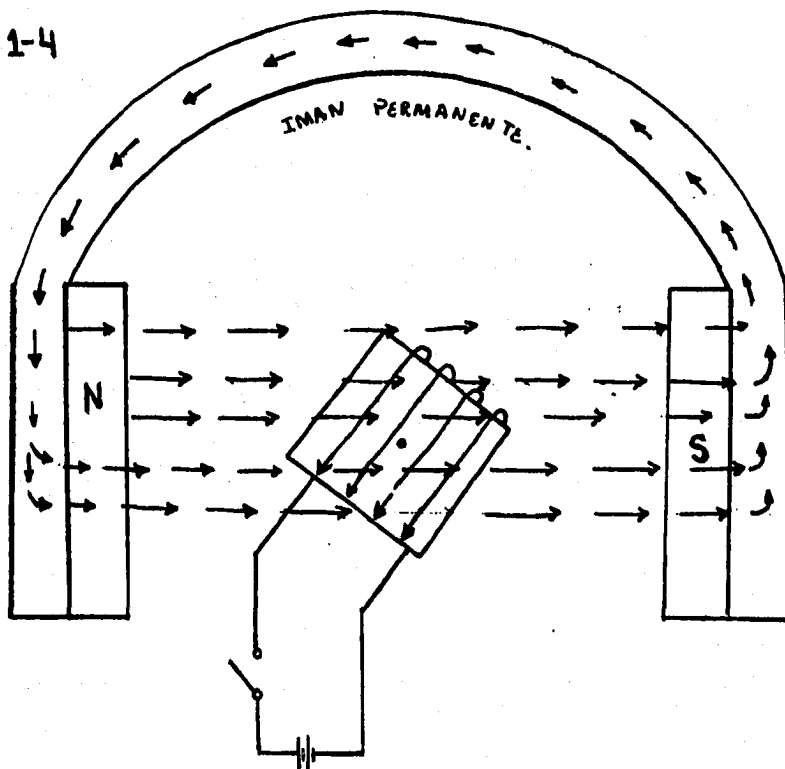
Entonces, comprendiendo lo anterior vemos como producimos el medidor de bobina móvil a base de su campo magnético y su interacción entre ellos.

Mencionaremos que antes de energizar la bobina (ó sea antes de que fluya la corriente a medir), ésta permanece en una posición ligeramente inclinada de manera que

el campo magnético permanente nó tiene efecto sobre la posición de la bobina.

A continuación se ilustra con las figuras I-3 y -I-4.

FIGURA 1-4



En su forma más sencilla el medidor de bobina móvil consta de una bobina de alambre muy fina el cual está devanado sobre un marco de aluminio ligero.

Un imán permanente rodea cada bobina, el marco de aluminio está montado sobre pivotes que le hacen posible girar libremente junto con la bobina entre los polos del --

imán permanente. Cuando hay corriente en la bobina ésta se magnetiza y la polaridad de la bobina es tal que la repele el campo del imán permanente.

Quando hay corriente en la bobina, ésta hace que el marco gire sobre sus pivotes y el recorrido angular dependerá de la corriente que fluya a través de la bobina.

Por lo tanto, al ajustar una aguja al marco de la bobina y una escala calibrada en unidades de corriente puede medirse la cantidad de corriente que fluye a través del instrumento.

Mecanismo del medidor de hierro móvil.

Los campos magnéticos interactúan en varias formas; por ejemplo, polos iguales de dos imanes de hierro se repelen y polos diferentes se atraen. Lo mismo ocurre con los electroimanes.

Además un imán de hierro y un electroimán se repelerán si están colocados de tal manera que sus polos semejantes estén uno frente a otro y se atraerán cuando polos diferentes estén uno frente a otro.

Si se coloca una barra de hierro dulce cerca de un solenoide magnetizado la barra se magnetizará.

Las líneas de fuerza magnéticas originadas en el hierro se alinearán en la misma dirección que las del solenoide. Como consecuencia los polos inducidos en la barra de hierro se alinearán en la misma dirección que las del solenoide.

Como consecuencia los polos inducidos en la barra de hierro también estarán en la misma dirección que las del solenoide. Como resultado los polos inducidos en la barra de hierro también estarán en la misma dirección.

Por lo tanto cada uno de los polos del solenoide y de la barra del solenoide y de la barra de hierro quedan frente a un polo opuesto.

Puesto que los polos opuestos se atraen, la barra

de hierro será atraída hacia la bobina.

El medidor de hierro móvil de tipo de émbolo o de otro tipo se basa en este tipo ó principio de operación.

Por tanto, dos barras de hierro dulce se repele--rán cuando se coloca dentro de una bobina electromagnetizada.

Este efecto se aplica a los medidores de hierro -móvil.

Existen varios tipos de medidores de hierro móvil, los que solo mencionaremos por conocimiento de causa:

Médiror de hierro móvil de paleta radial.

Médiror de hierro móvil de paleta álabes concen--tricos.

Medidor de hierro móvil de émbolo.

V.- WATTMETROS;

El Waththorímetro está constituido por dos circuitos, uno para medir corriente y el otro para medir el voltaje, los cuales al interactuar mutuamente y al mismo tiempo--dan la medición del parámetro potencia. Esta es la confor--mación de un waththorímetro.

Para saber la capacidad waththorímetro que debe --instalarse, es necesario conocer la demanda o la carga con--nectada del servicio en Kw., y el número de fases, por ejem--plo:

1 fase, 125 volts.
1 waththorímetro.

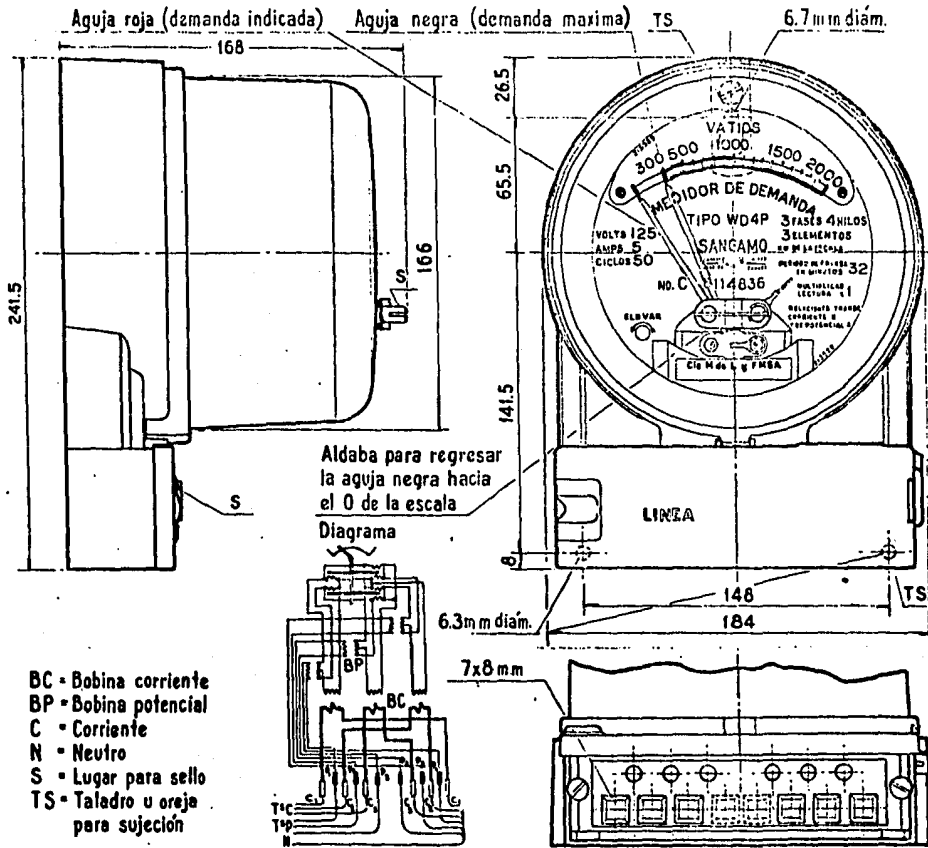
2 fases 216/125 volts.
2 Waththorímetros.

3 fases 216/125 volts.
3 Waththorímetros.

Para el equipo M-20, usaremos como medidor de má--xima demanda al Wattmetro DM5, en este caso, el wattmetro -DM5 SANGAMO WD4P, que se muestra en la figura de la siguien--te hoja. dadas las características del equipo de medición.

WATTMETRO DM 5 SANGAMO WD4P

NORMA LYF
2.9701.18



- BC - Bobina corriente
- BP - Bobina potencial
- C - Corriente
- N - Neutro
- S - Lugar para sello
- TS - Taladro u oreja para sujeción

Esc. 1:2.5

Acotaciones en mm.

	Corriente nominal Amp	Corriente máxima permanente Amp.	Tensión nominal Volts	Constante del Wattmetro de calibración kw	Constante de lectura klw	Peso kg
WATTMETRO DM5 WD4P	5	10	125	1	1	4.5

USO:

Instalado y conectado en Caja M14 con Tapa M14 DM5 o en Equipos MB, M6 o M20, mide la demanda en kw de un servicio durante 15 minutos. La aguja roja indica este valor al tomar la lectura y la aguja negra indica la demanda máxima ocurrida desde que esta aguja fué regresada manualmente al 0 de la escala.

CLAVE DEL NOMBRE:

DM = demanda máxima; 5 = Corriente nominal en amperes; WD4P = Tipo del fabricante. (Sangamo = nombre del fabricante)

Este wattmetro es instalado en una caja y en equipo M-20, y mide la demanda en Kw. de un servicio durante -- 15' minutos la aguja roja indica este valor a tomar la lectura y la aguja negra indica la máxima demanda ocurrida desde que esta aguja fue regresada manualmente al "cero", de la escala.

Si deseamos determinar la potencia disipada en -- una carga eléctrica se pueden medir dos cualesquiera de las tres magnitudes eléctricas básicas que son:

La corriente
La tensión
La resistencia.

Por ejemplo una manera de calcular la potencia se hace multiplicando el voltaje por la corriente.

Por lo tanto, si usamos una bobina para potencial (voltaje) y una bobina para medir corriente para saber cuánta de ésta pasa a través de la carga, se incluyen estos valores dados en la ecuación de potencia dentro del mismo - circuito.

Al interactuar los valores de corriente, resistencia y voltaje podemos encontrar diversas maneras de calcular la potencia.

En lugar de efectuar una ó dos mediciones y luego calcular la potencia (como la idea expuesta anteriormente), se conecta un medidor para medir la potencia, llamado wattmetro, entonces por medio de las bobinas de potencial y de corriente podemos leer directamente de la escala de este medidor.

El Wattmetro no solo simplifica las mediciones de la diferencia de potencial sino que tiene otras dos ventajas sobre el método anterior de medición de potencial.

Recordaremos que el voltaje y la corriente de un circuito de C.A. no están en fase, a veces la corriente está adelantada o atrasada con respecto al voltaje (factor de potencia).*

* Esto lo explicamos al final de la sección de medición.

Ya sabemos que la simple multiplicación de voltaje por la corriente dá como resultado potencia aparente y - no potencia real.

Por lo tanto en un circuito de C.A. la medición - de voltaje, corriente y la multiplicación posterior de una, por la otra produce a menudo un valor incorrecto de disipación de potencia, Sin embargo el wattímetro se hace de modo que quede incluido el factor de potencia del circuito y - - siempre indica potencia real.

Un wattmetro siempre mide potencia real.

Algunos wattmetros están compensados para su propia disipación de potencia de manera que se puedan obtener mediciones de potencia muy precisas.

Sí un wattmetro no está compensado, su disipación de potencia se puede determinar facilmente lo que resulta - en mediciones de potencia precisas.

Las bobinas de corriente y de voltaje consumen potencia por sí mismos, en sus devanados y su resistividad -- propia, entonces la cantidad de potencia consumida depende de los niveles de voltaje y corriente del circuito y no pueden preeverse con precisión.

Típicamente la Impresión de un wáttmetro está dentro del 1 por ciento.

Un wattímetro básico está provisto de dos bobinas estacionarias connectadas en serie y una bobina móvil.

Las bobinas estacionarias son devanadas en muchas espiras de alambre delgado tienen una alta resistencia.

La bobina móvil, con unas cuantas espiras de un alambre más grueso, tiene baja resistencia.

Para medir potencia las bobinas estacionarias se conectan a la tensión de una fuente.

La bobina móvil se conecta en serie con la carga y la corriente de la carga origina un campo magnético relacionado con la bobina móvil.

La interacción de los dos campos magnéticos hará que la bobina móvil y la aguja conectada a ella oscilen en proporción al voltaje de la carga y a la corriente que pasa por ella.

Por lo tanto el medidor indica la tensión de la carga multiplicada por su corriente o sea la disipación de potencia.

Cuando se usa un wattímetro no debe excederse su capacidad de tensión y de corriente de diseño.

Todo este funcionamiento se reduce a lo enunciado anteriormente, es decir el funcionamiento del Wattmetro compuesto de dos bobinas, una de tensión y una de corriente ambas compensadas, las cuales, al interactuar sus campos magnéticos harán que la bobina móvil indicadora de la escala del Wattímetro, proporcione la lectura correspondiente.

La aguja oscilará al variar la corriente y el voltaje de la carga.

VI.- Voltímetros:

Se aplican en medidas de tensión, en bobinas para medición de voltajes forma parte también de los wattmetros, y del medidor de máxima demanda.

Como integrantes del equipo de medición es importante definirlos y explicar su funcionamiento interno.

Como en los ampérmetros, los voltímetros que más se utilizan son los de tipo electromagnético cuyo mecanismo es similar a los medidores de corriente.

Hay una diferencia básica que la bobina no está formada (como en éstos amperímetros), con pocas espiras sino que consta de un número elevado de ellas y de hilo más fino.

Las subdivisiones dentro de las escalas son muy finas ó de aproximaciones hasta de un quinto de graduación en adelante.

A partir de una cierta cantidad de volts (300 -- Volts.) estos voltímetros van provistos de resistencias -- adicionales.

Seconectan directamente de éstas a las redes -- eléctricas hasta tensiones de 800 volts.

Para altas tensiones se instalan por medio de -- transformadores de tensión.*

También se emplean voltímetros electrodinámicos -- o de bobina móvil para la C.D.

Son de la misma construcción que los amperímetros de este tipo; La única diferencia es que en serie con la -- bobina vá montada una resistencia adicional limitadora de corriente y por tanto de temperatura en la bobina.

Las divisiones de la escala de los voltímetros -- electrodinámico son uniformes. Estos se instalan directamente en las líneas hasta tensiones de 800 volts.

Una lectura de voltaje entre las fases de un sistema trifásico exige la instalación de tres voltímetros pero esto puede evitarse colocando un conmutador de tres direcciones como el de la figura I-5 por medio del cual se --

conmutador de tres direcciones para voltímetros.

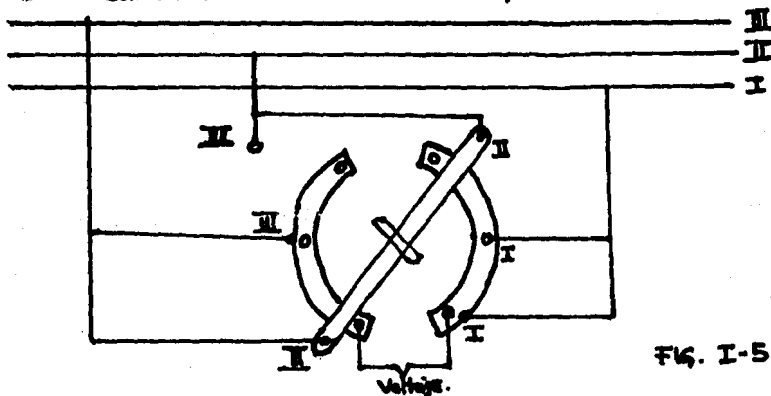


FIG. I-5

* (transformadores de instrumento)

puede leer en el voltímetro y alternativamente la tensión existente en cada dos fases.

El conmutador tiene dos contactos circulares y -- seis puntos de unión (plots), una palanca aislada que se -- hace girar por medio de una manija y que lleva escobillas - en sus extremos para conectar eléctricamente cada uno de -- los sectores con el punto de unión correspondiente, permiti-- tiendo leer tensiones existentes entre las fases 1-2, 1-3, - 2-3.

Estas instalaciones de voltímetros con conmutador descrito anteriormente es usada generalmente en los cuadros de distribución de la subestación eléctrica de tipo industrial.

Diferentes formas de clasificación de instrumentos, existentes, de acuerdo a rangos de medición y sistemas trifásicos o monofásicos.

- De uso momentaneo:

Son de uso momentaneo, es decir indican solo un - instante y no dejan huella utilizable y este es el caso del medidor de máxima demanda.

- De tiempo predeterminado:

Los de tiempo predeterminado serán los medidores - de kilowatt-hora y kilo-amper hora-reactivos.

- Registradores.

Los registradores son utilizables ó empleados en - operación manual para comprobar la eficiencia de la atención ó para registrar valores muy variables o de importancia - - trascendental para la operación futura.

- Integradores.

Los instrumentos Integradores sirven principalmen - te para determinar consumos de energía demandada y otras -- cantidades o magnitudes relacionadas con el tiempo se pue-- den utilizar para fines de estadística.

Ampérmetros:

Se utilizan como:

- 1) Componente integrador del medidor de demanda - máxima instantáneo y para el medidor de kilowatt-hora y kilovolt-amper-hora.
- 2) Para medir cantidad de corriente en amperes.
- 3) Para medir ó indicar calentamiento de las máquinas conductoras reactores y equipo de conducción e interrupción de un sistema.
- 4) Determinar las características de demanda de circuitos diversos.
- 5) Para indicar algunas fallas de conducción y -- operación del sistema en que se encuentran.

Como equipo auxiliar:

- 6) Para repartir equitativamente la carga entre máquinas que operan en paralelo, para reducir el efecto de-joule.

Vóltmetros.

Se usan como componentes, en forma de bobinas de-tensión de nuestro equipo de medición refiriendonos a la su bestación eléctrica.

Se usan para medición de tensión.

Para dar a un sistema la tensión correcta.

Wattmetros:

Indican las características de demanda y potencia principalmente.

Vármetros:

Lo utilizamos para determinar la eficiencia media de la subestación eléctrica.

VII.- Medidor reactivo:

Medidor reactivo, lo utilizamos en la estación - por el intercambio de energía entre dos sistemas diferentes.

Esto es así:

En la subestación eléctrica (industrial) existe - una acometida para suministrar energía eléctrica por parte de C.F.E., en este intercambio de energía existe un desfase debido a que existen cargas resistivas, inductivas - o bien capacitivas o combinación entre éstas.

Si tenemos cargas capacitivas o inductivas como - lo explicaremos adelante, en C.A. (corriente alterna), conviene tener dentro del equipo de medición wármetros, que in diguen la manera de tener un mejor aprovechamiento de los - valores de tensión y de corriente dentro de la interacción - o intercambio de energía entre los dos sistemas.*1

Es decir el sistema que alimenta energía eléctrica (C.F.E.) y el sistema que la recibe y la transforma (Subestación eléctrica).

Así pues es necesario tener estos medidores reactivos en nuestro equipo de medición.

*1

Este intercambio de energía entre dos sistemas -- (puede) ocurrir en las subestaciones de distribución donde de las grandes centrales de generación pasa la energía eléctrica a las subestaciones eléctricas de distribución. Es - aquí donde necesitamos también de medidores reactivos que - den la información requerida.

Estos medidores reactivos en nuestro equipo de medición M-20 ó bien MT-20 son tres:

Tres wathorímetros 5 (220 V Kvahr).

que miden la potencia en kilovolts amperes reactivos ó potencia reactiva del sistema de intercambio de energía eléctrica.

Los tres wathorímetros en servicios de 20 kilovolts trifásicos miden estos consumos en Kvahr.

Explicaremos como en C.A., se produce esta diferencia de fases. Para esto es necesario conocer y corregir el factor de potencia.

Para ser más explícitos, los tres wathorímetros miden uno por cada fase, ya que se trata de un sistema trifásico, el consumo de Kvahr, (Kilovolt-amper-reactivo) es decir las diferencias de energía eléctrica que se consumen por no estar las cargas en un 100 % de eficiencias, esto naturalmente solo se logra en sistema trifásico cuando se tienen conectadas cargas puramente resistivas.

Para estar en posibilidad de corregir el factor de potencia es necesario saber su significado y en base a que cambian o cambia su valor en cuanto a condiciones y tipo de carga conectada.

Se puede partir de la expresión de la potencia en un circuito de corriente continua dada la ecuación $P=(E)(I)$ Watts.

donde:

P = potencia, E = tensión I = corriente.

sólo es cierta para cuando se tienen conectadas cargas puramente resistivas como son: Lámparas incandescentes, parri--llas, calentadores, etc. En general todos los elementos y equipos que transforman la energía eléctrica de la línea en calor.

Cuando lo anterior sucede se dice que la corriente y la tensión están en fase aprovechándose sus valores en un 100%.

Haciendo la representación gráfica y vectorial de los valores de tensión y corriente en fase se tiene:

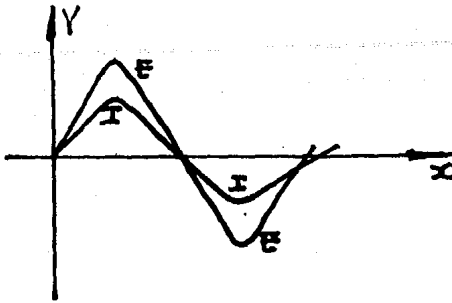


Fig. I-6.

Puede observarse, en la representación gráfica -- I-6, la diferencia de altura de, las onda sinusoidales, -- ello es debido a que son diferentes unidades, sin embargo -- se dice que están en fase la tensión y la corriente porque coinciden en frecuencia en sus ceros y máximos, además de -- desplazarse en la misma dirección al tomar sus valores ascendentes y descendentes.

Las ondas sinusoidales son el resultado de graficar los valores de tensión y corriente tomadas a intervalos regulares de tiempo.

Cargas inductivas:

Las cargas inductivas, como son los motores de inducción, hornos de arco, máquinas soldadoras, etc., tiene la particularidad de atrasar la corriente con respecto a la tensión. Si la carga fuera 100% inductiva el atraso de la corriente sería de 90° geométricos.

La representación gráfica I-7, y vectorial bajo estas condiciones es la siguiente:

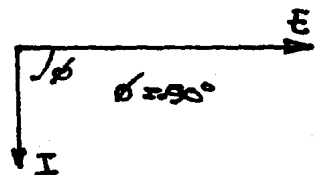
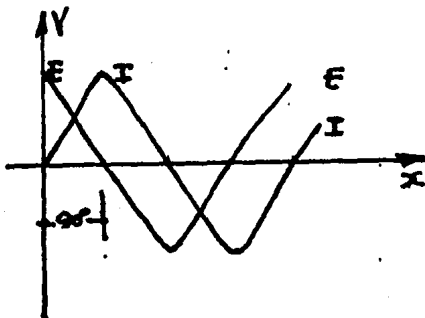
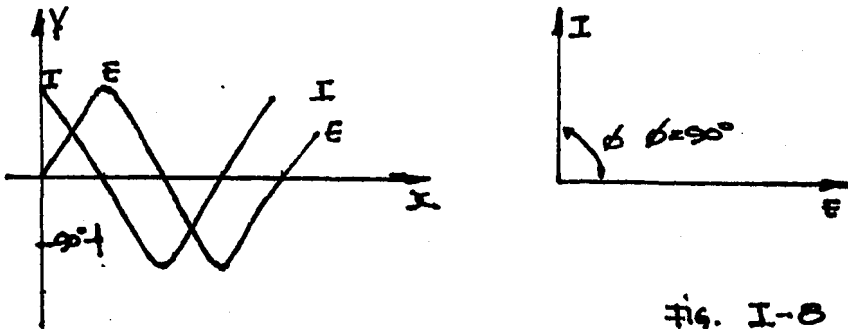


Fig. I-7

Cargas capacitivas:

Cómo las de motores síncronos y capacitores que tiene la propiedad de adelantar la corriente con respecto a la tensión. El adelanto también podría ser de 90° geométricos si la carga fuera 100% capacitiva. Como puede verse en la gráfica I-8.



Una vez que se conocen los tres tipos de carga -- por conectar y la posición que guarda en cada caso el vector corriente con respecto al vector tensión, que se toma como eje de referencia, es obligado tener presente que en todo circuito o instalación eléctrica real es imposible tener el 100% de sólo un tipo de carga y que solamente para cálculos aproximados (hasta 2% de error), se consideran cargas puramente resistivas. Por lo demás, todo cálculo se hace tomando en cuenta que pueden tomarse o tenerse las siguientes combinaciones:

- a- Cargas resistivas o inductivas
- b- Cargas resistivas y capacitivas
- c- Cargas inductivas y capacitivas
- d- Cargas resistivas, inductivas y capacitivas.

De las combinaciones anteriores el ángulo entre los vectores tensión y corriente ó ángulo de desfase quedará comprendido entre 0° y 90° ., adelantado ó atrasado, según el tipo de carga que prevaleciera. Sin embargo generalmente es atrasado y cercano su valor a cero, cero grados) pues no es permitido tener un factor de potencia ó $\cos \phi$ menor de 0.85 (ángulo de desfase no mayor de 31°) ya -- que de acuerdo con el artículo 5o, del reglamento para el --

suministro de energía eléctrica, el consumidor está obligado a mantener un factor de potencia o $\cos \phi$ tan aproximado a 1 ó 100% como sea práctico só pena de pagar un recargo -- por cada KVA, extra que se le suministre para una demanda dada. Esto ocurre generalmente cuando la demanda de kva, es grande como en el caso de las subestaciones eléctricas - industriales cuando nó es correcto su factor de potencia).

Los valores recomendables del factor de potencia - F.P. ó $\cos \phi$ fluctúan entre 0.9 y 0,95 correspondientes a ángulos de desfaseamiento entre 25 y 18 grados respectivamente.

Por lo antes expuesto y haciendo notar que normalmente se tiene carga puramente resistiva o bien resistiva é inductiva dando origen la segunda a un ángulo de desfaseamiento, corregir el factor de potencia no es más que calcular el anexo de un banco de capacitores para reducir dicho ángulo hasta un valor recomendable para así poder aprovechar al máximo, dentro de ciertos límites, la potencia aparente de la línea que es proporcionada por la C.F.E., compañía suministradora de energía eléctrica.

Potencia aparente ó de la línea.

$$\begin{aligned} P. \text{ aparente} &= EI \text{ - - - - - Volts amperes.} \\ P. \text{ " } &= EI \text{ - - - - - V. A.} \end{aligned}$$

Si tenemos un ángulo entre el vector tensión y el vector corriente = 0° $\cos 0^\circ = 1$.

$$\begin{aligned} P. \text{ aparente} &= EI \text{ - - - V A.} \\ P. \text{ útil} &= EI \cos \phi = EI \cos \phi \\ &= EI \times 1 = EI \text{ - - - Watts.} \end{aligned}$$

Como el factor es la relación watts/V.A. y en este caso valen lo mismo:

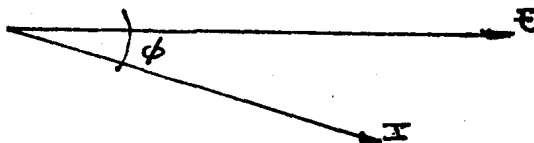
$$\cos \phi = F.P. = \frac{P \text{ útil}}{P \text{ aparente}} = \frac{\text{Watts}}{\text{V.A.}} = 1 \text{ ó } 100 \%$$

$\cos \phi = F.P.$ nos indica que los valores tensión y corriente son aprovechados en forma total.

Cargas resistivas e inductivas:

En las subestaciones eléctricas, se tienen estas combinaciones.

Al tener un circuito o instalación eléctrica cargas inductivas y resistivas las primeras dan origen a un ángulo de desfase atrasado.

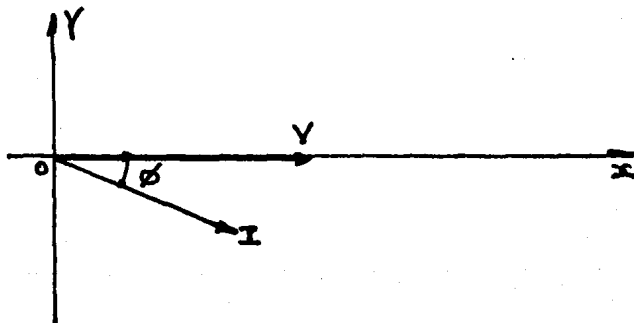


Bajo las anteriores condiciones, la potencia aparente difiere de la potencia útil.

$$\begin{aligned}
 P. \text{ aparente} &= EI \text{ --- V.A.} \\
 P. \text{ útil} &= EI \cos \phi \text{ --- Watts} \\
 \cos \phi &= \frac{\text{Watts.}}{\text{V.A.}}
 \end{aligned}$$

Para este caso y todos los similares, al existir ángulo de desfase el $\cos \phi$ o F.P. siempre es menor que la unidad, cuyo valor puede interpretarse como el tanto por ciento de lo que se aprovecha la potencia aparente de la línea.*

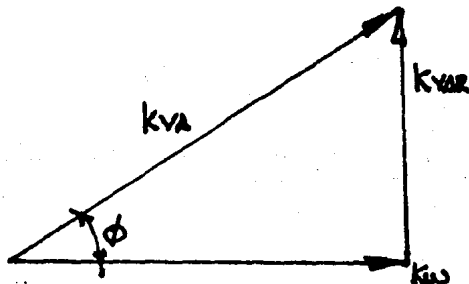
* Para este caso y para mejor entender el porque solo se aprovecha un tanto por ciento de la potencia aparente cuando se tienen cargas inductivas, es necesario indicar en un sistema de ejes coordinados los vectores tensión y corriente con un ángulo de desfase ϕ .



La corriente que desarrolla trabajo efectivo es solamente la que está en fase con la tensión ($I \cos \phi$) y la proyectada sobre el eje vertical ($I \sin \phi$) es solamente la que provee al campo inductor.

Lo aquí especificado viene a corroborar que corregir el factor de potencia es reducir el ángulo de desfase y con ello absorber una corriente menor para una potencia dada; disminuyendo las pérdidas por efecto de Joule y el pago de energía a la compañía suministradora al aprovecharse al máximo dentro de los límites marcados por la potencia aparente o de la línea.

Como en la corrección del factor de potencia se trabaja con potencias grandes hay necesidad de valerse del siguiente triángulo de potencias.



Donde: KW = Potencia en kilowatts.

K.V.A. = Potencia en kilovolts amper

K.V.A.R. = Potencia en Kilovolts-amperes-reactivos.

Kw = Potencia útil.

K.V.A. = Potencia aparente (6 de la línea).

K.V.A.R. = Potencia reactiva.

Del triángulo de potencia tenemos:

$$Kw = K.V.A. \cos \phi \quad \text{---} \quad (1)$$

$$K.V.A.R. = K.V.A. \sin \phi \quad \text{---} \quad (2)$$

$$\cos \phi = \text{F.P.} = \frac{Kw}{K.V.A.} \quad \text{---} \quad (3)$$

$$K.V.A.R. = \left[(K.V.A.)^2 - (Kw)^2 \right]^{1/2} \quad \text{---} \quad (4)$$

Que es lo que calcula el equipo de medición mediante los tres wattómetros del equipo proporcionado por la compañía suministradora de energía eléctrica (C.F.E.) del equipo M-20 ó MT-20.

VIII .- Transformadores de medida ó transformadores de instrumentos.

Los transformadores de medida son los siguientes: transformadores de corriente y transformadores de tensión.

Estos transformadores son incluidos en equipos MT20, en servicio de 20 Kv. Trifásicos. Estos equipos son los auxiliares para los instrumentos de medición y en los dibujos en las íntimas páginas de esta sección encontraremos más detalladamente la forma física de ellos, así como sus de más equipos.

Estos equipos se componen de:

Transformadores de tensión y de corriente.

Wáttmetros.

Tablero eléctrico y accesorios.

Los instrumentos en donde se miden cantidades eléctricas, que se instalan en los cuadros de distribución de una subestación, nó estan contruídos para resistir altas tensiones ni grandes intensidades. En estas condiciones habrían de estar protegidos contra los altos voltajes a fin de evitar todo tipo de desperfectos de los instrumentos de medición. Con el propósito de alejar los peligros que pudieran derivarse de las altas tensiones se conectan estos aparatos en las instalaciones por medio de transformadores que por el trabajo que han de efectuar se denominan transformadores de medida.

La forma como actúan los transformadores de medida es el siguiente:

Supongamos un wáttmetro monofásico construído para 100 Voltios y 5 amperes y debe servir en una instalación que trabaja a 6000 Voltios y con corriente máxima de 200 amperios. Esto es que la potencia que ha de medirse de la instalación será: $P = VI = 6000 \times 200 = 1200 \text{ KW}$.

Se instalará por consiguiente un transformador de tensión con relación de transformación 6000/100, Voltios y uno de corriente de 200/5 Amperes.

El primero alimentará la bobina voltimétrica del Wattmetro y el segundo la amperimétrica.

Si el wattmetro marca la potencia con arreglo a la tensión e intensidad de trabajo será la medida correspondiente igual a:

$$100 \cdot 5 = 500 \text{ Watt.} = 0.5 \text{ Kw.}$$

Por lo tanto para tener la potencia verdadera será necesario multiplicar el valor de esta lectura por la relación:

$$\frac{6000}{100} = \frac{200}{5} = 2400, \text{ Esto es } 0.5 \times 2400 = 1200 \text{ KW.}$$

y obtendremos así el valor verdadero.

A la cifra anterior (2,400), se le llama constante de la lectura puesto que por ello habrá que multiplicar las señales por el aparato para obtener la expresión verdaderas de la potencia absorbidas por la instalación objeto de la medida.

El funcionamiento interno de los transformadores de corriente y de potencial no lo describiremos por ahora ya que lo haremos posteriormente en la sección de transformación.

Estos transformadores operan dentro del funcionamiento en forma equivalente a los demás transformadores que nosotros conocemos, es decir los transformadores para instrumento, y operan bajo el mismo principio que los transformadores que describiremos adelante.

Norma para transformadores de corriente (T.C.).

Condiciones generales de servicio:

Los T.C., deberán operar a una temperatura ambien

te máxima de 40°C. y una temperatura ambiente promedio de - 24 horas máxima de 30°C, y una altitud de 1000 mts. sobre el nivel del mar.

El neutro del sistema puede estar aislado; esto es no conectado a tierra, o en caso contrario conectado a tierra, ya sea con impedancia de por medio o sin ella.

Condiciones especiales de servicio.

Algunas condiciones que provee esta norma son las siguientes:

- a- Temperatura ambiente mayores a las especificadas en el inciso anterior.
- b- Humos, polvo excesivo, mezclas explosivas, etc.
- c- Vibraciones excesivas, choques o golpeteo.
- d- Condiciones no usuales de ciclo de operación - como frecuencia de mantenimiento, tensión etc.

Condiciones nominales:

Corrientes nominales primarias:

Algunas de las corrientes primarias normalizadas son las siguientes 5/10/15/20/25//800 amperes.

Algunas de las combinaciones de corriente primarias normalizadas para transformadores de doble relación son:

5X10, 10X20, 15 X 30, 25 X 50, 50 X 100.....150X300 amperes - algunas de las combinaciones de corriente primarias normalizadas para transformadores tipo boquilla son:

600/500/450/400/300/250/200/150/100/50 Amperes.

Corrientes nominales secundarias.

La corriente nominal secundaria normalizada es de 5 amperes pero por una simple relación se puede transformar esta relación de corriente a un valor de un ampere en los -

casos en que se especifique.

Frecuencia Nominal.

Los T.C. deben ser capaces de operar en sistemas a frecuencias nominales de 50 y 60 Hertz. (Hz).

Cargas nominales.

En la tabla I-9 se dan los valores normalizados para cargas nominales en los T.C.

Cargas nominales para transformadores con corriente de 5 y 1 amperes a frecuencia de 60 Hertz.

TABLA I - 9

DESIGNACION	CARACTERISTICAS DE LAS CARGAS NOMINALES							
	CARGA NOMINAL	FACTOR DE Pot.	RESISTENCIA (Ω)		INDUCTANCIA (mH)		IMPEDANCIA (Ω)	
			5 A	1 A	5 A	1 A	5 A	1 A
BO.1	2.5	0.9	0.09	2.25	0.116	2.9	0.2	2.5
BO.2	12.5	0.9	0.18	4.50	0.232	5.8	0.2	5.0
OO.5	25.0	0.9	0.95	11.25	0.580	14.5	0.5	12.5
B1.0	50.0	0.5	0.5	12.5	2.3	57.5	1.0	25.0
B2.0			1.0	25.0	4.6	115.0	2.0	50.0
B4.0	100.0	0.5	2.0	50.0	9.2	230.0	4.0	100.0
B8.0	200.0	0.5	4.0	100.0	18.4	460.0	8.0	200.0

Condiciones nominales de corto circuito.

Corriente nominal de corto circuito.

Los T.C. con primario devanado o con barra fija de beran cumplir con las especificaciones para las corrientes nominales térmicas y dinámicas de corto circuito, mismas que más adelante se especifican.

Por lo que toca al T.C. en el que el primario no es una parte perteneciente al transformador, como en los tipos de boquilla, ventana, o dona, se deben cumplir también --

con las especificaciones relativas a las corrientes nominales de corto circuito expresadas en términos de la corriente primaria, aunque éstas se refieran al devanado secundario.

Corriente Nominal dinamica de corto circuito. .

Es el valor eficaz de la corriente primaria que - durante un segundo el transformador debe soportar con su secundario en corto circuito.

Corriente nominal dinámica de corto circuito.

Es el valor eficaz de la componente de C.A. de -- una onda de corriente primaria completamente asimétrica que el T.C. debe ser capaz de soportar con el secundario en corto circuito sin sufrir daños mecánicos.

Clase de aislamiento y nivel básico de impulso -- (N.B.I.). La tabla I-10 muestra los valores de clase de -- aislamiento el N.B.I. y las pruebas dieléctricas que corresponden a distintas tensiones nominales.

TABLA I-10

CLASE DE AISLAMIENTO	TENSION APLI CADA FREC. NOMINAL	N.B.I. ONDA PLENA DE CRES TA	ONDA CORTADA	
KV.	KV	KV	VALOR DE CRESTA KV	TIEMPO MI NIMO DE - ARQUEO EN MICROSE- GUNDA
18	40	125	145	3
25	50	150	175	3
34.5	70	200	230	3

Clase de precisión.

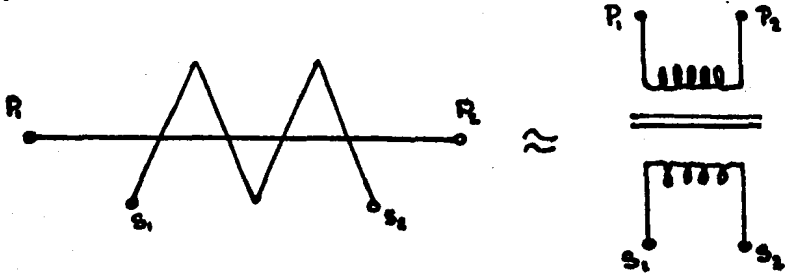
Las clases de precisión normalizadas para T.C. de medición son 0.3, 0.6 y 1.2.

Reglas para marcar las terminales de los transformadores monofásicos.

Las letras P's indican a los devanados primarios-
y las letras S's indican a los devanados secundarios.

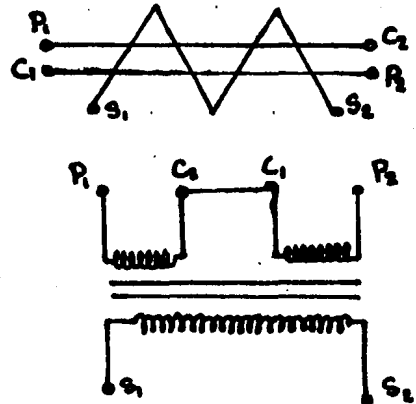
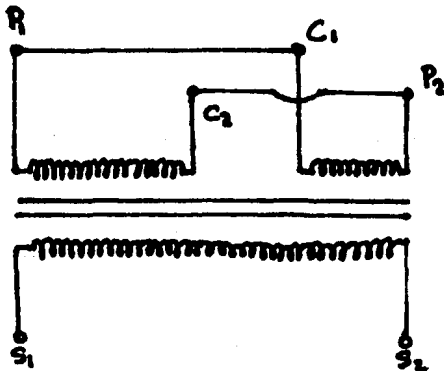
Algunas de las conexiones clásicas son las siguientes.

a- T.C. Normal de simple relación de transformación con un solo circuito magnético y un embobinado secundario:



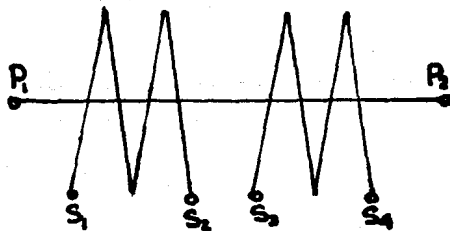
b- T.C. con un circuito magnético y una doble relación de transformación por medio de conexión serie o paralelo sobre el bobinado primario.

ó también:

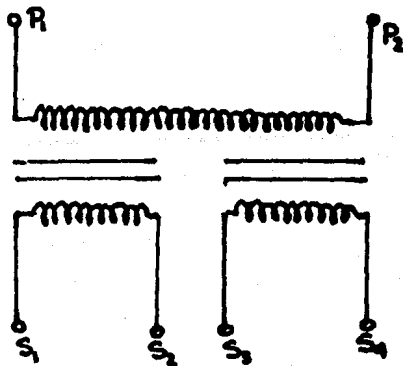


c- T.C. Con dos circuitos magnéticos y una sola relación de transformación y dos bobinados secundarios independientes.

O TAMBIEN:



33



Placa de datos:

La placa de datos que deben llevar los transformadores de corriente deben contener la siguiente información:

- a.- Marca industrial de fabrica.
- b.- Leyenda, transformador de corriente.
- c.- Tipo de transformador.
- d.- Número de serie.
- e.- Leyenda "Hecho en México".
- f.- Relación nominal de transformación expresada en términos de la corriente nominal primaria (I_p) y la corriente nominal secundaria (I_s).

Si en el transformador tiene más de un devanado - primario y/o secundario y/o derivaciones se deben usar los símbolos de la tabla primera.

- g.- Frecuencia nominal de operación.
- h.- Corriente nominal térmica de corto circuito -
- i.- Corriente nominal dinámica de corto circuito-

j.- Tensión nominal.

k.- Potencia y clase de precisión para medición - y/o protección.

Datos para pedidos.

Los datos necesarios para pedidos que se deben especificar para obtener un transformador de C. son los siguientes:

a.- Relación nominal de transformación.

b.- Frecuencia nominal.

c.- Clase nominal de aislamiento y nivel básico de impulso.

d.- Tipo de servicio (interior o intemperie).

e.- Las corrientes nominales, térmica y dinámica de corto circuito.

f.- Clase de precisión asociada a su carga nominal de presión.

Norma para transformadores de potencial (T.P.).

Condiciones generales de servicio:

Al igual que en las anteriores deben ser las mismas que para los transformadores de corriente.

Factor de sobretensión.

Todos los T.P, deben ser capaces de operar continuamente a frecuencia nominal con una tensión igual a 1.1 veces su tensión nominal, para condiciones de emergencia deben operar a una tensión a 1.25 veces de la tensión nominal con una carga al 64% de la capacidad térmica del transformador sin exceder una temperatura de 75° C.

Carga nominal de precisión.

Los valores, designaciones y las características-

de las cargas nominales de precisión están dadas por la tabla primera de los transformadores de instrumento.

Las características están referidas a las tensiones nominales secundarias.

Tabla I-11

Cargas nominales de precisión para T.P. con tensión secundaria de 120 V.

CARGA NOMINAL DE PRECISION	DESIGNACION	CARACTERISTICAS DE LAS CARGAS DE PRECISION 120 V.			FACTOR DE POTENCIA (F.P.)
		RESIST. 1	REACTANCIA OHMS	CORRIENTE AMPERES	
V. A.					
13.5	w	115.2	1146.2	0.104	0.1
25.0	X	403.2	411.26	0.208	0.7
75.0	y	163.2	100.99	0.625	0.81
200.0	Z	61.2	37.87	1.67	0.85
400.0	ZZ	30.6	18.94	3.33	0.85

En el caso de una tensión distinta a 120 V. la característica de la carga debe variarse, en proporción directa al cuadrado de la relación de tensión nominal secundaria y la tensión tabulada, esto con el fin de conservar los V.A. (Volts-amper), y el factor de potencia.

Esto se representa mediante la siguiente ecuación.

$$\frac{VA_1}{VA_2} = \left[\frac{V_1}{V_2} \right]^2$$

Capacidad Térmica.

Se debe especificar a cada transformador la máxima carga térmica en V.A., esta debe ser de por lo menos -- igual a la máxima carga nominal de precisión especificada.

Para transformadores que tengan dos devanados secundarios o un secundario con derivaciones se deben especi-

ficar la capacidad térmica para cada devanado o para cada derivación. Temperatura mínima de trabajo.

La temperatura mínima de trabajo a la que los T.P. deben ser capaces de operar satisfactoriamente debe ser en los siguientes terminos: para T.P. tipo intemperie a $+25^{\circ}\text{C}$, y para T.P. tipo interior a -5°C .

Características de corto circuito.

Los T.P. deben ser capaces de soportar durante un segundo los esfuerzos mecánicos y térmicos debido a un corto circuito en las terminales secundarias, manteniendo sus terminales primarias a tensión nominal.

Clase de precisión:

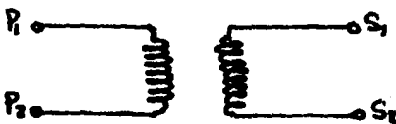
Las clases de precisión normalizadas para T.P. son las mismas que para los T.C.

Reglas para marcar las terminales de los transformadores monofásicos.

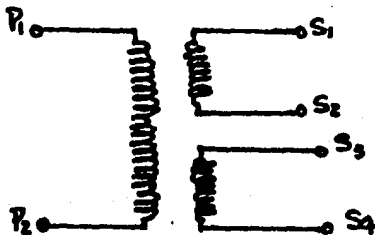
Las letras P's indican los devanados primarios y las letras S's indican a los devanados secundarios.

Algunas de las conexiones clásicas para T.P. son las siguientes:

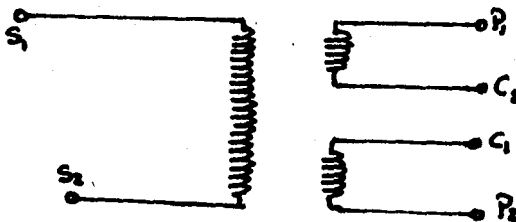
a.- T.P. con simple relación de transformación:



b.- T.P. con simple relación de transformación -- provisto con dos devanados secundarios independientes.



c.- T.P. de doble relación de transformación en - el bobinado primario para conexión serie paralelo.



Placa de datos:

La placa de datos que deben llevar los T.P. deben contener la siguiente información.

- a.- Marca industrial de la fabrica.
- b.- Leyenda "transformador de potencial"
- c.- Tipo de transformador.
- d.- Número de serie.
- e.- Tensiones nominales primarias y secundarias.
- f.- Clases y cargas nominales de precisión para cada secundario o derivación.
- g.- Frecuencia nominal.
- h.- Nivel nominal de aislamiento.
- i.- Capacidad térmica.
- j.- Leyenda "Hecho en México".

Datos para pedido.

Los datos necesarios que se deben especificar para pedir un T.P. son los siguientes:

- a.- Tensión nominal primaria y tensión nominal secundaria.

- b.- Relaciones preferentes de transformación.
- c.- Clases y cargas nominales de precisión para - secundario o derivación.
- d.- Frecuencia nominal.
- e.- Nivel de aislamiento nominal y nivel nominal- de aislamiento al impulso.
- f.- Tipo de servicio ya sea para interior o para- intemperie.
- g.- Capacidad térmica.
- h.- En los casos necesarios las condiciones espe- ciales de servicio u operación.

Métodos de prueba de transformadores para instru- mentos:

Al igual que en las normas para los T.I. las prue- bas que se deben efectuar son tanto para los T.C. como para los T.P. Estas pruebas se clasifican en dos tipos, a saber:

Pruebas de prototipo y pruebas de rutina.

Las pruebas de prototipo son:

- 1.- Prueba para verificar la identificación de -- terminales.
- 2.- Prueba de precisión.
- 3.- " de impedancia.
- 4.- " de excitación.
- 5.- " de calentamiento.
- 6.- " de corto circuito.
- 7.- " de impulso.

8.- Prueba dieléctrica de tensión aplicada entre el devanado primario y el secundario conectado a tierra - - (aterrizado).

9.- Prueba deléctrica de tensión aplicada entre el devanado secundario y el primario aterrizado.

10.- Prueba dieléctrica de tensión inducida.

Estas pruebas se deberán realizar en el orden especificado.

Las pruebas de rutina son:

1.- Prueba para verificar la identificación de -- terminales.

2.- Prueba dieléctrica de tensión aplicada entre el devanado primario con el secundario aterrizado.

3.- Prueba dieléctrica de tensión aplicada entre el devanado secundario y el primario aterrizado.

4.- Prueba dieléctrica de tensión inducida.

Al igual que las anteriores estas se deben realizar en el orden especificado.

Como se puede ver las pruebas de rutina están implícitas en las prototipo.

De acuerdo a las definiciones de ambos tipos de prueba y como por los fines que se persiguen en el presente estudio enfocaremos nuestra atención exclusivamente a las pruebas de rutina.

Considerando también que la realización de éste tipo de pruebas es similar tanto para los T.C. como para -- los T.P. estas se exponen conjuntamente; haciendo las debidas observaciones en los casos necesarios.

**PRUEBA DIELECTRICA DE TENSION APLICADA ENTRE EL DEVANADO --
PRIMARIO CON EL SECUNDARIO ATERRIZADO.**

Esta prueba tiene como objeto verificar que el -- transformador es capaz de soportar los esfuerzos resultantes al ser aplicada la tensión de prueba.

Condiciones para la realización de la prueba:

La tensión de prueba debe tener una onda senoidal a frecuencia nominal; en el caso de no ser senoidal pura, - la tensión debe tener un valor de cresta igual al especificado y éste a su vez multiplicado por la raíz cuadrada de - dos.

Los aparatos y el equipo a emplear son los si- -- guientes;

a).- Tablero de pruebas el cual incluye: Ampérmetro, vóltmetro y frecuenciómetro.

b).- Transformador elevador.

c).- Cronómetro.

Procedimiento para la realización de la prueba:

a).- Se conectan las terminales del devanado primario en corto circuito.

b).- Se conectan a tierra el armazón, el núcleo - en el caso de que éste esté destinado para ello, el tanque y las terminales de los devanados secundarios conectándose estos entre en corto circuito.

c).- Se aplica la tensión de prueba entre las terminales del devanado primario y tierra, aumentándola gradualmente en un tamaño no mayor de 15 segundos, partiendo - del valor cero hasta llegar a la tensión de prueba, una vez alcanzado éste valor se mantendrá durante un minuto y en seguida se disminuirá hasta cero.

Algunos de los indicios de falla durante la prueba se enlistan a continuación; pero en cualquier caso se de

be suspender la prueba y localizar la falla para su corrección.

- a).- Ruido dentro del transformador.
- b).- Precencia de humo y burbujas en el aceite.
- c).- Corriente excesiva en el circuito primario - del transformador
- d).- Caida de lectura en los instrumentos de medición.
- e).- Disminución brusca del ruido característico del efluviio.
- f).- Aparación de descargas disruptivas en el - - aire o en la superficie del transformador.
- g).- En transformadores con aislamiento sólido, - se puede comprobar que ha ocurrido una falla midiendo la resistencia de aislamiento después de la prueba.

Al final de éste tipo de prueba se debe proporcionar un informe por escrito de: El valor de tensión aplicada, su frecuencia, y el tiempo de duración, así como indicar los resultados obtenidos.

PRUEBA DIELECTRICA DE TENSION APLICADA ENTRE EL DEVANADO -- SECUNDARIO CON EL PRIMARIO ATERRIZADO.

Esta prueba se realiza en forma análoga a la prueba anteriormente expuesta.

PRUEBA DIELECTRICA DE TENSION INDUCIDA.

Esta prueba tiene como objeto, verificar que el - transformador es capaz de soportar los esfuerzos dieléctricos resultantes, al ser aplicada la tensión de prueba.

Las condiciones para realizar la prueba son los - siguientes:

a).- La tensión de prueba debe tener preferentemente una forma de onda senoidal o en caso de no ser así la tensión debe tener un valor de cresta igual al especificado y éste a su vez multiplicado por la raíz cuadrada de dos.

b).- La duración de la prueba debe ser de acuerdo a la frecuencia de la tensión aplicada sin exceder nunca un tiempo de 60 segundos ni ser menor a 18 segundos.

La tabla I-12 indica la duración de la prueba para frecuencias normalmente usadas.

TABLA I - 12

FRECUENCIA EN HERTZ	TIEMPO EN SEGUNDOS
120 ó menos	60
180	40
240	30
360	20
400	18

Los aparatos y el equipo a utilizar son los siguientes:

a).- Un grupo motor generador para obtener la tensión a la frecuencia de prueba.

b).- Un tablero de pruebas anteriormente especificado.

c).- Un cronómetro.

El procedimiento para llevar a efecto la prueba es:

a).- Se conectan a tierra; el armazón, el tanque el núcleo en el caso de que éste esté destinado para ello - así como una terminal de cada uno de los devanados secundarios y una terminal del devanado primario conectados entre sí.

b).- La tensión de prueba debe partir de un tercio o menos del valor de la tensión de prueba y debe incre-

mentarse hasta dicho valor en un tiempo menor de 15 segundos después de transcurrido este tiempo la tensión debe reducirse gradualmente hasta un tercio del valor de la tensión de prueba aplicada.

Para transformadores con varios secundarios, la tensión de prueba debe aplicarse a cada uno de estos.

Algunos de los indicios de falla durante la prueba se enlistan a continuación; pero en cualquier caso debe suspenderse la prueba para localizar la falla y corregirla.

- a).- Corriente excesiva en el circuito primario.
- b).- Caída de lectura de los instrumentos de medición.
- c).- Disminución brusca del ruido característico de los efluvios.
- d).- Presentar en su interior descargas disruptivas perceptibles en el aceite, esto para transformadores sumergidos en aceite y en las cavidades para transformadores encapsulados en resina.

Al final de la prueba se debe proporcionar un informe por escrito de: el valor de la tensión de prueba aplicada, su frecuencia, y el tiempo de duración, así como indicar los resultados obtenidos.

SEGUNDA SECCION PROTECCION.

I.- INTRODUCCION.- Esta sección puede considerarse dentro de la subestación como la segunda más importante ya tiene como principales funciones permitir gracias a los elementos que la constituyen; controlar la energía eléctrica en lo que respecta al paso o no paso de energía, por un lado y por otro, protegerlo contra el paso excesivo de flujos de energía indeseados para los cuales los elementos -- posteriormente localizados no están específicamente diseñados.

II.- LOS COMPONENTES DE ESTA SECCION A LOS QUE LES CORRESPONDE EL PAPEL DE CONTROLADOR DE LA ENERGIA SON.

a) Interruptores

b) Disyuntores

Y lo que respecta a los dispositivos de protección son:

d) Apartarrayos

c) Fusibles

III.- DEFINICIONES

UN INTERRUPTOR.- Es un dispositivo destinado a establecer, cortar y cambiar las conexiones en un circuito eléctrico. Se supone que este dispositivo se utiliza en condiciones normales de operación del sistema.

UN DISYUNTOR O INTERRUPTOR DE POTENCIA.- Es un dispositivo destinado a interrumpir tanto en condiciones normales como anormales, un circuito, en funcionamiento.

Dichas condiciones anormales son principalmente las producidas durante un corto circuito por lo que el disyuntor ha sido diseñado para soportar intensidades grandes pero de corta duración e interrumpiéndolas.

Los interruptores son considerados denominados desconectadores eléctricos en aire los cuales pueden ser -

de dos tipos:

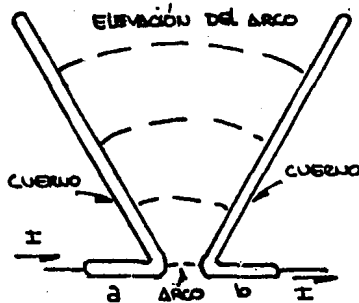
- **DESCONECTADOR ELECTRICO EN AIRE CON CARGA.**- Que son aquellos cuyos contactos se separarán en el aire, por supuesto, estando equipado con elementos para conectar y desconectar tensión nominal, su corriente nominal y que consta además con elementos para la extinción del arco.

- **DESCONECTADOR ELECTRICO DE OPERACION SIN CARGA.** Dispositivo formado por partes conductoras y partes aislantes montado sobre una base; con ó sin portafusible, cuya función es la de conectar, ó desconectar en circuito eléctrico, sin carga, por medio de un elemento móvil, cuya operación puede ser manual ó automático.

Se hizo la presentación de ambas definiciones simultáneamente con el fin de hacer notar la diferencia existente entre las funciones de un interruptor y un disyuntor.

El método más sencillo de extinguir un arco consiste aumentar su longitud, incrementándose esta a un valor donde la tensión sobre el arco es igual a la del circuito. Si se aumenta esta longitud los efectos desionizantes sobrepasan los ionizantes y el arco se extingue como mecanismo ilustrativo de este método de extensión tenemos el de la figura III-1.

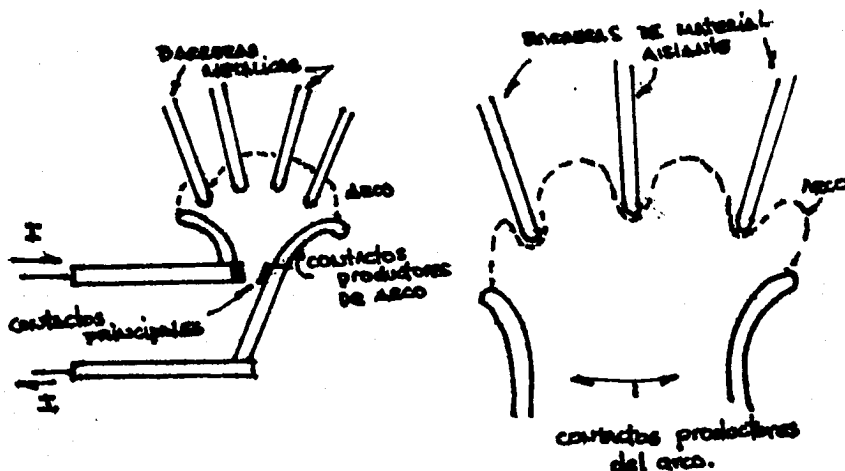
Al empezar a separarse los contactos a y b, se establece el arco eléctrico en la base de los mismos el cual a causa del calor generado por este provoca en su parte



baja corrientes ó gasificación del aire el cual lo hace subir. pero como las fuerzas electromagnéticas dentro de un lazo tiende a aumentar su área, el arco se ve impulsado aun más hacia arriba por lo que el arco se hace más largo permitiendo se enfrente con mayor facilidad por convección, por las corrientes de aire y por radiación. Asimismo, una columna positiva de mayor longitud requiere para su mantenimiento

una tensión también mayor por lo que es de esperarse que en un interruptor de esta clase el arco se extinga antes de que llegue a los extremos superiores de los cuernos.

Pueden usarse además bobinas excitadas por la corriente de potencia para producir un campo magnético que contribuya al soplado magnético del arco.



Haciendo extensivo el anterior fenómeno y para tensiones más altas tenemos la combinación del soplado magnético para alargar el arco y el seccionamiento por medio, - tanto, de barreras metálicas como de aletas aislantes.

En el primero se usan materiales de bajo punto de fusión para propiciar la mancha catódica posterior a la inversión de la corriente.

En el segundo se propicia desionización por recombinación reduciendo así la ionización.

Después de esta breve nota sobre la extinción del arco en interruptores en aire procederemos a mencionar en forma particular lo que respecta a desconectadores eléctricos en aire para alta tensión, posteriormente interruptores de potencia, fusibles y apartarrayos.

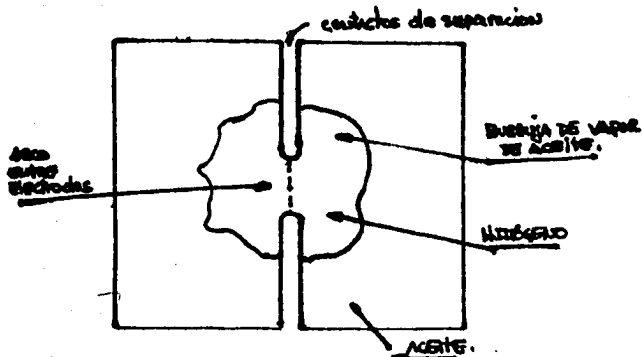
Para recordar diremos nuevamente que un desconecta

dor, es un dispositivo cuya finalidad es la de conectar ó desconectar ó cambiar las conexiones de un circuito eléctrico y cuyos contactos se separarán en el aire.

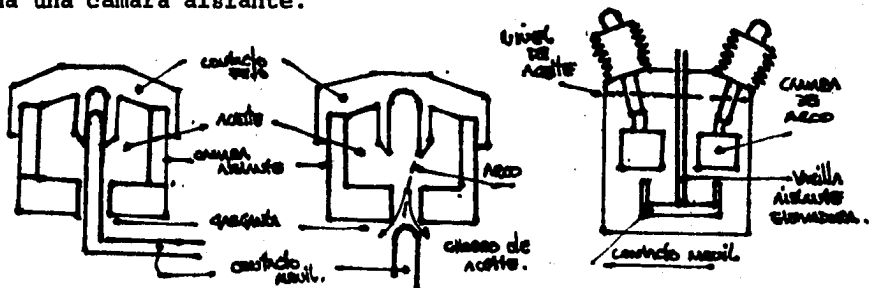
EN LO QUE RESPECTA A DISYUNTORES:

En muchos disyuntores el arco se produce en: Aceite, te, gas y vacío.

En los disyuntores con cámara de aceite, al cerrar se el arco entre los contactos en separación, el aceite se evapora debido a la alta temperatura creada por el arco -- creándose una burbuja que lo rodea. La descomposición del aceite produce un gas con alto contenido de hidrógeno el cual por ser un gas inerte esta completo de electrones en sus orbitas con lo que es más difícil ionizarlo evitando así la formación del arco. Esta forma de interrupción del arco depende por tanto de su alargamiento, refrigeración y de la introducción de producción de gas desfavorable para la formación del arco. En la figura III-2 se muestra una forma de disyuntor de este tipo.



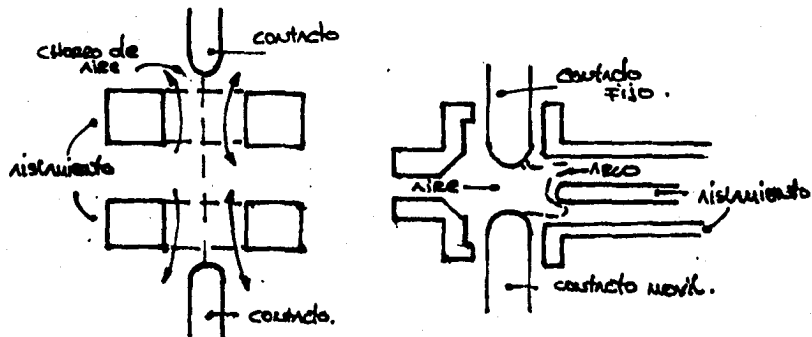
Aquí los contactos cerrados están rodeados de aceite que llena una cámara aislante.



Al descender el contacto móvil, el arco sale por la garganta de la cámara y la parte remanente dentro de ella genera gas el cual expede el aceite por la garganta poniendolo en intimo contacto con el arco, enfriandolo y favoreciendo la desionización por combinación arrastrandofisicamente hacia afuera los electrones y los iones positivos.

Estos disyuntores son muy efectivos en su funcionamiento como ruptores de circuitos pero tienen el inconveniente de que el aceite contenido en ellos representa un peligro de incendio en caso de que el tanque que contiene a este dispositivo se rompe debido a una presión elevada internamente. Además de que los pesados mecanismos provocan una alta inercia limitando la velocidad de operación de los contactos prolongando así los efectos del arco.

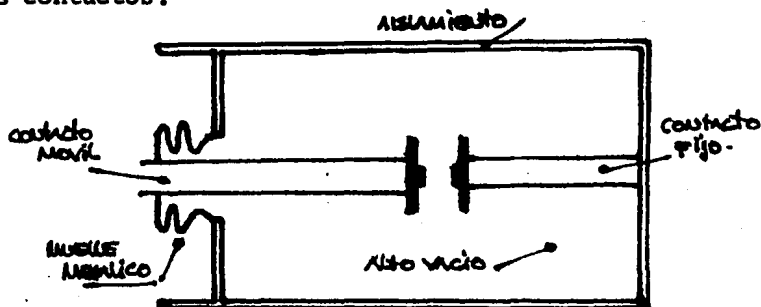
El disyuntor de aire a presión es un tipo en digyuntor de muy grande capacidades y en los cuales el peligro de incendio está reducido a un mínimo y en el que la velocidad de separación de los contactos puede ser muy grande.



Al formarse el arco, un chorro de aire de alta presión lo enfria y elimina el gas ionizado de entre los electrodos en separación obligándola a extenderse y formandolo contra una barrera aislante con el consiguiente efecto de recombinación Fig. III-3.

Los disyuntores al vacio constituyen otro artificio para la rápida interrupción de un circuito. Como se mencionó en los fenómenos de ionización el gas se ioniza entre los electrones libres que se mueven hacia el ánodo. Los iones positivos que llegan al cátodo ponen en acción un meca

nismo por el cual nuevos electrones se escapan del metal-sea por fenómenos termoionicos por omisión de campo intenso. Todos estos fenómenos desaparecen practicamente si se elimina el gas existente en los contactos, interrumpiéndose el arco casi al primer valor cero de la corriente sin que se vuelva a iniciar, dependiendo de la velocidad de los contactos.

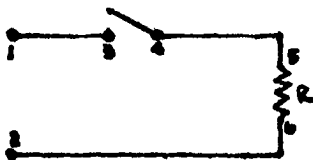


Como se había mencionado anteriormente la interrupción de los arcos eléctricos depende del paso por cero de la corriente y la inversión de la polaridad y el restablecimiento del arco posterior a esto depende de la velocidad a que los efectos causantes se pongan nuevamente en juego y al aumento acelerado de la tensión entre los contactos que se separén.

Ahora bien, se ha encontrado que la velocidad a la cual aumenta la tensión entre los contactos de un interruptor de potencia después del paso por cero de la corriente depende de la naturaleza del circuito eléctrico por el cual circula la corriente.

Dado lo anterior consideramos un pequeño análisis de los diferentes tipos de circuitos para ver la importancia de la configuración del circuito en el valor de la tensión de recuperación del arco.

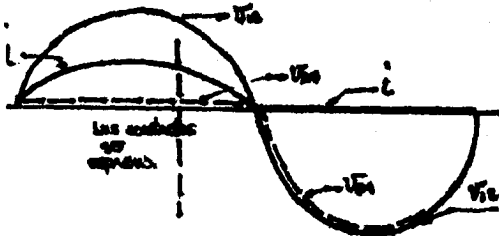
CIRCUITO RESISTIVO. - Según las leyes de Kirchoff de tensiones tenemos:



$$V_{12} = V_{24} + V_{46}$$

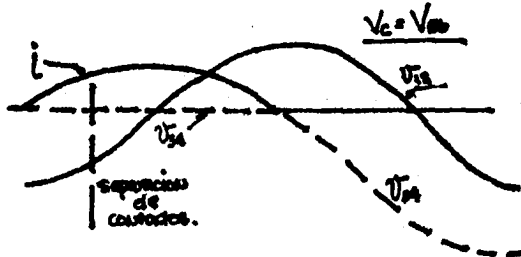
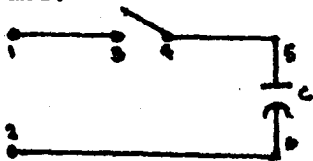
De donde:

$$V_{34} = V_{12} - V_{56}$$



Suponiendo que después del paso por cero de la corriente, el circuito se interrumpe y en este caso $V_{56} = V_{56} = 0$ entonces: $V_{34} = V_{12}$ se ve que en el circuito resistivo la tensión V_{34} , disponible para iniciar el arco es exactamente igual a la de la fuente. La velocidad con que esta tensión aumenta está determinada por las características de la fuente localizada en 1 y 2, viéndose además que la tensión V_{34} está en fase con la V_{12} a partir de $i=0$

CIRCUITO CAPACITIVO. Aplicando igualmente las leyes de voltaje de Kirchhoff para este circuito tenemos:



Antes de que $i = 0$ y despreciando la caída en el arco se tiene que $V_{34} = 0$ y $V_{56} = V_{12}$

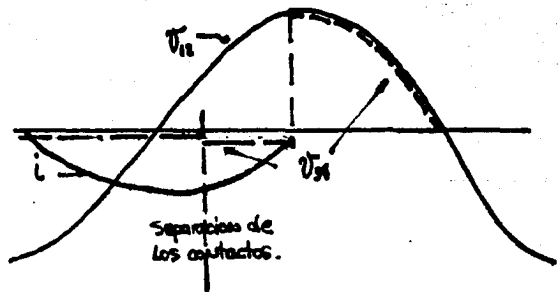
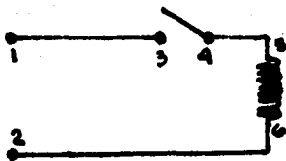
Se observa que en este tipo de circuito el valor-cero de la corriente se presenta en el instante en que la onda de tensión alcanza su máximo. Esto significa que si la corriente cesará en el momento de pasar por cero el condensador quedará cargado con una tensión igual. al valor de-cresta de la fuente de C.A. teniéndose entonces.

$$\begin{aligned} V_{56} &= V_c \\ V_{34} &= V_{12} - V_c \end{aligned}$$

Lo que indica que la tensión en los contactos --- abiertos es la diferencia entre la tensión de C.A., y la -- de C.D. y la velocidad inicial del aumento de tensión, -- después de la corriente cero es relativamente pequeña pe-ro la tensión en los contactos en separación al terminar-el medio ciclo alcanza un valor igual al doble del valor-máximo de la tensión de la fuente esta alta tensión en -- los contactos que empiezan a separarse puede iniciar con-retardo el inicio del arco en interruptor reales lo que - puede conducir condiciones transitorias de consideración-en el sistema.

CIRCUITO INDUCTIVO

De la misma ecuación anterior $V_{12} = V_{34} + V_{56}$



Para antes de que se abran los contactos.

$$V_{34}=0 \therefore V_{12} = V_{56} \text{ pero } V_{56} = L \frac{di}{dt}$$

$$\text{entonces } V_{12} = L \frac{di}{dt}$$

Para el instante después de abiertos los contactos.

$$i = 0$$

$$\therefore L \frac{di}{dt} = 0 \Rightarrow v_{34} = v_{12}$$

si la corriente cesa en el instante en que alcanza su valor cero, la variación en la bobina es subitamente cero -- anulandose bruscamente la tensión en ella por tanto la tensión en el arco pasa del valor cero al máximo de la fuente en un tiempo cercano a cero.

Este aumento repentino de la tensión de recuperación produce la reiniciación del arco.

Con lo anterior queda establecida la importancia - que tiene la naturaleza de la carga en la selección del interruptor en función de su velocidad de desconexión ó el - efecto del factor de potencia que implica un circuito en - el cual intervengan los diferentes elementos pasivos con la - consecuente reducción de efectos indeseables, como el anterior cuando este F.P. tienda al valor unitario.

A continuación mencionaremos algunas de las características nominales de esta tensión para corriente alterna.

Clasificación.

- Por su instalación.

- a) Interiores
- b) Exteriores

- Por el medio de extinción

- a) En aire
- b) En gas
- c) En aceite
- d) En vacio

- Por el tipo de operación

- a) Manual

b) Eléctrico

Cualesquiera de los anteriores posee un dispositivo de operación por energía almacenada. La operación por energía almacenada es aquella forma de operación mediante energía previamente almacenada en el mecanismo y suficiente para efectuar la operación bajo condiciones predeterminadas.

Este tipo de operación puede ser subdividida de acuerdo con:

- 1).- La forma de almacenar la energía (Resorte, - peso, etc.)
- 2).- El origen de la energía (eléctrica, manual, - (etc.)
- 3).- La forma de liberar la energía (eléctrica ó manual).

En los disyuntores de operación en aire con carga se tiene en ciertos dispositivos un elemento muy importante en la extinción del arco y la protección contra éste - el cual se denomina contacto de arqueo y es aquel en el cual se intenta que se establezca solamente el arco eléctrico al ser accionado el Interruptor. Un contacto de arqueo puede servir como contacto principal y puede ser un contacto separado, diseñado de tal forma que abre después y cierra antes que otro contacto al cual pretende proteger.

Las características generales de un interruptor - incluyendo sus dispositivos de operación y equipo auxiliar que se usan para determinar su capacidad son las siguientes:

- a) Tensión Nominal (máxima de diseño).
- b) Nivel de Aislamiento Nominal.
- c) Frecuencia Nominal
- d) Corriente Nominal
- e) Corriente de Interrupción de cortocircuito

f).- Tensión transitoria de recuperación nominal para falla en terminales.

g).- Corriente nominal de cierre de corto circuito.

h).- secuencia nominal de operación.

CARACTERISTICAS NOMINALES QUE DEBEN INDICARSE SI SE REQUIEREN

a).- Corriente nominal de interrupción fuera de base.

b).- Corriente capacitivo nominal de interrupción.

c).- Otros factores de condiciones que afectan al diseño y operación y aplicación son:

1).- Humos ó vapores dañinos, polvo excesivo ó abrasivo, mezclas explosivas de polvos y gases vapor, rocío salino, humedad excesiva o goteo de agua, etc..

2).- Vibración anormal, impactos ó inclinaciones.

3).- Temperaturas ambientales excesivamente extremosas.

4).- Transporte ó almacenamiento no comunes.

5).- Limitaciones de espacio poco comunes.

6).- Servicio de operación incorrecto número de operaciones, dificultad de mantenimiento, tensión desbalanceada, requisitos de aislamiento especiales.

REQUISITOS PARA LOS LIQUIDOS Y BASES DE LOS INTERRUPTORES

En lo que respecta al aceite, debe ser posible llenar y drenar con facilidad los interruptores en aceite debiendo además proveerse un dispositivo para revisar el nivel del mismo aún durante el funcionamiento, con indicación de los límites mínimos y máximos admisibles para el funcionamiento correcto.

Lo que respecta a gases se debe obtener un se--

llado total del dispositivo y de ser posible tenerse instrumentos que indiquen la presión interna del mismo, así como también una fuente de zona de suministro para compensar pérdidas de presión en el interior del dispositivo.

Donde no exista un requisito especial con respecto a la operación simultanea de polos, la diferencia máxima entre los instantes de separación de los contactos durante el cierre y la diferencia máxima entre los instantes de separación de los contactos durante la apertura no deberán exceder de medio ciclo de la frecuencia nominal.

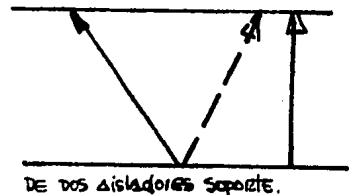
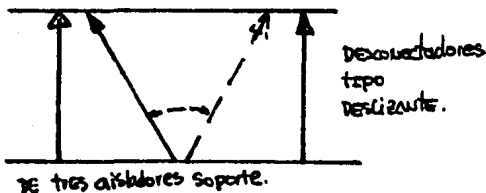
Un interruptor incluyendo sus dispositivos auxiliares de operación debe ser capaz de complementar su secuencia de operación nominal.

Un interruptor arreglado para funcionar o cerrar mediante energía almacenada debe de ser capaz de soportar su corriente nominal decerto circuito y abrir inmediatamente después de su operación de cierre cuando la energía almacenada este adecuadamente cargada, además cerrar sin carga sin sufrir deterioros mecánicos.

Cuando el acumulador de energía es un resorte (ó contrapeso), no debe ser posible para los contactos móviles moverse de su posición abierta a menos que la carga sera suficiente para completar satisfactoriamente la operación.

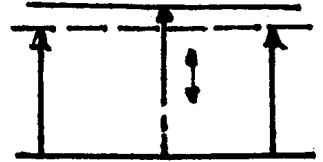
Si un resorte ó contrapeso se carga a mano se debe indicar la dirección para este movimiento a menos que sea evidente, debiendo montarse en el interruptor un dispositivo que indique que el resorte ó contrapeso está cargado excepto en el caso de una operación manual independiente.

- Desconectador tipo Deslizante.- Es aquel desconectador en el cual el viaje de la navaja se efectua mediante el movimiento angular de su aislador soporte el que lo transmite un deslizamiento en un plano paralelo a la base del montaje.



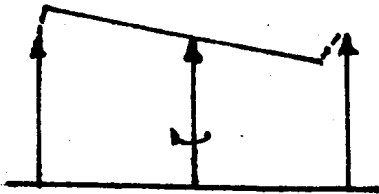
- Desconectador tipo Elevador.-

Es aquel desconectador en el cual el viaje de la navaja se efectúa mediante el movimiento elevatorio de su aislador soporte con respecto a la base de montaje.

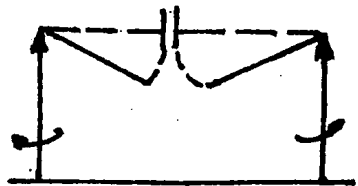


- Desconectador tipo Giratorio.

Es aquel desconectador en el cual el viaje de la navaja se efectúa en un plano paralelo a la base de montaje, por la rotación de uno ó más aisladores soporte en cuyo caso será de apertura doble ó apertura central.



DE APERTURA DOBLE



DE APERTURA CENTRAL.

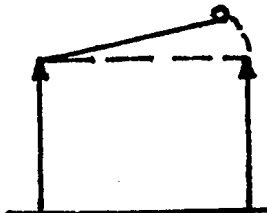
- Desconectador tipo Lateral. Es aquel en el cual el viaje de la navaja se efectúa en un plano paralelo a la base de montaje (en forma de compás).

- Desconectador tipo pértiga.- Es aquel diseñado para ser operado por medio de una pértiga.

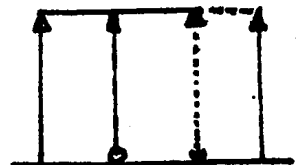
- Desconectador tipo Rodante.- Es aquel en el cual el viaje de la navaja se efectúa mediante el desplazamiento por medio de Rodajas de su aislador soporte, dicho movimiento es paralelo a la base de montaje.



tipo Lateral

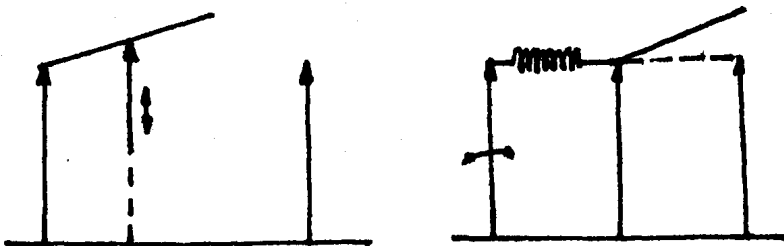


tipo pértiga.



tipo Rodante.

- Desconectador tipo vertical.- Es aquel en el cual el viaje de la navaja se efectúa en un plano perpendicular al plano de la base.



IV.-PRUEBAS QUE SE LES EFECTUAN A LOS DESCONECTADORES EN AIRE EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

Existen dos tipos de pruebas a efectuar:

- I).- PRUEBAS DE RUTINA
- II).- PRUEBAS DIELECTRICAS

Las pruebas de rutina son generalmente practica das por los fabricantes para constar el funcionamiento co rrecto de estos dispositivos asi como su posible vida de duración, es decir esta es estimada en base al desgaste - ó desajuste del dispositivo en un determinado número de operaciones manuales sin estar conectado a algún circuito eléctrico energizado.

Las pruebas dieléctricas consisten en la aplica ción de una tensión de prueba establecido y por un tiempo especificado y son llevadas a cabo con el fin de verifi-- car que los materiales aislantes los cuales han sido pro bados previamente para su voltaje de operación. Cumplen con este valor asi como verificar que los espaciamentos- entre fases y distancias de apertura son los adecuados y- de tal manera que brinden una operación satisfactoria y - segura libre de descargas electricas hacia el soporte en- tre fases.

Las pruebas Dieléctricas pueden efectuarse a - cualquier temperatura existente en el lugar de la prueba- y el desconectador a probar debe ser nuevo y estar fisica mente en buenas condiciones además la base del desconecta dor debe estar conectado a tierra o montado sobre una eg-

estructura metálica conectada a tierra.

A los desconectores en aire para operación en condiciones normales deberán efectuarse las siguientes -- pruebas denominadas Dielectricas.

1).- Pruebas Dielectricas en el desconector - en posición abierta.

2).- Prueba de tensión aguatable en seco.

3).- Prueba de tensión aguatable en rocío

4).- Prueba de tensión de impulso seco.

5).- Prueba de radio interferencia.

Además tenemos otro tipo de pruebas como son:

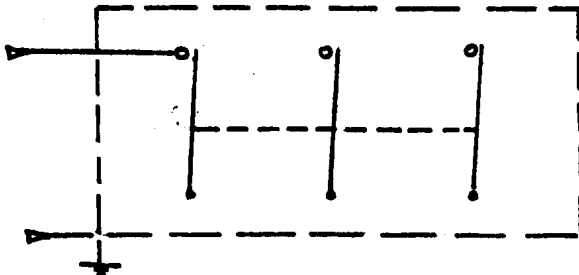
6).- Prueba de elevación de temperatura.

7).- Prueba de comportamiento del desconector

8).- Prueba de vida mecánica.

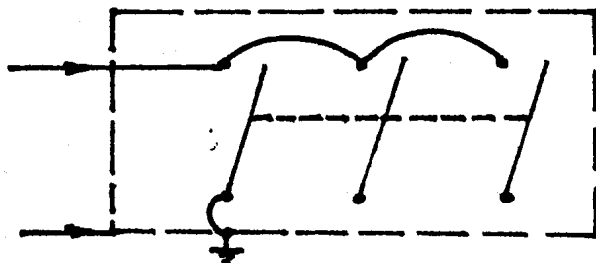
Los desconectores multipolares, montados so-- bre una base común con ó sin barreras entre polos deben-- ser probados como sigue:

a).- Con el desconector cerrado y la base co-- nectada a tierra se aplica simultáneamente la tensión de prueba entre todas las terminales vi vas y tierra como se ilustra a conti-- nuación.

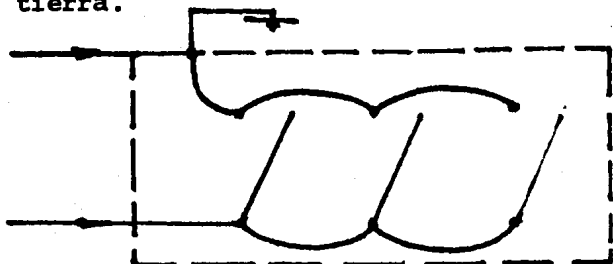


b).- Con el desconector abierto se aplica la-- tensión de prueba simultáneamente a las terminales de un-

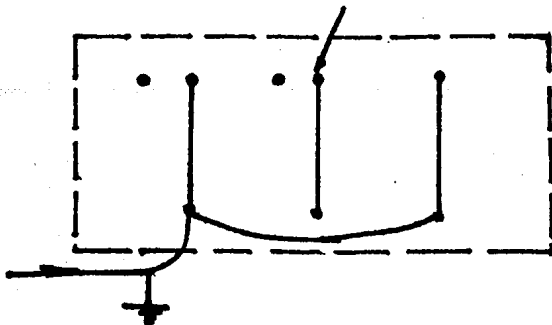
lado teniendo tanto las otras terminales y la base conecta da a tierra y se repite aplicando la tensión a las termina les del otro lado,



teniendo las terminales del primer lado y la base conecta das a tierra.



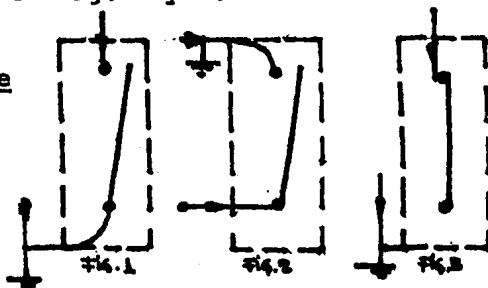
c).- Con el desconectador cerrado, se aplica ten sión de prueba a un polo teniendo las terminales de los --- otros polos y la base conectada a tierra en los desconecta dores de 3 ó 4 polos la tensión debe ser aplicada a un po lo intermedio.



Cuando un desconectador es multipolar pero tiene montados los polos en forma separada deben realizarse las pruebas sobre cada polo de la muestra como sigue:

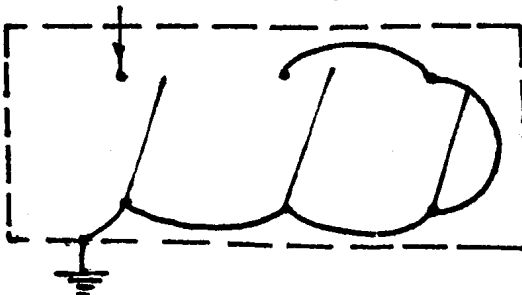
a).- Con el desconectador abierto la tensión de prueba debe aplicarse alternativamente a cada terminal), - teniendo las partes metálicas, incluyendo la base y la terminal conectadas a tierra fig. 1 y 2.

b).- Con el Desconectador cerrado la tensión de prueba debe aplicarse a las partes vivas, teniendo las partes metálicas incluyendo la base conectadas a tierra fig. 3



Pruebas dieléctricas con el desconectador en posición abierta: Un desconectador abierto debe soportar entre partes vivas de un mismo polo una tensión de prueba que deba ser de un valor excedido en un 10% al de la tensión de prueba, debiendo hacerse como se describirá posteriormente y con el fin de demostrar la tensión de prueba aguantable de un desconectador en posición de Abierto.

El desconectador completo junto con su base deberá montarse sobre una estructura metálica aterrizada y aislada por medio de aisladores, los cuales deberán ser idénticos a los usados en el ensamble del desconectador. En el caso de un desconectador para servicio interior de conexión posterior, deben usarse aisladores soporte de barras las cuales posean características eléctricas equivalentes a los de la base del soporte del desconectador el cual en la posición completamente abierto, debe aplicarse a cada terminal del desconectador una tensión de prueba con el valor anteriormente mencionado teniendo todas las otras terminales conectadas a tierra, como se muestra.



Las pruebas dielectricas deben ser:

En seco, de un minuto con baja frecuencia

- La de impulso de 1.2 /50 μ seg.
- Prueba de tensión aguatable en rocío
- Prueba de tensión aguatable en Humedo

En la prueba de resistencia dielectrica a baja-frecuencia, lo que se hace es aplicar una tensión dada de prueba cuya frecuencia debe ser la nominal del sistema -- donde va a operar el desconectador en el punto correspondiente de prueba el valor de esta tensión para 23 KV. a 60 Hz sera como a continuación se describe en:

La prueba de tensión aguatable en seco.- En esta prueba se aplica al desconectador de servicio interior ó exterior una tensión de 60 KV (en el primer caso) --- ó de 70 KV (para el segundo la cual es de baja frecuencia y cuya duración será de un minuto y con las correcciones-atmosféricas apropiadas, no teniendo que ocurrir ningún.- Flameo o daños al material aislante.:

Cuando se efectua esta prueba se debe lograr el 75% de la tensión aguatable en seco en un solo paso y -- posteriormente incrementarse gradualmente al valor requerido en no menos de 5 ni más de 30 segundos debiendo mantenerse cuando se logre su total. durante el tiempo especificado.

PRUEBA DE TENSION AGUANTABLE EN HUMEDO

Esta prueba se lleva a cabo en desconectadores tanto destinados para interior como exterior aplicando al Especimen de prueba una tensión de 60 KV sostenida durante 10 seg. debian hacerse las correcciones atmosféricas - correspondientes para la resistividad del agua y el valor de la precipitación pluvial simulada sin que ocurra flameo ó daño al material aislante. Al igual que en el caso anterior se debe lograr un 75% del valor de la tensión de prueba en un solo paso en incrementarse hasta el 100% no menos de 5 ni más de 30 seg. y posteriormente sostener el tiempo especificado.

PRUEBA DE TENSION AGUANTABLE EN ROCIO:

Esta prueba se hace en forma similar a las anteriores lo mismo que su procedimiento de prueba a excepción de que la tensión aplicada deberá ser de 40 KV durante 10 seg.

La tensión debe incrementarse rapidamente hasta la tensión de prueba aguantable en no más de 20 seg. y sostenerla el tiempo especificado anteriormente.

Al efectuar cualquiera de las pruebas anteriores si no ocurre un flameo durante la aplicación de 3 impulsos consecutivos se debe considerar que el desconectador ha pasado la prueba. Pero si 2 ó 3 de los impulsos aplicados causan flameo se debe considerar que el desconectador ha fallado la prueba.

En caso de que solo 1 de los 3 impulsos causan flameo independientemente de la secuencia de su ocurrencia, deberán aplicarse 3 impulsos adicionales y si posteriores a estos no se obtiene flameo cuando estos se efectúan se puede considerar que el desconectador ha pasado la prueba y en caso contrario que ha fallado (no pasala prueba).

CORTACIRCUITOS.- Es un tipo de desconectador tripolar con interruptor integral para interrumpir corrientes de magnetización de transformadores y corrientes de carga dentro de su capacidad nominal.

A manera de versión moderna desarrollada de estos cortacircuitos se tiene en el mismo bastidor el portafusible con el correspondiente fusible y portafusible este ultimo consiste de un tubo aislante que lleva el eslabón fusible y los contactos.

Estos se clasifican por:

- a).- Su tensión nominal
- b).- Su corriente nominal
- c).- Capacidad Interruptiva.

y se tienen los sigs. tipos:

- Cortacircuitos cubierto.- Es un cortacircuito en el cual los contactos, portafusibles y eslabones fusible - están completamente cubiertos por una envoltura aislante.

- Cortacircuito Descubierta.- Es aquel en el --- cual los anteriores componentes están visibles y expues---tos.

- Cortocircuito de distribución.- Es un dispositi-
tivo de protección contrasobrecorriente, consiste en aisla-
dores, contactos y herrajes adecuados para su montaje, con
ó sin tubo portafusible y siempre con eslabon fusible.

- Cortacircuito fusible tipo expulsión.- Es ---
aquel que tiene un tubo portafusible dentro del cual va --
alojado el eslabón fusible y cuya extinsión del arco se --
realiza por el principio de expulsión.

El cortacircuitos deberá proveerse de una placa-
de datos con:

- 1).- Nombre del fabricante
- 2).- Identificación del mismo.
- 3).- Corriente nominal
- 4).- Tensión máxima de Diseño.
- 5).- Capacidad interruptiva nominal en Amperes -
(simetricos ó asmetricos) correspondiente al eslabón.
- 6).- Número de autorización

V.- FUSIBLES

INTRODUCCION:

La interrupción de los circuitos cuando se produ-
cen sobre intensidades, se realiza por medio de fusibles -
estos están constituidos por hilos ó tiras metalicas de re-
ducida sección en comparación con la del conductor del cir-
cuito al que son concentrados para brindarle protección y-
cuyo funcionamiento de interrupción se lleva a cabo cuando la -
densidad de corriente sea elevada en el hilo fusible y debi-
do al calentamiento causado por la misma produciendose la-
fusión del metal quedando asi interrumpido el circuito.

La fusión de los hilos metalicos por el paso de-

la corriente depende principalmente de la intensidad pero también depende de la longitud del hilo, de las masas metálicas se hallan en contacto en sus extremos, del ham-----biente que las rodea y de la duración del paso de la corriente.

Por la diversidad de causas, que intervienen en este fenómeno de fusión es necesario para determinar las secciones requeridas de estos fusibles en relación al amperaje que puedan soportar en base a repetidas exigencias bajo las condiciones especiales y particulares de cada caso.

En bajas tensiones y para cargas comunes, se ha empleado el plomo en forma de hilo y placa, para cargas mayores se utilizan hilos de cobre niquelado ó de plata, agrupando varios de ellos para obtener la sección necesario. Se emplean también hilos de niquelina y aluminio.

En los hilos fusibles se denomina intensidad limite a una corriente tal que para valores inferiores a la misma el hilo no se funde y si es superior este se fundirá en un intervalo de tiempo mayor ó menor en proporción inversa la intensidad limite del fusible en cuestión.

Asimismo el tiempo necesario para que un hilo se funda bajo una intensidad igual al valor limite, cuando se impide la disipación del calor se denomina Inercia Rolativa del fusible y es un factor de importancia por que este valor de idea de la sensibilidad que será capaz ó -- con que será capaz de accionarse el fusible y asi impedir que le sobre corriente tenga efectos dañinos ó desastrosos en otros componentes.

La inercia es máxima para los hilos y menos para las tiras metabólicas de aqui el uso más común de aplición de esa forma geométrica del conductor fusible obteniéndose así fusibles aún más sensibles.

Dentro de la geometria circular de conductores ó hilos fusibles se tiene que los hilos delgados presentan menor inercia que los de diámetro mayor, con lo que - aprovechando esto se tienen mejores sensibilidades formando fusibles con varios hilos conectados en paralelo.

La inercia es la causa de que los fusibles que-

tienen la misma intensidad límite tengan diferentes tiempos de fundición con el consecuente retardo de la interrupción del circuito al cual están destinados.

Los metales que poseen una gran inercia son: el plomo, el estaño y el zinc. El cobre constituye un excelente hilo fusible con masa e inercia inferiores a la plata pero con la desventaja de que con sobrecalentamientos con su operación se oxida y su fusión es violenta que son características contrarias a las de la plata por lo que es mayormente usada en estas aplicaciones.

Características eléctricas y mecánicas de los eslabones fusibles tipo universal para emplear en cortacircuitos de distribución tipo cubierto, abierto y eslabón fusible descubierto.

- I).- Intercambiabilidad Electrica
- II).- Intercambiabilidad Mecánica

Intercambiabilidad eléctrica esta es una característica que presentan los eslabones fusibles para usarse indistintamente de modo que proporcionan un arduo uniforme de coordinación en toda la gama de relaciones corriente-tiempo desde 0.01 hasta 300 ó 600 segundos.

Intercambiabilidad mecánica es la característica que presentan estos dispositivos para mantenerse físicamente en forma adecuada y soportar los esfuerzos de tensión mecánica.

Los eslabones fusibles se clasifican de acuerdo con sus relaciones de velocidad de fusión:

- Eslabón Fusible Tipo K (Rapido), se denominasi a aquellos cuyas relaciones de velocidad de fusión varían desde 6 para la capacidad nominal de 6 Amps. hasta 8 para la capacidad nominal de 200 Amps.

- Eslabon Fusible Tipo T (Lento) Aquellos para relaciones de velocidad de fusión varían desde 10 hasta para la capacidad nominal de 6 amp hasta 13 para la capacidad nominal de 200 amps.

Los eslabones fusibles deben en su construcción,

consistir de un elemento sensible a la corriente, el cual, debe estar encerrado en un todo resistente a la interperie y con propiedades desionizantes del arco, cada extremo debe de estar formado por un conductor flexible unido a un botón de contacto que tenga cuando menos 12.7 m.m. de diámetro y un anillo que sirva para fijarlo ó quitarlo del cortacircuito donde se instale.

Las corrientes nominales de los eslabones fusibles deben ser:

- a).- Para corrientes nominales preferidas
5, 10, 15, 25, 40, 68, 100, 140 y 200 Amps.
- b).- Corrientes nominales no preferidas intermedias.
8, 12, 20, 30, 50 y 80 Amps.
- c).- Corrientes nominales menores A 6 Amps.
1, 2 y 3 Amps.

Apartarrayos.- Para evitar los peligros de las sobre tensiones se concibió la idea de derivar a tierra los endes de sobretensión de un sistema eléctrico que como se sabe aportan corrientes de gran intensidad.

A los dispositivos cuyo objeto era limitar la amplitud de las sobretensiones se les denominó pararrayos, los que deben estar permanentemente conectados a las líneas de las cuales se desea proteger de sobre tensiones de las cuales las más importantes son las producidas por descargas atmosféricas ya sea directamente sobre las líneas ó indirectamente creando sobretensiones inducidas. Estos deben entonces funcionar cuando la tensión alcance un valor conveniente y por supuesto superior al de servicio efectuando se la descarga a tierra. Esto se logra mediante el uso de un explosor el cual consiste de dos electrodos separados electricamente y ante los cuales existe como dielectrico el aire y a uno de los cuales esta conectado a la línea y el otro conectado a tierra y contra los cuales se establecen el arco mediante el cual se conducirá la corriente provocada por la sobretensión a tierra, pero en esta forma será permanente ó casi permanente la derivación de la corriente de línea aunque la tensión hubiese desaparecido para evitar ese grave inconveniente ahora denominado corriente-remanente del apararrayos.

APARTARRAYOS VALVULARES PARA SISTEMAS DE CORRIENTE ALTER-- NA.

II) DEFINICION

Los apartarrayos son dispositivos diseñados para proteger equipo eléctrico contra sobre tensiones eléctricas transitorias elevadas ocasionales ó repetitivos limitándolas por medio de una descarga a tierra y posteriormente interrumpiendo en forma automática la corriente remanente debido a la propiedad de poseer una resistencia de comportamiento alineal.

El término apartarrayo incluye cualquier distancia de arqueo en serie externa lo cual es esencial para -- el buen funcionamiento del dispositivo.

El Apartarrayos valvular de resistencia alineal es un apartarrayos con uno sola ó multiples distancias conectadas en serie, con uno ó más cilindros valvulares.

El cilindro válvular es la parte integrante del apartarrayos que por sus características tensión-corriente no lineal, actúan como una baja resistencia al paso de la corriente de descarga, limitando la tensión a través de las terminales del apartarrayo y por su alta resistencia a la tensión nominal a la frecuencia de línea, la magnitud de la corriente remanente.

En muchas ocasiones estos dispositivos están --- equipados con un contador de descarga el cual registra el número de operaciones de descarga del apartarrayos.

III) CLASIFICACION

Los apartarrayos se clasifican de acuerdo a sus corrientes nominales nominales de descarga la cual es el - valor de cresta de una corriente de descarga con una forma de onda de $8/20$ μ s donde el primer número representa el -- tiempo virtual de frente de onda y el segundo el tiempo a la mitad del valor de cresta sobre la cola de onda la diagonal no tiene significado de matemático).

Las corrientes nominales de descarga son:
10,000,500 y 150 Amps.

En algunos países la clasificación se hace como sigue:

- a) De Estación a los de 10,000 Amps.
- b) Intermedios 5,000 Amps. (Serie A)
- c) Distribución 5,000 Amps. (Serie B)
- d) Secundarios 1,500 Amps.

Las tensiones nominales normalizadas afines a -- nuestro caso son para la serie A y B con valores de voltaje nominal de 24, 27 y 30 KV con valores iguales para los de 10 000 Amps.

Los apartarrayos de 100 KV nominales ó menos no deben requerir tirantes soportes pero deben suministrarse con ó tornillos ó medios para sugetarse a una superficie plana ó para su montaje suspendido y las partes de hierro ó acero expuesto a la intemperie excepto partes roscadas de $\frac{1}{4}$ ó menos deberán estar recubiertas con zincdo un material equivalente que los proteja de la corrosión atmosférica.

Deberán poseer además en terminales de línea y tierra conectores tipo compresión sin soldadura y capaces de asegurar conductores de diámetros de 6-20 mm ($\frac{1}{4}$ "-3/4") y/o 6-2 AWG.

Las terminales de línea deben poseer entradas -- horizontal ó vertical y las de tierra solo entrada horizontal y deberán ser de conductores flexibles y el de conexiones a tierra máxima de 450 mm y una acción no menor al No.6 AWG (13.30 mm²).

Las pruebas a las cuales son sometidas son las siguientes:

1) Prueba de tensión de descarga o frecuencia -- del sistema.

2) Prueba de descarga al impulso con tensión normalizada equivalente a un rayo.

3) Prueba de descarga con frente de onda de tensión al impulso.

4) Prueba para determinar la curva de tensión a-

la descarga de impulso por maniobras de interruptores-tiempo.

- 5) Prueba de tensión residual
- 6) Prueba de corriente al impulso
 - a) Alta corriente- corta duración
 - b) Baja corriente - Larga duración
- 7) Prueba de operación
- 8) Prueba de alivio de presión (si esta equipado con válvula de alivio).
- 9) Prueba de tensión de ionización y de radiointerferencia.

Los apartarrayos que cumplan satisfactoriamente estas pruebas deberán ser capaces de trabajar bajo las siguientes condiciones normales de servicio.

- a) Temperatura ambiente entre $- 40$ y $+ 40^{\circ}\text{C}$
- b) 1000 metros sobre el nivel del mar.
- c) frecuencia del sistema $60 \pm 2 \text{ Hz}$
- d) Voltaje nominal de diseño.

Y se tendrían como condiciones especiales de servicio las siguientes.

- a) Temperatura diferentes al rango $- 40^{\circ}$ — $+40^{\circ}\text{C}$
- b) Alturas mayores de 1000 msnm
- c) Humos de vapores que puedan causar daño dieléctrico a superficies aislantes ó herrajes de montaje.
- d) Contaminación excesiva por suciedad, ataque salitroso y otros materiales conductores.
- e) Exposición excesiva a la humedad, goteo de agua de vapor.
- f) Mezclas explosivas de polvo gases ó humos.

g) Vibraciones anormales ó golpes mecánicos.

h) Transportación y almacenamiento anormales.

i) Frecuencia y/o tensiones a tierra superiores a la nominal.

A menos que se especifique otra cosa todas las pruebas mencionadas se efectuarán sobre los mismos apartarrayos, secciones proporcionales ó unidades de los mismo. Deben ser nuevos, limpios y completamente ensamblados e instalados en la forma más similar posible a las condiciones de servicio y deben aquellos que lo requirían estar provistos de anillos de centros de difusores del soporte de montaje del apartarrayos si se requiere en la instalación del mismo debiera conectarse a la terminal de tierra.

Las tolerancias permitidas en la forma de onda para la prueba al impulso deben determinarse mediante un osciloscopio ó oscilografo y son:

CANTIDAD MEDIDA	ONDA DE 1.2/50 s.	TODAS LAS OTRAS ONDAS
Valor de la cresta	± 3%	± 10%
Tiempo virtual de frente de onda	± 30%	± 10%
Tiempo virtual cola de onda	± 20%	± 10%
Relación de incremento nominal de frente de onda		± 10%

TERCERA SECCION ACOPLAMIENTO.**I.- Introducción:**

Siendo necesario en cualquier sistema, ya sea eléctrico, mecánico o de cualquier otra índole, una sección o -- secciones que nos permita la interconexión dentro del mismo -- y viendo la importancia de dicha sección dentro de una subestación eléctrica haremos un estudio que nos ilustre detalladamente como se lleva a cabo esta interconexión, que elementos la conforman y que importancia general tiene dentro de -- la subestación eléctrica.

Una sección de acoplamiento o acoplamiento simple, es aquella sección que sirve para enlazar un sistema con -- otro, de acuerdo a las características de cada uno de estos. Dicho de otra forma es el elemento de unión o enlace entre -- ambos sistemas o secciones. Haciendo referencia al estudio -- de las subestaciones eléctricas, la sección de acoplamiento -- es aquella que sirve de enlace entre la sección de protec -- ción y la sección de transformación.

Es muy importante conocer al diseñar una sección -- de acoplamiento, que los elementos que la van a constituir, -- deben tener las características necesarias para poder tener -- un mejor rendimiento en el servicio que van a proporcionar; -- así mismo determinar el tiempo requerido, de vida útil de di -- chos elementos.

A continuación mencionaremos las componentes más -- importantes de que está formada esta sección.

II.- COMPONENTES GENERALES:

Para su mejor estudio dividiremos las componentes -- de esta sección en tres grandes bloques.

a).- Conductores eléctricos.

b).- Aisladores (Que sirven de elemento aislante -- eléctrico y de soporte mecánico del conductor).

c).- Conectores y Herrajes. (Que sirven para unir un tramo de conductor con el siguiente y para sujetar el conductor al aislador).

Conductores Eléctricos.- Se define como conductor eléctrico; aquel material por el cuál pueden desplazarse fácilmente las cargas eléctricas. Gracias a que estas cargas pueden desplazarse fácilmente, verificamos que un cuerpo está cargado al acercarlo al electroscoPIO, igualmente podemos electrizar un cuerpo por influencia aprovechando esta característica.

Sabemos que la unión eléctrica entre los diversos elementos de una instalación, con objeto de formar los circuitos necesarios para el paso de la corriente, se realiza por medio de conductores eléctricos de excelente conductibilidad, empleándose para tal efecto el cobre y algunas veces el aluminio. Estos conductores están constituidos por; barras, (alambres, cables, tubos, etc.); pudiendo estar aislados o desnudos.

Barras Colectoras:

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

Los circuitos que se derivan o conectan de las barras pueden ser:

Generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, barras de tierra etc.

En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupan diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje dependiendo del diseño propio de la Subestación.

El diseño de las barras colectoras, implica la selección apropiada del conductor en lo referente a; material-tipo y forma del mismo, a la selección de los aisladores y sus accesorios y a la selección de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño se hace en base a los esfuer-

zos estáticos y dinámicos a que están sometidas las barras y de acuerdo a las necesidades de conducción de corriente, - disposiciones físicas etc. La selección final se hace atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y a normas establecidas.

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que se denomina barra. Cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos se componga el circuito.

Tipo de Barras: Los tipos normales usados son.

a).- Cables b).- Tubos c).- Soleras.

Cables: El cable es un conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal (es el tipo de barra mas comunmente usado). También se usan conductores de un solo alambre en subestaciones de baja capacidad.

Ventajas del cable.

Es el más económico de los 3 anteriores. Además se logran tener claros mas grandes.

Desventajas:

Se tienen mayores pérdidas por efecto corona.

Se tienen mayores pérdidas por efecto superficial.

Los materiales más usados para su construcción son el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR). Este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductibilidad eléctrica y bajo peso.

Dependiendo de la capacidad de energía y para las pérdidas por efecto corona se usan conjuntos de 2, 3 y 4 cables unidos por separadores especiales.

Tubos: Las barras colectoras tubulares se usan -

principalmente para llevar grandes cantidades de corriente especialmente en subestaciones de bajo perfil como las instaladas en zonas urbanas.

El uso de tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación, además de que requiere estructuras más ligeras.

Los materiales más usados para la construcción de tubos son el cobre y el aluminio.

Ventajas del uso del tubo:

- Tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- Reduce el número de soportes necesarios debido a su rigidez.
- Facilidad en la unión entre dos tramos de tubo.
- Reduce las pérdidas por efecto corona y superficial.
- Posee capacidades de conducción relativamente grandes por unidad de área.

Desventajas:

- Alto costo en comparación con otro tipo de barras.
- Requiere un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubos.

La selección del tamaño y peso de los tubos está hecha en base a la capacidad de conducción de corriente y de su deflexión. En la mayoría de los casos se usan diámetros mayores que los necesarios para la conducción de corriente, obteniendo en esta forma un aumento en la longitud

de los claros y por lo tanto una reducción en el número de soportes, disminuyendo además el efecto corona.

Barras de Solera:

La barra más comunmente usada para llevar grandes cantidades de corriente (especialmente en interiores) es la solera de cobre y aluminio.

Ventajas del uso de Soleras.

- Es relativamente más económica que el tubo.
- Es superior eléctricamente para conducción de corriente directa.
- Tiene excelente ventilación debido a la mayor superficie de radiación en comparación con su sección transversal, especialmente en posición transversal.

Desventajas:

- Baja resistencia mecánica al pandeo debido a los esfuerzos de corto circuito.
- Mayores pérdidas por efecto superficial y de proximidad.
- Requiere un número mayor de aisladores soporte.

La posición vertical es la forma más eficiente de colocar las soleras para conducción de corriente tanto de C.D.* como de C.A.** debido a su mayor ventilación, ya sea

* C.D.: Corriente directa.

** C.A.: Corriente alterna.

que; se use una sola solera o un grupo de soleras separadas entre sí cierto espacio para dejar circular el aire y mejorar la ventilación.

Cuando varias soleras se agrupan en forma laminar, la eficiencia de conducción de corriente por unidad de sección transversal es menor que cuando se usa una sola solera.

Al conducir C.D. en grupos de soleras y debido al poco espacio que hay entre ellas, su conducción de calor -- disminuye, lo que hace que las soleras del centro se calienten más, bajando la eficiencia de conducción de corriente -- por la actividad de los electrones.

En C.A. el efecto que se origina es contrario al anterior ya que debido al efecto superficial que origina mayor densidad de corriente en la periferia del conductor, -- ocasiona que un conductor formado por más de 6 soleras, la capacidad de conducción de corriente del grupo ya no aumenta en la misma proporción que al aumentar el número de soleras.

Material Utilizado en la construcción de conductores Eléctricos:

El material que forma un conductor eléctrico es cualquier substancia que pueda conducir una corriente eléctrica, cuando está sujeta a una diferencia de potencial entre sus extremos.

Esta propiedad se denomina conductividad.

La siguiente lista enumera en orden de importancia a los metales que tienen mayor conductividad.

- a).- Plata
- b).- Cobre y aleaciones
- c).- Aluminio y aleaciones
- d).- Hierro

e).- Acero.

La selección de un material conductor determinado es esencialmente el problema económico en el cuál no se -- consideran las propiedades eléctricas del conductor sino -- también otras como: propiedades mecánicas, facilidad para uniones o conexiones, su mantenimiento, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material etc.

Propiedades de los metales conductores.

Plata.- La plata es el metal que posee más conductividad que todos los metales existentes, pero tiene la desventaja principal de ser el metal conductor mas caro que hay.

Tiene muy baja resistencia mecánica y no es oxidante.

Cobre.- Ventajas principales: Después de la plata es el metal que posee mayor conductividad eléctrica.

Facilidad de estañado, plateado o cadmizado, además de ser soldable.

Es muy dúctil por lo que fácilmente puede ser convertido en cable, tubo rolado o en forma de solera etc.

Tiene buena resistencia mecánica, pudiendo aumentar cuando se alea con otros metales.

No se oxida fácilmente soportando la corrosión ordinaria.

Tiene buena conductividad térmica (Alto punto de fusión).

Para conductores de cobre desnudos la temperatura máxima de operación se fija por el valor al cuál empieza a aumentar su velocidad de oxidación, la cuál no deberá llegar a 80°C (Temperatura del medio ambiente, más la temperatura del conductor debido al paso de la corriente). Debido

a lo anterior, el nivel máximo de temperatura especificado por NEMA* es de 30°C sobre la temperatura ambiente de 40°C.

Aluminio: Los conductores de aluminio son muy -- usados para exteriores en líneas de transmisión y para servicios pesados en subestaciones.

Ventajas Principales: Es muy ligero, ya que posee casi la mitad de peso que el cobre, transportando la -- misma corriente.

Altamente resistente a la corrosión atmosférica.

Puede ser soldado con equipo especial.

Se reduce el efecto superficial y corona debido a que para la misma capacidad de corriente se usan diámetros mayores.

Desventajas principales: Menor conductividad -- eléctrica que el cobre. Se forma en su superficie una película de óxido que es altamente resistente al paso de la corriente, por lo que causa problemas con juntas de contacto.

Debido a sus características electronegativas, al ponerse en contacto directo con el cobre, causa corrosión -- por lo que se tienen que usar juntas bimetálicas o pastas anticorrosivas en estas.

Características Principales de los conductores -- eléctricos más comunmente usados para la conducción de energía eléctrica.

Es importante conocer la gran variedad de conductores usados en la conducción de la energía eléctrica, pero aún más importante es el saber las características mecánicas, las pruebas que a estos se les hacen, las normas que -- estos los rigen etc..

* NEMA: National Electrical manufacturers Association

Debido a lo anterior, trataremos de dar un enfoque que reñga estos requisitos para poder conocer más a fondo los conductores antes mencionados.

ALAMBRE DE COBRE DURO PARA USOS ELECTRICOS:

El alambre de cobre duro, es el desnudo de sección circular con diámetro entre 1,000 mm y 12.000 mm. y es de un temple tal que permite obtener las características especificadas en las tablas III-1 y III-2.

Diámetro en mm.	Resistividad en volumen mm^2/m	Conductividad en 90 IACS*
1,00 a 8,00	0.017930	96.16
8.01 a 12.00	0.017745	97.16

Tabla III-1. Propiedades eléctricas.

* IACS: International Annealed Copper Standar.

Los valores de alargamiento y esfuerzo de ruptura por tensión deben estar de acuerdo con lo especificado en la tabla III-3. Una característica muy importante de este conductor es que en el alambre terminado no deben hacerse uniones. Pueden hacerse uniones en el alambón antes del estirado final. El esfuerzo de ruptura por tensión para un alambre terminado que contenga una unión debe ser como mínimo el 95% del valor correspondiente a la tabla III-3.

ALAMBRE DE ALUMINIO DURO PARA USOS ELECTRICOS.

El alambre de aluminio duro es el desnudo de sección circular con diámetro entre 0.250 mm y 6.50 mm de temple duro designado como CE-HH (H - 19).

La materia prima de elaboración de este conductor debe ser alambrión de aluminio grado CE.

Las características del esfuerzo por tensión y --alargamiento deben estar de acuerdo con lo especificado en la tabla III-3.

Tabla III-2. Propiedades Mecánicas

Diámetro Nominal en mm	Alargamiento Mínimo		Esfuerzo mínimo de ruptura	
	En 1500mm	En 250mm	Mpa*	Kg. f/mm ²
1.00 a 1.170	0.81	-	458	46.7
1.171 a 1.300	0.82	-	456	46.5
1.301 a 1.500	0.84	-	455	46.4
1.501 a 1.700	0.85	-	454	46.3
1.701 a 1.900	0.87	-	452	46.0
1.901 a 2.100	0.90	-	450	45.9
2.101 a 2.350	0.92	-	448	45.7
2.351 a 2.650	0.95	-	445	45.4
2.651 a 3.000	0.97	-	440	44.9
3.01 a 3.35	1.01	-	436	44.5
3.36 a 3.75	1.04	-	432	44.0
3.73 a 4.25	1.09	-	425	43.4
4.26 a 4.75	1.13	-	419	42.8
4.76 a 5.30	1.19	-	412	42.0
5.31 a 6.00	-	1.7	404	41.2
6.01 a 6.70	-	1.9	394	40.2
6.71 a 7.50	-	2.1	384	39.2
7.51 a 8.50	-	2.3	373	38.0
8.51 a 9.50	-	2.7	361	36.8
9.51 a 10.50	-	3.2	349	35.8
10.51 a 12.00	-	3.7	335	34.2

Tabla III-3 Esfuerzo Por Tensión y Alargamiento

Diámetro Nominal en mm	Alargamiento mínimo en 250 mm		Esfuerzo mínimo de ruptura por tensión	
	Promedio	Individual	Mpa*	Kg. f/mm ²
0.250 a 1.250	--	--	170	17.5
1.252 a 1.500	1.4	1.2	200	20.5
1.501 a 1.750	1.5	1.3	195	20.0
1.751 a 2.000	1.6	1.4	195	20.0
2.001 a 2.250	1.6	1.5	190	19.5
2.251 a 2.500	1.6	1.5	185	19.0
2.501 a 2.800	1.6	1.5	180	18.5
2.801 a 3.100	1.7	1.6	175	18.0
3.11 a 3.50	1.8	1.7	170	17.5
3.51 a 3.80	1.9	1.8	170	17.5
3.81 a 4.50	2.0	1.9	165	17.0
4.51 a 5.30	2.1	2.0	165	17.0
5.31 a 6.50	2.3	2.2	160	16.5

* Mpa:

CABLE DE COBRE CON CABLEADO CONCENTRICO PARA USOS ELECTRICOS

Estos conductores son los construídos por un núcleo central formado por uno o varios alambres, rodeado por una o más capas de alambres dispuestos helicoidalmente, los cuáles pueden ser de cobre duro, semiduro o suave; desnudos, cubiertos con estaños, plomo o plomo aleado cuya sección es circular. Estos cables se usan desnudos o cubiertos con estaño o aislamientos de diferentes clases.

Longitud del paso del cable.- Es la longitud axial de una vuelta de la hélice de un alambre.

Relación del Paso del cableado.- Es la longitud axial del paso del cableado de una capa dividida entre el diámetro exterior de dicha capa.

CLASIFICACION:

Los conductores antes referidos se clasifican como se indican a continuación.

CLASE AA.- Conductores desnudos usados generalmente en líneas aéreas.

CLASE A.- Conductores cubiertos con materiales resistentes a la intemperie, que no propagan flamas y conductores desnudos de mayor flexibilidad que la requerida para la clase AA.

CLASE B.- Conductores forrados con materiales varios, tales como plásticos, elastómeros, papel, etc. y conductores indicados bajo la Clase A pero con mayor flexibilidad.

CLASE C Y D.- Conductores de mayor flexibilidad que la requerida para la clase B.

Cables compuestos por alambres duros o semiduros.

Cuando se pruebe un cable formado por alambre duro o semiduro como una unidad, en sustitución de las pruebas a los alambres antes de formar el cable, el esfuerzo mínimo total de ruptura, por tensión del cable desnudo debe ser de por lo menos 90% del esfuerzo mínimo total de ruptura, por tensión de los alambres componentes; el esfuerzo de ruptura máximo total de los cables duros o semiduros, no debe exceder a la suma de los esfuerzos de ruptura máximos de los alambres componentes prescritos en las normas respectivas.

Uniones.- Para cables Clase AA formados por 7 -- alambres o menos no se permiten uniones en los alambres.

Para cables Clase AA de más de 7 alambres y para otras clases de cables se permiten uniones hechas por soldadura eléctrica y soldadura por presión en frío, siempre y cuando la distancia entre uniones esté de acuerdo con lo indicado en la norma correspondiente.

Cables compuestos por alambres suaves:

Para el o los alambres removidos de cables terminados, el resultado promedio del alargamiento de todos los alambres probados, puede ser menor hasta cinco por ciento -- con respecto al valor numérico prescrito por los alambres antes de cablear; Por ejemplo para 30% antes de cablear corresponde 25% después de cablear.

El resultado del alargamiento obtenido en alambre individuales puede ser menor hasta en 15 % con respecto al valor numérico prescrito para alambres antes de cablear; - por ejemplo para 30% antes de cablear corresponde 15 % después de cablear.

En ningún caso el valor del alargamiento de un -- alambre debe ser menor de 15 %.

Cable de Aluminio con cableado Concéntrico
y Alma de Acero (A. C. S. R.*).

Este cable está constituido por un núcleo central de acero rodeado por una o más capas de alambre de aluminio duro de sección circular dispuestos helicoidalmente.

El núcleo puede estar constituido por un solo -- alambre de acero galvanizado o bien por varios cableados -- concéntricos. Estos cables se usan en líneas según los diversos valores de relación entre; resistencia mecánica y la capacidad de conducción, necesarios para satisfacer cualquiera de las dos condiciones siguientes.

a).- Conductores de fase en tramos de líneas - -- aéreas comunes.

b).- Conductores de tierra en tramos comunes de -- líneas aéreas y conductores de fase con longitud mayores de las comunes.

* A.C.S.R. Aluminium core Steel Reinforced.

Prescripciones reglamentarias referentes a los Conductores:

A continuación se indican las prescripciones que sobre el particular expone el reglamento vigente*. Estas se refieren a las Subestaciones, pero son de toda aplicación de las estaciones transformadoras.

Canalizaciones en el interior de las Subestaciones: Las conducciones de energía eléctrica en el interior de las centrales, se consideran divididas en conducciones o canalizaciones de baja tensión y canalizaciones de alta tensión.

Entre las primeras se distinguen canalizaciones - bajo tubo (acero, Bergman, cables bajo plomo o armados, etc) a base de conductores aislados con goma o desnudos directamente sobre aisladores. Todas ellas estarán sujetas a las prescripciones sobre instalaciones de baja tensión.

En las canalizaciones tanto de alta como de baja-tensión, constituidas por pletinas de cobre de gran sección, destinadas al paso de intensidades elevadas, deben estar relativamente próximos a los aisladores-soporte y suficientemente asegurada la separación de las barras correspondientes a fases o polos distintos, para evitar de esta forma deterioros en la instalación producidos por esfuerzos electrodinámicos de importancia en los casos de cortocircuito.

Si fuese necesario disponer varias barras o pletinas en paralelo, la separación entre las mismas, por lo que respecta al enfriamiento necesario, será por lo menos igual al doble de cada una. El contacto entre ellas se efectuará a presión por medio de placas de espesor suficiente, teniendo presente que el espacio libre ha de dar lugar al enfriamiento aludido anteriormente. En corriente continuo estas placas podrán ser de fundición maleable, y en corriente alterna se utilizarán con preferencia placas de fundición y bronce, disponiéndolas alternativamente, a fin de reducir las pérdidas por histeresis y por corrientes de Foucault.

Las partes metálicas a las que se fijan los aisladores-soportes deben estar en perfecta comunicación con tie

* Reglamento de obras e instalaciones eléctricas.

rra.

Se admitirán canalizaciones a base de pletina desnuda, fijada directamente sobre aisladores-soporte, en la salida de generadores, a la tensión de generación de estos y siempre que las intensidades así lo aconsejen. Si la tensión de generación es relativamente elevada y la potencia no es muy grande, las intensidades previstas no alcanzarán valores que aconsejen el sistema de canalizaciones con pletina, pudiendo emplearse cables armados contruidos para la tensión de servicio adoptada, acoplando varios en paralelo si ello fuese necesario.

Conexiones.- A fin de dar la rigidez mecánica necesaria a las conexiones efectuadas con varillas de cobre o de otro metal conductor, para evitar las deformaciones que pudieran presentarse en los casos de cortocircuito, se preceptúa lo siguiente:

Los empalmes de los conductores entre sí y las conexiones con los aparatos de protección y maniobras se harán por intermedio de piezas de ajuste a presión, dimensionadas de forma que no puedan presentarse calentamientos superiores a 30° sobre el ambiente.

Los puntos de apoyo de las varillas que constituyen las conexiones de alta tensión estarán a una distancia tal, que no sean de temer deformaciones permanentes al producirse un cortocircuito en una zona proxima al lugar de su establecimiento.

En alineaciones rectas y salvo casos especialmente justificados, la distancia existente entre dos puntos de apoyo consecutivos no será superior de 1.50 m y el diámetro mínimo para las varillas de cobre será de 8mm.

En los ángulos o en sus proximidades deberán establecerse puntos de apoyo, y en aquellas disposiciones en las que por naturaleza de las mismas, por la situación de los aparatos o por otras razones cualesquiera que no sea conveniente establecer apoyos en los ángulos (caso de determinadas conexiones con interruptores, seccionadores, transformadores etc.), se acortarán las distancias entre los apoyos, hasta una distancia que asegure suficiente rigidez mecánica al conjunto.

Empalmes.- Los empalmes en los conductores de baja tensión se realizan por el procedimiento corriente de la soldadura con estaño, empleado en conductores de hilos o cables de cobre. En las barras utilizadas para tensiones bajas y medias se practican uno o varios agujeros para que -- con tornillos y sus respectivas tuercas se obtenga la presión necesaria y un contacto perfecto en el recubrimiento de las barras empalmadas. Los empalmes de las barras de -- gran sección se realizan por medio de cubrejuntas.

Es necesario que los empalmes no den origen a una resistencia tal que la temperatura que alcancen sea superior a 30°. Para este objeto, en el empalme de las barras la superficie en contacto debe ser quince o veinte veces el espesor de las mismas, el cuál se halla a su vez en relación con la altura de dichas barras. Como se comprende, -- cuanto mayor sea la presión, menor será la resistencia de -- contacto; por eso conviene colocar un número de tornillos -- proporcional a la superficie de recubrimiento del empalme.

Los extremos de los conductores en los cuáles deben efectuarse los empalmes, se limpiarán con cuidado por medio de tela esmeril y estáñandolos después convenientemente. Las barras, luego de haber sido frotadas con esmeril fino y limpiadas también con bencina para quitar las trazas de materia grasienta que contuviesen, deben sin más ser -- atornilladas. Esto último es de gran necesidad si las barras son de aluminio, para evitar la formación de la película de óxido, que aumenta la resistencia de contacto. Si -- hubiera que unir barras de cobre y aluminio, y para evitar los efectos de la acción galvánica, debería procederse a la enérgica limpieza de las superficies en contacto, procurando también que en el empalme la presión entre las barras de distinto metal fuese suficiente para realizar un contacto -- perfecto.

Las barras están sometidas a calentamiento y enfriamientos y por lo tanto, se producirán en ellas dilataciones y contracciones. El cobre se dilata por metro y grado de temperatura 0.0016 mm, y por ello hay que tomar medidas para permitir los movimientos de las barras recurriendo al empleo de juntas de dilatación formadas por varias láminas dispuestas en la forma indicada en la figura III-1. que unen las barras por medio de tornillos.

*Con arreglo a la citada figura, para barras de -
cobre las dimensiones señaladas son las siguientes:

	A	B	C	D	E	F	G
Barra de 50 mm de altura	100	60	20	100	-	25	50
Barra de 100 mm de altura	125	60	20	100	70	15	100

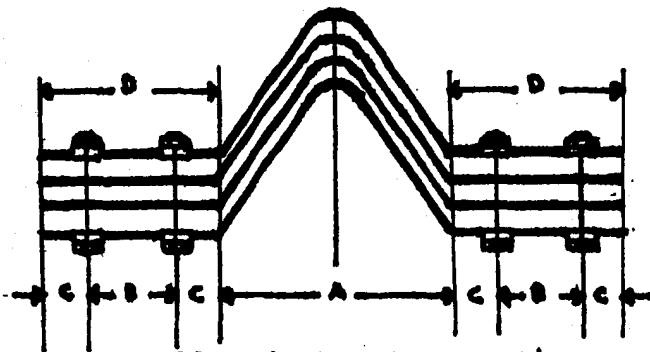


FIG. III.1 Juntas de dilatación

Las dilataciones producidas en los conductores --
dan origen a esfuerzos sobre los aisladores-soportes de los
aparatos, seccionadores, interruptores, etc., y deben con--
trarrestarse con juntas de dilatación o disponiendo en las--
conexiones cambios de dirección por medio de curvas suaves.
Este último procedimiento se utiliza con los tubos de cobre
y aluminio.

Los empalmes de tubo, empleados comunmente en las
instalaciones de alta tensión, se ejecutan por medio de bri--
das que se aprietan con tornillos y producen de este modo --
la presión necesaria para el mejor contacto.

Derivaciones.— En los conductores de baja ten--
sión pueden obtenerse las derivaciones por soldadura del de--
rivado al conductor general, siguiendo los procedimientos --
ordinarios para esta clase de trabajos, y tratándose de sec--
ciones reducidas, o por manguitos-bridas en forma de T con--

tornillos para el aprisionamiento de los extremos del conductor a empalmar, que después pueden soldarse. En las barras, las derivaciones se practican también, como en los empalmes por medio de tornillos que dan presión a la junta, esto -- cuando se trata de barras de poca tensión. Si las secciones de las barras son importantes, debe ejecutarse la derivación por medio de placas metálicas; estas placas deben de ser cuadradas si tienen una altura hasta de 60 mm, y triangulares si llegan a ser de 61 mm hasta 100 mm de altura.

Para los tubos se emplea así mismo el material -- concéntrico que lleva tres conos de presión por cada pieza. El cono correspondiente al conductor derivado puede llevar, asimismo, una pieza de reducción para adaptarlo a la sección del conductor referido.

Efectos que afectan la Capacidad de Conducción de las Barras Colectoras.

Como es bien sabido, existen varios factores inherentes a la forma y condiciones de las barras mismas que no dependen de las condiciones externas, y que son de suma importancia para determinar la capacidad de conducción de corriente que puede llevar un grupo de barras colectoras; entre estos factores se encuentran los siguientes:

- Efecto Corona
- Efecto superficial
- Efecto de proximidad
- Radio Interferencia.

Trataremos de explicar cada uno de estos factores ya que son de suma importancia para poder evitarlos en caso de un diseño de líneas eléctricas de transporte.

Efecto Corona.- Este efecto es producido por una descarga causada por la ionización del aire circundante el conductor cuando este se encuentra energizado. Puede oírse y es visible en la noche, parecido a un resplandor color -- violeta.

Los factores que aumentan las pérdidas por Efecto Corona son; el diámetro del conductor, la humedad del medio ambiente y la altura sobre el nivel del mar sobre la que es tán instalados los conductores.

Efecto Superficial.- Los conductores formados por barras y de grandes dimensiones, acontece que la corriente tiende a circular por el material próximo a la superficie, este fenómeno se conoce como "efecto superficial-ó peculiar". Esto se traduce en un aumento de resistencia, la cuál se aprecia y mide por la relación de la resistencia aparente, esto en el caso de que circule corriente alterna, a la que se obtendría cuando el referido conductor fuése atravesado por corriente continua.

Efecto Proximidad.- Se sabe que las corrientes intensas que dan origen a los cortocircuitos, producen efectos electromagnéticos que se traducen en efectos de tracción o repulsión entre los conductores por las que aquellas circulan; a estos fenómenos se les conoce como "Efecto Proximidad".

Los esfuerzos por la tracción y repulsión pueden alcanzar valores elevados que motiven la rotura de los conductores y también de los aisladores soporte, de no tomarse las medidas pertinentes para evitar tales averías. Es sabido que cuanto mayor sea la distancia menor serán los esfuerzos producidos, pero con la mayor separación de estos aumenta la reactancia del circuito, lo que provocaría que al paso de la corriente estos esfuerzos aumenten, ya que entra en resonancia.

III.- NORMAS.

Norma del Alambre de Cobre Duro:

Dimensiones:

El diámetro del alambre debe expresarse en aproximaciones de mm (milímetros) y hasta milésimas de milímetros para diámetros menores de 3.00 mm y hasta centésimas de mm para diámetros de 3.00 mm y mayores. La tolerancia en to--

dos los casos es de \pm 1%.

Acabados:

El alambre no debe tener defectos tales como grietas, mellas, incisiones, astilladuras etc., observables a simple vista.

Normas del Alambre de Aluminio Duro:

Fragilidad.- Las características del alambre deben ser tales que al ser enrollados sobre su propio diámetro (con mandril ó sin el), no se presenten fracturas. Las pequeñas grietas apenas perceptibles, no se consideran.

Acabado.- El alambre no debe tener defectos tales como grietas, mellas incisiones, astilladuras etc; observables a simple vista, ni debe tener excesivo lubricante.

Resistividad.- La resistividad eléctrica del alambre a 20°C, no debe ser mayor de 0.028172 Ohms mm²/m para el promedio del grupo de muestras, ni mayor de 0.028264 Ohms mm²/m para cada tipo de alambre individualmente. Estos valores corresponden respectivamente a una conductividad de 61.2% y 61.0% IACS.

Dimensiones para el alambre de aluminio duro deben expresarse igual que para el cobre duro teniendo por tolerancias las expresadas en la Tabla III-4.

T A B L A III-4

Diámetro del Alambre En mm	Tolerancia
De 0.250 a 0.899	\pm 0.013 mm
De 0.900 a 2.499	" 0.025 mm
De 2.500 a 6.50	" 1.0 %

Tabla III-4 Tolerancias para el cable de aluminio duro.

Normas del cable Concéntrico de cobre:

Peso del cable.- El peso del cable es función del peso de sus alambres componentes, dependiendo de la longitud del paso del cableado.

Resistencia eléctrica.- La resistencia eléctrica del cable es función de la resistencia eléctrica de cada uno de sus alambres componentes, dependiendo de la longitud del paso del cableado.

Resistividad.- Cuando de común acuerdo entre fabricante y consumidor se determinan las características de resistividad del material de los alambres componentes removidos del cable, se permite un incremento de 1% con respecto al valor máximo especificado en la norma del alambre independiente ó correspondiente.

Dimensiones: El área de la sección transversal del cable completo no debe ser menor de 98% del área de la sección especificada en la norma correspondiente. El área de la sección puede calcularse a partir de la medición directa de los alambres componentes en una sección perpendicular a su eje.

Solo en caso necesario de mayor exactitud, puede calcularse el área de los alambres de cada capa por medio del peso de los alambres en esa capa y el área total por la suma de las áreas de todas las capas.

Normas del Cable de Aluminio con cableado Concéntrico y Alma de Acero (A.C.S.R.).

Peso del Cable.- El peso del cable es función del peso de sus alambres componentes, dependiendo de las relaciones de paso del cableado. Si se desea calcular en forma más precisa, deben determinarse los factores de cableado para cada capa mediante el procedimiento descrito en el inciso A.

Eléctricas.- Las propiedades eléctricas de los alambres de aluminio deben cumplir los requisitos que esta-

blece la Norma General de los conductores; dicha norma se menciona mas adelante.

Resistencia Eléctrica.- La Resistencia Eléctrica del cable es función de sus alambres componentes, dependiendo de las relaciones del paso del cableado.

Si se desea calcular la resistencia del cable en forma mas precisa deben determinarse los factores del cableado para cada capa mediante el proceso descrito en el inciso A.

Dimensiones.- El área de la sección recta transversal de los alambres de aluminio no debe ser menor del 98% del área de la sección de cada uno de sus componentes.

Inciso A.- Determinación de los Factores de cableado para el peso y la Resistencia Eléctrica.

Si se desea hacer un cálculo más preciso del peso y la resistencia eléctrica del cable, debe calcularse el factor del cableado en función de cada una de sus capas de la siguiente forma:

- a.- Se mide el diámetro exterior de cada capa.
- b.- Se mide la longitud del paso del cableado P de la capa con un error máximo de $\pm 1.5\%$.
- c.- Se determina el diámetro promedio de los alambres componentes de esa capa.
- d.- Se calcula el ángulo de paso (α) por la siguiente fórmula:

$$\text{Tan } \alpha = \frac{\pi \cdot d_m}{P} \text{ donde } d_m = \text{diámetro promedio}$$

P = Paso del cableado

e.- El factor de aumento o de cableado Fc es la secante del ángulo de paso α . Por lo tanto el factor Fc se calcula de la siguiente expresión

$$F_c = \text{Sec } \alpha = \sqrt{1 + \text{Tan}^2 \alpha}$$

ó bien

$$F_c = \sqrt{1 + 9.87/n^2}$$

$$\text{donde: } n = \frac{P}{dm}$$

El incremento es:

$$K = (\text{Sec } \alpha) - 1 \text{ aunque se le expresa casi siempre como } 100\% K.$$

f.- El factor de cableado para el cable total se calcula a partir de la contribución proporcional de cada capa respecto al número total de hilos.

AISLADORES.- Se define como aislador o no conductor áquel material que se opone al paso de cargas eléctricas.

Antes de entrar de lleno al estudio de los aisladores, vale la pena estudiar el fenómeno de la capacidad e Histéresis diélectrica ya que con el se estudian las características de los aislantes.

Capacidad e histéresis Diélectrica.- Como es bien sabido, la presencia de un diélectrico entre dos placas conductoras aumenta su capacidad. Este aumento es debido al comportamiento de los electrones del dieléctrico.

Se pueden identificar varios fenómenos en los aislantes colocando uno de ellos entre dos placas metálicas -- conductoras A y B, conectadas a una fuente de tensión, (fig. III-2).

El aislante o dieléctrico, influye en la capacidad entre placas; a través de su materia circula una corriente de pequeña intensidad, y por su superficie circula una corriente de fuga. Si la tensión es suficientemente elevada se producen cambios en el aislante que lo pueden hacer conductor.

Como se sabe la materia está constituida por electrones, protones y neutrones. En estado normal, estas partículas se agrupan en átomos y estos en moléculas. El número de protones y neutrones. En estado normal, estas partículas se agrupan en átomos y estos en moléculas. El número de protones (de carga unitaria positiva) y el de electrones (de carga unitaria negativa) de un átomo es el mismo, es decir, cada uno es eléctricamente neutro.

Sin embargo, cada una de estas partículas experimenta una fuerza cuando en placas vecinas se sitúan cargas cualesquiera. Las partículas cargadas corresponden al campo eléctrico existente entre placas.

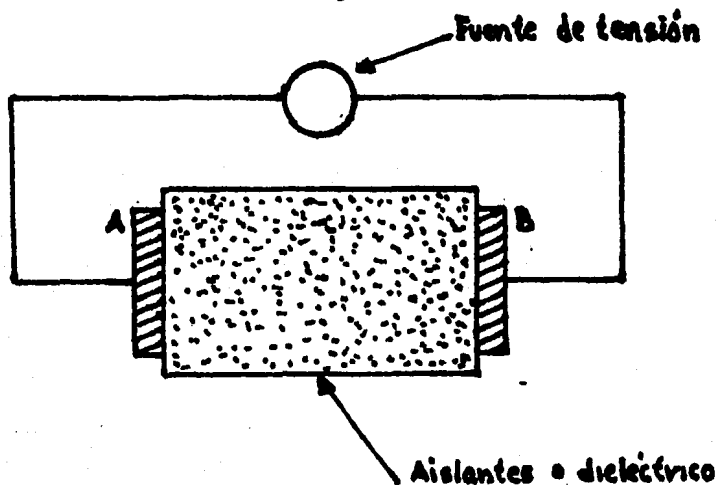


Fig. III-2. Aislante Sometido a un esfuerzo eléctrico entre dos electrodos metálicos.

En un aislante perfecto, los protones y los electrones están rigidamente unidos en los átomos y moléculas - sin libertad alguna para desplazarse de una placa a otra.

No obstante, en presencia de un campo eléctrico, - pueden desplazarse ligeramente, los electrones hacia el ánodo y los protones hacia el cátodo. En la Fig. III-3 se - - ilustra lo anterior en forma considerablemente simplificada.

En el dibujo se ve un grupo de moléculas polarizadas. Ellas son eléctricamente neutras pero cada una tiene un protón extra en un extremo y un electrón extra del otro. Estos pueden tener movimientos relativos pero, en un instante dado, su posición es como la presentada en la figura. Fijemos -- nuestra atención en la molécula polarizada P; carguemos -- ahora eléctricamente las placas A y B, mediante una fuente de tensión, como se muestra en la figura III-3. Por efecto del campo eléctrico, la molécula P gira, adquiriendo una -- nueva posición, con el protón dirigido hacia B y el eléc-- trón hacia A.

En la Fig. III-3 puede observarse el efecto de -- los muchísimos pares electrón-protón que se desplazan en el dieléctrico con un movimiento como el de P. Dentro del dieléctrico, y contiguo al ánodo A, se encuentra un exceso de electrones, y justo al cátodo B, un exceso de protones. Es tas cargas neutralizan parcialmente el efecto de las cargas -- originalmente situadas en las placas. Nuevas cargas se des -- plazan de la fuente de tensión hacia A y B a medida que -- otras, en el dieléctrico, adquieren a su vez nuevas posicio -- nes. De aquí que, a igual tensión entre placas, se ha -- aumentado el número de cargas desplazadas entre la fuente y dichas placas debido a la presencia del dieléctrico. La ca -- pacidad es, por tanto, mayor con dieléctrico que sin el.

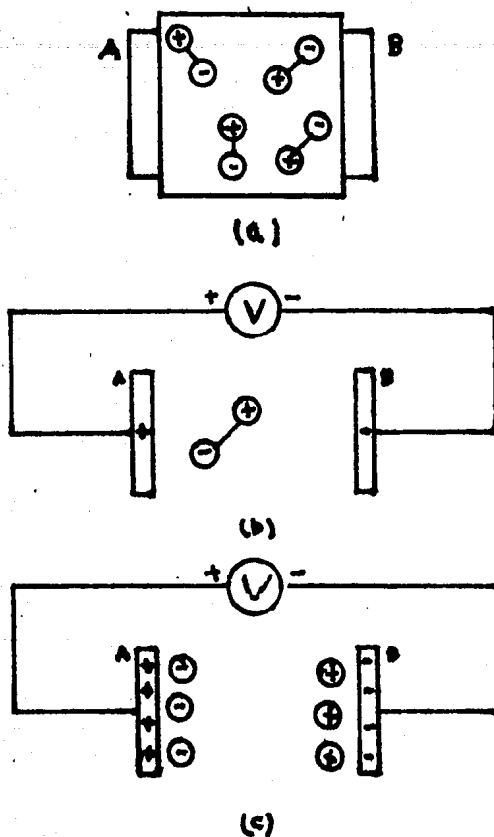


FIG. III-3 Efecto del esfuerzo eléctrico sobre -- los aislantes. (a) Algunas moléculas polarizadas en condi-- ciones normales. (b) La molécula P sometida a esfuerzo cam-- bia de posición. (c) Cargas en capas adyacentes a los electrodos.

Siempre que un sistema de partículas cambia de posición (como el sistema P, de la posición en la Fig. III-3 a a la posición de la Fig. III-3 b), se presentan fuerzas que limitan su movimiento, necesitándose de un cierto tiempo para el cambio que se efectúa en una fracción de microsegundo; en otros puede durar varias horas. Durante el tiempo de la variación parece que la capacidad aumenta; por el circuito exterior circula corriente. Se dice a veces que la carga se "embebe" en el dieléctrico. Este fenómeno se llama absor-- ción dieléctrica.

Al desconectar las placas A y B de la fuente de tensión y poner en cortocircuito sus conexiones haciendo su diferencia de potencial igual a cero, (Fig. III-3 b), las partículas desplazadas dentro del dieléctrico tienden a volver a su estado normal. Pero si se emplea un tiempo grande en orientarlas, se tardará también en volverlas a su posición original. Por tanto, la condición de la Fig. III-3 -- persistirá durante algún tiempo, permaneciendo en cada placa una carga de efecto igual a la del dieléctrico adyacente a las placas.

Supongamos ahora que se suprime el cortocircuito. Quedan fuerzas que continúan actuando para llevar el dieléctrico a su estado neutro. En circuito abierto las cargas de las placas no pueden disiparse. Estas cargas, confinadas en las placas producen una diferencia de tensión entre A y B -- mientras el dieléctrico retorna a su estado normal. Dicha tensión o diferencia de potencial constituye un serio peligro para el operario que cree descargado el elemento con el momentáneo cortocircuito. El peligro es particularmente importante en equipo de alta capacidad, como los cables de alta tensión, los condensadores estáticos y los devanados de los generadores. Por esta razón, es siempre aconsejable mantenerlos en cortocircuito continuo cuando hay la posibilidad de que los trabajadores se pongan en contacto físico con equipos creyendo que están desenergizados.

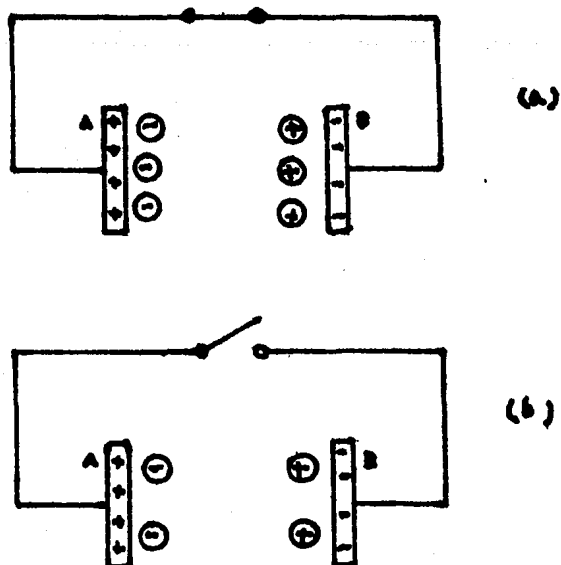


FIG. III-4 Condiciones de la carga de un condensador energizado. (a) Inmediatamente después de haber sido puesto en cortocircuito. (b) Después de haber eliminado el cortocircuito.

Refiriéndonos nuevamente a la figura III-3, el movimiento de partículas, tales como P, causa el de otras moléculas no polarizadas. Al aumentar el movimientos molecular, también lo hace la temperatura del material. Si la fuente de energía es de C.A., cada inversión de la tensión tenderá a invertir a su vez la posición de las moléculas polarizadas. Esto significa que la energía de la fuente se convierte en calor dentro del aislante. A esta pérdida se llama "Histéresis dieléctrica". Aumenta con la frecuencia y con la tensión aplicada y debe tenerse en cuenta en el diseño de los cables de alta tensión.

Corrientes de Conducción: Cuando se aplica una diferencia de potencial a dos placas separadas por un diéctrico (fig. III-3), los pocos electrones libres que puede haber

dentro de el tienden a desplazarse del cátodo al ánodo. Este fenómeno se llama "corriente de conducción" y constituye una pérdida de energía dentro del aislante.

Corrientes superficiales de fuga: Sobre la superficie del material aislante y entre los electrodos circulan corrientes de fuga. Su intensidad no tiene relación alguna con la resistividad propia del material, del estado de contaminación de la superficie y de la humedad del aire. Esta corriente puede ser hasta 100 ma* en los aisladores de alta tensión muy contaminados.

Aisladores- Soporte: Los conductores en los circuitos aéreos deben aislarse convenientemente, y para ello se emplean aisladores fabricados también convenientemente y probados conforme a las normas de los distintos países y según sea la forma de trabajo; en interior o ala intemperie. Para servicios en interior, los referidos aisladores llevan en sus extremos sendas piezas metálicas en forma de casquillo, embutidas si son de plancha o también de fundición maleable. Dichas piezas se fijan al aislador por medio de magtic y llevan cada una un orificio roscado (rosca hembra, -- fig. III-5). En el orificio de la base, se rosca el tornillo de fijación del aislador, que se monta sobre palomilla de pletina de hierro o de acero perfilado, las cuales se empotran en el muro del edificio. En el orificio de la cabeza se rosca el espárrago que fija la pieza portaconductores, -- como por ejemplo la de la fig III-5

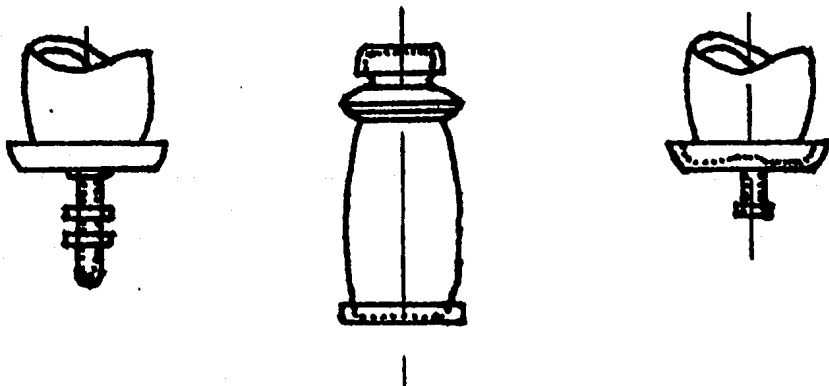


FIG. III.5. - Diversos tipos de aisladores-
soporte

Si se trata de soportes para varillas hasta de -- 10 mm de diámetro, se emplea también la disposición de la -- figura III-5, en cuya pieza metálica superior se fija una -- brida con tornillos roscados a aquella y de este modo queda sujeto al conductor.

TIPO DE AISLADORES:

Aisladores para barras colectoras

Son aquellos que fijan las barras colectoras a -- las estructuras, y además proporcionan el nivel de aisla--- miento necesario.

La selección adecuada de determinado tipo de aislador, depende de varios factores como son: Tipo de barra, -- nivel de aislamiento, esfuerzos a que está sujeto, condicio nes ambientales, etc.

Normalmente se usan 3 tipos de aisladores:

- a).- Rígidos
- b).- Cadena de aisladores
- c).- Aisladores tipo especial

a).- Aisladores Rígidos.-- Este tipo de aisladores se usan para soportar barras rígidas como son tubos o sole-- ras. Existen 3 tipos de aisladores rígidos: Tipo Alfiler, ti po columna y tipo carrete. Los aisladores tipo alfiler son-- aquellos en que cada elemento es otro aislador que al colo-- carse en serie concéntrica forma un conjunto que refuerza -- la distancia de flámeo. Su principal ventaja es evitar entre pliegues la penetración de la contaminación; su mayor des-- ventaja es lo difícil de su limpieza.

Este aislador (ver fig. III-5) se puede usar solo o sobrepone uno sobre otro hasta alcanzar el nivel de -- aislamiento deseado.

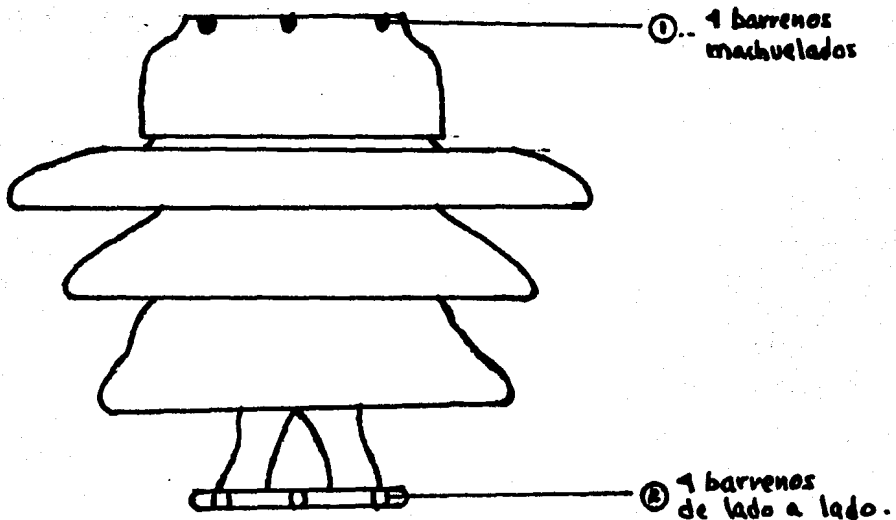


Fig. III-6 Aislador Tipo alfiler

Los aisladores tipo columna están formados por -- una sola pieza de mayor longitud que el tipo anterior; actúa como una columna mecánica.

Sus principales ventajas son la alta resistencia-mecánica, la alta rigidez, su mayor estabilidad etc.

Los aisladores tipo carrete son aquellos que tienen generalmente forma cilíndrica, con una o varias ranuras circunferenciales y perforadas axialmente para su montaje -- como se muestra en la fig. III-7.

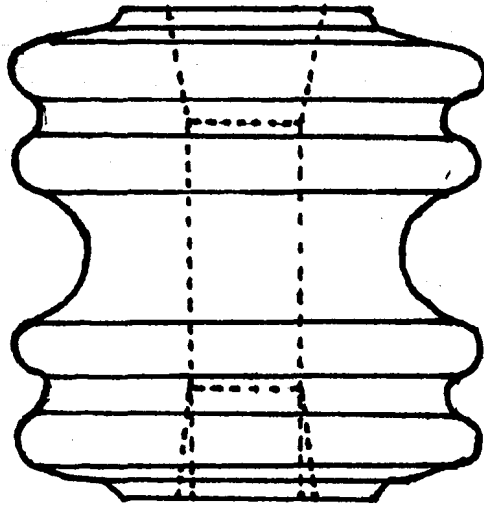


Fig. III-7 Aislador Tipo Carrete

b).- Cadena de aisladores.- Son aquellos aisladores que se usan para soportar barras de cable. La selección del aislador adecuado se hace de acuerdo a los esfuerzos mecánicos que van a soportar.

c).- Aisladores especiales. Son aquellos que se fabrican para condiciones muy especiales.

Algunos de estos aisladores son del tipo de aislamiento reforzado y se usan en los casos en que, las subestaciones están ubicadas en zonas con alto nivel de contaminación.

Accesorios de las barras Colectoras:

Son todos aquellos elementos que nos sirven para unir los conductores, aisladores, así mismo ayudan a absorber los esfuerzos mecánicos producidos por la instalación de las barras conductoras.

Los tipos de accesorios más usados en la instalación de barras son:

- 1.- Conectores
- 2.- Juntas de expansión
- 3.- Herrajes

Conectores.- son aquellos elementos que sirven para conectar los diferentes tramos de conductores que forman una barra, entre juego de barras y las derivaciones de los aparatos.

Los conectores pueden ser de diversos tipos: Rectos, codos o Tés. Además estos conectores pueden ser soldados, atornillados o de compresión.

Cuando se tienen conectores soldados se tienen las siguientes ventajas:

- Son más económicos que los atornillados a medida que crece el tamaño de las subestaciones.
- Las soldaduras son más confiables
- Ahorro de compras y de tiempo

Juntas de Expansión.- Son las formadas por conductores flexibles y sirven para absorber las expansiones térmicas de las barras. Se deben instalar a la llegada de las barras al equipo pesado, para evitar esfuerzos en las boquillas de entrada a dicho equipo. El tipo de junta que se escoja dependerá del equipo y de la disposición de la instalación adoptada.

Herrajes.- Son aquellos elementos que sirven para la fijación o soporte de las barras sobre los aisladores. Los herrajes mas usados en barras colectoras, ya sea de tubo o solera son de los siguientes tipos:

- a).- Soporte de Anclaje (fijas).
- b).- Soporte deslizantes (sobre los que se resbala el conductor al dilatarse).

1.- INTRODUCCION.

La sección de transformación puede considerarse -- como la parte medular dentro de una subestación eléctrica; -- ya que en ésta se realiza el objetivo principal que se persigue al implantarse una subestación dicho objetivo es el -- transformar el voltaje; ya sea reduciéndolo o aumentándolo.

Esta sección está formada exclusivamente por transformadores de fuerza los cuales pueden ser: De distribución y de potencia.

Hecha esta consideración, el estudio que se realiza lo enfocamos principalmente al transformador, incluyendo este estudio; componentes, accesorios, normas y pruebas.

II. DEFINICIONES GENERALES.

Al igual que en algunas de las secciones anteriormente tratadas, daremos una serie de definiciones que se -- consideran pertinentes para el buen desarrollo del estudio de la presente sección.

TRANSFORMADOR.

Un transformador es un dispositivo eléctrico, que -- por inducción electromagnética transforma energía eléctrica, de uno o más circuitos a otro u otros circuitos, a la misma frecuencia y cambiando usualmente, los valores de tensión y de corriente.

TRANSFORMADOR MONOFASICO.

Es aquel que tiene un sólo circuito eléctrico tanto en su lado de alta tensión como en su lado de baja tensión.

TRANSFORMADOR TRIFASICO.

Es aquel que tiene tres circuitos eléctricos tanto en su lado de alta tensión como en su lado de baja tensión.

ALTA Y BAJA TENSION.

Se acepta generalmente como alta tensión los voltajes mayores de 1000 volts para corriente alterna y 1500----

volts para corriente directa; y como baja tensión los voltajes hasta de 1000 volts para corriente alterna y hasta de - 1500 volts para corriente directa.

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION.

Es aquel que tiene una capacidad nominal hasta de 500 KVA (Kilo-Volts-Ampere).

TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Es aquel que tiene una capacidad nominal mayor que 500 KVA.

CARACTERISTICAS NOMINALES.

Son los valores numéricos, asignados a las cantidades que definen la operación del transformador en las condiciones especificadas, y en las que se basan las garantías - del fabricante y las pruebas de equipo.

Los valores para las características nominales deben aparecer en las placas de datos.

CORRIENTE DE EXCITACION.

Es la corriente que circula a través de las terminales de un devanado cuando se le aplica la tensión nominal, a frecuencia nominal manteniéndose los otros devanados en - corto circuito.

Esta corriente se expresa normalmente en porcentaje, para transformadores de varios devanados, este porcentaje se refiere al devanado de mayor capacidad.

DERIVACION PRINCIPAL.

Es la derivación correspondiente a la tensión nominal.

TENSION EN LAS DERIVACIONES.

Son las tensiones en vacío entre las terminales de los devanados para las derivaciones correspondientes, cuando se aplica la tensión nominal en otros devanados.

TRANSFORMADOR IDEAL

Es un transformador en el cual su funcionamiento - debería cumplir con las condiciones siguientes:

Que no tenga pérdida de potencia.

Tenga un coeficiente de acoplamiento unitario.

Tenga una permeabilidad en el núcleo que sea muy grande, lo que daría por resultado una fuerza magnetomotriz despreciable para establecer el flujo del núcleo.

III. OBJETO Y FUNCIONAMIENTO.

OBJETO.

La sección de transformación dentro de una subestación eléctrica, tiene como finalidad, transformar la tensión suministrada por C.F.E. o C.L.F.C. que es muy alta --- (23000, 13800, 6000, volts) a otra tensión que pueda usarse en la industria, dicha tensión generalmente es de: 440, - 254, 220, y 127 volts.

FUNCIONAMIENTO.

Las boquillas de alta tensión del transformador, - se conectan por medio de conductores apropiados a la sección de acoplamiento, mientras que las boquillas de baja -- tensión se conectan también por medio de conductores apropiados a un tablero de distribución, obteniéndose de esta - forma la tensión requerida y fácilmente maniobrable.

BREVE ESTUDIO SOBRE EL TRANSFORMADOR

El estudio que a continuación exponemos sobre el Transformador es de una manera superficial, puesto que de - una forma más rigurosa se saldría de los objetivos que se - persiguen en le presente estudio. Los temas que se tratarán son los siguientes:

- 1.- Principios fundamentales de operación.
- 2.- Circuitos equivalentes.

- 3.- Pérdidas.
- 4.- Eficiencia y regulación.
- 5.- Magnitudes eléctricas en por unidad y en por-ciento.
- 6.- Conexiones Trifásicas.

1.- PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE OPERACION

A.- PRINCIPIOS GENERALES

LEY DE FARADAY DE LA INDUCCION ELECTROMAGNETICA.

Consideremos un conductor en forma de anillo cerrado y algunas líneas de flujo o inducción, supongamos además que estas líneas son causadas por un magneto o una bobina portadora de corriente tal como se muestra en la figura --- IV-I.

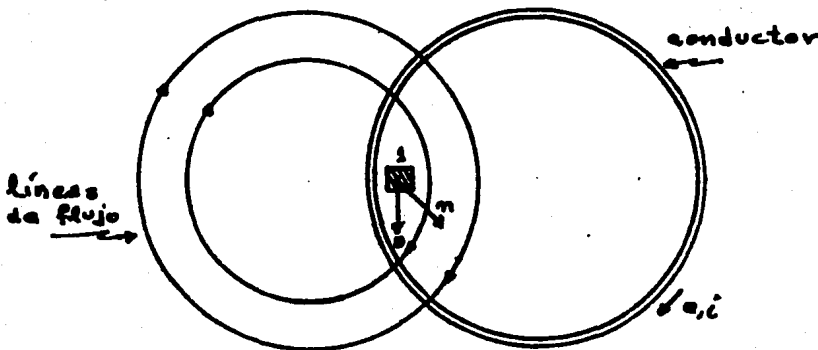


fig. IV-1

DONDE: B es la densidad magnética, n es la intensidad magnética, i es la corriente y e es la fem.

1 Es un magneto que se mueve en la vecindad del conductor o éste se mueve relativamente al magneto.

Entonces la Ley de Faraday se puede enunciar de la siguiente forma:

"Una fuerza electromotriz (fem) Es inducida en un medio, cuando se cambia el enlazamiento de flujo magnético

co asociado con el medio; si este medio es un conductor de electricidad y forma una trayectoria cerrada, una corriente fluye en el debido a la fem inducida, la magnitud de esta fem es proporcional a la rapidez del cambio en el tiempo de los enlazamientos del flujo.

Su expresión matemática es como sigue.

$$fem = - \frac{d\lambda}{dt} \quad (1)$$

DONDE:

λ : Es los enlazamientos de flujo y está dada por: $\lambda = N\Phi$

Φ : Es el flujo magnético y sus unidades son: Maxwell en el sistema GGS (centímetro, gramo, segundo), Weber en el sistema MKS (metro, Kilogramo, segundo) y líneas o Kilolíneas de flujo en el sistema ingles.

N: Es el número de espiras en el embobinado.

T: Es el tiempo dado en segundos.

LEY DE LENZ

Esta ley nos permite determinar la dirección de la fuerza electromotriz y de la corriente, esto es:

El sentido o dirección de la fuerza electromotriz, es tal que ocasiona el flujo de una corriente, en una trayectoria cerrada, con una dirección tal que, la corriente tiende a contrarrestar el cambio de los enlazamientos de "flujo".

Respecto al signo negativo de la ecuación (1). éste puede o no aparecer en dicha ecuación y esto depende de la manera de escoger la polaridad relativa de la fuente.

REGLA DEL TORNILLO DE LA ROSCA DERECHA Y LA NOTACION DE PUNTOS CONVENCIONALES.

Como en la práctica se acostumbra marcar con puntos la polaridad de los embobinados, esta regla es muy útil para conocer la dirección del flujo magnético.

Supóngase un pedazo de hierro al cual se "embobina"

con un número dado de vueltas como se muestra en la figura-IV-2

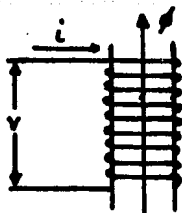


fig. IV-2

Entonces si se coloca la mano derecha, de tal manera que el dedo índice señale la dirección por la cual entra la corriente y ésta se marca con un punto de referencia como se muestra en la figura IV-2, entonces el dedo pulgar señalará la dirección del flujo magnético.

B. FUNCIONAMIENTO

El funcionamiento del transformador se puede resumir de los principios anteriormente dichos, pero principalmente de la Ley de Faraday que es su principio fundamental de operación.

Entonces, se puede decir que, cuando en un circuito eléctrico que concatena un campo magnético variable en el tiempo, se produce un voltaje inducido, en el cual su magnitud instantánea, tiene un valor igual al voltaje aplicado.

C.- CARACTERISTICAS GENERALES

Las características generales del transformador -- son principalmente cuatro: Transfiere energía eléctrica de un circuito a otro manteniendo la frecuencia constante.

Lo hace bajo el principio de inducción electromagnética.

Tiene circuitos eléctricos que están eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente.

Por lo general hace un cambio de voltaje entre sus circuitos, aunque esto no sea una condición necesaria.

D. ECUACION GENERAL DEL TRANSFORMADOR

Consideremos la siguiente representación para un transformador elemental, al cual se le aplica un voltaje senoidal como se muestra en la figura IV-3

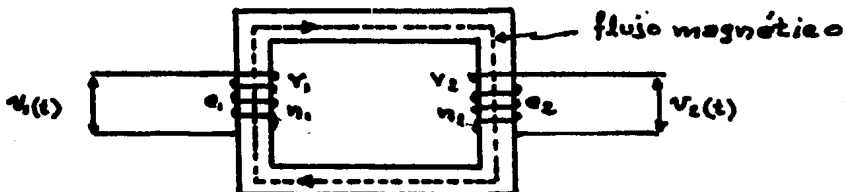


fig. IV-3

Para el objetivo que perseguimos, analizaremos primeramente el circuito primario, considerando el transformador como ideal, entonces el voltaje inducido e estará dado por la ley de Faraday y el flujo magnético tendrá la dirección indicada en la figura de acuerdo con la regla de la rosca derecha.

por lo tanto:
$$e_1 = N_1 \frac{d\phi_1}{dt} \quad (2)$$

DONDE:

$d\phi/dt$: Es la rapidez del cambio en el tiempo de los enlazamientos de flujo y se le llama derivada del flujo con respecto al tiempo y cuyos parámetros ya fueron definidos.

Ahora aplicando la Ley de los voltajes de Kirchhoff a la Malla 1

$$v_1(t) = v_1 i_1(t) + e_1 \quad (3)$$

Como el transformador se consideró ideal y en éstas pérdidas se consideran cero, ya que éstas están en función de la corriente y la resistencia, se tiene que:

$$v_1 i_1(t) = 0 \quad (4)$$

Sustituyendo (4) en (3)

$$v_1(t) = e_1$$

Por lo tanto la ecuación final quedará como en (2)

$$e_1 = N_1 \frac{d\phi_1}{dt} \quad (5)$$

Como el voltaje es senoidal implica que el flujo también lo es:

$$\phi = \phi_{\max} \text{Sen} \omega t$$

Sustituyendo este valor en la ecuación (5)

$$e_{\text{ind}} = N \frac{d\phi}{dt} = N \phi_{\max} \omega \text{sen} \omega t$$

como el flujo es constante

$$e_{\text{ind}} = N \phi_{\max} \omega \frac{d}{dt} \text{sen} \omega t$$

derivando esta última ecuación

$$e_{\text{ind}} = N \phi_{\max} \omega \cos \omega t \quad (6)$$

como ω es una constante que depende la frecuencia; está dada por:

$$\omega = 2\pi \cdot f$$

sustituyendo: este valor de ω en la ecuación (6)

$$e_{\text{ind}} = N \phi_{\max} (2\pi \cdot f) \cos (2\pi f t) \quad (7)$$

Y ya que el término $2\pi f t$ implica un ciclo completo o un múltiplo y estos valores para las funciones naturales -- son:

$$\text{En } 0^\circ \text{ y } 360^\circ \text{ se tiene que: } \cos 2\pi f t = 1$$

por lo tanto la ecuación (7) quedará

$$e_{\text{ind}} = N \phi_{\max} (2\pi f) \quad (8)$$

Para los fines que se persiguen nos interesa el valor medio cuadrático y éste está dado por:

$$V_{\text{rms}} = \frac{1}{\sqrt{2}} V_{\text{max}}$$

De aquí se obtiene que: $V_{\text{max}} = \sqrt{2} V_{\text{rms}}$

sustituyendo esta ecuación en la ecuación (8)

$$\sqrt{2} V_{rms} = N l \phi l \max (2 \pi f)$$

Despejando se obtiene que

$$V_{rms} = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} N l f \phi l \max = 4.44. N l f \phi l \max$$

Por lo tanto

$$V_{rms} = 4.44 N l f \phi l \max (9)$$

Esta ecuación recibe el nombre de ecuación general del transformador y viene expresada comumente en Maxwell/--segundo para el sistema cgs., y líneas por segundo en el sistema ingles.

Esta expresión para fines prácticos se utiliza en volts y para obtenerla en esta unidad se procede como sigue:

Para el sistema M.K.S. se tienen las relaciones siguientes:

$$\begin{aligned} 1 \text{ Weber} &= (10)^8 \text{ maxwell} \\ 1 \text{ Weber} &= \text{volt-seg.} \end{aligned}$$

igualando las expresiones anteriores:

$$\text{vol - seg} = (10)^8 \text{ maxwell}$$

y de aqui se obtiene

$$1 \text{ Maxwell} = 10^{-8} \text{ volt - seg. volt-Seg}$$

sustituyendo esta expresión en la ecuación (9)

$$V = 4.44 N l f \phi l \max \left(\frac{\text{maxwell}}{\text{seg}} \right)$$

$$V = 4.44 N l f \phi l \max \left(\frac{\text{volt-seg}}{\text{seg}} \right) \times 10^{-8}$$

Por lo tanto:

La ecuación general para el transformador será la siguiente:

$$V = 4.44 N l F \phi l \times 10^{-8} \text{ volts (10)}$$

E. RELACIONES GENERALES

Las relaciones que existen entre los devanados primario y secundario de un transformador, están dadas por: - las tensiones, corrientes, números de vueltas, e impedancia de carga, relacionadas entre si.

a.- RELACION DE TENSION

Considerando la figura (IY-3) y como se supuso -- ideal, implica que no hay flujo de dispersión y por lo tanto, el flujo magnético ϕ es el mismo para los dos devanados, entonces la ecuación para la malla 2 será:

$$V_2(t) = r_2 i_2(t) + e_2$$

y como:

$$= r_2 i_2(t) = 0$$

entonces

$$V_2(t) = e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (11)$$

si dividimos (5) entre (11)

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1 \frac{d\phi}{dt}}{N_2 \frac{d\phi}{dt}}, \quad \frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

y como:

$$e_1 = V_1 \text{ y } e_2 = V_2$$

obtenemos la relación general de tensión:

$$a = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (12)$$

b. RELACION DE CORRIENTE

Para obtener esta relación consideraremos que la potencia activa de entrada es casi igual a la de salida es-

decir que el transformador tenga un rendimiento del 100% -- entonces tenemos que:

$$V_1 I_1 \cos \psi_1 \approx V_2 I_2 \cos \psi_2 \quad (13)$$

y como los factores de potencia son también casi iguales, --

se tiene que: $\cos \psi_1 \approx \cos \psi_2$

entonces de (13) se obtiene: $V_1 I_1 = V_2 I_2$

y de aquí se obtiene la relación de corriente que es:

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{V_1}{V_2} \quad (14)$$

De una forma general se pueden relacionar las corrientes los voltajes y los números de vueltas en ambos bobinados, esto se logra combinando las ecuaciones 14 y 12 lo que da la siguiente relación.

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (15)$$

C. RELACION DE IMPEDANCIA

Si al circuito de la figura IV-3 se le agrega una carga Representada por Z_c en el lado secundario como a continuación se muestra en la figura IV-4

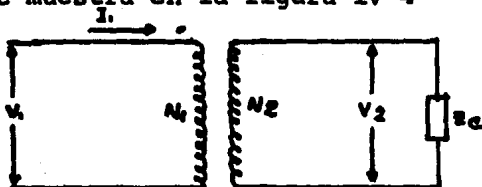


fig. IV-4

Y por las marcas de polaridad indicadas se tendrían las fuerzas magnetomotrices de los lados primario y secundario iguales y opuestas lo que nos daría que:

$$I_1 N_1 = I_c N_2 \quad (16)$$

de acuerdo a la figura el voltaje terminal secundario es:

$$V_2 = I_c Z_c \quad (17)$$

De la ecuación (12) se tiene:

$$V_1 = V_2 \left[\frac{N_1}{N_2} \right]$$

Sustituyendo la ecuación (17) en ésta obtenemos que:

$$V_1 = I_c Z_c \left[\frac{N_1}{N_2} \right] \quad (18)$$

De la ecuación (16) obtenemos I_c que es:

$$I_c = I_1 \left[\frac{N_1}{N_2} \right]$$

Sustituyendo ésta en la ecuación (18)

$$V_1 = I_1 \left[\frac{N_1}{N_2} \right] \left[\frac{N_1}{N_2} \right] Z_c$$

despejando:

$$\frac{V_1}{I_1} = \left[\frac{N_1}{N_2} \right]^2 Z_c \quad (19)$$

Ahora como:

$$\frac{N_1}{N_2} = a \text{ y } \frac{V_1}{I_1} = Z_1$$

entonces la ecuación (19) quedará de la siguiente forma:

$$Z_1 = a^2 Z_c \quad (20)$$

que es la relación general de la impedancia de -- carga vista desde el primario del transformador.

2.- CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR

La siguiente figura ilustra el circuito equivalente del transformador generalmente aceptado para hacer cálculo

los, se hace la consideración de que la relación del transformador es de: 1:1 .

Implicando esto que la corriente I_1 sea igual a la corriente I_2 .

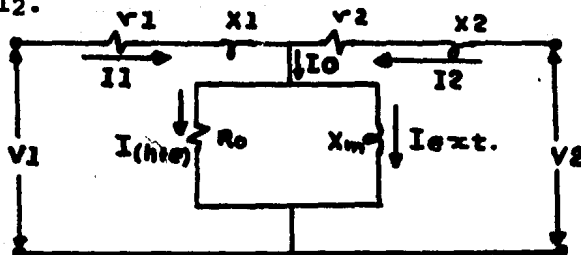


Fig. IV-5: Circuito equivalente del transformador .

Donde:

r_1 y X_1 : Son la resistencia y reactancia del devanado primario respectivamente.

r_2 y X_2 = Son la resistencia y reactancia del devanado secundario.

R_0 : Resistencia de pérdida en el núcleo

X_m : Reactancia de magnetización

I_0 : Corriente en vacío

I_{ext} : Corriente de excitación

$I(histe)$ Corriente resultante de la suma por histéresis y efecto eddy,

Puesto que los núcleos de los transformadores están hechos de materiales ferromagnéticos haremos las siguientes consideraciones:

La histéresis es una característica de no linealidad de los materiales ferromagnéticos, que depende del valor anterior y actual del campo magnético a que se someten dichos materiales, por lo tanto influirá la densidad magnética, (B) y la intensidad de campo o excitación magnética (H).

La densidad magnética se obtiene por la relación - del flujo magnético (ϕ) a el área de la sección transversal del material en que opera dicho flujo.

$$B = \frac{\phi}{A} \quad [\text{gauss}] \quad \text{ó} \quad [\text{tesla}]$$

DONDE:

Gauss: para el sistema G.G.S.

Tesla: para el sistema M.K.S.

La intensidad de campo es la relación de la corriente circulante por el producto del número de vueltas a la longitud o distancia que recorre dicha corriente en el material.

$$H = \frac{I \cdot N}{l}$$

DONDE:

I: corriente en amperes.

N: número de vueltas

l: longitud en (m, cm, pies, pulgadas, etc.)

Por lo que respecta al afecto Eddy se le conoce -- como corriente parásita y es producida también por el flujo de corriente alterna en el núcleo.

3.- PERDIDAS

Las pérdidas en el núcleo (Pc) están dadas por la suma de las pérdidas debidas a histéresis y la ocasionadas por corrientes parásitas; éstas pérdidas se manifiestan en forma de calor y están dadas por:

$$P_c = P_h + P_e$$

Ph: Pérdidas de histéresis y es igual a: $P_h = K_h f (B_m)^{1.6}$

Pe: Pérdidas de Eddy y es igual a: $P_e = k_{ef} (B_m)^2$

DONDE:

Ph: está dada en Watts.

Bm: intensidad de flujo máxima eficaz en maxwell/cm²

f: Frecuencia en ciclos por segundos

Kh: constante de proporcionalidad que depende de la calidad del acero.

K_e : constante de proporcionalidad que depende del volumen del núcleo, el grupo de las laminaciones y la resistividad del acero.

P_e : está dada en Watts.

La corriente de pérdidas de núcleo esta en fase con el voltaje inducido primario y se expresa por:

$$I_e = \frac{P_e}{e_1}$$

4.- EFICIENCIA Y REGULACION

Potencia de Salida

Potencia de salida + pérdidas en vacío + pérdidas en los devanados

DONDE:

Pérdidas en el núcleo $P_c = P_h + P_e$

Pérdidas en los devanados $P_{cu} = R_1 I_1^2 + R_2 I_2^2$

Potencia de salida $P_s = V_2 I_2 \cos \phi$

$$\therefore \eta = \frac{V_2 I_2 \cos \phi}{V_2 I_2 \cos \phi + R_1 I_1^2 + R_2 I_2^2}$$

REGULACION

La regulación de voltaje es una medida importante del funcionamiento del transformador y se expresa por:

$$\text{Reg} = \frac{E_o C_2 - V_2}{V_2} \times 100$$

DONDE:

$E_o C_2$: voltaje secundario a cero carga

V_2 : voltaje secundario nominal bajo carga nominal.

5.- MAGNITUDES ELECTRICAS EN POR UNIDAD Y EN PORCIENTO

El valor en por unidad de cualquier magnitud eléctrica se define como la razón de su valor real al de una base calculada o elegida y se expresa en forma decimal.

El valor por ciento de cualquier magnitud eléctrica será igual al valor en por unidad multiplicada por cien.

Esta magnitudes generalmente están dadas por:

La potencia en Kva (kilovolt - Ampere)
 la tensión en volts.
 la corriente en amperes
 la impedancia en ohms.

Las relaciones generales para estas magnitudes son:

$I(B)$ corriente base:

$$I_B = \frac{KVA \text{ (Base)} \times 1000}{Vots \text{ (base)}}$$

$Z(B)$ impedancia base:

$$Z_B = \frac{Volts \text{ (base)}}{I \text{ (base) (emperes)}}$$

Entonces la impedancia en por unidad viene dada -- por:

$$Z.P.U. = \frac{Z \text{ real (ohms)}}{Z \text{ base (ohms)}}$$

y la impedancia en por ciento esta dada por:

$$Z \% = Z_{p.u} \times 100$$

Algunas de las ventajas en tener la magnitudes en por unidad son:

a.- Generalmente los fabricantes especifican en la placa de datos los valores nominales de la impedancia ya sea expresándola en por ciento o en por unidad.

b.- La impedancia cuando no es proporcionada, se puede obtener por medio de tablas que dan valores razona--

blemente exactos y además por la experiencia en este tipo de trabajo en por unidad, se familiariza con los valores adecuados de las impedancias por unidad de los diferentes aparatos.

c.- Los valores base que se emplean para obtener los valores en por unidad se pueden obtener de la placa de datos característicos.

6.- CONEXIONES TRIFASICAS

Como veremos más adelante las conexiones para transformadores comunmente usadas son cuatro:

a.- conexión estrella- estrella ($Y-Y$)

b.- conexión delta - delta ($\Delta-\Delta$)

c.- conexión delta - estrella ($\Delta-Y$)

d.- conexión estrella - delta ($Y-\Delta$)

Estas conexiones se efectuan por dos medios:

Por medio de bancos de tres transformadores monofásicos.

Por medio de transformadores trifásicos.

Y ya que en las plantas industriales se utilizan generalmente transformadores trifásicos en conexiones de por tal motivo y para los fines que se persiguen en este trabajo analizaremos dichos transformadores y dichas conexiones

Un transformador trifásico es aquel en donde los núcleos y embobinados para las tres fases estan combinados en una sólo estructura magnética.

En las figuras siguientes se muestran los esquemas de conexiones de embobinado para dos tipos de transformadores.

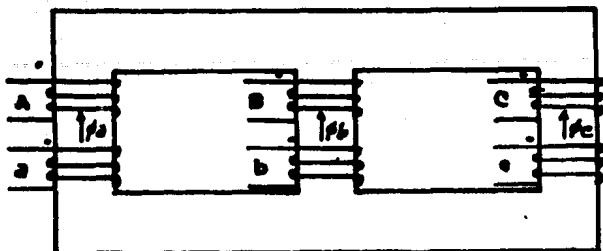


Fig. 1V-6: Transformador Trifásico tipo núcleo

DONDE:

Las letras mayúsculas indican los devanados de alta tensión.

Las letras minúsculas indican los devanados de baja tensión.

Las letras ϕ 's indican los flujos magnéticos con su dirección.

El diagrama esquemático y su conexión estrella-delta es el siguiente.

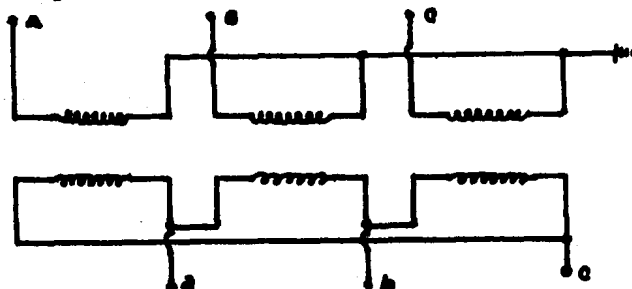


Fig. 1V-7: Diagrama esquemático con conexión estrella-delta para un transformador.

En este caso se está considerando que el neutro --- está efectivamente conectado a tierra.

El siguiente tipo de núcleo, es el de concha como lo muestra la figura 1V-8

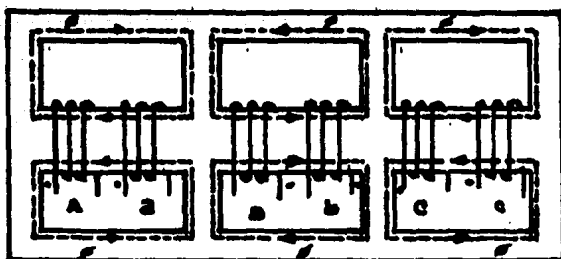


Fig. 1V-8: Transformador Trifásico tipo concha o -acorazado.

El diagrama de conexiones de los devanados sigue -siendo el mismo.

Este tipo de conexiones se utiliza en los sistemas de potencia principalmente.

Su fin es el reducir los voltajes y por razones de aislamiento los devanados conectados en estrella se conectan al circuito de más alto voltaje.

En sistemas de distribución es poco usada esta conexión a excepción de cuando esta distribución se efectúa a tres hilos.

El diagrama de conexiones para delta - estrella es el siguiente:

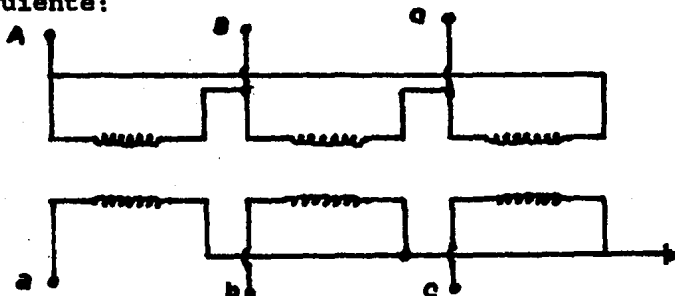


Fig. 1V-9 Diagrama esquemático de un transformador con conexión delta-estrella y aterrizado.

Este tipo de conexiones es de los más empleados se utiliza en los sistemas de potencia para elevar voltajes y en los sistemas de distribución para alimentación de fuerza y alumbrado.

Es preferible utilizar en plantas industriales los

transformadores trifásicos, a la conexión en banco de transformadores monofásicos, porque representan un ahorro considerable en espacio, costo y mantenimiento.

7.- OPERACION DE TRANSFORMADORES EN PARALELO

A.- objeto de dicha operación
dos o más transformadores operan en paralelo cuando:

a.- La capacidad de generación es muy grande y no se fabrican transformadores para esta capacidad.

b.- Se aumenta la capacidad instalada en alguna industria.

c.- Se desea continuidad en el servicio en una instalación donde la carga se divide en dos o más transformadores en paralelo.

De tal forma que el servicio no quede interrumpido por falla o reparación de un transformador.

B.- Dos transformadores operan en paralelo cuando sus primarios están conectados a la misma fuente y sus secundarios a la misma carga, como lo muestra la figura 1V-10

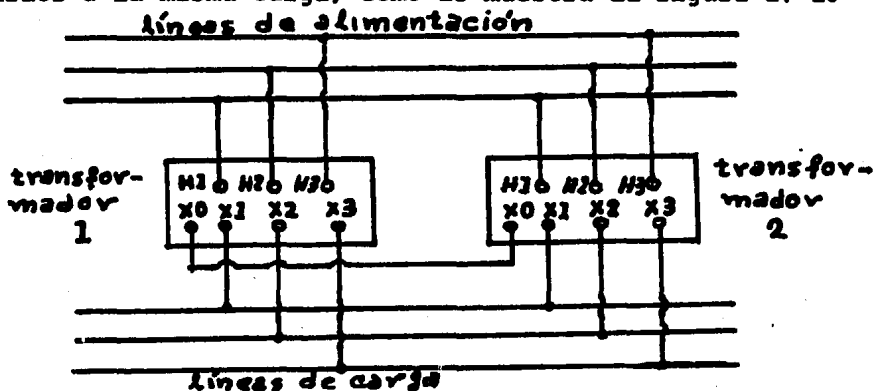


Fig. 1V-10 conexión de dos transformadores en paralelo.

C.- condiciones requeridas para la operación de transformadores en paralelo.

a.- deberán tener igual relación de transformación
esto es:

que deberán tener igual voltaje tanto en sus devanados primarios como en sus secundarios.

$$\frac{Vp1}{Vs1} = a \text{ y } \frac{Vp2}{Vs2} = a$$

b.- Deberán tener impedancias inversamente proporcionales a sus capacidades.

$$\frac{Zp1}{Zp2} = \frac{1}{a} \left[\frac{s1 (p1)}{s2 (p2)} \right]$$

c.- Deberán tener igual relación de resistencia a reactancia.

$$\frac{Rp1}{Xs1} = \frac{Rp2}{Xs2}$$

d.- Deberán tener igual polaridad ya sea positiva o aditiva.

e.- Deberán tener la misma secuencia de fase.

IV- COMPONENTES, CLASIFICACION Y ACCESORIOS DE LOS TRANSFORMADORES.

1.- COMPONENTES:

Las partes del Transformador aceptadas generalmente como Componentes son:

Núcleo, devanados, aislamiento, estructura de ensamble, tanque y Herrajes.

2.- ACCESORIOS:

También las partes del Transformador aceptadas --- generalmente como accesorios, se dividen en dos grupos:

A.- ACCESORIOS NORMALES:

Estos son los que de acuerdo con las normas vigentes en México deben llevar los Transformadores y son lo siguientes:

Indicador de nivel tipo carátula, termómetro tipo-carátula, indicador de presión-vacio, y válvula reguladora de presión, diafragma de sobrepresión, Boquillas y terminales para cable en alta tensión, placa epóxica y barras de cobre con barrenos de baja tensión, radiadores soldados, válvula para filtro prensa, drenaje y muestreo, conectores a tierra, ganchos de levantamiento con barrenos para estorbo, base estructural deslizable en dos direcciones perpendiculares, apoyo para gatos, placa descriptiva manija exterior -- para operación del cambiador de derivaciones, cámara de acoplamiento a tableros y acabado normal.

B.- ACCESORIOS OPCIONALES:

Estos son los que de acuerdo entre fabricante y -- comprador se le pueden anexar al transformador.

Estos accesorios son con el fin de dar una mayor-- protección y seguridad al transformador y son los siguientes.

Termómetro e indicador de nivel con contactos de alarma, dispositivo mecánico de sobrepresión, termómetro de punto caliente, relevadores Térmicos, relevadores de presión

3.- CLASIFICACION.

La clasificación de transformadores generalmente -- aceptada se hace de acuerdo a siete factores que intervienen su construcción, como se enlista a continuación.

POR LA FORMA DE SU NUCLEO:

Tipo columna, tipo acorazado, tipo envolvente, tipo radial.

POR EL NUMERO DE FASES:

Monofásico, Trifásico.

POR EL NUMERO DE DEVANADOS:

Dos devanados, tres devanados

POR EL MEDIO REFRIGERENTE:

Por aire, por aceite, por liquido inerte

POR EL TIPO DE ENFRIAMIENTO:

Enfriamientos tipo:

OA, OW, OW/A, OA/AF, OA/FA/FA, FOA, OA/FA/FOA, FOW, A/A, AA/FA

POR LA REGULACION:

Regulación fija, Regulación variable, con carga y sin carga,

POR LA OPERACION:

De potencia, de distribución, de instrumento, de horno eléctrico de ferrocarril.

De acuerdo con el estudio que se está realizando, - la clasificación anterior, se verá detalladamente desde el punto de vista de operación, esto es que la clasificación - se verá para Transformadores de distribución y de potencia.

Por lo que respecta a Transformadores para instrumentos estos se tratan en la sección de medición de la subestación.

Y por último por lo que toca a Transformadores para ferrocarril y para horno Eléctrico estos no se tratan en este estudio por estar fuera del fin que se persigue.

1.- COMPONENTES Y CLASIFICACION:

Esta parte de la sección que estamos exponiendo la trataremos conjuntamente; es decir tanto los componentes -- como la clasificación.

Empezaremos el estudio por las partes que se consideran principales, despues veremos algunos accesorios de -- los que se consideran normales y por último veremos todos - los accesorios restantes pero desde el punto de vista que - marcan o sugieren las normas.

Para tal efecto comenzaremos por analizar las partes principales de un transformador de acuerdo a la figura-
lv-11

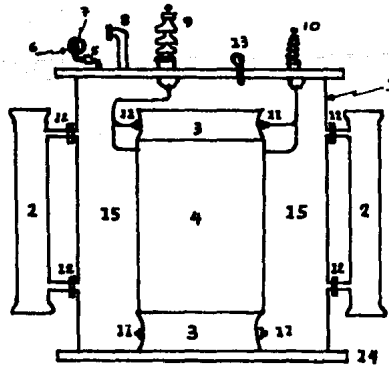


Fig. IV-11-Partes principales de un transformador.

1. TANQUE
2. TUBOS RADIADORES
3. NUCLEO
4. DEVANADOS
5. TANQUE CONSERVADOR
6. INDICADOR DE NIVEL DE ACEITE
7. RELE DE PROTECCION BUCHHOLS
8. TUBO DE ESCAPE
9. 10. BOQUILLAS O AISLADORES DE PORCELANA
11. TORNILLOS OPRESORES
12. CONEXION DE LOS TUBOS RADIADORES
13. TERMOMETRO
14. BASE DE ROLAR
15. REFRIGERANTE

a.- NUCLEO

El Núcleo constituye el circuito magnético que transfiere energía de un circuito a otro y su función principal es la de conducir el flujo activo. Está sujeto mediante herrajes que en algunas ocasiones se sueldan en su parte inferior a la base del tanque.

Por lo regular está construido de laminaciones de acero al silicio con una tolerancia del 4% y sus espesores comunes son del orden de 0.014 de pulgada (0.355 mm) con un aislamiento de 0.001 pulgada (0.0254 mm.).

Se fabrican normalmente dos tipos de núcleo:

El tipo columna como se muestra en la fig. IV-12

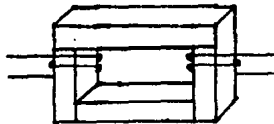


Fig. IV-12 Esquema físico de un transformador tipo columna.

Para una mejor comprensión se le puede representar de la siguiente forma.

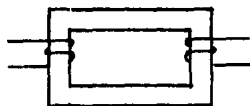


Fig. IV-12a: Circuito equivalente

Tipo acorazado conocido también como tipo concha

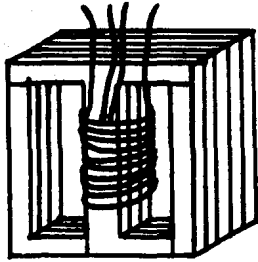


Fig. IV-13: Esquema físico de un transformador tipo concha.

Y su circuito equivalente es:

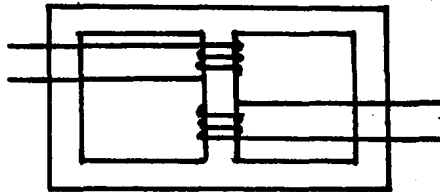


Fig. IV-13a: Circuito equivalente.

Las secciones transversales del núcleo generalmente son rectangulares, pues la práctica ha demostrado que de esta forma se aprovecha más el flujo activo de lámina, obteniéndose por ello una mayor reducción en la permeabilidad y en las pérdidas magnéticas, así como un mejor ensamble en el núcleo.

b.- DEVANADOS

Los devanados constituyen los circuitos de alimentación y carga clasificándose por el número de fases en:

Monofásicos, bifásicos y trifásicos.

Según la corriente que vaya a circular y el número de espiras a emplear pueden ser de:

Alambre; delgado, grueso o Barras.

La función de los devanados es crear un campo magnético en el circuito primario, con el fin de que las pérdidas de energía sean lo más pequeñas posibles y de este modo se utilice el flujo magnético para inducir una fuerza Elec-

tromotriz en el circuito secundario.

Por última para ver gráficamente estos primeros dos incisos veamos los siguientes esquemas en los cuales se da la colocación de las bobinas de alta y baja tensión para los dos tipos de núcleo vistos.

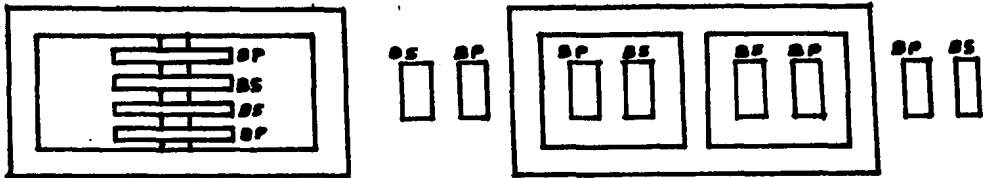


Fig.IV-14 Colocación de embobinados para núcleo -- tipo columna y núcleo tipo concha para transformadores.

e-- AISLAMIENTO

Podemos decir que tanto para la construcción como para el buen funcionamiento del transformador uno de los componentes más importantes es el aislamiento.

Este aislamiento se lleva principalmente en las bobinas se usa generalmente papel, enrollándolo alrededor de las bobinas después se impregnan de una resina aislante y se somete a una secado en hornos.

En los Transformadores de gran potencia se utilizan piezas de papel ya troqueladas de acuerdo al tamaño de las bobinas.

d.--TANQUE O RECIPIENTE

Es un elemento indispensable en los transformadores cuyo medio de refrigeración no es el aire, su función principal es la de radiar el calor producido en el transformador.

Se fabrican de láminas de acero y planchas de gran rigidez, en tamaños donde son altas las corrientes, se intercalan tiras de acero inoxidable antimagnético, para eliminar calentamientos en esta zona, todas las uniones del tanque -- son soldadas eléctricamente para obtener una costura perfecta y a prueba de fugas.

Los fondos y tapas son siempre, de calibre superior a los del cuerpo, los fondos llevan según la capacidad del transformador un refuerzo de plancha doblada o acero estructural para darle más protección al transformador.

El tanque terminado se prueba a una presión de --- 0.65 Kg/cm². interiormente se protege con pintura anticorrosiva resistente al aceite.

exteriormente se aplican dos capas de pintura anticorrosiva y dos capas de esmalte de gran resistencia a la intemperie.

e. HERRAJES

Los herrajes de tipo estructural se usan para fabricar la estructura que prensa y mantiene el núcleo y bobinas en su lugar, todas las juntas son soldadas eléctricamente o unidas con tornillos, una vez armada la estructura con el núcleo y las bobinas, se fija a las paredes del tanque para asegurar la rigidez tanto en el transporte como en la operación del transporte.

Diremos por último que todos los elementos de la estructura son sometidos al proceso de limpieza por abrasivo.

Este proceso por lo regular se realiza a presión y por medio de mangueras en unos departamentos especiales en los cuales se recupera el abrasivo por medio de bombas y así de este modo se puede volver a utilizar.

2.- ACCESORIOS

A.- ACCESORIOS NORMALES

a.- BOQUILLAS O TERMINALES.

Son los accesorios mediante los cuales se logra -- que la línea de alimentación llegue al transformador y salga de él:

Están hechas de un material conductor de corriente y recubierta de un material aislante que puede ser porcelana o vidrio.

Deben tener una clase de aislamiento mayor que las terminales de los devanados a las que se conecten.

Las boquillas con nivel básico de aislamiento al impulso (N B A I) de 200 Kv y menores deben estar equipados con conectores sin soldadura.

A continuación damos las características eléctricas, colocación y arreglo de las boquillas en la tapa del transformador.

fig. IV-15 arreglo de las boquillas en la tapa superior del transformador.

para monofásico.

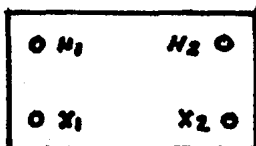


fig. IV-15a

Para trifásicos.

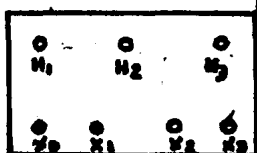


Fig. IV-15 b
Conexion delta-estrella.

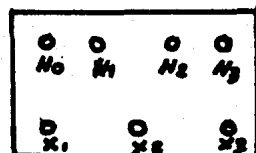


Fig. IV-15c
Estrella-delta.

DONDE:

La letra H indica la boquilla para el lado de alta tensión y la letra Ho la conexión para el neutro.

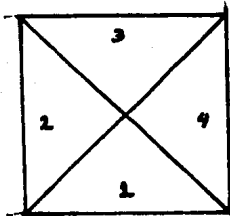
La letra X indica la boquilla para el lado de baja tensión y la letra Xo la conexión para el neutro.

Tabla IV-1: características eléctricas de boquillas para transformadores monofásicos y trifásicos.

clase de Aislamiento K V	NBAI K V	Distancia mínima de fuga a mm	Tensión de pruebas en kv para 60 Hz.	
			sostenida en seco 60 seg.	sostenida en Húmedo 10 seg.
15	95	267	35	30
24	150	430	70	60
34.5	260	660	95	95

Para el estudio de los accesorios restantes consideramos - pertinente primero exponer las siguientes figuras y tablas, puesto - que en ellas están resumidas tanto los accesorios como su localiza- ción en el transformador.

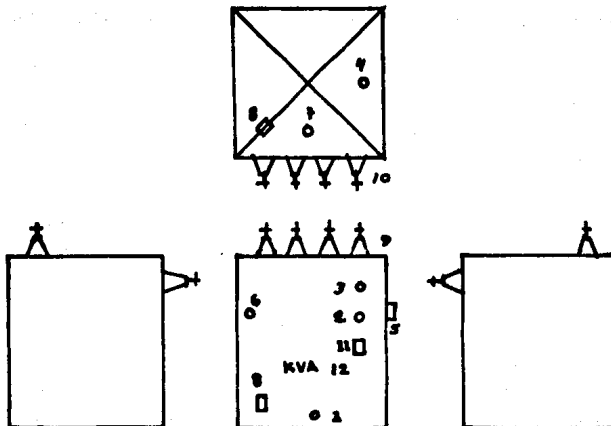
Fig. IV-16



La figura IV-16 representa la vista superior de un trans- formador y su división en segmentos, para localizar los accesorios - del mismo que vayan incluidos en la tapa.

Fig. IV-17

Descripción y localización de los accesorios normales de - los transformadores Trifásicos tipo estación.



ACCESORIOS

No.

DESCRIPCION

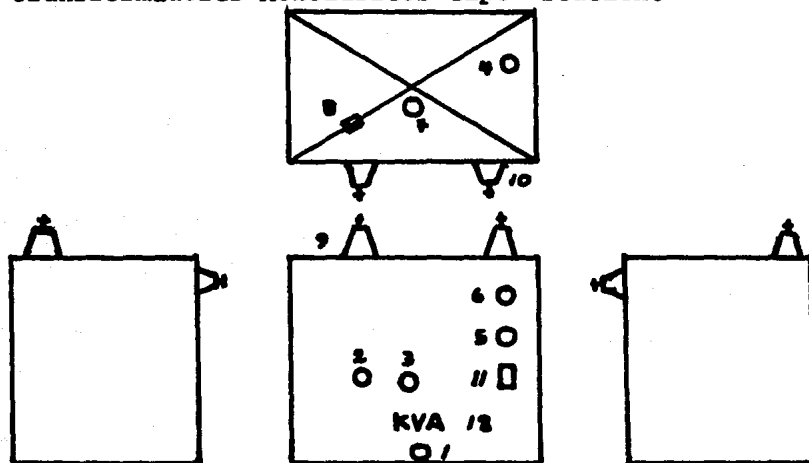
- 1 Combinación válvula de drenaje, conexión inferior del filtro prensa y válvula de muestreo.
- 2 Indicador magnético del nivel del líquido agitante.
- 3 Termómetro tipo cuadrante.
- 4 Conexión superior para el filtro prensa.
- 5 Cambiador de derivaciones, para operación externa.
- 6 Provisión para manovacúometro indicador.
- 7 Registro de mano.
- 8 Conexión del tanque a tierra.
- 9 Boquillas terminales de alta tensión.
- 10 Boquillas terminales de baja tensión.
- 11 Placa de datos.
- 12 Dato estarcido de la capacidad.

NOTAS:

a).- Para tensiones mayores de 600 volts, las boquillas deben montarse en la tapa; y para tensiones de 600-volts. y menores las boquillas deben montarse en los costados.

Fig. IV-18

Descripción y Localización de los accesorios para transformadores Monofásicos tipo estación.



Accesorio

DESCRIPCION

No.

- 1 Combinación de válvulas de drenaje, conexión inferior del filtro prensa y válvula de muestreo.
- 2 Indicador magnético del nivel del líquido aislante.
- 3 Termómetro tipo cuadrante.
- 4 Conexión superior para filtro prensa.
- 5 Cambiador de derivaciones para operación externa.
- 6 Provisión para manovacuómetro indicador.
- 7 Registro de mano.

- 8 Conexión del tanque a tierra .
- 9 Boquillas terminales de alta tensión .
- 10 Boquillas terminales de baja tensión .
- 11 Placa de datos y su localización .
- 12 Dato estarcido de la capacidad .

NOTAS:

a).- Para tensiones mayores de 600 V. las boquillas deben montarse en la tapa y para tensiones de 600 volts. y -- menores las boquillas deben montarse en los costados.

b. CAMBIADOR DE DERIVACIONES

Són también conocidos como conmutadores o taps, són órganos destinados a cambiar la relación de voltajes de entrada y salida, con objeto de regular el potencial de un sig tema o la transferencia de energía, ya sea activa o reactiva entre los sistemas interconectados.

Se construyen de bakelita o porcelana de proceso -- húmedo, sin poros y vidriada, la manija del cambiador esta hecha de resinas moldeadas a alta temperatura.

El cambiador debe estar sujeto firmemente a la estructura del Transformador y operarse cuando esté desenergizado.

Estos cambiadores pueden ser de operación interna o externa.

Para la operación interna la manija de operación -- del cambiador debe estar localizada en el interior del tanque y arriba de la marca del nivel de aceite (accesorio 5 fig. - IV-17 y 18),

Para operación externa la manija de operación debe ser sacada a través de un costado del tanque o en la tapa, dicha manija debe tener aditamentos para candado y debe permitir ver la posición del cambiador sin abrir el candado.

La manija de operación del cambiador debe girar en-

el sentido de las manecillas del reloj y cada posición debe estar marcada con letras o números arábigos progresivos, -- donde la letra A o el número 1 indican la mayor tensión en la primera posición:

Por último este cambiador debe estar provisto de -- topes en las posiciones extremas y cada posición debe co--- rresponder a una tensión de operación.

c. PLACAS PARA CONEXION A TIERRA

Este tipo de accesorio sirve para poner el trans-- formador a tierra por medio de conductores eléctricos los -- cuales se conectan por medio de conectores.

La placa debe ser de acero cobrizado o acero inoxi-- dable de 60 x 90 mm con dos agujeros espaciados horizontal-- mente 50 mm y con cuerda normal para tornillos de 12.7 mm -- (1/2") de diámetro.

Estas placas se deben soldar en la base en la par-- te inferior del tanque,

Conector del tanque a tierra.

Debe ser un conector para usarse con soldadura y -- al cual pueda conectarse desde un alambre de 3.3 mm de Diá-- metro (No. 8 AWG) | hasta una cable de 7.5 mm de diámetro-- (No. 2 AWG).

d. CONEXION DE BAJA TENSION A TIERRA

Debe ser un puente de cobre de tamaño adecuado que -- conecte exteriormente y en forma efectiva la terminal del -- neutro al tanque.

e.- INDICADORES

Son aparatos que sirven para señalar el estado que-- guarda el transformador, a continuación veremos cada uno de-- estos aparatos indicadores.

INDICADOR DEL NIVEL DEL ACEITE

Es un indicador magnético con carátula y se monta --

en el costado de baja tensión del tanque del segmento 1 --- (Fig. IV-16), el diámetro de la carátula debe ser por lo me nos 50 mm las marcas del cuadrante deben presentar el nivel a 25°C y los niveles máximo y mínimo este aparato debe tener una carátula oscura, con las marcas y aguja indicadora de color claro y debe constar con la leyenda " nivel de líquido".

INDICADOR DE TEMPERATURA DEL ACEITE

Este es un termómetro del tipo carátula se monta - en un costado del tanque la carátula debe ser oscura con - las marcas y aguja indicadora de color claro y otra aguja - de color rojo para indicar los máximos, las marcas del cua- drante deben cubrir los límites de 0 a 120°C, la carátula - debe tener la leyenda de "temperatura del líquido".

INDICADOR DE PRESION Y VACIO

Es un manovacuómetro del tipo carátula con las ca- racterísticas de las dos carátulas anteriores, debe consis- tir de cuerda normal para tubo de 6.35 mm (1/4") y con un - tapón resistente a la corrosión.

La amplitud de la escala para el indicador debe -- ser de: $+ 0.70 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}$ a -0.70 Kg/cm^2 .

Este indicador se localiza en el segmento 1 de la- Fig. IV-16 y es el accesorio 6 de las Figs. IV-17 y 18.

f.- VALVULA DE DRENAJE MUESTREO Y FILTRO

Este tipo de accesorios es el que se utiliza para tener control del aceite del transformador. Fig. IV-16 (Ac- cesorios: 1 Fig. IV-17 y 18)

TAPON DE DRENAJE Y MUESTREO

Se localiza en el segmento 1 Fig. IV-16 (Acceso--- rios 1 Fig. IV-17 y 18)

MUESTREO

Para el muestreo del aceite se suministra una combinación de válvula de drenaje y filtro, esta combinación es como sigue:

La entrada de la válvula se encuentra en contacto con el aceite y la salida con un diámetro de 25.4 mm (1") - se conecta con la entrada de la válvula de muestro y a la salida de ésta con un diámetro de 9.5 mm. (3/8") Se encuentra el tapón de drenaje y muestreo.

Estas válvulas se localizan en el segmento 1 fig. IV-16.

Existe otro modo de muestreo y consiste en una conexión de rosca con tapón de 25.4 mm (1") y se localizan en el segmento 1 y accesorio 4 de las tablas 11 y 12.

q.- PLACA DE DATOS.

Este accesorio es el que nos indica las características generales del transformador.

Para transformadores de potencia no debe tener una área menor que 150 x 200 mm y para distribución de 100 x -- 130 mm en las que se indiquen a simple vista los datos que se mencionan en la tabla IV-2 .

Esta placa puede ser de acero inoxidable u otro -- material resistente a la corrosión y se localiza en la fig. IV-8 y 9 Accesorio 11.

TABLA IV-2

Información de la placa de datos.

Número de serie
Clase de enfriamiento
Número de fases
Frecuencia en Hz
Capacidad Nominal en KVA
Tensiones nominales
Tensiones de las derivaciones
Elevación de la temperatura en grados celcius
Polaridad en transformadores monofásicos
Diagrama vectorial en transformadores trifásicos
Impedancia en % (porciento)
Pesos aproximados en Kg.
Diagrama de conexiones
Números de patentes (opcion de fabricante)
Nombre de fabricante
Instructivo
La palabra transformador
Cantidad de litros de aceite
Niveles de impulsos.

B.- ACCESORIOS OPCIONALES

a.- RELEVADOR DE SOBRE PRESION SUBITA.

Es un dispositivo mediante el cual se protege al transformador contra elevaciones súbitas de presión, esta -- dentro de la cámara de gas sobre el nivel del aceite; sus -- componentes son:

Cámara de expansión, microcontactos, fuelles, y una esprea igualadora de presiones, todo esto, contenido en una- caja hermética sellada, montada en la pared o en la cubierta del tanque, este relevador siempre tiene que estar en comu- nicación con la cámara de gas del transformador. su opera- ción está limitada sólo a cambios bruscos de la presión en - el interior del tanque, que se originan por fallas internas - del transformador, ya sea en sus devanados o en sus componen-

tes.

b.- RELEVADOR TERMICO DE SOBRECARGA

Este aparato combina la puesta en marcha automática del equipo de enfriamiento con una protección contra sobrecarga e indicación de carga térmica. Está diseñado para operar con la temperatura del devanado, utiliza un elemento térmico bimetalico que es calentado en parte por el aceite y en parte por una bobina calefactora, por la cual circula una corriente proporcional a la carga del devanado principal, seleccionada la corriente de la bobina calefactora, el relevador opera a las temperaturas predeterminadas del devanado.

Consta de una carátula en la cual se puede leer el porcentaje de carga Térmica mediante una aguja indicadora de máximos y restablecimiento.

a.- TERMOMETRO DEL PUNTO MAS CALIENTE

Este aditamento se instala en la pared del tanque, el indicador de temperatura del punto más caliente opera con un transformador de corriente el cual con la combinación de la temperatura del aceite acciona un elemento bimetalico que indica simuladamente la temperatura del punto más caliente en los devanados.

La indicación de temperatura se hace en una carátula graduada en grados centígrados, esta carátula se encuentra en el cuerpo exterior del indicador, en una caja metálica a prueba de intemperie, allí también están instalados los contactos que harán funcionar el sistema de enfriamiento o alarmas.

a.- SISTEMAS DE PRESERVACION DEL ACEITE MEDIANTE TANQUE CONSERVADOR

El tanque conservador es un depósito adicional dispuesto en la parte superior del tanque principal del transformador y a una altura superior. mediante este tanque y su combinación con otros dispositivos o sistemas de preservación, se logra reducir al máximo la oxidación y el deterioro del aceite, ya que se evita su contacto con la atmósfera.

V - NORMAS

En la sección de transformación las normas aplicables son dos:

Para transformadores de distribución y de potencia, constando de cuatro apartados cada norma; los cuales son -- los siguientes:

- 1).- Clasificación
- 2).- Condiciones de servicio
 - a) Generales
 - b) Especiales
- 3.- Especificaciones
 - a) Eléctricas
 - b) Térmicas
 - c) Mecánicas
 - d) Para accesorios normales y opcionales
- 4).- Características de corto circuito

Los apartados de estas normas los trataremos en forma conjunta es decir para distribución y potencia, salvo en casos específicos en los cuales haremos las aclaraciones pertinentes al caso.

1) CLASIFICACION

1.- La clasificación para transformadores de distribución se hace en función de:

- A) En función de las condiciones de servicio:
 - a) Para uso interior
 - b) Para uso intemperie
- B) En función de los sistemas de disipación de calor

B.1.- Transformadores secos enfriados por aire

Estos pueden ser de tres clases:

a). Clase A A.- autoenfriados

Es un transformador tipo seco con enfriamiento propio, no contiene aceite ni otros líquidos para su enfriamiento; son usados en voltajes nominales menores de 15 KV en -- pequeñas capacidades.

b).- Clase A F A enfriados por aire forzado.

Estos transformadores tienen una capacidad simple-basada en la circulación de aire forzado por ventiladores - o sopladores.

c).- Clase AA/FA auto enfriado/ enfriado por aire forzado; esta clase de enfriamiento es una combinación de - las dos primeras.

B.2.- Transformadores sumergidos en líquidos aislantes enfriados por aire.

a).- Clase de autoenfriado.

Este transformador está sumergido en aceite con -- enfriamiento propio. Para una capacidad mayor de 50 KVA se -- usan tubos radiadores o tanques corrugados para disminuir -- las pérdidas; en capacidades mayores de 3000 KVA se usan -- radiadores desmontables, para una tensión máxima de 46 KV - pueden tener como medio de enfriamiento, líquido inerte --- aislante en vez de aceite.

Este transformador clase OA es el tipo básico y -- sirve como norma para capacidad y precio de otros.

c) En función de los lugares de instalación.

a) Tipo poste.

Están diseñados para la distribución de energía -- eléctrica aérea y se usan para la distribución eléctrica ci -- tadina, rural o industrial se fabrican desde 10 KVA hasta - 167 KVA en unidades monofásicas clase 15 KV y en trifásicas desde 30 hasta 150 KVA hasta clase 34.5 KV

b) Tipo subestación.

Estan diseñados para operar en interior o intemperie sobre el piso y pueden usarse en industrias, hospitales, comercios, etc. donde se requiera una subestación.

Se fabrican desde 225 KVA y hasta 34.5KV.

c) Tipo pedestal.

Son unidades diseñadas para la distribución subterránea, comercial o residencial de energía eléctrica, por su aspecto armonizan con el lugar en que se instale. se fabrican en unidades monofásicas desde 15 hasta 100 KVA en -- clase 15 KV y en unidades trifásicas desde 45 hasta 750 KVA en clases de 15 y 25 KV

1.2.- La clasificación para transformadores de potencia se hace en función de los sistemas de disipación de calor y es la siguiente.

A) Sumergido en aceite enfriado por aire

- a) auto enfriado clase OA
- b) auto enfriado y enfriado por aire forzado OA/FA.

Este es básicamente un transformador OA con adición de ventiladores para aumentar la disipación de calor; trabaja por medio de aire forzado.

c) Auto enfriado y con dos pasos de enfriamiento - por aire forzado OA/FA/FA

B) Sumergido en aceite enfriado por aire y aceite forzados

a) Auto enfriado por aire forzado y enfriado por - aire y aceite forzados OA/FA/FDA como se ve es una combinación de los anteriores pero con -- adición de ventiladores y bombas para circulación del aceite.

b) auto enfriado y con dos pasos de enfriamiento - por aire y aceite forzados OA/FOA/FOA

C) Sumergidos en aceite y enfriados por agua

a) enfriado por agua OW

En este tipo de transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales estan en -- contacto con el aceite aislante del transformador, el aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.

b) Enfriado por agua y auto-enfriado OW/A

D) Sumergidos en aceite con aceite forzado

a) enfriados por aire y aceite forzados FOA

Este tipo de transformadores se usa únicamente don de se desea que operen al mismo tiempo las bombas de aceite y los ventiladores; tales condiciones absorben cualquier -- carga pico a plena capacidad.

b).- Enfriado por agua y aceite forzados FOW.

Esta clase es la misma que la anterior sólo que en vez de aire se usa agua.

2.- CONDICIONES DE SERVICIOA.- GENERALES

a).- Los transformadores deberán de operar a una temperatura ambiente máxima de 40°C y a una temperatura ambiente promedio de 24 horas máximas de 30°C y a una altitud de 1000 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.).

b).- Para operación a capacidad nominal y mayores altitudes a los 1000 m.s.n.m. los transformadores pueden -- operarse siempre que la temperatura promedio máxima no exceda a los valores indicados en las tablas siguientes.

TABLA IV-3

Temperatura ambiente promedio, máxima permisible - del aire refrigerante, para operación a capacidad nominal - de transformadores de potencia sumergidos en aceite.

Tipo de enfriamiento	altitud en metros:			
	1000	2000	3000	4000
auto enfriados	30	28	25	23
enfriamientos con aire forzado	30	26	23	20
enfriados con aire y aceite forzados	30	26	23	20

TABLA IV-4

Temperatura ambiente promedio, máxima permisible - del aire refrigerante para operación a capacidad nominal de transformadores de distribución.

tipo de enfriamiento	altitud en metros			
	1000	2000	3000	4000
sumergidos en líquidos				
<u>aislantes auto enfriado (OA)</u>	30	28	25	23
<u>tipo seco auto enfriado (AA)</u>				
55°C y 65°C de elevación	30	27	24	21
80°C de elevación	30	26	22	18
150°C de elevación	30	22	15	7
tipo seco enfriado por aire				
<u>forzado (AFA)</u>				
55°C y 25°C de elevación	30	24	19	14
80°C de elevación	30	22	14	6
150°C de elevación	30	15	0	-5

c), - Los transformadores podrán operarse a capacidad reducida en el porcentaje que se indica en la tabla IV-5 y IV-6 por cada 100 m. en exceso de 1000 m. tomando en cuenta a las tablas IV-3 y IV-4 además de la temperatura promedio de 24 horas.

TABLA IV-5

Factores de corrección de la capacidad nominal para altitudes mayores de 1000 m. para transformadores de potencia sumergidos en aceite.

tipo de enfriamiento	factor de corrección por cada 100 metros en %
auto enfriados	0.4
enfriados por agua	0.0
enfriados con aire forzado	0.5
enfriados con aire y aceite forzados	0.5
enfriados con agua y aceite forzados	0.0

TABLA IV-6

Factores de corrección de la capacidad nominal para altitudes mayores de 1000 m. para transformadores de distribución.

tipo de enfriamiento	factor de corrección para cada 100 m en %
sumergidos en líquidos aislantes (OA)	0.4
auto enfriados tipo seco (A A)	0.3
tipo seco enfriado por aire forzado (AFA)	0.5

d).- La rigidez dieléctrica de algunas partes del transformador que dependen del aire para su aislamiento disminuye conforme la altitud aumenta dándose en la tabla IV-7 los factores de corrección.

TABLA IV-7

Factores de corrección de rigidez dieléctrica para altitudes mayores a 1000 m.

Altitud en metros	Factor de Corrección
1000	1.00
1200	0.98
1500	0.95
1800	0.92
2100	0.89
2400	0.86
2700	0.83
3000	0.80
3600	0.75
4200	0.70
4500	0.67

e).- Los transformadores deben ser capaces de operar a tensión superior a la nominal bajo las condiciones -- siguientes;

e.1.- Con 5% arriba de la tensión nominal del secundario a capacidad nominal y con factor de potencia en la carga de 80% ó mayor.

e.2.- Con el 10% arriba de la tensión nominal del secundario en vacío sin exceder los límites de elevación de temperatura que marquen las especificaciones térmicas.

f).- Características del aceite.

La tensión de ruptura del aceite nuevo, tomado de los transformadores no debe ser menor que los valores listados a continuación y según la copa de muestras que se utilice.

f.1.- Copa americana.

Consta de una copa o cuba en la cual están dos, -- electrodos planos de sección circular de 25.4 mm (1") de diámetro y en la cual se vierte el aceite tomado del transformador aplicándose en los electrodos una diferencia de -- potencial de hasta 30 KV.

f.2- Copa estandar

Consta de dos electrodos en un casquete esférico - cuyo diámetro de la esfera es de 50.8 mm (2") y cuyo casquete tiene un diámetro de 36 mm (1.41") y separados los - electrodos una distancia de 1.22 mm (0.0402") aplicándose en los electrodos una diferencia de potencial de hasta 20-KV.

B.- ESPECIALES

Estas condiciones se deben especificar previamente al fabricante, algunas de ellas se enuncian enseguida:

Vapores o atmósferas dañanas, exceso de polvo, polvo abrasivo, mezclas explosivas, vapor de agua, ambiente salino, humedad excesiva, vibraciones anormales, temperaturas ambientes extremadamente altas o bajas, y condiciones de transporte o almacenamiento poco usuales.

3.- ESPECIFICACIONESA.- ELECTRICAS

a.- Por lo que respecta a la capacidad nominal en la tabla IV-8 se enlistan algunos valores preferentes para esta:

TABLA IV-8

Capacidades nominales preferentes en KVA.

Transformador	monofásico	trifásico
de potencia	833, 1250, 1667, 2500 3333, 5000, 6667	750, 1000, 1500, 2000 2500, 3750, 5000, 7500
de distribución	5, 10, 15, 25, 37, 50, 50 75, 100, 250, 333, 500	15, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300, 500

b.- Para la tensión nominal en la tabla IV-9 se -- dan algunos valores de tensiones nominales preferentes.

TABLA IV-9

Tensiones nominales preferentes para transformadores monofásicos y trifásicos en volts.

440, 2400, 4160, 6000, 13800, 23000, 24500, 60000, 115000, 230000,

c.- Las tensiones nominales en los devanados para transformadores monofásicos y trifásicos así como su representación esquemática se indican en las tablas, IV-10 y IV-11 respectivamente.

TABLA IV-10

Designación de las tensiones nominales en los devanados para transformadores monofásicos.

designación	ejemplos de datos de placa	diagrama esquemático del devanado	explicación condensada de las designaciones y del diagrama.
E	34500		indica un devanado para conexión delta en un sistema de E_1 volts.
E/E ₁ Y	2400/4160 Y		indica un devanado para conexión delta en un sistema de E volts o para conexión en estrella en un sistema de E_1 volts.
E/E ₁ Y _n 6 E/E ₁ Y _n	38700/6700 Y _n 6 38700/6700 Y _n		Indica un devanado de E volts teniendo un aislamiento reducido apropiado para una conexión delta en un sistema de E volts o en una conexión estrella en un aislamiento de E_1 volts con el neutro del transformador efectivamente conectado a tierra.
E ₁ Y _n / E 6 E ₁ Y _n / E	67000/38700		Indica un devanado de E volts con aislamiento reducido en la terminal del neutro, ésta puede conectarse directamente al tanque para una conexión monofásica o en estrella en un sistema de E_1 volts con la terminal del neutro del devanado, efectivamente conectado a tierra.
E/2E	120/240		Indica un devanado para servicio en paralelo, en serie o de 3 hilos.
2E/E	240/120		Indica un devanado para servicio de 2E volts de 2 hilos o capacidad completa o de 3 hilos a 2E/E volts con la mitad de la capacidad disponible desde el punto medio o cada uno de los extremos
V x V ₁	120x240 2400/4160 x4800/8320		Indica un devanado para operación en paralelo o serie exclusivamente.

Nota:

Los símbolos Y_n 6 Y_n son equivalentes a las expresiones estrella con neutro a tierra

TABLA IV-11

Designación de las tensiones nominales en los devanados para transformadores trifásicos.

designación	ejemplo de datos de placa	diagrama esquemático el devanado	explicación condensada de las -- designaciones y el diagrama.
E Δ	13200		indica un devanado permanentemente conectado en delta.
E Y	4160		Indica un devanado permanentemente conectado en estrella con el neutro aislado.
E ₁ Y/E	4160 Y/2400		Indica un devanado permanentemente conectado en estrella con el neutro accesible y con aislamiento -- completo.
E/E ₁ Y/E	2400/4160 Y 2400		Indica un devanado para conexión delta a E volts o para conexión estrella a E ₁ volts con el neutro -- accesible y con aislamiento completo.
E/E ₁	2400/4160 Y		Indica un devanado para conexión en estrella a E ₁ volts con el -- neutro aislado.
E ₁ Y/E 6 E Y _T /E	67000 Y 3870 6 67000 Y r 3.870		Indica un devanado con aislamiento permanentemente conectado en estrella con el neutro accesible -- para conexión a tierra.
EE ₁ Y _T /E 6 EE ₁ Y _T /E	38700/6700 /38700 6 38700/6700 /38700		Indica un devanado con aislamiento graduado que puede conectarse en delta para operación a 6 volts -- o en estrella con el neutro exterior efectivamente conectada a -- tierra para operación en un sistema de E ₁ volts.
V x V ₁	6900 x 13000		Indica un devanado permanentemente conectado en delta para operación paralelo - serie .
V x V ₁	4160 /2400 Y 12470/ 7200		Indica un devanado permanentemente conectado en estrella para -- operación paralelo serie .



d.- Niveles de aislamiento y valores para pruebas dieléctricas

d.1.- Se debe asignar a las terminales de los devanados una clase de aislamiento que determine las pruebas dieléctricas que dichos devanados son capaces de soportar, - los niveles básicos de aislamiento al impulso y las clases de aislamiento están dados en las tablas IV-12, IV-13 y IV-14 según sea el caso específico.

TABLA IV-12

Clases de aislamiento y valores para pruebas dieléctricas en transformadores tipo seco.

clase de aislamiento KV	prueba A baja frecuencia - KV	Nivel básico de aislamiento al- impulso (NBAI) y onda completa - KV	onda cortada	
			KV de cresta	tiempo mínimo de arqueos en microsegundos
8.7	19	35	35	1.00
15	31	50	50	1.25

TABLA IV-13

Clase de aislamiento y valores para pruebas dieléctricas para transformadores sumergidos en aceite.

clase de aislamiento KV	prueba a baja frecuencia- KV	nivel básico de aislamiento al- impulso NBAI y onda completa - KV	onda cortada	
			kv de cresta	tiempo mínimo de arqueos en microsegundos.
15	34	110	130	2.0
18	40	125	145	2.25
25	50	150	175	3.0
34.5	70	200	230	3.0

TABLA IV-14

Clase de aislamiento mínima al neutro

clase de aislamiento de las terminales de línea del devanado.- KV	sólidamente conectado a tierra o través de un transformador de corriente.- KV	tierra a través de un transformador KV	a tierra a través de un neutralizador de falla a tierra o aislado pero protegido contra impulso. KV
15.0	15.0	15.0	15.0
15.0	8.7	8.7	8.7
18.0	8.7	8.7	8.7
25.0	15.0	15.0	15.0
25.0	8.7	8.7	15.0
34.5	15.0	15.0	25.0
34.5	8.7	8.7	25.0

e.- Pérdidas y tolerancia

Las pérdidas especificadas deben ser las de excitación y las totales, donde éstas incluyen las de excitación, las de carga, y las del sistema de enfriamiento si se tiene. Estas no deben exceder a las especificadas por los porcentajes dados en la tabla IV-15

TABLA IV-15

Tolerancias para las pérdidas en los transformadores.

número de unidades en un lote	base de determinación	pérdidas de excitación-%	pérdidas totales %
1	1 unidad cada	0	0
2	unidad promedio de todas	14	10
más	las unidades.		
• 1	1 unidad cada	0	0
• 2	unidad promedio de todas	14	10
• más	las unidades.	14	10

✦ para transformadores de distribución

f.- Impedancia y su tolerancia.

Se expresa en porciento de la tensión de impedancia con respecto a la tensión nominal y debe ser medida a todas las capacidades, en las conexiones de tensiones nominales. En la tabla IV-16 aparece una lista de impedancias recomendadas.

TABLA IV-16

Impedancias recomendadas para 60 hertz.

KV clase	KV NBAI	KV			Z%	
		AT	BT	OA	FA,FOA primer paso	FA,FOA 2º paso
15	110	15	1.2-15	4.0-6.0	4.0-6.5	---
25	150	25	1.2-15	4.0-6.0	4.0-6.5	---
34.5	200	34.5	1.2-15	4.5-7.0	4.5-7.5	---

Donde:

- NBAI : nivel básico de aislamiento al impulso
- AT y BT: alta y baja tensión respectivamente
- OA, FA, FOA, : clases de tipo de enfriamiento.

g.- Polaridad, desplazamiento angular y secuencia de fases:

Los Transformadores Monofásicos deben ser de polaridad sustractiva.

El desplazamiento angular de transformadores trifásicos en las terminales de alta y baja tensión debe ser de 0° (cero grados) para conexión delta - delta ($\Delta-\Delta$) o estrella - estrella ($Y-Y$) y de 30° (treinta grados) para conexión delta - estrella ($\Delta-Y$) o estrella delta ($Y-\Delta$) como se muestra en la figura IV-19

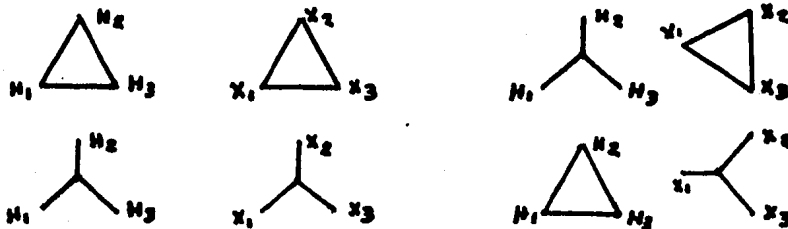


fig. IV-19

DONDE:

Las letras H's indican a las fases de alta tensión y las letras X's indican las fases de baja tensión.

La secuencia de fases debe ser el orden 1,2,3 y 4 - con el sentido indicado en la figura.

B) TERMICAS

a.- Límites de elevación de temperatura observables. Las elevaciones de temperatura del transformador y sus partes sobre la temperatura ambiente cuando sean aprobadas de acuerdo a sus capacidades no deben exceder los valores dados en la tabla 15

b.- Límites de elevación del punto más caliente.

Los transformadores deben estar contruidos en tal forma que la elevación de temperatura del punto más caliente del conductor sobre la temperatura ambiente no exceda de los valores de la tabla IV-17.

TABLA IV-17 Limites de elevación de temperatura para transformadores a capacidad continua sobre la temperatura ambiente.

Parte	Clase de aparato	Elevación de temperatura del devanado por resistencia en °C	Elevación de temperatura del punto más caliente en °C
1	Sumergido en líquido aislante elevación de 55 °C.	55	65
	Sumergido en líquido aislante elevación de 65 °C.	65	80
2	Las partes metálicas en contacto con o adyacentes al aislamiento no deben alcanzar una temperatura que exceda aquella para el punto más caliente de los devanados adyacentes a ese aislamiento.		
3	Las partes metálicas no cubiertas por la partida 2 no deben alcanzar elevaciones excesivas de temperatura.		
4	Cuando los aparatos estén contruidos con tanque sellado o tanque conservador, la elevación de temperatura con líquido aislante no se debe alcanzar a 55°C ó 65 °C según corresponda, cuando sea medido cerca de la parte superior del tanque principal. La elevación de temperatura del líquido aislantes en aparatos no provistos con los sistemas de preservación de líquido mencionados, no deben exceder de 50°C cuando sea medida cerca de la superficie expuesta del líquido.		

C) MECANICAS

a) La construcción del tanque es como vimos en el inciso "d" de la sección componentes y clasificación.

b) Si no se especifica de otra manera la preservación del aceite en transformadores hasta de 2500 KVA se debe hacer por medio del sistema de tanque bloqueado, este sistema de preservación se ajusta para operar con aire sobre el aceite, el cual en un tiempo razonable deja un colchón de nitrógeno sobre el aceite. El sistema de tanque sellado debe cumplir con las siguientes condiciones.

b.1- El interior del tanque debe permanecer efectivamente sellado de la atmósfera exterior, cuando la parte superior del aceite varíe su temperatura desde -5°C hasta 105°C .

b.2.- El volumen de gas más el volumen del aceite - deberá permanecer constante de tal modo que la presión de gas interno no exceda de 0.70 kg/cm^2 positivos ó 0.50 Kg/cm^2 negativos.

Se debe proveer en la parte superior del tanque, de un dispositivo de purga de presión - vacío, ajustado para operar a las presiones extremas (positiva y negativa) -- indicadas en la placa de datos.

c.- Aditamentos para levantar con gato. Cuando la base del Transformador este equipada con ruedas deben proveerse las superficies de apoyo adecuados para permitir la instalación de gastos mecánicos para el cambio de orientación de ruedas.

d.- Cubierta.

La cubierta principal del transformador debe unirse al tanque por medio de costuras soldadas.

D) Por lo que respecta a las especificaciones para accesorios normales y opcionales estas ya se vieron en los apartados anteriores.

4) CARACTERISTICAS DE CORTO CIRCUITO

A) CORTO CIRCUITO PERMITIDO

Los transformadores deben ser capaces de soportar -

los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por corto circuito en las terminales exteriores con tensiones normales, - esto siempre y cuando cumpla con las siguientes 2 condiciones:

a.- Que la magnitud del valor eficaz de la corriente simétrica en cualquier devanado del transformador no exceda de 25 veces la corriente base del devanado.

b.- Que la duración del corto circuito, no exceda del tiempo que se muestra a continuación:

<u>corriente eficaz simétrica en cualquier devanado</u>	<u>Tiempo en segundos</u>
25 veces la corriente base	2
20 " " " "	3
16.6 " " " "	4
14.3 " " " " o menos	5

B) Para determinar el esfuerzo mecánico debe considerarse que la corriente inicial de corto circuito este completamente desplazada del origen tomando en cuenta unos ejes X, Y de referencia, en forma tal que dé el valor de -- cresta máximo.

El valor de cresta máximo de la corriente de corto circuito que el transformador debe soportar se determina - de la siguiente forma.

$$I \text{ (cresta máximo)} = K I \text{ (corto circuito)}$$

Donde K es un factor de multiplicación y se obtiene como sigue.

$$K = \left[1 + e^{-\frac{r}{x}} \right] \cdot \sqrt{2}$$

DONDE:

e: Es la base de los logaritmos naturales y tiene un valor de: $e = 2.71828$

r: tiene un valor de 3.1416

r/x : relación de la resistencia a la reactancia de la impedancia del transformador para las conexiones del mismo cuando ocurra el corto circuito.

En la tabla IV-18 se dan algunos valores característicos del parámetro K.

TABLA IV-18

Factor para el valor de cresta máximo K de la corriente de corto circuito.

v/x	K	v/x	K	v/x	K
0.001	2.824	0.01	2.785	0.1	2.450
0.002	2.819	0.02	2.742	0.2	2.169
0.003	2.815	0.03	2.702	0.3	1.965
0.004	2.811	0.04	2.661	0.4	1.817
0.005	2.806	0.05	2.623	0.5	1.708
0.006	2.802	0.06	2.585	0.6	1.629
0.007	2.798	0.07	2.549	0.7	1.571
0.008	2.793	0.08	2.314	0.8	1.529
0.009	2.789	0.09	2.480	0.9	1.498

C.- La temperatura del conductor de los devanados bajo las condiciones de corto circuito no debe exceder de:

a.- 250°C para transformadores clase 105 ó clase A considerando una temperatura inicial promedio de 95°C.

b.- 350°C para transformadores clases 130 ó clase B considerando una temperatura promedio inicial de 125°C.

5.- NIVEL DE RUIDO EN TRANSFORMADORES

Este nivel no debe exceder los decibeles que se indican en la tabla IV-19 esto cuando el transformador sea excitado a tensión nominal y sin carga, siendo medido como marcan las normas que rigen a las pruebas.

TABLA IV-19

Valores de nivel de ruido.

Kva KVA	Nivel de ruido en decibeles		
	clase AA	Clase AFA	clase OA
equivalentes a dos devanados			
Hasta 3000	66	70	56
301 - 500	68	71	58

VI PRUEBAS

Generalmente las pruebas que se aplican a los tran formadores se clasifican en dos clases; las pruebas de rutina y las de prototipo, las primeras se refieren a las pruebas que se les deben de aplicar a cada unidad terminada en particular, las segundas se refieren a las pruebas que se aplican a una unidad terminada, donde esta unidad es de un lote o serie de producción; es decir si un lote de producción consta de X unidades las pruebas se aplicarán a una sola unidad y al pasar ésta todas las pruebas se deducirán que unidades restantes de ese lote también las pasan.

Existén otro tipo de pruebas, estas se les conocen como pruebas opcionales y se aplican a las unidades terminadas cuando sea requerido por parte del comprador al fabricante.

A continuación exponemos los dos primeros tipos de pruebas.

A.- PRUEBAS DE RUTINA

Antes de empezar cualquier prueba es necesario medir la resistencia de los devanados, esto se hace con el fin de calcular las pérdidas en los devanados así como para calcular la temperatura de los mismos al finalizar la prueba de temperatura.

El procedimiento se expone a continuación:

La temperatura en frío se determinará con la mayor precisión posible.

Para devanados fuera del líquido aislante, la lectura tomada es el promedio de las lecturas de varios termómetros colocados entre las bobinas. No se debe suponer que los devanados están a la misma temperatura que el aire que los circunda.

Para devanados sumergidos en líquido aislante la temperatura de los devanados se supondrá igual a la temperatura promedio del líquido aislante que se tomó, para hacer esta suposición el transformador debe haber estado en reposo un tiempo de entre 3 y 8 horas y estar desenergizado.

Para medir la resistencia se emplea el siguiente método.

a.- METODO DE CAIDA DE POTENCIAL

Al transformador bajo prueba se le excita con una fuente de corriente continua, tomándose lecturas simultáneas en los aparatos de medición ya previamente instalados como se muestra en la figura IV-20 la resistencia se calcula por medio de la ley de Ohm; dicha ley es:

$$V=RI \text{ de donde } R=\frac{V}{I}$$

Y donde se deduce que la resistencia (Ohms) será igual a la lectura del voltaje (volts) entre la lectura de la corriente (amperes).

Se recomiendan hacer cuatro mediciones y de éstas obtener el promedio total.

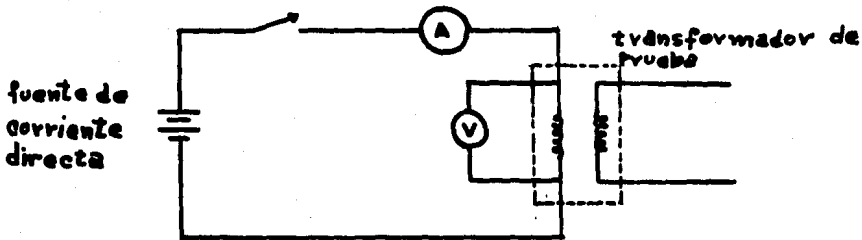


Fig. IV-20 diagrama para el método de caída de potencial

1.- PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

Esta prueba se ejecutará tanto a los devanados como a las derivaciones del transformador, se hará a tensión nominal o menor y a frecuencia nominal o mayor realizándose sin carga.

Para determinar dicha prueba se puede emplear el método siguiente.

a.- METODO DEL TRANSFORMADOR PATRON.

El transformador a probarse se excita en paralelo-

con un transformador patrón de su misma relación en el lado de alta tensión los devanados de baja también se conectan en paralelo, intercalándose previamente un voltmetro, como se indica en la fig. IV-21 éste transformador patrón puede ser uno de relación variable por ejemplo el T.T.R. (Test, Turn, Ratio).

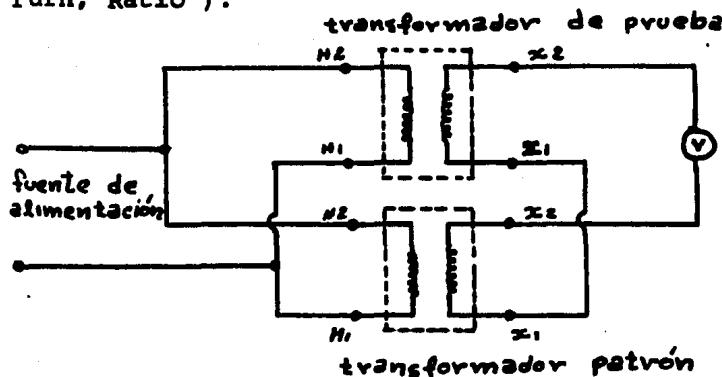


Fig. IV-21 Conexión para la prueba de relación de transformación empleando el método del transformador patrón.

Donde:

Las letras H's indican el lado de alta tensión.

Las letras X's indican el lado de baja tensión.

2.- PRUEBAS DE POLARIDAD Y RELACION DE FASES

2.1.- PRUEBAS DE POLARIDAD

Esta prueba se efectúa principalmente para hacer la conexión de bancos de transformadores, los devanados -- pueden ser de polaridades aditivas o sustractivas como se muestra en la figura IV-22. Estas polaridades se identifican por medio de marcas o puntos de referencia.

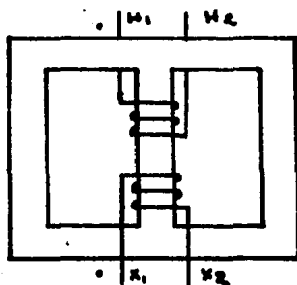


fig. IV-22

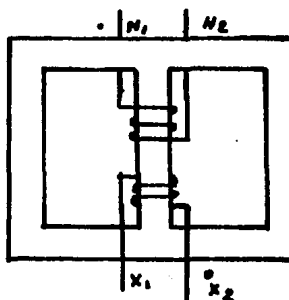


fig. IV-22a.

Figura IV-22 conexión para devanados de polaridad sustractiva.

Figura IV-22a conexión para devanados de polaridad aditiva.

Los tres métodos más comunmente empleados para determinar la polaridad son:

- a.- Comparación con un transformador patrón.
- b.- Impulso inductivo con corriente directa.
- c.- Prueba con tensión alterna.

Aprovechando los incisos anterioremente tratados--veremos exclusivamente el primer método.

a. COMPARACION CON UN TRANSFORMADOR PATRON

El transformador patrón debe ser de polaridad conocida y se realiza de manera similar a la prueba de relación de transformación. Al realizar la prueba, el voltmetro indicará la diferencia de las dos tensiones secundarias en el caso de que la polaridad de los transformadores sea igual, e indicará la suma de las mismas si las polaridades son diferentes.

La conexión para esta prueba es la misma que la -- figura IV-21.

2.2.- PRUEBA DE RELACION DE FASES

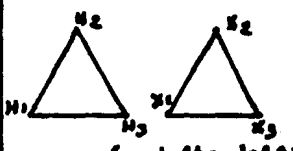
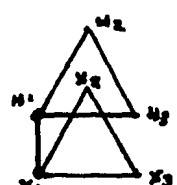
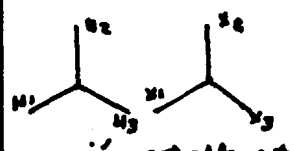
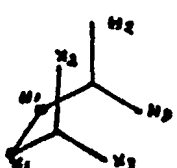
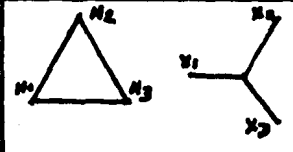
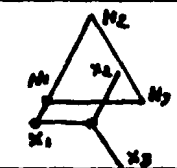
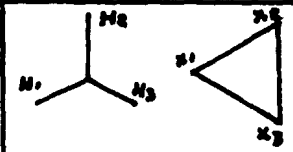
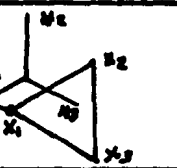
Para esta prueba bastará verificar el diagrama vectorial y comprobar las mediciones de prueba, para tal efecto se puede ver la tabla IV-20

Esta tabla es sóloamente para la conexión de las -- terminales H_1, X_1 de aquí se toman las diferencias de tensión entre pares de terminales comparándose entre si.

Obviamente para que la prueba sea positiva se deben cumplir las relaciones especificadas.

TABLA IV-20

Marcado de terminales y diagramas de secuencias de fases para la conexión de transformadores trifásicos.

grupo	desplazamiento angular	diagramas para mediciones de prueba	mediciones de prueba
desplazamiento angular a 0° (grados)	 <p>conexión delta-delta</p>		<p>conectar H_1 a X_1</p> <p>medir</p> <p>H_2-X_2; H_3-X_3; H_2-X_3</p> <p>relaciones de tensión</p> <p>1.- $H_2-X_2 = H_3-X_3$</p> <p>2.- $H_2-X_2 < H_1-H_2$</p> <p>3.- $H_2-X_2 < H_2-X_3$</p>
	 <p>conexión estrella-estrella</p>		<p>conectar H_1 a X_1</p> <p>medir</p> <p>H_2-X_2; H_3-X_3</p> <p>H_1-H_3; H_2-X_2</p> <p>H_2-X_3.</p> <p>velociones de tensión</p> <p>1.- $H_2-X_2 = H_3-X_3$</p> <p>2.- $H_2-X_2 < H_1-H_3$</p> <p>3.- $H_2-X_2 < H_2-X_3$</p> <p>4.- $H_2-X_2 < H_1-H_2$</p>
desplazamiento angular a 30° (grados)			<p>conectar H_1 a X_1</p> <p>medir</p> <p>H_2-X_2; H_3-X_3</p> <p>H_1-H_3; H_2-X_2</p> <p>H_2-X_3.</p> <p>velociones de tensión</p> <p>1.- $H_2-X_2 = H_3-X_3$</p> <p>2.- $H_2-X_2 < H_1-H_3$</p> <p>3.- $H_2-X_2 < H_2-X_3$</p> <p>4.- $H_2-X_2 < H_1-H_2$</p>
			<p>conectar H_1 a X_1</p> <p>medir</p> <p>H_2-X_2; H_3-X_3</p> <p>H_1-H_3; H_2-X_2</p> <p>H_2-X_3.</p> <p>velociones de tensión</p> <p>1.- $H_2-X_2 = H_3-X_3$</p> <p>2.- $H_2-X_2 < H_1-H_3$</p> <p>3.- $H_2-X_2 < H_2-X_3$</p> <p>4.- $H_2-X_2 < H_1-H_2$</p>

2.3.- PRUEBA DE SECUENCIA DE FASES

Para efectuarse esta prueba debe usarse un indicador de secuencia de fases.

La prueba se realiza como a continuación se indica.

Se conectará el indicador de secuencia de fases a las terminales de alta tensión del transformador, el cual se excitará en las tres fases a una tensión trifásica apropiada para el indicador, anotándose la dirección de rotación del instrumento.

Seguidamente se transfiere el indicador al lado de baja tensión del transformador, conectando en este lado las terminales que estaban en el lado de alta tensión.

Ahora el transformador se excita otra vez con una tensión adecuada, anotándose la rotación o indicación del instrumento; si ésta indicación es la misma que la primera la secuencia de fases del transformador es la adecuada.

3.- PRUEBAS DIELECTRICAS

Dentro de las pruebas de rutina existen un conjunto de pruebas, cuya finalidad es verificar los aislamientos y la mano de obra, y por lo tanto demostrar que el transformador ha sido diseñado para soportar las pruebas de aislamiento especificadas en dicho conjunto; recibiendo este conjunto el nombre de pruebas dieléctricas las cuales son las siguientes:

a.- PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

Ya que en los transformadores sumergidos en aceite, éste hace las veces de refrigerante y aislante; su rigidez dieléctrica se determina en un dispositivo construido con material aislante conocido como copa.

Esta copa contiene dos electrodos en el interior que se calibran desde el exterior como se muestra en la figura IV-23.

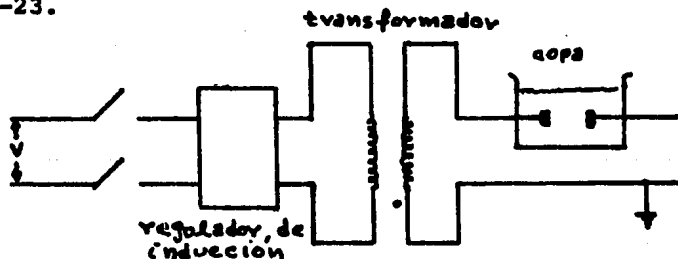


Fig. IV-23 conexión para comprobar la rigidez dieléctrica del aceite mediante la "copa".

Esta prueba se realiza mediante el tipo de copa -- americana (ver el inciso f.1 de las normas).

Los pasos para efectuarla son los siguientes:

a.1.- Para medir la rigidez dieléctrica del aceite - lávase la copa con el mismo aceite que se va a probar, el - aceite se debe tomar de la parte inferior del transformador esto se hace porque es aquí en donde se acumula la mayor -- parte de impurezas del aceite.

a.2.- La calibración de los electrodos debe ser a - una separación de 0.25 cm.

a.3.- Tómese la muestra del aceite en la copa y -- déjese reposar unos tres minutos hasta que esté completamen - te en reposo y sin burbujas; el aceite deberá cubrir total - mente los electrodos.

a.4.- Conéctese las terminales de una fuente de -- potencia a los electrodos y aplíquese una tensión a razón r - de 3 KV por segundo hasta lograr la ruptura registrándose - la lectura correspondiente a la cual ocurrió.

a.5.- Agítese el aceite y déjese reposar durante - un minuto y aplíquese nuevamente potencial como en el inci - so anterior.

a.6.- Repítase todo el proceso anterior con dos o tres muestras más de aceite.

Despues de realizado todo el proceso anterior el - valor de ruptura del aceite obtenido no debe ser menor de - 25 KV para poderse considerar que el aceite está en buen -- estado y de esta forma cumplir con la prueba aplicada.

b.- PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

El objeto de esta prueba es tener un conocimiento del estado que guardan los aislamientos y basados en esto, decidir si están en condiciones de soportar los esfuerzos-- dieléctricos originados al aplicar tensiones de prueba o de trabajo.

Esta prueba se efectua con un Megger (aparato di - señado para medir resistencias) y consta de una fuente de - corriente directa y un indicador de megohms (1 Megohm = a - 1000000 ohms) la capacidad de la fuente generalmente es -- baja, ya que la finalidad de la prueba es ver el estado en - que se encuentra el aislamiento.

La resistencia de aislamiento a determinar es la -

resistencia que presenta un devanado a; el núcleo, el tanque y contra otro devanado cualquiera, las lecturas que se deben tomar son las siguientes:

- A.T contra B.T.
- A.T contra B.T. + el tanque aterrizado.
- A.T. + el tanque aterrizado contra B.T.

Donde;

- A.T. alta tensión
- B.T. baja tensión

En el caso de obtenerse valores bajos de resistencia en las lecturas no será prueba suficiente de falla y -- habra que revisar si están sucios o húmedos los aislamientos.

c.- PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO

Esta prueba tiene por objeto verificar el estado -- del aislamiento entre espiras y entre secciones de un mismo devanado.

Para conexión delta, la tensión de prueba se aplica entre cada devanado, conectándose a tierra los otros devanados y para conexión estrella se aplica la tensión de prueba entre cada devanado con aislamiento reducido, y con la misma consideración anterior.

Para ambos casos la tensión de prueba debe ser la correspondiente a la clase de aislamiento.

Todas las terminales del devanado bajo prueba que salgan del transformador, deben conectarse entre si y tambien a la línea terminal del equipo de prueba, así como --- conectarse a tierra.

La conexión a tierra debe ser por medio de un circuito metálico conectado sólidamente.

La conexión con el equipo, de prueba debe hacerse de preferencia con un conductor cuyo diámetro no sea menor, de 3 mm (milímetros).

Puede conectarse un explosor para una tensión del-

10% ó más de la tensión de prueba aplicada.

El tiempo de aplicación de esta prueba será de un máximo de sesenta segundos, el procedimiento para la prueba es el siguiente.

c.1.- Se partirá de un voltaje mínimo y se aumentará gradualmente hasta llegar al voltaje de pruebas esto se realizará en un tiempo aproximado de 15 segundos, este voltaje se mantendrá durante un minuto y en seguida se irá reduciendo gradualmente sin exceder de cinco minutos hasta -- llegar al valor mínimo desconectándose la fuente inmediatamente.

El valor mínimo anteriormente dicho es un cuarto -- del valor máximo de prueba.

d.- PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO

El objeto de esta prueba es comprobar el estado de aislamiento que guardan las secciones de un mismo devanado -- lo mismo que sus espiras, consiste básicamente en inducir -- en uno de los devanados, una tensión del 200% de la tensión -- nominal, como en esta prueba se incrementan los volts por -- vuelta del transformador, la frecuencia de la tensión de -- prueba debe ser lo suficientemente alta para limitar la --- densidad de flujo en el núcleo.

La frecuencia mínima para lograr esta condición -- está dada por:

$$f = \frac{\text{tensión inducida a través del devanado}}{1.1 \times \text{la tensión nominal del devanado}} \cdot \text{frecuencia nominal}$$

En el caso de usarse frecuencias más altas de 120- Hz. (Hertz) la severidad de la prueba se incrementa y por esta razón la duración de está prueba debe reducirse como -- se indica a continuación.

Frecuencia en Hz.	Duración en segundos
120 ó menos	60
180	40
240	30
360	20
400	10

El procedimiento de esta prueba es la misma que para la del potencial aplicado.

Una evidencia definitiva de falla sera la aparición de humo en forma de burbujas que salgan del líquido aislante.

e.- PRUEBAS DE IMPULSO

Estas pruebas se deben realizar sólo cuando se requiera por parte del comprador al fabricante y se realizará unicamente en los devanados especificados, estando el transformador sin excitación.

Se usa la onda estandar que es igual a 1.2×50 μ seg. (microsegundos) y pueden ser de polaridad (+) ó (-) (positiva o negativa), excepto para la prueba de frente de onda en donde la polaridad siempre debe ser negativa; para transformadores sumergidos en aceite se recomienda usar ondas de polaridad negativa, y positiva para transformadores tipo seco.

Esta prueba se realiza para comprobar que el transformador soporta las ondas que se presentan durante las descargas atmosféricas.

Si el transformador es capaz de disipar la onda aplicada, anteriormente dicha y sin sufrir daños entonces pasará la prueba.

e.1.- Las conexiones para la prueba de impulso se harán en cada una de las terminales por separado, las que no estén bajo prueba se conectarán a tierra a través de una resistencia de bajo valor, esto se hace cuando se requiere medir la corriente, utilizandose tambien como medida de protección.

e.2.- Devanados con derivaciones.

El devanado bajo prueba se debe conectar en la posición que tenga el mínimo de vueltas efectivas, aquí el fabricante puede seleccionar la posición del cambiador que más le convenga en los devanados que no estén bajo prueba; para de este modo facilitar la obtención de la forma de onda.

Los dispositivos de protección que estén conectados a los devanados también se someterán a dicha prueba.

e.3.- Pruebas de impulso en los neutros de los --- transformadores.

Se efectúa en un regulador separado, conectado al - neutro del transformador, para tal efecto puede emplearse el método siguiente:

PRUEBA DEL NEUTRO INDUCIENDO UNA TENSION A TRAVES DE LA TERMINAL DE LINEA

En esta prueba la tensión se induce por la aplicación de un impulso a cualquier terminal de línea, estando - el neutro conectado tierra a través de una impedancia adecuada, con el fin de tener la tensión necesaria para la --- prueba de onda a tensión completa, de la terminal del neutro a tierra. Los otros devanados se deben conectar en corto circuito para efectuar la prueba, el devanado de prueba se debe conectar en la máxima posición de vueltas y los oscilogramas de tensión debén tomarse en el neutro.

e.4.- Detección de fallas durante la prueba de impulsos.

Algunas de las indicaciones de fallas son:

e.4.1.- Oscilogramas de tensión.

Se debe considerar como falla cualquier diferencia en la forma de onda de tensión reducida, y la onda de tensión completa final, esta falla se detecta sobreponiendo los dos oscilogramas de tensión.

e.4.2.- Humo y burbujas.

Las burbujas de humo que suben a través del aceite en el transformador son una evidencia definitiva de falla - ya que pueden ser originados por aire ocluido, sin embargo - se debe investigar repitiendo la prueba.

e.4.3.- Ausencia de arco en el explosor

Si al hacer la prueba de onda cortada en el explosor o en cualquier otra parte externa no se presenta el ar-

queo y a pesar de que los oscilogramas muestran una onda -- cortada, esto se tomará como una indicación definitiva de -- arqueo dentro del transformador.

e.4.4.- Ruidos perceptibles

Los ruidos perceptibles dentro del transformador -- en el instante de la aplicación del impulso, pueden ser una -- indicación de falla y por lo tanto deberán investigarse.

e.4.5.- Oscilogramas de corriente a tierra

En este método de detección de fallas, la corriente de impulso en la terminal a tierra del devanado que está -- bajo prueba, se mide por medio de un oscilógrafo de rayos ca -- tódicos, conectado a través de un derivador intercalado -- entre las terminales del devanado, que normalmente deben co -- nectarse a tierra.

Cualquier diferencia que se detecte entre las for -- mas de onda de tensión reducida y completa al sobreponerlas, pueden ser indicación de falla.

e.5.- Tiempos de barrido de los oscilogramas.

Deberán de ser del orden de 2 a 5 microsegundos pa -- ra las pruebas de onda cortada; de 50 a 100 microsegundos -- para las pruebas de onda completa y de 100 a 300 microsegun -- dos para las mediciones de corriente al neutro.

f.- PRUEBA PARA EL FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO

CONDICIONES GENERALES.

Todos los devanados deberán estar en corto circui -- to, sumergidos en aceite y con las boquillas en sus respec -- tivos lugares, se recomienda que la temperatura de los de -- vanados y el aceite sea cercana a 20 °C y si no se logra -- ésta se puede emplear la tabla IV-21 para correcciones.

TABLA IV-21

Factores de corrección de temperatura para el factor de potencia de aislamiento.

temperatura de prueba (°C)	factores de corrección (k)	temperatura de prueba (°C)	factores de corrección (°C)
10	0.80	45	1.75
15	0.90	50	1.95
20	1.00	55	2.18
25	1.12	60	2.42
30	1.25	65	2.70
35	1.40	70	3.0
40	1.55		

La tabla anterior se aplica de la siguiente forma:

$$F_p (20^\circ\text{c}) = \frac{F_{pt}}{k}$$

Donde:

$F_p(20^\circ\text{c})$: factor de potencia corregido a 20°C

F_{pt} : factor de potencia medido a temperatura -
($T^\circ\text{C}$) de prueba

K : factor de corrección

El factor de potencia f.p. del aislamiento puede - medirse por medio de puentes o por el método del VOLT-AMPER - WATT, las mediciones se deben llevar a efecto a una frecuencia de 60 Hertz, en caso contrario se deben hacer las correcciones correspondientes.

La tensión que se debe aplicar a cualquier parte - del devanado para medir el f.p. de aislamiento debe ser de 10 KV como máximo o de la mitad de la tensión de prueba del potencial aplicado y como se indican en las tablas IV-3 y - IV-4.

Las mediciones que se deben hacer para esta prueba - se indican en las tablas siguientes.

Mediciones que se deben hacer para la prueba del factor de potencia del aislamiento, para transformadores de dos devanados.

TABLA IV-22

Método 1 prueba sin circuito de guarda	Método 2 prueba con circuito de guarda
A.T. contra B.T y tierra B.T. contra A.T. y tierra A.T. y B.T. contra tierra	A.T. contra B.T. y tierra. B.T. contra A.T. y tierra. A.T. contra tierra; B.T. conectado a la guarda. B.T. contra tierra; A.T. conectado a la guarda.

TABLA IV-23

Mediciones que se deben hacer para la prueba del factor de potencia del aislamiento para transformadores de tres devanados.

Método 1 prueba sin circuito de guarda	Método 2 prueba con circuito de guarda
A.T. B.T. terciario y tierra B.T. A.T. " " " Terciario A.T. y tierra A.T. y B.T. terciario y tierra A.T. y terciario B.T y tierra B.T. y terciario A.T y tierra A.T. B.T y terciario tierra	A.T. B.T. y tierra; terciario conectado a la guarda. A.T. tierra; B.T. y terciario -- conectado a la guarda. B.T. terciario y tierra, A.T. conectado a la guarda. B.T. tierra, A.T. y terciario conectado a la guarda. terciario B.T. y tierra; B.T. conectado a la guarda. terciario tierra; A.T. y B.T conecta a la guarda.

Nota: # contra

4.- PRUEBAS PARA PERDIDAS E IMPEDANCIA

PERDIDAS DE EXCITACION

En un transformador estas pérdidas están constituidas principalmente por las pérdidas en el núcleo, las cuales están en función de la magnitud, la frecuencia y la for

ma de onda de la tensión aplicada.

Para determinar estas pérdidas debe basarse en una onda de tensión senoidal pura, y se emplean comunmente dos métodos:

a.- Método del vóltmetro de tensión media.

b.- Método del puente de impedancia.

Veremos exclusivamente el método "a" por ser el más empleado.

a.- PERDIDAS DE EXCITACION POR EL METODO DE TENSION MEDIA

La figura IV-24 muestra el diagrama de conexiones para aplicación de este método.

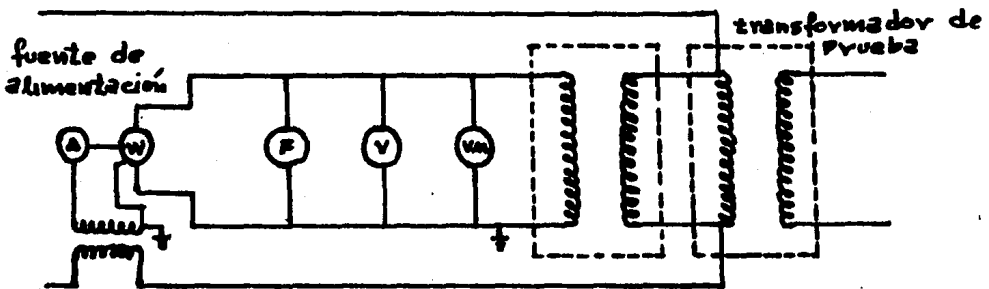


Fig. IV-24 diagrama de conexiones para la determinación de las pérdidas por el método de tensión media.

Para la realización de esta prueba puede utilizarse cualquier devanado del transformador aunque se recomienda usar el devanado de más baja tensión.

El procedimiento para efectuar la prueba es como sigue:

Se debe ajustar y mantenerse la frecuencia nominal.

Por medio de vóltmetro de tensión media (V_m) se ajustará la tensión nominal al valor de la tensión eficaz, esto, siempre y cuando la escala de vóltmetro este corregida por el factor 1.11.

Se deben registrar, simultáneamente las lecturas-- del frecuenciómetro (F), el voltmetro de tensión media - (Vm) y el voltmetro de tensión eficaz (V), así como la del ampérmetro y el wattmetro.

Se determinan las pérdidas del circuito, estas deberán restarse de los watts registrados anteriormente, y de este modo obtener las pérdidas de excitación del transformador bajo prueba.

Para la obtención de las pérdidas de excitación -- correspondientes a una onda senoidal se aplicará la siguiente fórmula.

$$P = \frac{P_m}{p_1 + K P_2}$$

Donde:

P : Pérdidas de excitación para una onda de tensión E_a corregidas con base en una onda senoidal pura.

P_m : Pérdidas de excitación medidas durante la prueba

P_1 : Pérdidas por histéresis en una unidad referidas a P_m .

P_2 : Pérdidas de corrientes circulantes expresadas - en por unidad y referidas a P_m .

El parámetro K se obtiene de:

$$K = \left(\frac{E_r}{E_a} \right)^2$$

Donde:

E_r : es la tensión de prueba medida con un voltmetro de tensión eficaz.

E_a : es la tensión de prueba medida con un voltmetro de tensión media.

Se debe usar los porcentajes reales de pérdidas -- por histéresis y corrientes circulantes, pero en su ausencia pueden tomarse los valores típicos siguientes:

MATERIAL DEL NUCLEO	HISTERESIS %	CORRIENTE CIRCULANTE
acero al silicio laminado en caliente	80	20
acero al silicio de grano orientado laminado en frio	50	50

Para transformadores trifásicos el procedimiento es el mismo, se recomienda usar tres wáttmetros y por lo tanto tomar tres grupos de lecturas, cada una de las fases en sucesión, donde el valor promedio de los tres grupos de lecturas, representaran las pérdidas de excitación que se midieron.

El diagrama para esta conexión se ilustra en la figura IV-25

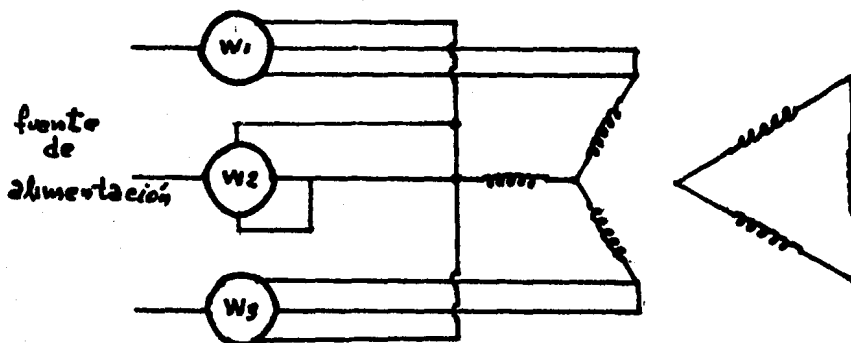


Fig. IV-25 diagrama de conexiones para el método de los tres wáttmetros con el neutro del transformador accesible.

CORRIENTE DE EXCITACION:

Para medir la corriente de excitación se utiliza el mismo diagrama que para determinar las pérdidas de excitación y para determinación de dicha corriente se utiliza el método siguiente:

a.- Medición con instrumentos de valor eficaz.

aquí se utilizarán vóltmetros y ampérmetros de valor eficaz y pueden presentarse dos casos:

a.1.- Si la forma de onda de la tensión es prácticamente senoidal el método se considerará exacto.

a.2.- Si la forma de onda de la tensión difiere mucho de la forma senoidal; entonces la forma de onda de la corriente de excitación es menor y los valores obtenidos -- deben corregirse en base a una onda senoidal pura.

Para llevar a efecto esta corrección podemos em---plear el método siguiente:

METODO DEL FACTOR DE FORMA:

Este método está basado en el hecho de que existe una relación prácticamente lineal, entre el valor eficaz de la corriente de excitación y el factor de forma de onda de la tensión aplicada.

Los factores de forma pueden ser determinados tomando lecturas simultáneas de tensión, con un vóltmetro de -- valor eficaz y uno de valor medio, los valores de los factotores de forma, están indicados por la relación de las lecturas eficaces, a las de valor medio.

La corriente de excitación correspondiente a una onda senoidal se determina mediante la fórmula siguiente:

$$I_s = I_2 - \left(\frac{I_2 - I_1}{F_2 - F_1} \right) (F_2 - 1.11)$$

Donde:

I_1 e I_2 : Son las corrientes eficaces correspondientes a los factores de forma F_1 y F_2 respectivamente.

5.- PRUEBA PARA LA DETERMINACION DE LA IMPEDANCIA Y LAS PER
DIDAS DEBIDAS A LA CARGA ¹⁴

A.- PARA TRANSFORMADORES MONOFASICOS.

En esta prueba se requiere que uno de los devanados este conectado en corto circuito, y el otro se excite a frecuencia nominal y a una tensión tal que haga circular a-

la corriente nominal en los devanados.

El siguiente circuito muestra la conexión.

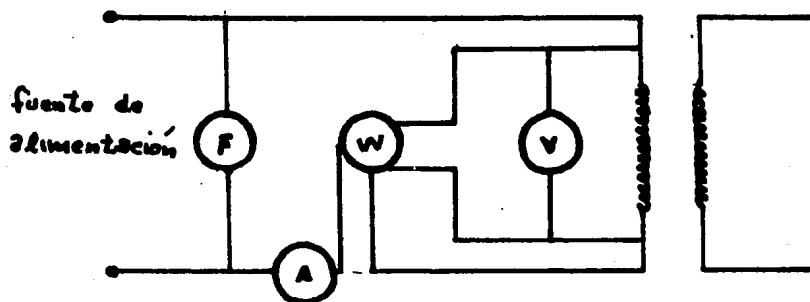


Fig. IV-26 Diagrama para la determinación de pérdidas de carga e impedancia en un transformador monofásico.

B.- PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS:

En este caso se ponen en corto circuito las terminales de alta o baja tensión y en las terminales que quedan libres se aplica una tensión trifásica, a frecuencia nominal, de un valor tal que haga circular a la corriente nominal en los devanados.

La tensión de impedancia de un transformado trifásico es el valor promedio de las tres tensiones medidas,

El siguiente circuito muestra la conexión.

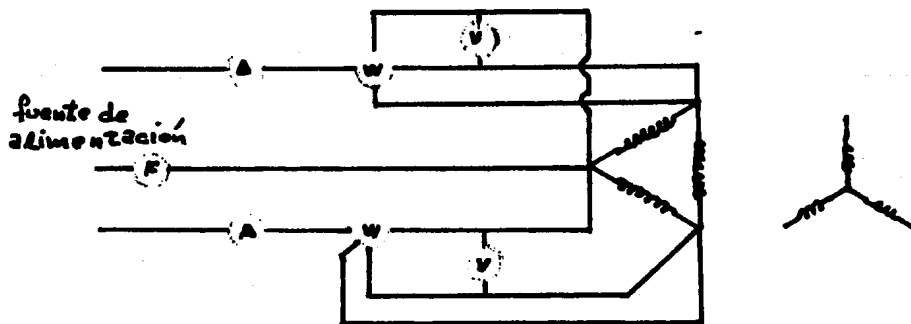


Fig. IV-27 Diagrama para la medición de pérdidas de carga e impedancia en un transformador trifásico.

6.- PRUEBA DE ELEVACION DE TEMPERATURA:

Los transformadores deben probarse en cada una de las capacidades indicadas en la placa, con las pérdidas totales correspondientes; todas las pruebas deben efectuarse bajo las condiciones normales de enfriamiento, los transformadores deben estar completamente ensamblados con todos sus accesorios; en caso de ser sumergibles en liquido aislante; deben estar llenos hasta el nivel indicado, estas pruebas se efectuarán en locales donde no haya corrientes de aire.

La temperatura ambiente debe determinarse cuando menos con tres termómetros distribuidos al rededor del transformador de prueba y a una distancia de 1 a 2 metros del mismo; así como protegerse de corrientes de aire y calentamientos por fuentes externas.

El método de carga generalmente usado para la prueba de temperatura, es el de carga simulada y puede ser por corto circuito o por oposición. Aquí veremos el primer método que es el más usado en la industria.

CARGA SIMULADA POR EL METODO DE CORTO CIRCUITO:

Para este método se requiere una predeterminación precisa de las pérdidas de excitación y de cobre; incluyen do las pérdidas por corrientes parásitas a la temperatura de operación; también se utiliza una pequeña cantidad de equipo lo mismo que de energía siendo adecuado este método para transformadores de pequeña y gran capacidad.

Esta prueba se realiza colocando en corto circuito uno de los devanados ya sea el de alta o baja tensión según convenga y alimentando por el otro devanado las pérdidas correspondientes.

7.- PRUEBA DE TEMPERATURA PARA TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE

Se conocen generalmente dos métodos.

A.- Método con termopares o con termómetros.

La temperatura del aceite en el nivel superior se debe medir con un termopar o un termómetro sumergido 50 mm debajo de la superficie.

La temperatura media del aceite es igual a la temperatura del aceite en el nivel superior, menos la mitad de la diferencia de la temperatura del aceite circulante en la parte superior e inferior de los dispositivos de enfriamiento.

a.- Prueba de transformadores autoenfriados (clase OA) Y enfriados por aire forzado (clase FA).

La temperatura ambiente no debe ser menor que 10 °C ni mayor que 40°C.

Si la temperatura está fuera de estos límites la prueba puede hacerse aplicando factores de corrección adecuados.

En la prueba por aire forzado se debe suspender la circulación del aire de enfriamiento al mismo tiempo que se quita la carga para hacer las mediciones de resistencia en caliente.

b.- Prueba de transformadores sumergidos en aceite enfriados por agua (clase OW).

Se debe determinar el gasto y las temperaturas del agua entrante y saliente de los dispositivos de enfriamiento.

La temperatura ambiente debe tomarse como la del agua de entrada, la cual no debe ser menor de 20 °C ni mayor de 30°C; en el caso de exceder estos límites se hace la misma consideración que para (a), para tomar las medidas de resistencia en caliente se debe suspender la circulación del agua simultáneamente con la carga.

c.- Para las pruebas de transformadores sumergidos en aceite enfriados por agua y autoenfriados (clase OW A)- y para sumergidos en aceite con circulación forzada (clases FOA y FOW) se deben seguir los métodos (a) y (b).

B.- METODO DE CORTO CIRCUITO PARA LA PRUEBA DE TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE:

a.- Método de la temperatura del nivel superior.

El aumento de la temperatura del nivel superior del aceite sobre la temperatura ambiente se determina como a continuación se indica:

Se coloca en corto circuito un devanado ya sea de alta o baja tensión haciéndose circular una corriente a la frecuencia nominal, de tal manera que las pérdidas en los devanados sean iguales a las pérdidas totales requeridas; - estas últimas serán la suma de las pérdidas correspondientes; a la corriente de derivación que produce el aumento - más grande de temperatura del devanado, mas las pérdidas - de excitación a la tensión y frecuencia nominales de dicha derivación.

Se mantiene la prueba hasta que se alcance la temperatura de estabilización del nivel superior del aceite, con respecto a la del ambiente.

El aumento de la temperatura en el aceite, se obtiene con el promedio de las elevaciones obtenidas durante la estabilización del nivel superior del aceite, con respecto a la temperatura ambiente.

El aumento de la temperatura promedio del devanado sobre la temperatura del nivel superior del aceite, se determina como sigue:

Inmediatamente después de obtener la temperatura del nivel superior del aceite, se ajustan las corrientes de los devanados a los valores nominales para la conexión de prueba de temperatura, manteniéndose constantes durante unas 2- horas, después de esto se desconecta el transformador y se mide la resistencia de los devanados.

Los aumentos promedios de las temperaturas de los devanados sobre la temperatura del nivel superior del aceite al instante del corte, se calculan a partir de los valores de las resistencias en ese instante.

8.- PRUEBA DE NIVEL DE RUIDO:

La medición debe hacerse en un ambiente que tenga un nivel de ruido de 7 decibeles como mínimo abajo del nivel del ruido del transformador; el nivel de ruido del ambiente debe ser determinado por lo menos con cuatro mediciones inmediatamente antes y después de ser medido el nivel de ruido del transformador.

El transformador debe estar localizado en un lugar libre de superficies de reflexión acústica dentro de una --

área de por lo menos tres metros a su alrededor exceptuando piso y techo.

El transformador se energizará a tensión y frecuencia nominales y sin carga.

Este ruido se puede medir utilizando un micrófono comenzando en un punto frente a la válvula de drenado y siguiendo un movimiento igual al seguido por las manecillas del reloj, y marcándose en el transformador puntos de referencia a intervalos de un metro medidos en dirección horizontal a lo largo de la superficie de mayor producción de ruido.

Este nivel de ruido no debe exceder a lo especificado en la tabla IV-19.

9.- CALCULOS Y CORRECCIONES

a.- CALCULO DE LA TEMPERATURA PROMEDIO DE LOS DEVANADOS AL INSTANTE DE CORTE

Se determina por medio de la fórmula siguiente:

$$T = \frac{R}{R_0} (k + T_0) - K$$

O también:

$$T = \frac{R - R_0}{R} (k + T_0) + K$$

Donde:

T: Temperatura promedio del cobre al instante de corte en °C.

T: Temperatura en °C (grados centígrados) a la que se midió R_0 .

R_0 : Resistencia en frio.

R: Resistencia en caliente al instante.

K: Es igual a 234.5 para el cobre y 225 para el aluminio.

b.- CORRECCIONES QUE DEBEN APLICARSE CUANDO LA PRUEBA DE ELEVACION DE TEMPERATURA SE EFECTUA CON PERDIDAS DISTINTAS DE LAS TOTALES

Si el transformador se prueba a una altitud distin

ta a la que va a operar se aplica una corrección por medio de las siguientes ecuaciones:

$$EA = EB + AT$$

$$AT = EB \left[\frac{A - B}{100} \right] F$$

Donde:

EA: Elevación de temperatura del aceite corregida a la altitud. A.

EB: Elevación de temperatura del aceite obtenida por prueba a la altitud B.

AT: Corrección en °C

B: Altitud a la que se efectúa la prueba de temperatura en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.)

A: Altitud de operación del transformador en m.s.n.m.

F: Factor empírico para cada 100 m. de diferencia de altitud dado a continuación:

TIPO DE ENFRIAMIENTO	FACTOR EMPIRICO (F)
Auto enfriado en aceite (OA)	0.004
Enfriamiento auxiliar por aire forzado	0.006

c.- CORRECCION QUE SE APLICA CUANDO LA FRECUENCIA ES DISTINTA DE LA NOMINAL

Se puede aplicar la siguiente fórmula.

$$A = Ea \left[\left(\frac{w}{wo} \right)^{0.8} - 1 \right]$$

$$y \quad Eca = Ea + A$$

$$Ecd = Ed + A$$

Donde:

A: Factor de corrección

Ea: Elevación de la temperatura observada del aceite en parte superior.

Ed: Elevación de temperatura observada en el devanado.

- W : Pérdidas a frecuencia nominal.
 Wo: Pérdidas a frecuencia de prueba.
 Eca: Elevación de la temperatura corregida del aceite en la parte superior.
 Ecd: Elevación de la temperatura corregida del devanado.

Este método se aplicará sólo cuando las pérdidas de frecuencia de la prueba (Wo) no difieran más del 27 % de las pérdidas de frecuencia nominal (W).

d.- CORRECCIONES QUE DEBEN APLICARSE CUANDO LA PRUEBA DE ELEVACION DE TEMPERATURA SE EFECTUA CON PERDIDAS DISTINTAS DE LAS TOTALES

Se emplea la siguiente fórmula:

$$T = T_o \left[\frac{W}{w_o} \right]^h$$

Donde:

- T: Elevación de la temperatura corregida en los devanados.
 T_o: Elevación de la temperatura medida en los devanados.
 W: Pérdidas totales requeridas.
 w_o: Pérdidas totales aplicadas en la prueba.
 h: Factor igual a 0.80 para transformadores autoenfriados e igual a 0.70 para transformadores sellados.

Para la aplicación de éste método se tiene la misma consideración que en (c).

e.- CORRECCIONES PARA EL NIVEL DE RUIDO

Si el nivel de ruido en el medio ambiente es menor de 7 decibeles abajo del nivel del ruido del transformador y del ambiente combinados se aplicarán las correcciones siguientes:

Diferencia en decibeles, entre el nivel de ruido del transformador y del ambiente combinado.	corrección en decibeles-aplicables, al nivel del ruido del transformador y del ambiente combinados, para obtener el nivel del ruido del transformador.
7	-1.0
8	-0.8
9	-0.6
10	-0.4
más de	0.0

QUINTA SECCION TABLERO DE BAJA TENSION.

I.- INTRODUCCION.

Esta sección aunque no se considera de gran importancia en una subestación como componente de esta, si es de gran importancia como primera etapa para el aprovechamiento y distribución de la energía eléctrica a baja tensión, ya -- que a partir de esta sección la energía es más maniobrable -- en relación a los valores de voltaje obtenidos en ella, gracias a la acción transformadora de la sección precedente lo que permite su manejo y aplicación en una forma más segura -- en lo que respecta a niveles y cantidad de aislamiento.

Como se menciona en el encabezado esta sección también está contenida en un tablero eléctrico, solo que este maneja valores de tensión relativamente bajos respecto a -- los proporcionados por la compañía suministradora correspondiente.

Esta sección es usada en forma independiente de si las secciones anteriores están configurando una subestación del tipo compacto o abierta.

Se ratifica esto ya que, como se mencionó, la subestación compacta es considerada como un tablero eléctrico de alta tensión de distribución para fines funcionales, y -- puede o no incluir en forma integral (de un mismo fabricante) esta sección; siendo además necesaria incluso para el otro tipo de subestación abierta, por lo que se hace patente la -- mención de sus características físicas y algunas veces mecánicas que deben reunir estos tableros.

La importancia adquirida por esta sección es en base a que se puede considerar en una forma muy particular como si fuese una segunda y pequeña subestación ya que desarrolla y contiene dispositivos de control, medición y protección a excepción de etapa de transformación pero todo esto a valores de tensión de 600, 550, 480, 440, 240, 220 y 127 volts generalmente. Siendo 1 000 volts el valor de tensión considerado como de diseño para un tablero de esta índole.

En lo que respecta a los componentes de esta sec--

ción son principalmente interruptores y dispositivos de medición a los cuales son aplicables los conceptos mencionados en la sección de medición; y con este fin sólo se hará mención en esta sección de los dispositivos de control de caja moldeada más conocidos como interruptores de caja moldeada con protección térmomagnética contra sobrecargas; además de ser estos los solicitados por el "Reglamento de -- Obras e Instalaciones Eléctricas" (ROIE) como sustitutos los interruptores de seguridad y protección contra sobrecorrientes mediante fusibles, los cuales en bajas tensiones - tienden a ser robustos propiciando condiciones inseguras durante su funcionamiento.

Para esta sección es válido también lo mencionado para los tableros de distribución de alta tensión en, lo que respecta a las pruebas que se les hacen, diferenciándose só lo en sus características y tipos especiales lo cual se menciona posteriormente.

Se considera que un tablero eléctrico de distribución de baja tensión es aquel que trabaja, como se mencionó, a una tensión de 1 000 volts o menos en C.A. ó 1 500 ó menos en C.D, el cual alimenta, protege, interrumpe y en ocasiones mide y transfiere circuitos de una red de distribución a baja tensión. Donde sus elementos básicos son interruptores.

Las tensiones nominales de estos en C.A. son:

127, 220, 440 y 550 volts.

Las corrientes nominales para C.A. y C.D. son:

200, 400, 600, 800, 1 200, 1 600, 2 000, 3 000, y 4 000 Amps (en colectores)

II.- CLASIFICACION:

Los tableros de distribución de baja tensión deben ser totalmente cerrados y pueden fabricarse en 3 tipos:

- 1).- Compartimentados
- 2).- No compartimentados
- 3).- Mixtos.

1).- Los tableros compartimentados deben construirse en la siguiente forma:

a).- Cada interruptor debe tener su compartimiento

b).- Los instrumentos de medición y control, elementos indicadores y otros dispositivos deben alojarse en compartimientos propios o en las puertas o cubiertas frontales de los compartimientos de los interruptores.

c).- Las barras colectoras deben alojarse en el espacio restante del tablero, donde pueden también colocarse transformadores de medición y control, reactores, apartarrazos y condensadores.

Las barras colectoras correspondientes a diferentes fuentes de alimentación se separarán en compartimientos propios.

Cuando estos tableros llevan interruptores de potencia enchufables:

a).- Estos tableros deben ser compartimentados

b).- Cada compartimiento de interruptor debe llevar al frente una puerta, a menos que el interruptor este provisto de una cubierta especial integral.

c).- Deben proporcionarse cubiertas posteriores y superiores, en cantidad suficiente para permitir el libre acceso a las barras y conexiones que no sean accesibles por el frente.

d).- Debe proveerse medios mecánicos para el cierre y disparo de interruptores de operación eléctrica. El interruptor debe poder dispararse desde el frente del tablero.

e).- El indicador de cierre o apertura del interruptor debe quedar visible por el frente del tablero.

f).- Deben proporcionarse dispositivos de entrelace mecánico para:

1').- Evitar la conexión o desconexión del interruptor cuando esté cerrado.

2').- Mantener trabado el interruptor en su posición de "enchufado"

3').- Evitar el cierre del interruptor mientras - no este en la posición de "enchufado", o no haya una distancia segura entre sus elementos de conexión.

g).- Las barras colectoras y sus conexiones deben estar desnudas, excepto cuando las distancias de estas a -- tierra indiquen que es necesario aislarlas.

h).- Todos los interruptores enchufados, con el - diseño mecánico y características nominales exactamente --- iguales deben ser físicamente intercambiables en todos los compartimientos correspondientes esto no implica necesariamente intercambiabilidad entre los circuitos auxiliares se cundarios.

i).- Las conexiones del alambrado secundario, entre el elemento enchufable y su contraparte estacionaria de ben estar provistos de medios de desconexión automática - - cuando este se mueva de la posición de enchufado, a menos - que los contactos de desconexión secundarios pasen a la posición de prueba.

Para los tableros de baja tensión con interruptores de potencia y de montaje fijo se cumplen los tres anteriores incisos y además:

a).- Deben proporcionarse medios mecánicos para - el cierre y disparo de interruptores de operación eléctrica. El interruptor debe poder dispararse, desde el fondo del ta blero, sin que haya necesidad de abrir la puerta ,

b).- El indicador de cierre o apertura del inte rruptor debe quedar visible por el frente del tablero.

c).- Las barras colectoras y sus conexiones deben estar desnudas a menos que se requiera su aislamiento.

2).- Características de los tableros de baja ten sión no compartimentados.

a).- Estos tableros no deben llevar barras entre sus elementos, tales como interruptores, equipos de medición y control, barras colectoras etc.

b).- En estos tableros se deben montar interruptores en caja moldeada, desconectores con o sin fusible u otros similares.

c).- Las conexiones de los interruptores y otros dispositivos de desconexión a las barras colectoras pueden hacerse con alambre, cable o solera según se especifique.

d).- En casos de usarse alambre o cable, estos deben ser aislados con aislamiento termoplástico para 90°C y 600 volts.

3.- Características de tableros mixtos de baja -- tensión

Estos tableros son aquellos que:

a).- Combinan secciones compartimentadas y otras no compartimentadas.

b).- En una misma sección incluyen equipo que requiere su compartimiento propio y otro que no lo requiere.

Si en una sección existen interruptores que requieren alojarse en un compartimiento, los instrumentos de medición, control, elementos indicadores u otros dispositivos que vayan instalados en la misma sección, deben montarse en su propio compartimiento o en la puerta o cubierta -- frontal del interruptor correspondiente.

Si en una sección sólo hay interruptores y/u -- otros dispositivos de desconexión que no requieren alojarse en compartimientos, los instrumentos del parrafo anterior -- no requieren montarse en su compartimiento propio.

Las modificaciones a tableros para servicio general, para ciertas instalaciones donde no es posible eliminar las condiciones especiales de servicio, pueden hacerse de -- acuerdo a lo siguiente:

Para dispositivos tales como instrumentos y medi-

dores no son aplicables las siguientes especificaciones ya que las modificaciones son de caracter preventivo. Se hace necesario un mantenimiento adecuado del equipo incluyendo - acabado, capas protectoras, etc posiblemente con intervalos menores, que se deben regir por la severidad del servicio.

TABLEROS EXPUESTOS A CUALQUIER TIPO DE VAPORES.

Los tableros para servicio general bajo techo e - intemperie destinados a quedar expuestos a vapor de agua, - de aceite, atmosferas salinas y cualquier otro tipo de vapo - res, deben ser provistos con las siguientes modificaciones:

a).- Se debe aplicar a todas las partes estructu - rales del tablero un mínimo de 2 capas de pintura, una de - las cuales (la primera) debe ser anticorrosiva.

b).- Todas las partes de acero no pintadas o no - tratadas electrolíticamente deben cubrirse con una capa pro - tectora de grasa.

c).- Todos los contactos que conduzcan corriente, pero no la interrumpan, deben también cubrirse con una capa protectora de grasa antioxidante.

d).- Todas las bobinas no encapsuladas se deben - impregnar con un compuesto aislante y cubrir con barniz ais - lante.

e).- Todos los compartimientos deben estar provis - tos con calentadores en cantidad y capacidad suficiente pa - ra que la condensación sea mínima.

TABLEROS EXPUESTOS A CLIMA CALIENTE Y HUMEDO

Estos deben ser resistentes a la acción fungosa - mediante las modificaciones siguientes:

a).- Adición de calentadores en cantidad y capaci - dad suficiente para reducir al mínimo la condensación.

b).- Al alambrado secundario que no sea inherente - mente resistente a la acción fungosa, se le debe aplicar --

una capa de barniz antifungoso.

c).- Todas las bobinas impregnadas en barniz aislante, deben de tener un tratamiento adicional con barniz antifungoso, las encapsuladas resistentes a esta acción no la requieren.

d).- Deben usarse pinturas tales como esmaltes alquídicos etc, que tengan propiedades antienmohecedoras y resistentes a la acción fungosa.

e).- A todos los aislamientos que no sean, inherentemente resistentes a la acción fungosa, se les debe aplicar una capa de barniz antifungoso (los materiales se considerarán como resistentes a la acción fungosa, cuando no más del 10 % del área bajo prueba, presenta acción fungosa.) Los materiales que se hagan resistentes a la acción fungosa mediante la aplicación de capas protectoras deberán sujetarse a reaplicación periódica de nuevas capas protectoras.

TABLEROS EXPUESTOS A POLVO EXCESIVO, A POLVO ABRASIVO, MAGNETICO O METALICO.

Debe encerrarse totalmente el equipo en un gabinete sellado, contra el polvo, sin ventilación o esta del tipo forzado a través de filtros adecuados.

En el primer caso se debe disminuir la amperacidad de los componentes a un 70 % del valor de las condiciones normales de servicio.

TABLEROS EXPUESTOS A GOTEO DE AGUA O CAIDA DE LODO

El techo del tablero debe estar construido para impedir que el agua o lodo caigan en el, penetren en el interior del tablero, deberá estar inclinado para impedir la acumulación de agua, y deberá sobresalir el techo allá de las paredes verticales del tablero.

TABLEROS EXPUESTOS A MEZCLAS EXPLOSIVAS DE POLVO O GASES

No se admiten modificaciones para tableros de ser

vicio general cuando queden expuestos a estas condiciones y el equipo contenido en este debe ser a prueba de explosión.

TABLEROS DE USO TEMPORAL O POCO FRECUENTE.

Deben suministrarse calentadores en cantidad y capacidad suficiente para que la condensación en todos los compartimientos sea mínima, con el objeto de que no se dañe el equipo durante los periodos en que el tablero este fuera de servicio.

En caso de situaciones de tensiones transitorias-anormalmente altas se recomienda el uso de apartarrayos, -- condensadores etc.

ACABADO.- A todas las superficies, cubiertas, estructuras y barras metálicas de material ferroso que constituyen un tablero deben aplicarse los siguientes tres procesos:

- 1).- tratar las superficies para tener una buena adherencia por cualquiera de los metodos conocidos aplicando como mínimo uno de fosfatación.
- 2).- Aplicar como mínimo una capa de pintura anticorrosiva.
- 3).- Para tableros de servicio interior, al acabado interior y el exterior debe ser semi-mate.

INTERRUPTORES DE CAJA MOLDEADA

I.- INTRODUCCION.- Como se mencionó al inicio de esta sección el TBT tiene como componentes principales a los interruptores de este tipo, los cuales desplazarán materialmente a los interruptores de seguridad, e incluso a corta circuitos de apertura en aire, coordinados con fusibles que anteriormente y en algunos casos aún se usan, pero son relativamente voluminosos respecto a este tipo de interruptores ya que están vaciados sobre un molde aislante, (de ahí su nombre) que proporciona debido a compuestos epóxicos y fenólicos el nivel de aislamiento requerido, para soportar el valor de tensión nominal y la conducción de grandes

corrientes, gracias al uso de contactos aleados de plata, - dentro de su rango nominal por supuesto. Esto y el uso de barras metálicas conductoras dentro del TBT han hecho posible un grado dimensional reducido y compacto evitando cableado riesgoso y estorboso dentro de TBT.

II.- DEFINICION.

Interruptor termomagnético.- Es aquel que reúne las siguientes características:

- a).- Abre y cierra en aire.
- b).- Esta ensamblado como una unidad integral en una caja de material aislante.
- c).- Cierre e interrumpe un circuito eléctrico manualmente.
- d).- Interrumpe un circuito eléctrico automáticamente, a una predeterminada sobrecorriente sostenida un tiempo especificado
- e).- Permite restablecer el servicio, sin necesidad de reemplazar ninguna de sus partes.
- f).- Cuando es del tipo limitador de corriente; - además de lo anteriormente mencionado, dentro de su capacidad de limitación de corriente, limita el tiempo de disipación de la falla, a la tensión nominal, a un intervalo - igual o menor que la duración del primer medio ciclo de la corriente simétrica y limita el paso de la corriente que se obtendría si el interruptor fuese reemplazado por un conductor sólido de la misma impedancia.

III.- CLASIFICACION.- De acuerdo a sus características más importantes, los interruptores termomagnéticos se clasifican de acuerdo a su:

- a).- Designación de marco
- b).- Tensión nominal
- c).- Capacidad Interruptiva (C,I)

d).- Número de polos

e).- Forma de montaje

En lo que respecta a la primera clasificación de los interruptores respecto a la designación de marco, cabe hacer la diferencia entre los vocablos marco y designación de marco ya que estos no son sinónimos y tienen cada uno el siguiente significado.

El término designación del marco especifica a un grupo de interruptores, que son físicamente intercambiables entre sí, cuando corresponden a un mismo fabricante y está expresado en amps. y corresponde al de máxima capacidad del grupo en cuestión. También puede aplicarse este término a más de un grupo de interruptores, que pueden ser o no, físicamente intercambiables entre sí, cuando estos proceden de diferentes fabricantes.

Nótese la diferencia respecto al término "marco".- Es el ensamble, que consiste de todas las partes del interruptor, exceptuando la unidad de disparo y sus conectores terminales.

Los tamaños nominales de marco son: En Amps; para operar a 50/60 Hz 30, 50, 70, 150, 225, 400, 500, 600, 800, 1 000, 1 200, 1 600, 2 000 y 2 500 Amps.

Dentro de la división de los interruptores termomagnéticos por su tensión nominal se tienen los siguientes valores:

C.A. : 127, 240, 277, 480, y 600 volts.

C.D : 125, y 250 volts.

De acuerdo a su capacidad interruptiva:

a).- Capacidad Interruptiva Normal

b).- Capacidad Interruptiva Alta.

Debe entenderse por capacidad interruptiva el valor de la corriente disponible a un valor de corriente especificado que el dispositivo es capaz de interrumpir, bajo determinadas condiciones sin tenerse efectos indeseables como-

son: calentamiento o arcos excesivos e incluso fundición de los elementos eléctricos y/o mecánicos al efectuarse el funcionamiento bajo las condiciones especificadas del fabricante.

La capacidad interruptiva en Amps rms o asimétricos para corto circuito son:

Simétricos	Asimétricos
5 000*	5 000
7 500*	7 500
10 000*	10 000
14 000	15 000
18 000	20 000
22 000	25 000
25 000	30 000
30 000	35 000
35 000	40 000
42 000	50 000
50 000	60 000
65 000	79 000
85 000	100 000
100 000	120 000
125 000	150 000
150 000	-
200 000	-

Por su número de polos:

- a).- Unipolar
- b).- Bipolar
- c).- Tripolar.

Por su forma de montaje:

- a).- Atornillable
- b).- Enchufable.

* Nota.- Estos valores sólo son aplicables a interruptores con tamaño de marco hasta de 100 Amps o menos y -- 240 volts o menos

Todos estos interruptores están diseñados para -- operar a:

a).- Temperatura de 0°C a 40°C. esto implica que los interruptores se calibran para una temperatura ambiente nominal específica, ya que la operación a temperaturas diferentes pueden afectar el valor nominal de corriente.

Como respuesta a esto se tiene la construcción de interruptores termomagnéticos compensados en temperatura, - lo que garantiza que la variación en la capacidad o amperaje del interruptor se mantenga estable en un amplio rango-

de temperatura.

b).- Altura hasta de 2400 msnm. La variación de esta, afecta muy ligeramente el valor de calibración por lo que en esto, no se requiere ninguna compensación.

Se debe tener especial cuidado en el uso de estos cuando se tienen condiciones anormales de servicio estas -- pueden ser:

a).- Exposiciones en ambientes de polvos corrosivos

b).- Exposición a polvos o vapores

c).- Operación a temperatura ambiente arriba de 40°C ó menos de 0°C

d).- Vibración anormal.

e).- Aplicaciones especiales o sobrepasantes a -- 2 400 msnm.

TAMAÑO DE MARCO EN AMPERES

30	50	70	100	150	225	400	500	600	800	1 000	1 200	2 000	2 500
15	15	15	15	15	70	200	225	400	300	500	600	600	1 600
20	20	20	20	20	90	225	250	500	350	600	700	700	2 000
30	30	30	30	30	100	250	300	600	400	700	800	800	2 500
	40	40	40	40	125	300	350		450	800	1 000	1 000	
	50	50	50	50	150	350	400		500	900	1 200	1 200	
		70	70	70	175	400	500		600	1 000		1 600	
			90	90	200				700			2 000	
			100	100	225				800				
				125									
				150									

IV.- NORMAS O CARACTERISTICAS QUE DEBEN CUMPLIR LOS INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS (ITMG)

Un interruptor termomagnético debe ser capaz de -- soportar en servicio continuo su corriente nominal a una --

temperatura ambiente de 30°C a 40°C sin que se dispare automáticamente y sin que las temperaturas en sus diferentes partes exceda los valores especificados.

Los interruptores con disparo magnético ajustable deben abrir automáticamente con sobrecorriente a frecuencia nominal, dentro de $\pm 10\%$ del ajuste alto y dentro del $\pm 25\%$ del ajuste bajo de los valores especificados de corriente de disparo instantáneo e igualmente para los compensados en temperatura.

En lo que respecta a los tiempos nominales de disparo en función de porcentaje de sobrecarga se da en la tabla V-1.

TABLA V-1 TIEMPOS MAXIMOS DE DISPARO

Corriente nominal	200 % Inom. min	135 % Inom. min
0 - 30	2	60
31 - 50	4	60
51 - 100	6	120
101 - 225	8	120
226 - 400	10	120
401 - 600	12	120
601 - 800	14	120
801 - 1000	16	120
1 001 - 1200	18	120
1 201 - 1600	20	120
1 601 - 2000	22	120
2 001 - adelante	24	120

Características Dieléctricas

El interruptor debe soportar la aplicación de una tensión alterna del 1 000 volts 60 Hz más dos veces su tensión nominal aplicada continuamente durante un min. y sin que se presenten descargas disruptivas o durante un seg. el 120 % de la anterior.

Los materiales usados en su construcción cuando se sujetan a las temperaturas alcanzadas en operación normal no deben dañarse. Se deben considerar como dañados si al realizar las pruebas de elevación de temperatura con corriente nominal, se superan las temperaturas especificadas y la máxima permitida en cualquier terminal o zapata del in

terruptor no deberá exceder de 50°C.

El mecanismo de operación debe tener características de disparo libre es decir que posea la habilidad de o - para permitir que prevalezca la operación automática de - - apertura sobre la operación de cierre.

Cuando se tiene como accesorio un dispositivo de disparo en derivación el cual al ser energizado dispara al interruptor, este debe tener un contacto auxiliar normalmente abierto (tipo a) conectado en serie con su bobina, cuya energía puede ser obtenida del circuito principal o de otro independiente. Como excepción a este arreglo del contacto a y la bobina se tiene cuando la tensión de operación para la bobina se tome del lado de carga del interruptor o cuando la bobina de disparo es para trabajo continuo.

Las tensiones para la bobina del contacto auxiliar son:

D.D : 48,125 y 250 volts

C.A. : 110,120 y 240 volts.

Teniendose que la tensión mínima de disparo deberá ser el 75 % de la tensión nominal de la bobina de disparo tanto para las de C.D como para las de C.A.

V.- PRUEBAS A LAS QUE SE LES SOMETE A LOS INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS.

Las pruebas de diseño a las que son sometidas los ITMG son:

- 1).- Pruebas dieléctrica.
- 2).- Prueba de calibración.
- 3).- Funcionamiento en sobrecarga.
- 4).- Prueba de vida.
- 5).- Prueba de capacidad interruptiva nominal.

1.- PRUEBA DIELECTRICA

Esta prueba tiene como finalidad demostrar la capacidad dieléctrica del ITMG entre sus partes eléctricas -- con lo cual se debe de tener un adecuado espaciamento eléctrico y dieléctrico; consiste en incrementar la tensión desde cero hasta el valor de cien volts durante 60 seg y sin que se presenten descargas disrruptivas.

Los puntos de aplicación de la tensión de prueba serán:

a).- Entre terminales de línea y carga con el interruptor en las posiciones de abierto y cerrada.

b).- Entre terminales de polaridad opuesta con el interruptor cerrado.

c).- Entre partes vivas y el gabinete externo.

Este incremento debe ser lo más rápidamente posible pero que se puedan registrar sus lecturas en el voltmetro.

2.- PRUEBA DE CALIBRACION

Como su nombre lo indica en esta prueba se ratifican y corrigen los tiempos de disparo de los elementos térmicos del ITMG tomando como temperatura de referencia 40°C.

Cada polo debe probarse separadamente para registrar el tiempo en que dispara automáticamente con una corriente del 200 % de su I nom. y si el interruptor es del tipo compensado las pruebas deben efectuarse dentro de esa gama de temperatura.

Una vez estabilizado el interruptor a 40°C se debe probar con todos sus polos conduciendo simultáneamente una corriente igual al 135 % de su corriente nominal y registrarse el tiempo en que se dispara automáticamente.

3.- PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO EN SOBRECARGA

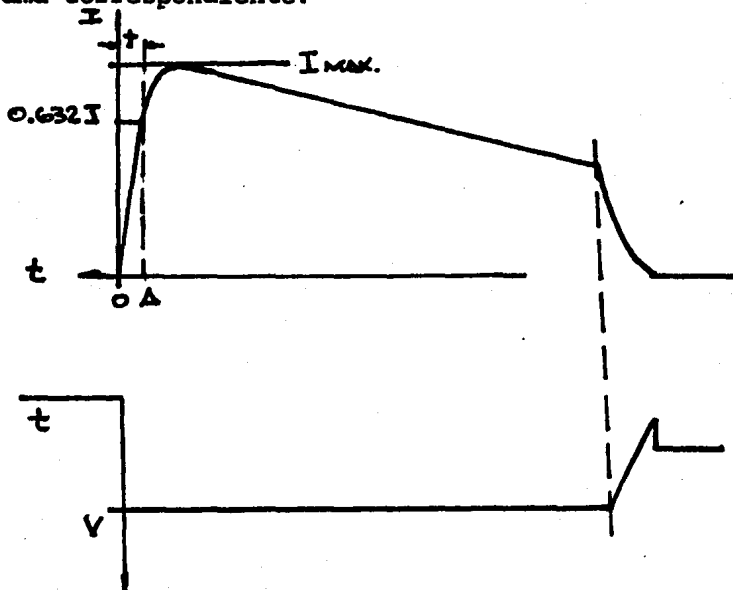
Esta prueba consiste en aplicar el 600 % de la corriente nominal o más de 150 Amps y operar simultáneamente el ITMG un número dado de ciclos de cierre-apertura como se muestra a continuación; los cuales pueden darse en grupos - de 5 operaciones con un máximo de 15 min. entre cada grupo- y para ITMG con Inom de más de 100 Amps los 50 ciclos pueden efectuarse manualmente.

I nom. Amps	# de ciclos cierre-apertura	# de operaciones	
		manual	automat.

15 -800	50	35	15
801 - 1 600	50	50	--
1 601 - 2 500	25	25	--

El interruptor designado para uso en C.A. debe -- probarse en esta y a frecuencia nominal con una carga inductiva y factor de potencia entre 0.45 y 0.5. Para interruptores con C.I de 1 000 Amps o menos para uso en C.D deberá probarse en un circuito que proporcione una constante de -- tiempo de 0.003 seg.

El valor de la constante de tiempo esta dada por la abscisa OA que corresponde a la ordenada 0.632 I del oscilograma correspondiente.



4.- PRUEBA DE VIDA

Esta prueba de diseño, nos indica en forma aproximada la vida útil del diseño en función del número de operaciones con I nom, que se estima proporcionarán los ITMGS cuyo proceso de fabricación sea igual al que se prueba.

El ITMG se debe operar de manera que cierre y abra un circuito con una corriente igual a su valor nominal, y tensión a frecuencia nominales y un factor de potencia de 0.75 a 0.8 atrazado o carga resistiva en caso de C.D.

TABLA V-2.- NUMERO DE CICLOS DE OPERACION

Tamaño de marco Amps	ciclos de operación Por min	NUMERO DE CICLOS DE OPERACION		total
		con "I"*	sin "I"*	
100	6	6 000	4 000	10 000
150	5	4 000	4 000	8 000
225	4	4 000	4 000	8 000
400	4	1 000	5 000	6 000
500	4	1 000	5 000	6 000
600	1	1 000	5 000	6 000
800	1	500	3 000	3 500
1 000	1	500	2 000	2 500
1 200	1	500	2 000	2 500
1 000	1	500	2 000	2 500
2 000	1	500	2 000	2 500
2 500	1/2	500	2 000	2 500

* I: Corriente.

A continuación se opera el interruptor sin carga el número de veces indicado. Para interruptores de más de 800 Amps nominales esta prueba a criterio del fabricante -- puede realizarse en grupos de 100 operaciones con carga y las de sin carga en forma alternada entre grupos de operaciones con carga.

Cuando se requieren pruebas para muestras de 100-Amps nominales o menos a 250 volts el número de operaciones es el mismo que para el de 100 Amps.

5.- PRUEBA DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA (C.I.)

Esta prueba debe efectuarse en 2 maneras cada una para un determinado rango de tamaño de marco de los ITMGS y son:

a.- Prueba de capacidad interruptiva con corriente "limitada" disponible.

Esta prueba de diseño es aplicada a ITMG con tamaño de marco de hasta 2 500 Amps máximo en sus modalidades - de 2 y 3 polos y de 1 hasta 800 Amps máximo.

b.- Prueba de capacidad interruptiva con corriente "alta" disponible.

Esta prueba es aplicable a muestras representativas de cada tamaño de marco, cuando se desea determinar su C.I, para la que está diseñado y el cual se pretende que tiene - una designación de marco mayor de 2 500 Amps.

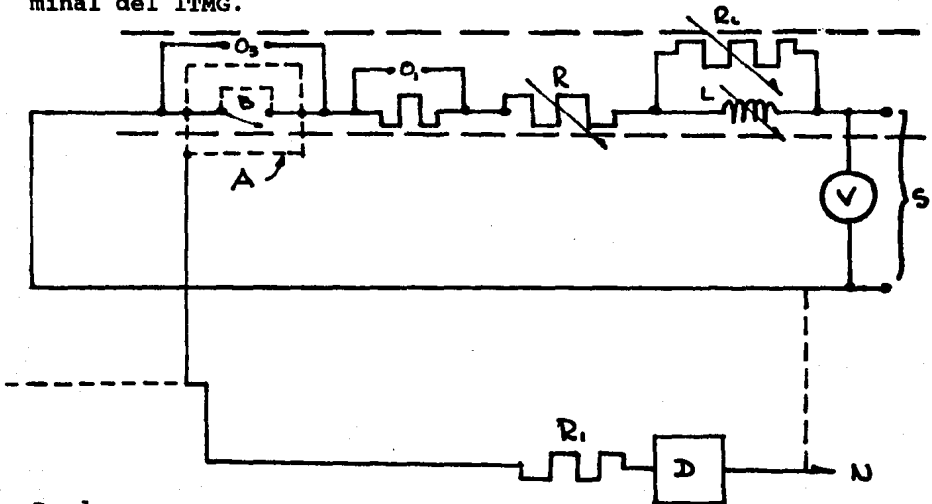
FORMA DE EFECTUAR LA PRUEBA DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA.

Para efectuar esta prueba se requiere de una fuente de alimentación, cuya capacidad en conjunto con una impedancia limitadora del circuito de prueba, nos permitan obtener los valores de corriente "limitada" de amperes simétricos que a continuación se muestran.

TAMAÑO DEL MARCO	1 POLO		2 POLOS		3 POLOS	
	Indivi.	simult.	Indivi.	simult.	indivi.	simult.

100 Amps 250 volts	5 000	5 000	5 000	4 330	5 000
100 Amps 251-600 volts	10 000	10 000	10 000	8 660	10 000
101-800 Amps cualquier Vn.	10 000	10 000	10 000	8 660	10 000
1 200-1 200 Amps		14 000	14 000	12 120	14 000
1 200-1 600 Amps		14 000	20 000	14 000	20 000
1 601-2 000 "		14 000	25 000	14 000	25 000
2 001-2 500		20 000	30 000	20 000	30 000

La tensión del circuito de alimentación mostrado - no debe ser menor de 100 ni mayor del 105 % de la tensión nominal del ITMG.



Donde:

- | | |
|-----------------------------|---|
| S : Fuente de alimentación | O ₁ : Elemento registrador de am--péres |
| R : Resistencia variable | O ₃ : Elemento registrador de volts |
| A : Interruptor bajo prueba | D : Dispositivo de protección de corriente de falla |
| B : Conexión de calibración | R ₁ : Resistencia limitadora de I. |
| V : Vóltmetro oscilográfico | |

* Este circuito es usado para interruptores monopola-res, en el caso de bi y tripolares, se suceden en cada lí-nea o fase, los elementos enmarcados en líneas discontinuas,-siendo opcional el uso de varios vóltmetros y de un elemen-to-registrador de tensión entre líneas. Para estos últimos cir-cuitos de prueba además del mostrado.

Los transitorios del circuito deben ser tales que -cumplan las siguientes condiciones:

- 1).- Dentro de los 3 primeros ciclos (1/20 de seg)-del corto circuito, la componente simétrica de la corriente,-no debe ser menor del 90 % de la corriente al final del pri-mer medio ciclo.

2).- La componente alterna simétrica de corriente, en el momento en el cual el dispositivo interrumpe el circuito de prueba debe ser por lo menos del 100 % de la capacidad interruptiva nominal para la cual el interruptor esta siendo probado.

Para pruebas con C.A el factor de potencia del circuito de prueba con la corriente adecuada debe ser como a -- continuación se indica:

Amps del circuito de prueba	F.P	El factor de potencia debe calcularse en el instante que ha transcurrido 1/2 ciclo después de ocurrir el corto circuito (sobre la base de onda de referencia de 60 Hz).
10 000 o menos	0.45-0.50	
10 000 - 20 000	0.25 - 0.30	
más de 20 000	0.15 - 0.20	

Cuando se hacen pruebas con C.D, rectificada de -- C.A, la constante de tiempo debe tomarse al 0.632 del valor máximo de la corriente, y no debe ser menor que los siguientes valores.

C. I nom	cte mínima (seg)	La tensión de recuperación debe ser por lo menos igual a la tensión nominal del interruptor.
Hasta 10 000	0.003	
más de 10 000	0.008	

Cuando el interruptor se monte en el gabinete de -- pruebas las paredes internas deben cubrirse con triple tela, de tal forma que se tenga una distancia de 13 mm respecto a las aristas frontal y posterior. Esta tela se fija en cualquier posición usando cinta adhesiva de 19 mm aplicada a lo largo de las aristas verticales de la misma.

Además se debe colocar un cojin de algodón de por lo menos 13 mm con una longitud y ancho de 4 veces la abertura de la manija y no menos de 76 mm en ambas dimensiones, de biendo centrarse y colocarse a no más de 13 mm frente al extremo de la manija del ITMG sujeto o soportado sobre una superficie sólida o malla de alambre de 13 mm con el fin de de tectar arcos, descargas, flamas o metal fundido durante la -- operación del ITMG durante su prueba.

El ITMG debe sujetarse a un número y tipo de operaciones de las cuales se hace mención.

a).- Operación "A".- Representa un disparo automático del ITMG.

b).- Operación "CA" Representa el cierre del ITMG-seguido de un disparo automático en condiciones de sobrecarga.

Para tensiones nominales de 125/250 volts C.A y para 250 volts C.D es igual al de 240 volts C.A.

TABLA V-3

# de polos	Tamaño de marco	volts nom. C.A.	OPERACIONES						total
			/por polo /		simul /				
			A	CA	A	A	CA	A	
1	cualquiera	120,240,480 o 600	a	a	-	-	-	-	3
1	"	120/240 (en parejas)	-	-	b	b	b	b	3
2	"	240,480 o 600	e	e	-	d	-	-	5
2	"	120/240	-	-	-	c	c	c	3
2	0 - 1 200	277/480	i	i	-	c	-	-	5
2	cualquiera	10 - 30	e	e	-	h	-	-	5
3	0 - 1 200	240,480 o 600	g	g	-	f	-	-	7
3	mayor de 1 200	240,480 o 600	g	g	-	f	f	-	8
3	cualquiera	120/240	-	-	-	i	i	i	3
3	0 - 1 200	277/480	k	k	-	i	-	-	7
3	mayor de 1 200	277/480	k	k	-	i	i	-	8

SEXTA SECCION APARTADOS.

I) **INTRODUCCION:** El hecho de que falle una subestación, debido a la carencia de su mantenimiento sera de resultados en costos, para la compañía por el tiempo muerto provocado por el paro y de unica responsabilidad de la sección de Ingeniería de mantenimiento de la planta. Por este motivo en los parrafos siguientes se tratara de abarcar los detalles y partes que deben ser atendidos durante las revisiones de mantenimiento. Estos aspectos en su mayoría son las partes de cuidado pero de caracter mecánico-que trabajan en una subestación esto se debe a que el mantenimiento en lo que se refiere a la parte electrica no es otra cosa que el mantenimiento mecanico de los componentes mecánicos de los mecanismos de control, como son los transformadores, condensadores, pararrayos, reguladores de -- voltaje etc.

MANTENIMIENTO DE LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL

DISYUNTORES DE CIRCUITO: En estos dispositivos se recomienda*practicar dos inspecciones al año aunque la frecuencia necesaria de las revisiones dependerá del tipo de la instalación, intensidad de la carga, condiciones del ambiente, etc.

Es indispensable practicar una inspección detallada cada vez que el aparato se haya disparado a consecuencia de una fuerte corriente de corto circuito. Además, si un disyuntor tiene que permanecer abierto o cerrado por mucho tiempo por algún motivo especial, debe abrirsele y cerrárcele varias veces a intervalos periódicos, para asegurarse de que conserva sus actitudes correctas de operación.

Es recomendable antes de iniciar una inspección de mantenimiento de cualquier índole o de practicar un - - ajuste cualquiera de los disyuntores de los circuitos de - suministro de fuerza, hay que tener la plena seguridad de que todas las líneas que alimentan a esos circuitos estén desconectadas en su totalidad, tanto de las barras distribuidoras como de las líneas principales. Es necesario comprobar que la conexión a tierra del armazón, esté intacta y bien unida a una tierra confiable.

Elementos importantes como: El aceite, los bujes, partes aislantes internas, contactos, mecanismos de los disyuntores y mecanismos de operación se revisaran cada seis meses, recalcando que la frecuencia de su mantenimiento dependera de los factores de operación y servicio.

ACEITE: Si el aceite tiene señales de impurezas o humedad, tiene que ser filtrado y sometido a prueba. Si su resistencia dieléctrica arroja un valor de menos de -- 22,000 volts de la medición de la prueba que se hace entre discos de 1 plg (25.4 mm) con una separación de 0.1 plg -- (2.5 mm.) tiene que filtrarse. Un aceite nuevo no debe ser menor de 25,000 volts y su cantidad debe ser conservada a nivel adecuado.

BUJES: Limpiece la superficie exterior con tetracloruro de carbono si la superficie que es brillante del buje esta opaca, picada, o si hay duda sobre su condición operativa, tendrá que ejecutarse una prueba de factor de potencia. Compruebese que las vibraciones producidas por la operación del disyuntor no hayan originado que los bujes -- cambiaran de posición.

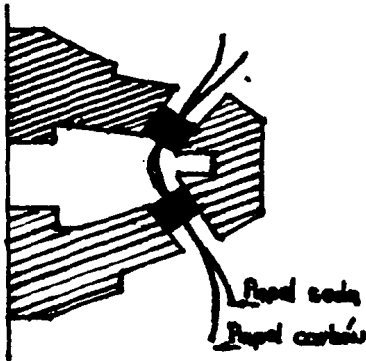
PARTES AISLANTES INTERNAS: Una vez que el aceite esta fuera las partes internas tienen que limpiarse perfectamente.

En los interruptores con un disparo magnético las piezas aislantes tienen que mantenerse limpias y secas. Si se llega a observar condensación de humedad deben instalarse calentadores en el local, los aisladores de porcelana -- en las líneas aereas, situados atras del desviador de rayos tienen que limpiarse para darse cuenta si no han sufrido de terioro mecanico.

CONTACTOS: Los contactos que tengan superficies con picaduras o quemaduras deberan ser remplazados, pero -- aquellos que tengan la superficie áspera se asentaran con una lima.

Todos los contactos de arco, ya sean de tope 6 -- de clavija, tienen que renovarse antes que sean afectados -- los contactos principales, como concecuencia de la acción -- frotante de los contactos de clavija, éstos requieren mas -- cuidado de ajuste que los de tope estos últimos en los inte

ruptores de alto voltaje tienen que desempeñar una doble-función, o sea, el corte del arco y la conducción de corriente. Estos contactos trabajan a base de presiones altas y, por lo mismo, es necesario asentar sus superficies. Los contactos principales requieren poca atención, excepto las revisiones habituales de su alineamiento y para conservar la tersura de sus superficies los contactos de arco tienen que sustituirse tan pronto como se vean picaduras o señales de flameo en su superficie.



En la figura VI-1 se muestra la manera de verificar la presión de contacto, si la impresión muestra un mínimo de 75 % de contacto

es una proporción satisfactoria, si la impresión es menor de un 75% es necesario hacer el ajuste.

MECANISMO DE LOS DISYUNTORES: En estos mecanismos todos los puntos de apoyo (chumaceras), deben ser lubricados y verificar que rondanas de presión placas de tope, tuercas y elementos similares estén bien apretados.

MECANISMOS DE OPERACION: Para resumir a continuación detallaremos los más relevante que debe buscarse en las revisiones de los mecanismos de operación de los disyuntores de los circuitos: Sobre calentamiento, fallas en el mecanismo de disparo, fallas en el cierre aceite insuficiente, fallas del aislamiento, presión del aire para aquellos sistemas que trabajan neumáticamente, relevador de cierre para tener la seguridad de un buen contacto.

DISYUNTORES DE CIRCUITO EN AIRE: Las inspecciones deben practicarse, forzosamente, después que se haya producido un fuerte corto circuito y deben hacerse inspecciones frecuentes si la unidad esta situada en algun local polvoso, con ambiente contaminado por vapores de grasas o aceite. Las siguientes revisiones deben ser cada año., -- dispositivo del disparo y disparador, corriente de carga, interruptor de control, accesorios.

DISPOSITIVO DE DISPARO Y DISPARADOR: Es recomendable que las piezas se muevan libremente y que la armadura de cada uno de los dispositivos de disparo contra corriente tenga la carrera suficiente para asegurar el rápido movimiento del gatillo que provoca el disparo de desconexión.

CORRIENTE DE CARGA: Hay que asegurarse de que la corriente de la carga aplicada no exceda del amperaje nominal del disyuntor y que las partes de éste que conducen corriente no alcansen un calentamiento excesivo.

INTERRUPTOR DE CONTROL: Revisense el interruptor de control y el revelador auxiliar, asegurandose de que funcionan debidamente, remplazando los focos quemados de las luces indicadoras.

ACCESORIOS: Si los dispositivos de protección trabajan con amortiguadores de aceite para retardar la actuación del aparato, se debe conservar el estado de limpieza de los citados amortiguadores.

RELEVADORES EN LOS DISPOSITIVOS DE DISTRIBUCION: El mantenimiento de los relevadores es muy importante debido a su función de protección de los equipos dependientes de los circuitos en los que operan y una falla de ellos -- significa la falla de los dispositivos de protección la revisión de estos relevadores debe ser cuando menos una vez al año esta revisión debe incluir lo siguiente, contactos, dispositivos de tiempo prueba de calibración, prueba de disparo.

CONTACTOS: Por lo regular los contactos de estos dispositivos son de plata por lo tanto usese una herramienta flexible para pulir, las navajas y la lija de papel no se recomienda por que provocan rayones que facilitan la formación de arcos y generalmente quedan pequeñas partículas de abrasivo que impiden el cierre correcto.

PARTES MOVILES: Si los movimientos dan la impresión de lentitud o se atrancan desarmense la chumacera y -- revisese la joya que sirve de cojinete normalmente estas partes no requieren lubricación.

DISPOSITIVOS DE TIEMPO: Los dispositivos de con

trol con limite de tiempo deben probarse con el correspondiente relevador de operación con una sobre corriente simulada (u otra clase de falla para la que haya sido diseñado el relevador contra la cual debe proporcionar protección). Si se emplean amortiguadores de película o de depósito de aceite, véase que el aceite se conserva limpio, sin grumos, y a la altura del nivel prescrito.

PRUEBA DE CALIBRACION: Todas las unidades relevadoras deben ser inspeccionadas verificando su corriente, su potencial, la fuerza desarrollada al conectar y al disparar para el corte y en los puntos intermedios.

PRUEBA DE DISPARO: El relevador tiene que ser operado con corriente para saber si el disyuntor del circuito funciona por la acción del primero. Este procedimiento es una prueba, tanto como para el relevador como para el mecanismo del interruptor del circuito.

EQUIPO DE CONTROL Y DISTRIBUCION.

El siguiente equipo debe inspeccionarse por lo menos cada año.

Tablero de control y caja del mismo, medidores e instrumentos, interruptores de control y conmutadores para los instrumentos, barras colectoras y barras de consición, transformadores para instrumentos, prueba dielectrica. **TABLERO DE CONTROL CAJA DEL MISMO:** Los tableros de control y de distribución encerrados en caja metálica tienen que abrirse para practicar la limpieza, que se ejecutara por medio de una aspiradora con una boquilla aislante.

MEDIDORES E INSTRUMENTOS: Estos elementos deben inspeccionarse para verificar que estén en buenas condiciones, que estén registrando correctamente los valores de las unidades que tienen que medir, que no tengan vidrios o cristales rotos ni cajas deterioradas.

Si el cuerpo de mantenimiento carece del equipo necesario para ejecutar los trabajos de reparación procedentes, deberá llamarse a un especialista.

INTERRUPTORES DE CONTROL Y CONMUTADORES PARA LOS-INSTRUMENTOS: Cuando el equipo controlado por algún interruptor es operado con escasa frecuencia, entre los procedimientos de revisión debe intercalarse también el accionamiento del dispositivo de control.

BARRAS COLECTORAS Y BARRAS DE CONEXION: Si todas las conexiones se encuentran en perfecto estado, se harán notar probablemente un aumento de carga en el tiempo transcurrido entre la última inspección y la presente, el sobrecalentamiento consiguiente se puede contrarrestar reforzando las barras o transfiriendo parte de la carga a una barra que tenga una carga menor de la que pueda soportar.

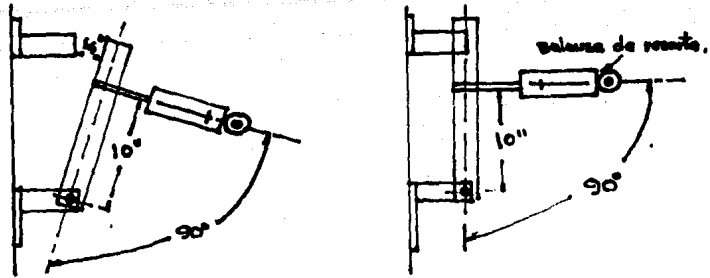
TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS: Hay que asegurarse del buen estado de las conexiones de los circuitos -- primario secundario, las que conducen a tierra (del armazón y del núcleo secundario), así como de los fusibles del potencial del transformador.

Es recomendable revisar también cada año y con -- mas frecuencia si las circunstancias lo exigen: interruptores de cuchillas, fusibles de alta tensión, interruptores -- de separación.

En esta tarea el tomar las precauciones extremas -- garantizan una seguridad contra accidentes, debe recordarse que no se debe abrir ni cerrar ningún interruptor de separación si el circuito no está abierto en algún otro sitio.

Los contactos de los interruptores de cuchilla se verifican mediante calibradores de laminillas de 0.051 mm., la laminilla de este calibre no debe poderse introducir entre los contactos. La mayoría de los interruptores modernos esta dotada de contactos de plata que tienen que limpiarse frotandolos.

No deben emplearse abrasivos, ya que con estos -- los contactos se vuelven defectuosos, verifiquese la presión de los contactos vease la figura VI-2 así como la Tabla VI-3.



Para revisar la fuerza del tirón necesaria para mover las navajas, si actúa uniformemente la fricción del gozne.

Para revisar la fuerza del tirón necesaria para abrir las navajas estando estas en su posición de completamente cerradas.

La Figura VI-2 indica la manera de probar el ajuste de las navajas de contacto de gozne, mostrando la forma de aplicar una balanza de resorte para la prueba.

Amparaje nominal	Solamente para el gozne en todos los voltajes	Interruptor completo, voltaje nominal en kv				
		5	7.5	15	23	34.5
200	2-3	9-11				
400	3-4	13-17	13-17	18-22	23-27	27-33
600	4-5	18-22	18-22	23-27	27-23	32-38
1.200	6-8	32-38	32-38	41-49	50-60	59-71
2.000	6-8	45-55	45-55	59-71	59-71	86-104
3.000	8-10	50-60	63-77	63-77	77-93	90-110
4.000	8-10	54-66	68-82	68-82	81-99	95-115
6.000	9-11	50-71	72-88	72-88	86-104	99-121

Tabla VI-3 tirón expresado en libras que se requiere para abrir los interruptores.

INTERRUPTORES OPERADOS EN GRUPO: Inspeccionar -

los ajustes del mecanismo, los varillajes de accionamiento y las flechas interfaces, para tener la seguridad de que todos los polos del interruptor trabajan simultaneamente y -- que todas las navajas penetran en su totalidad en el contacto de pinza formando un cuadro de unión.

MANTENIMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES

Se recomienda que en cada turno se revisen los siguientes aparatos para todos los transformadores en general: Indicadores de nivel de aceite indicadores de temperaturas del ambiente, del aceite y de los embobinados, carga, voltaje.

Cada tres meses los relevadores, y el voltaje cada seis meses, equipo de protección contra sobre voltaje, - conexiones y resistencia a tierra.

Los indicadores del nivel del aceite y los que -- marcan las temperaturas deben ser vigilados para tener la - seguridad de que se hallan dentro de los limites tolerables y llevarse para revisiones posteriores un registro de estos datos este registro en el metodo mas apropiado para estar - al tanto del rendimiento y eficiencia del equipo.

La carga debe controlarse por la lectura de los - kilowatts aunque estos datos no son de un valor suficientemente confiable, ya que el sobre calentamiento queda determinado por la corriente y el voltaje de carga y no por el - valor de los kilowatts de entrega (salvo el caso de que el factor de potencia sea 1,00, la lectura de estos valores -- arroja cifras diferentes).

VOLTAJE: Debe revisarse que esten conectadas las derivaciones correctas.

LOS REVELADORES: Como ya se menciona anteriormente en mantener en buen estado estos dispositivos asegura el funcionamiento correcto del equipo en este caso proporciona la protección necesaria a la conexión del transformador.

EQUIPO DE PROTECCION CONTRA SOBRE VOLTAJE: Estos

dispositivos estan destinados a limitar los voltajes de im pulso a valores previstos en las condiciones de diseño y, si no trabajan bien, los transformadores sufriran deterioros.

CONEXIONES Y RESISTENCIA A TIERRA: Es una condi ción esencial, para el buen funcionamiento de los aparta-- rrayos y de los dispositivos de protección, que la resis-- tencia de las lineas de conexión a tierra se mantenga baja.

TRANSFORMADORES DEL TIPO ABIERTO: Revisese cada tres meses; la respiración, condiciones del aceite. Cada-- seis meses debajo de la tapa principal. Cada dos años, -- arriba del núcleo.

LA RESPIRACION: El funcionamiento correcto de - estos transformadores depende en gran parte del paso libre del aire a través de los ventiladores, asegurandose que es tos no tienen obstaculo para el aire. Si la unidad esta - dotada de ventiladores a base de cloruro de calcio, hay -- que procurar que este producto quimico no contraiga hume-- dad.

CONDICIONES DEL ACEITE: Es conveniente practi-- car una prueba dieléctrica de 25 kv. o mayor. Si el valor dieléctrico del aceite ha descendido hasta 20 kv. o cuando-- se advierta la presencia de humedad, es preciso filtrarlo.

DEBAJO DE LA TAPA PRINCIPAL: Revisese si hay -- formaciones de humedad debajo de la tapa principal, en la-- tapa de registro de hombre o en los bujes aislantes del so porte. Revisese el fondo de la unidad para prevenir cual-- quiera acumulación de agua. Las causas principales mas co-- munes que dan origen a la condensación son las juntas con-- fugas, bujes de aislamiento partidos o averiados o respira-- ción restringida.

ARRIBA DEL NUCLEO: Compruevese si no han forma-- do adherencias de aceite descompuesto (o gomoso) y hume-- dad. Si se drena el aceite hasta el punto de descubrir la-- parte superior del núcleo, la revisión para la comproba-- ción de la existencia de adherencias del tipo lodoso es bi en fácil. El agua puede ser localizada tomando muestras de aceite en el fondo.

TRANSFORMADORES CON AISLAMIENTO ASKAREL

Se revisarán cada tres meses: diafragma de alivio, absorvedores de gas (si los tiene) de seis a doce meses se -- revisaran: condiciones de líquido askarel y tanques, cada -- cinco años debajo de la tapa.

DIAFRAGMA DE ALIVIO: Revisese si tiene rupturas, -- reemplazando cualquier pieza rota.

ABSORVEDORES DE GAS: Vease si no hay señales de -- humedad o de material pastificado en los depositos, si se -- presenta una de estas condiciones, reemplazar el compuesto -- contaminado por líquido nuevo.

CONDICIONES DE LIQUIDO ASKAREL: Si las pruebas -- que se ejecuten arrojan valores inferiores a los 25 kv. de -- la capacidad aislante, es preciso emplear un filtro prensa -- para restablecer la resistencia dieléctrica a treinta kilo-- volts. o a un valor mayor.

TANQUES: Deben sujetarse a una prueba por espacio de unas doce horas a una presión interna de 0.35 kg/cm^2 . gas más arriba del nivel del askarel pueden localizarse aplicando jabonadura a todas las juntas y, de encontrarse alguna fuga, se tendra que probar la resistencia dielectrica del askarel, al hacer las pruebas de presión compruébese también la hermetisidad de los diafragmas.

TRANSFORMADORES DEL TIPO SECO

Inspeccionar en cada turno: ventiladores, cada -- tres meses: nucleo y bobina señal de alarma para alta temperatura. Cada doce meses: lubricación de los abanicos y la -- superficie de los contactos.

VENTILADORES: Compruebese su funcionamiento.

NUCLEO Y BOBINAS: Las superficies horizontales -- de los embobinados deben estar completamente limpios si se -- llegara apreciar acumulaciones de polvo apliquesele un sople teado con aire seco comprimido con una presión aproximada de 3.52 kg/cm^2 .

SEÑAL DE ALARMA PARA ALTA TEMPERATURA: La manecilla del dispositivo de alarma puede moverse sobre el límite máximo para asegurarse de que funciona la citada alarma, regresando dicha manecilla a su lugar según la temperatura de trabajo.

LUBRICACION DE LOS ABANICOS: El aceite o grasa - que se apliquen a los abanicos debe ser recomendado por el manual del constructor del transformador.

LA SUPERFICIE DE LOS CONTACTOS: Es necesario asegurarse de que las terminales de interconexión en el tablero estén perfectamente limpia, si se llegara a ejecutar cambios en los ajustes de relación, estos dispositivos tienen que operarse repetidas veces a lo largo de su nueva posición con el fin de acentar las piezas para formar un buen contacto.

EQUIPO CON SELLO DE GAS.

En cada turno las revisiones serán: presión del gas, cada seis meses, contenido de oxígeno, cada tres meses, Válvula de alivio de presión.

PRESION DEL GAS: Esta variará de un máximo de -- 0.2, 0.35 o 0.52 kg/cm². hasta un mínimo de 0.035 kg/cm². - Cualquier pérdida de presión indica la existencia de fugas. Téngase también cuidado de que el ajuste del regulador de gas esté correctamente graduado para evitar presiones altas a bajas temperaturas.

CONTENIDO DE OXIGENO: Este elemento no debe rebasar una proporción mayor del 5% en el nitrógeno (es necesario efectuar pruebas frecuentes durante el primer mes de -- operación).

VALVULA DE ALIVIO DE PRESION: Su funcionamiento se puede comprobar si se pueden cerrar las válvulas de entrada y salida de la tubería de gas que va al tanque principal abriéndose la válvula de la línea de regulación lenta--

mente y nótese la presión a la que la válvula de alivio empieza a reaccionar (0.21, 0.35, 0.49 kg/cm². Dependiendo del tipo).

INDICACIONES GENERALES.

COMO DEBE LLENARSE UN TRANSFORMADOR: Tómese una muestra del líquido y analícese si el resultado es satisfactorio el llenado debe ser abriendo todos los orificios de ventilación introduciendo el líquido a través de la válvula de dren localizada en el fondo, sin embargo si el transformador esta parcialmente lleno el faltante se introduce por la parte de arriba.

COMO ANALIZAR LOS LIQUIDOS AISLANTES: Es de importancia vital conservar la limpieza y tener un equipo adecuado para muestreo y analisis de los líquidos aislantes. Una prueba dieléctrica combeniente se puede hacer con una muestra de medio litro, los electrodos del recipiente de prueba de una pulgada de diámetro se ajustan con un espasamiento de 0.1 plg.. Llénese el réceptaculo de prueba con el líquido que se va a probar, agitándolo suavemente y luego dejarlo durante unos tres minutos con el fin de que escapen las burbujas de aire que se hayan formado. Después se va aplicando el voltaje en periodos a razón de unos tres Kv. por segundo las descargas momentaneas no son de cuidado siempre que la falla no continúe, es recomendable que por lo menos sean 3 muestras del líquido las que se prueben para obtener un valor promedio.

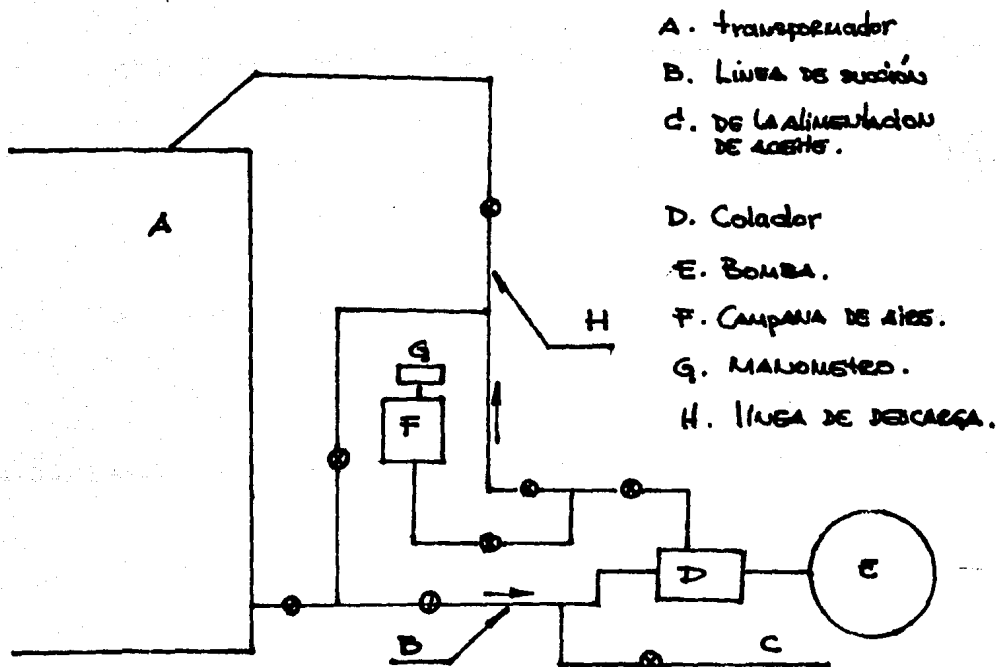
CUANDO DEBEN FILTRARSE LOS LIQUIDOS AISLANTES:

Los aceites que arrojen un valor menos de 22 Kv. deben ser filtrados para alcanzar un valor como mínimo de 25 Kv, en el líquido askarel su resistencia dielectrica no debe ser de 30 Kv.

COMO DEBE FILTRARSE EL ACEITE: El aceite puede ser carse efectivamente por medio de un prensa filtro siempre que el papel filtrante haya sido secado antes en forma efectiva y llevado a la prensa de tal manera que no se rehúmedezca y reemplazandolo tan pronto como su efectividad quede anulada. El papel filtrante puede recuperarse secandolo en un horno una temperatura de 100°C. durante unas seis o doce

horas. Al armar los marcos de las placas del filtro prensa se deben colocar tres hojas de papel filtrante entre cada una de las placas y el marco adyacente. Los agujeros del papel deben corresponder exactamente con los de las placas, después de la cual se cierra el filtro mediante un tornillo de apriete. Todas estas conexiones se detallan en el esquema VI-4 donde se puede ver la manera de llenar y filtrar el aceite o líquido aislante.

COMO FILTRAR EL LIQUIDO ASKAREL: El askarel rara vez suele ser filtrado ya que los tanques están hermeticamente cerrados, si llegara a filtrarse este líquido puede hacerse con un filtro prensa siempre y cuando la máquina sea aseada de todos los posibles restos de aceite, en algunos casos se emplea tierra fuller junto con el papel filtrante.



ESQUEMA VI-4

APARTADO.

CONEXION A TIERRA

T. INTRODUCCION: Hoy en día la conexión a tierra -- del equipo eléctrico de cualquier planta industrial, representa un factor de máxima importancia por los siguientes objetivos principales: a) La seguridad personal y del público.

b) Habilitar la conexión a tierra de los neutros de los transformadores y demás equipo.

Las condiciones de seguridad exigen la conexión a tierra de todas las partes metálicas, interruptores, estructuras, pasarelas, secundarios de transformadores, etc. De modo que una persona que toque o se aproxime a cualquier -- parte del equipo no pueda recibir una descarga peligrosa. -- Por otro lado la corriente de falla que circula por el neutro de un transformador puede ser lo suficientemente considerable para causar perturbaciones serias al equipo si no -- esta debidamente conectado a tierra es por esto que en los -- parrafos siguientes se trata de resumir la teoría y métodos de conexión a tierra de una subestación eléctrica.

Cuanto más baja sea la tensión del sistema, más -- baja debe ser la resistencia de la tierra de la estación, -- por ejemplo si sucede una falla a tierra de 500,000 kva. a -- 132 kv. representa una intensidad de 2200 amp, en la conec-- xión de tierra, mientras que la intensidad, a 13.2 kv., se-- ría de 22000 amp. Si la conexión de tierra tiene una resis-- tencia de 0.1 ohm. con respecto a la tierra absoluta, la -- caída de tensión IR . sería de 220 Volts. En el sistema de -- 132 Kv. que es prácticamente despreciable mientras que la -- caída de tensión en el sistema de 13.2 kv. es de 2200 volts, puede causar fuertes disturbios si las líneas de comunica-- ción de la subestación no están aisladas.

MÉTODOS DE CONEXION A TIERRA: Estos métodos de -- conexión a tierra básicamente son cuatro estos son: contac-- to a tierra sólido, contacto a tierra mediante resistencia, contacto a tierra mediante reactancia, contacto a tierra -- con neutralizador de fallas por fugas a tierra.

CONEXION SOLIDA A TIERRA: Esta conexión se efec-- tua del neutro del transformador al polo neutro de cual -- quier sistema, sin ningún dispositivo que contenga impedancia entre neutro tierra es decir la impedancia entre el sis-- tema y tierra es sólo la propia del transformador, la conec-- xión a tierra debe ser lo suficientemente efectiva como pa--

ra producir entre las líneas y tierra una corriente de por lo menos el 25% de la corriente de falla trifásica.

CONEXION A TIERRA A TRAVES DE RESISTENCIAS: Esta conexión se hace a través, de resistencias en uno o más puntos a tierra, con el fin de limitar la magnitud de la corriente de falla a un valor relativamente bajo, pero, sin embargo, de tal manera intensa que sea lo suficiente para eliminar fugas a tierra, la magnitud de la resistencia se elige para que la fuga a tierra se mantenga entre 5% y 20% de la corriente de falla trifásica, pero es también esencial que la corriente de falla a tierra conserve la intensidad suficiente, para el accionamiento de los relevadores.

Las razones para la limitación de corriente de falla a tierra por medio de resistencias se basa en las siguientes consideraciones: a) reducir los efectos que ocasiona el flameo del equipo eléctrico dañado, como por ejemplo, dispositivos de distribución, cable y maquinas rotatorias: b) reducir los esfuerzos mecánicos en los circuitos y aparatos que conducen corriente de fallas: c) disminuir los peligros de choques eléctricos al personal, provocados por corrientes vagabundas o dispersas que provengan de fallas a tierra en su recorrido de retorno: d) reducir la caída momentánea de voltaje en las líneas, que puede ser ocasionada por la súbita presencia de fugas a tierra.

CONEXION A TIERRA A TRAVES DE REACTANCIAS: En este método se intercala un reactor entre el punto o hilo neutro del sistema y la tierra la reactancia adecuada se calcula considerando una corriente de fuga que equivalga por lo menos a 25% de la corriente de falla trifásica. La diferencia entre una conexión a tierra a través de resistencia y una conexión a tierra a través de reactancia esta en que la primera proporciona una intensidad de corriente de fuga a tierra mucho más pequeña que la conexión a tierra a través de reactancia, por lo tanto, la conexión a tierra depende en primer término, por lo que a estos dos métodos consierne, de la magnitud tolerable de la corriente de falla.

CONEXION DE TIERRA A TRAVES DE NEUTRALIZADOR DE FALLAS: Este método no es muy empleado en la industria, su principio se basa en un reactor sintonizable que se conecta entre el polo neutro del sistema y que se sintoniza de, tal-

manera que su reactancia equivale a la capacitancia del sistema con tierra formando un circuito de resonancia en serie, al ocurrir una falla a tierra, las corrientes capacitivas e inductivas se cancelan una a la otra, dejando un componente muy pequeño de corriente de resistencia que fluye por el conductor a tierra.

Basados en la experiencia se han desarrollado métodos confiables de conexión a tierra bien definidos y aplicables a los sistemas industriales que están basados en su voltaje de operación.

SISTEMAS DE BAJO VOLTAJE: Los sistemas con tensión de hasta 600 volts, son conectados a tierra en forma directa, es decir que no se requiere algún dispositivo neutro. La razón para una conexión directa radica en que los dispositivos de protección contra fallas de tierra empleados en estos circuitos son casi siempre del tipo de relevadores de disparo de conexión en serie y se requieren fuertes corrientes de fuga para operarlos. Es también, necesario que la ruta de retorno de la corriente de fuga tenga una resistencia baja.

SISTEMAS DE VOLTAJE MEDIANO: Estos sistemas trabajan entre 2.4 a 15 kv., son conectados generalmente a través de resistencias debido a que en la mayoría de las industrias se desea limitar la corriente de fuga a tierra.

El tamaño de la resistencia para el polo neutro se selecciona de tal modo, que proporcione corriente de intensidad suficiente para accionar los relevadores, y al mismo tiempo, para limitar la magnitud de la corriente a tal grado que los daños que pudieran ocasionarse en el punto de falla queden restringidos.

SISTEMAS DE ALTO VOLTAJE: Son los sistemas que operan arriba de los 15 kv. se conectan directamente a tierra en forma casi universal ya que estos sistemas no son apropiados para interiores de edificios y por lo tanto su conexión a tierra es tratada, de modo diferente al que se aplica para las instalaciones de bajo voltaje.

En las subestaciones se puede generalizar que su instalación se efectúa a través de la barra o cable colector de tierra y este debe ser de tal magnitud que la resis

tencia maxima de la línea a tierra no exceda de 2 ohms. en subestaciones chicas y de 0.5 ohms. en subestaciones grandes. Si la subestación se encuentra al interperie y su -- cerca metálica esta colocada al rededor, esta cerca debe -- ser conectada a tierra. Si la cerca se encuentra en la in mediata cercanía de la subestación y la barra colectora de unión a tierra tiene menos de 1.0 ohm, la cerca puede conec tarse a esta barra a intervalos de 7.63 metros a través de cable con un calibre minimo Núm. 1/0 AWG. si la barra co-- lectora no llegara a tener menos de 1.0 ohm. se instalará-- una serie de varillas de acero cobrizado de 19 mm, de dia-- metro por 3 metros de longitud a lo largo de la cerca y es paciadas a un maximo de 7.63 metros estas varillas se co-- nectaran con la cerca usando cable de cobre del No. 1/0 -- AWG Como mínimo.

Un factor importante para tener optimos resulta-- dos de la conexión a tierra de cualquier sistema es consi-- derar la estructura del suelo, los mejores terrenos para -- la toma de tierra son los humedos y cenagosos, seguidos -- por los arcillosos o margas, la arena y los terrenos areno-- sos son de mayor resistencia y dificultan la obtención de-- tomas de tierra de baja resistencia.

Existen numerosos metodos para medir la resisten-- cia de tierra, todos ellos tienen un campo de aplicación -- limitado entre los más usuales estan:

- a) Métodos de triangulación
- b) Métodos de relación
- c) Métodos de caída de tensión
- d) Método especial de caída de tensión.

Este último supera las limitaciones a los otros-- tres métodos anteriores y se basa en la diferencia de po-- tencial entre el sistema que se prueba y una tierra de re-- ferencia lejana, cuando circula corriente de retorno, por-- el sistema cuya resistencia se desea medir. Este método -- necesita de una adecuada alimentación de corriente alterna, para activar el sistema de tierra sometido a prueba, cuya-- alimentación debe estar cituada a distancia, para que no -- se vea influenciado del sistema de tierras que se mide, --

también requiere un conductor para establecer referencia con una tierra lejana. Para el suministro de energía destinada a esta prueba resultan, adecuadas las líneas de transmisión concurrentes a la central o subestación. Para medir la tensión debe usarse un voltmetro de tubo de vacío con una resistencia de 100,000 ohm. o más con el fin de que indique la caída de tensión total producida por la intensidad que circula por el sistema de tierra, la fig. VI-5 representa el circuito para determinar la resistencia del sistema de tierra por el método especial de caída de tensión. El transformador que alimenta la prueba está situado en el extremo de la línea de transmisión, pero podría estar situado en la misma estación si se desea. Los resultados serán más exactos cuanto más alejada esté la toma de tierra de referencia de la toma que se prueba y de todos los conductores metálicos aéreos y subterráneos conectados al sistema de tierra que se mide.

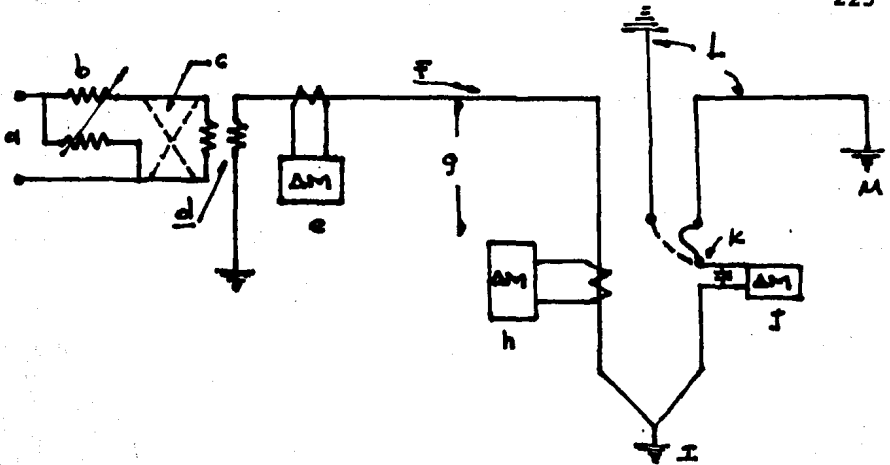
NORMAS PARA LA CONEXION A TIERRA DE UNA SUBESTACION SEGUN EL REGLAMENTO DE OBRAS E INSTACIONES ELECTRICAS.

INTRODUCCION: Los siguientes párrafos recopilan las recomendaciones y reglas más utilizadas por una subestación en su conexión a tierra, mencionando también las características del aislamiento y colocación del conductor a tierra.

En la sección de circuitos y sistemas dentro del artículo nueve del reglamento de obras e instalaciones eléctricas los párrafos de interés son:

SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA: Los sistemas de corriente alterna que abastezcan a canalizaciones interiores, deberán conectarse a tierra, si se puede hacer de manera que el voltaje a tierra máximo no exceda de 150 volts.

CIRCUITOS DE TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS:-- Los circuitos secundarios de transformadores de corriente y de potencial deberán conectarse tierra, si los bobinados primarios están conectados a circuitos de 300 volts ó más a tierra.



- a) alimentación
 b) regulador de tensión.
 c) conexiones para inversión de polaridad
 d) transformador para suministro de corriente.
 e) amperímetro para mantener constante la intensidad.
 f) Línea de transmisión.
 g) tensión regulada según lo necesario.
 h) amperímetro a leer simultáneamente con el voltímetro
 I) Sistema de tierra que se mide.
 j) Voltímetro de tipo de uaco, alta resistencia, amplia gama de tensiones.
 k) Equipo protector de medición.
 L) Línea telefónica.
 M) tierra lejana de referencia.

Fig. W-5. Circuito para la medición de la resistencia de un sistema de tierra por el método de la caída de tensión.

En lo que se refiere a la ubicación de la conexión a tierra el parrafo importante es:

CONEXIONES A TIERRA PARA SISTEMAS DE CORRIENTE - ALTERNA: Se recomienda que en los sistemas de corriente alterna conectados a tierra que abastezcan canalizaciones interiores, cada servicio individual tenga una conexión a un electrodo de tierra.

La conexión deberá hacerse en el lado de abastecimiento del medio de desconexión no deberá hacerse ninguna conexión a tierra en el lado de la carga del medio de desconexión del servicio, el conductor que debe conectarse a tierra será:

a).- Sistemas monofásicos bifilares: el que corresponda al hilo de tierra del sistema de abastecimiento.

b).- Sistemas monofásicos trifilares: el conductor neutro.

c).- Sistemas polifásicos con un hilo común a todas las fases: el hilo común.

b).- Sistemas polifásicos en los cuales una fase constituye un sistema como el del inciso (b): el conductor neutro de esta fase.

Dentro de los métodos de conexión a tierra los incisos importantes són:

EQUIPO FIJO: Se consideran conectados a tierra las cajas, gabinetes, accesorios y tramos cortos de ductos metálicos o las partes metálicas no portadoras de corriente de equipo fijo, que se conecten eléctricamente a envolturas de cable o ductos metálicos ya conectados a tierra.- De no estar conectados en la forma indicada, podrán conectarse a tierra en alguna de las siguientes maneras:

a).- mediante un conductor que se tienda con los conductores del circuito este conductor puede ser desnudo.

b).- Mediante un conductor separado, instalado como un conductor de conexión a tierra.

c).- por otros medios que autorice la secretaría de Economía.

PARA CANALIZACIONES DE CORRIENTE ALTERNA: La sección del conductor de conexión a tierra para una canalización de corriente alterna, no deberá ser menor que la del calibre indicado en la tabla VI-6, o su equivalente si no es de cobre,

Calibre del Conductor de Servicio más grueso o del equivalente si se usan conductores en paralelo.

Conductor de cobre de conexión a tierra.

Milímetros Cuadrados	AWG. o MCM.	AWG.
33.63 6 menos	2 6 menor	8
42.41 a 53.48	1 6 0	6
67.43 a 85.03	00 a 000	4
107.2 a 177.3	0000 a 350	2
202.7 a 304.0	400 a 600	0
329.4 a 557.4	650 a 1,100	00
Más de 557.4	Más de 1.100	000

PARA DUCTOS INTERIORES Y EQUIPOS: La sección del conductor de conexión a tierra para conduit, cubiertas metálicas de cable y otros ductos de cubiertas metálicas de conductores y equipo, no deberá ser menor que la indicada en la tabla VI-7.

Capacidad o ajuste del Dispositivo de Sobrecorriente del Circuito Derivado (Amps.)	Conductor de Conexión a Tierra		
	Alambre de Cobre A.W.G.	Conduit o tubo común (mm)	Conduit de pared delgada (mm)
Hasta 15	16	13	13
30	14	13	13
40	12	13	13
60	10	13	13
100	8	13	13
200	6	13	25
400	4	20	32
600	2	20	32
800	0	25	50
1,000	00	25	50
1,200	000	25	50

SECCION: PARTES COMPLEMENTARIAS

ILUMINACION

BATERIAS

EXTINGUIDORES.

ILUMINACION

INTRODUCCION: En una subestación, ya sea del tipo abierto ó en un local determinado su iluminación es un factor importante ya que dependiendo de su buen funcionamiento facilitara o complicará las maniobras de mantenimiento, además que representa una medida de seguridad si se tiene en buenas condiciones.

La cantidad del área a iluminarse determina el tipo de luz y los elementos que deben usarse para la iluminación de un local, es por ésto que en esta parte se introducen las generalidades de la teoría para el calculo de las instalaciones de alumbrado así como puntos de vista prácticos para su mantenimiento.

CALCULOS PARA LAS INSTALACIONES DE ALUMBRADO: Basados en la practica existen dos métodos generales que se emplean para determinar la intensidad luminosa: a) el método de lúmenes, b) método de punto por punto o concentración luminosa.

Nos concentraremos en el ejemplo del método de lúmenes por ser el adoptado con más frecuencia para calcular el promedio de la intensidad luminosa, este método se apoya en una serie de 8 ecuaciones que se describen como formulas para el diseño general de instalaciones de alumbrado, tabla VI-8.

FORMULAS PARA EL DISEÑO GENERAL DE INSTALACIONES DE ALUMBRADO.

(Método del cálculo por lúmenes)

Promedio del valor en lm que llega a las superficies de trabajo

$$= \text{Valor inicial total de lm} \times CU \times FM \quad (1)$$

$$= \frac{\text{valor total/inicial de lm} \times CU \times FM}{\text{superficie del cuarto en pies}^2} \quad (2)$$

$$= \frac{\text{Valor inicial total en lm por lámpara} \times CU \times FM}{\text{area por lámpara, en pies}^2} \quad (3)$$

$$= \frac{\text{valor inicial en lm por artefacto luminoso} \times CU \times FM}{\text{area por artefacto luminoso, en pie}^2} \quad (4)$$

$$= \frac{\text{total de watts por pie}^2 \times \text{valor global de lm} \times \text{watt} \times CU}{\times FM \text{ area por tubo o bombilla, en pie}^2} \quad (5)$$

$$= \frac{\text{valor inicial en lm por lampara} \times CU \times FM}{\text{valor del grado de pie-bujías deseado.}} \quad (6)$$

Area por cuarto luminoso, en pie²

$$= \frac{\text{valor inicial en lm} \times \text{lampara} \times \# \text{ de lampara} \times \text{valor luminoso} \times CU \times FM}{\text{valor del grado de pie-bujías deseado.}} \quad (7)$$

total de watts/pie²

$$= \frac{\text{valor del grado de pie-bujías deseado.}}{\text{valor global de lm} \times \text{watt} \times CU \times FM.} \quad (8)$$

CU = coeficiente de utilización

LM = lúmenes por lámpara

FM = factor de mantenimiento.

El promedio de pie-bujías en servicio de la iluminación general se puede estimar, para una área o cuarto-determinado, aun cuando reciba luz de varios tipos de artefactos luminosos, si se aplican los valores que deben ser en la formula. El procedimiento es el siguiente:

a).- Determinar el "Total de lúmenes iniciales por lámpara", multiplicando el número de lúmenes producido por cada lámpara por el total de lámparas instaladas en el área correspondiente (veanse las tablas de promedios de -- rendimiento y duración de las bombillas tipo para aplicaciones de alumbrado industrial, tabla VI - 9 Y la ta--

bla de las relaciones de rendimiento en lúmenes de los tubos fluorescentes, tabla VI-10.

b).- Determinar la superficie del cuarto en pies cuadrados y búsquese el "índice de interiores" en cualquier tabla de índices interiores.

c).- Determinese el coeficiente de utilización (CU) para el tipo de artefactos de iluminación instalados (ó cuya instalación se ha previsto, casi todos los fabricantes suministran su propio CU relativo al artefacto, que producen)

d).- Determinar el factor de mantenimiento (FM) este factor depende del tipo de diseño del artefacto luminoso. En general los valores del FM alcanzan entre el 40% para mantenimiento defectuoso, hasta cerca del 75% para condiciones buenas.

e).- Apliquense los datos obtenidos en la formulados de la tabla de formulas para el diseño, el resultado obtenido será el valor equivalente en "bujias-pies de promedio" que se puede esperar una vez que los artefactos luminosos han sido instalados y han estado en servicio, si en la fórmula se omite el valor del FM, el resultado de la intensidad luminosa correspondera a los pie-bujias del rendimiento "inicial".

FUENTES DE LUZ: Existen tres tipos de fuentes de luz de uso general, que son: las incandescentes, las de mercurio y las fluorescentes. Desde el punto de vista de mantenimiento las quemaduras por billones de horas-lumen según la tabla de promedios de rendimiento, ó el número de de elementos luminosos que haya que reponer para la conservación de determinado rendimiento de iluminación es un factor importante, sin embargo, este factor tiene que ser modificado de acuerdo con otros factores, tales como el empleo de suficientes unidades de alumbrado ó espacios lo suficientemente cerrados entre las mismas, para proporcionar una iluminación adecuada, uniforme y de la intensidad necesaria. La iluminación de una subestación se inclina hacia una calidad más alta de luz libre de reflejos deslumbrantes, con un mínimo de variación en brillantes y de mayor intensidad. Si la subestación esta al intemperie el uso de reflectores se hace eminente tratando de que la re

Tabla VI - 9

PROMEDIOS DE RENDIMIENTO Y DURACION DE LAS BOMBILLAS TIPO PARA
APLICACIONES DE ALUMBRADO INDUSTRIAL

(Datos basados en la quemadura ocurrida en billones de lumen--
horas)

Bombillas incandescentes

Denominación de los focos	Duración asignada hr.	Rendimiento inicial en lúmenes	Rendimiento promedio en lúmenes	Quemaduras por B lm-hr:
200-watt A25	750	3 700	3 500	380
300-watt PS35	1 000	5 650	5 100	196
500-watt PD40*	1 000	14 900	10 200	98
750-watt PS52*	1 000	17 100	15 800	63
1,000-watt PS52*	1 000	23 400	21 300	47
500-watt R52	2 000	7 500	6 900	72
750-watt R52	2 000	12 500	10 000	50

* Filamento de doble enrollamiento montado en sentido axial

Lámparas fluorescentes

Denominación de los focos	Duración* asignada, hr	Rendimiento inicial en lúmenes	Rendimiento + promedio en lúmenes	Quemaduras por B lm-hr:
F40T12/CW	7 500	2 500	2 150	62
F40T12/D.	7 500	2 300	2 000	67
F90T17/CW	7 500	5 150	4 250	31
F90T17/D	7 500	4 800	4 000	33
F48T12/CW/RS (800 ma)	7 500	3 100		
F72T12/CW/RS (800 ma)	7 500	4 800		
F96T12/CW/RS (80 ma)	7 500	7 250	6 150	22
F48R12/CW Línea esbelta	7 500	2 300	2 000	67
F96T12/CW Línea esbelta	7 500	5 050	4 500	30

* para 3 hr de encendido por cada arranque

+ Rendimiento medio aproximado en lúmenes, con vida operativa de 40%.

Bombillas de vapor de mercurio

Denominación de los focos	Duración* asignada. hr	Rendimiento inicial en lúmenes	Rendimiento promedio en en lúmenes	Quemadu- ras por B lm-hr:
H25QA5	6 000 +	11 000	8 900	19
H40OE1	6 000 +	21 000	16 400	9.9
H40OJ1	6 000 +	20 000	15 600	10.7
H40OR1	6 000 +	18 000	14 900	11.2
H40ORC1	6 000 +	20 500	17 000	9.8
H100QA15	6 000	54 000	35 100	4.7
H300QA9	6 000	132 000	103 000	1.6

- * Los valores de duración indicados aquí son promedios logrados en pruebas de unidades con encendido de 5 hr, por arranque, en elementos luminosos industriales adecuados.
- + Indicación de la vida económica de la bombilla, dentro de condiciones normales de servicio.
- + Promedio de quemaduras de bombillas por billones de horas-lúmen (datos calculados).

TABLA VI-10

RELACION DE RENDIMIENTO EN LUMENES DE LOS TUBOS FLUORESCENTES

(Estándar blanco frío = 1.00)

Color del tubo	Factor de multiplicación
De lujo, blanco frío	0.71
De lujo, blanco caliente	0.71
Luz de día	0.93
Blanco suave	0.68
Verde	1.20
Dorado	0.60
Azul o rosado.	0.45
Rojo.	0.06

flección sea mínima es por esto que los gabinetes y las estructuras en lamina esten adecuadamente pintadas recomendandose un color mate.

Para terminar con esta sección nos abocaremos en el mantenimiento del sistema de iluminación y practicamente para una subestación y generalmente en la industria forma parte del programa operativo de mantenimiento siendo -- realmente la única dificultad la renovación de las lamparas y la limpieza de porta lamparas y bombillas, así como verificar las condiciones de la instalación electrica.

BATERIAS

INTRODUCCION: En algunas subestaciones forma -- parte de élla el uso de baterias para abastecer de energía a equipos que no pueden prescindir de corriente directa -- ya sea para uso de iluminación o para maquinas, al igual -- que el factor de iluminación no existe un patrón que recomiende un uso estandar de baterias ya que el número y el -- voltaje de estas depende del voltaje requerido que necesite el acumulador dependiendo de las maquinas y equipo a impulsar. No existe excusa alguna para la compra de un acumulador inadecuado, pues la determinación de la capacidad -- exacta que se necesita es una operación muy simple.

En algunas ocasiones se expresa la capacidad de un acumulador en Watts-hora y en ese caso todo lo que se -- necesita hacer es seleccionar una bateria del voltaje correcto. (el voltaje requerido se especifica en el equipo -- que necesita el acumulador para su impulso) y la capacidad -- en watts-hora igual a un poco más grande al número de horas de trabajo que se haya calculado como tiempo de operación en cada turno, es la capacidad que debe tener la batería que se elija.

Sin embargo la capacidad de los acumuladores es expresada en la mayoría de los casos en Amperes-hora. De cualquier forma, el voltaje está indicado en la placa de -- características del motor o equipo, y todo lo que hay que hacer es dividir el número de watts-hora necesarios entre este voltaje, para obtener el número de amperes-hora que -- exige la ejecución del trabajo, debiendose escoger una batería de amperes-hora un poco mayor de la determinada.

Cuando una batería ha dejado de proporcionar energía es posible recargarla mediante un moto-generador o un equipo rectificador.

Por lo general, un acumulador se carga a un régimen que no produzca gasificación excesiva o que hierve el electrólito, otra guía es que la corriente estara dentro de los límites seguros cuando no produzca un voltaje mayor de 0.4 volts por celda cuando la corriente es mayor que el régimen para final de carga (el régimen para final de carga, se estima es de 4 a 5 amperes por cada 100 amperes-hora de capacidad de régimen).

En la mayoría de los casos, el tiempo disponible para una carga completa se supone que es de 8 horas.

En seguida se enlistan algunas reglas de seguridad para las baterías:

a) mantenga los tapones firmemente colocados en las celdas, excepto al agregar agua o lecturas con el hidrometro.

b) No acerque ningún tipo de flama ni cigarrillos encendidos a los acumuladores. El gas que se forma dentro de los acumuladores (hidrogeno) es altamente explosivo. Este gas permanece dentro de las celdas mucho tiempo despues.

c) No coloque herramientas ni ningún objeto capaz de producir un corto circuito encima del acumulador.

d) no permita que entre mugre, solución limpiadora u otros cuerpos extraños a las celdas.

e) No permita que caiga electrólito en la piel, la ropa u otro material que se pueda dañar. Si se derrama algo de electrólito en la piel, enjuáguese en seguida con agua limpia y lávese con jabón. Se puede usar una solución de bicarbonato (125 gramos por litro de agua) para neutralizar el electrólito que se haya derramado en la ropa y otros objetos: Aplíquese la solución hasta que dejen de aparecer burbujas y enjuague con agua limpia.

EXTINGUIDORES

Los extinguidores más comúnmente usados son los de tetracloruro de carbono ya que no se ven afectados en forma adversa por temperatura entre 60°C. y 40°C. deben colocarse en lugares adecuados para aplicarse a partes vivas es decir que sea rápidamente identificable su ubicación.

CONCLUSIONES

El haber realizado la tesis "Subestaciones Electricas Industriales" desde el punto de vista componentes -- fué con la intension de presentar detalladamente las partes integrantes de las que consta una subestación eléctrica.

Se eligió este tema, puesto que la mayoría de las industrias, cuenta con una subestación receptora de energía eléctrica, para la puesta en marcha y conservación de la -- misma de la maquinaria para su producción.

Al incluir las normas y pruebas; que como se sabe son las bases de diseño, ya que éstas; se deben de cumplir, ya sea al manufacturar o instalar el equipo componente de - una subestación, quisimos contribuir de forma modesta con - estudiantes y profesionistas dedicados en esta área de la - ingeniería, poniendoles al alcance, la información necesaria para tomar iniciativas y decisiones.

Por último con la presentación de dicha tesis quisimos ante todo cumplir con el requisito que exige la U.N.- A.M. para otorgar un título universitario.

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

John R. Reitz, Milford.
Teoría Electromagnética.
Editorial U.T.E.H.A.
México, 1972.

Chester L. Dawes.
Electricidad Industrial.
Editorial Reverte, S.A.
Tomo II (1975).
Barcelona España.

Girberto E. Harper.
Fundamentos de Instalaciones Electricas.
De Mediana y Alta Tensión.
Editorial Limusa.
México 1977.

Harry Mileaf.
Electricidad Cinco.
Editorial Limusa
México 1978.

Haber-Schaim.
Fisica PSSC.
Editorial Reverte (Tomo I,II)
Barcelona España 1975.

G. Enriquez Harper.
Curso de Transformadores y Motores Trifásicos de-
Inducción.
Editorial Limusa.
México 1977.

A LAS SIGUIENTES COMPAÑIAS, POR SU INFORMACION DOCUMENTAL.

C.C.O.N.N.I.E.

Cómite consultivo nacional de normalización
de la industria eléctrica.
Normas y métodos de pruebas
de los componentes de las S.E.I.
Mariano Escobedo 724-4 piso México 5 D.F.

General Electric de Mex, S.A.

Marina Nacional # 365
México 17, D.F.

SELMEC.

Sociedad Electromecánica.
Calzada Vallejo # 904
México 16 D.F.

C.S.

Compañía de Corta Circuitos de SELMEC.

MESA

Manufacturera Electrica S.A.
Arroz 102 México 13 D.F.

C.E.

Construcciones Electricas S.A.
ING. J. Garduño F.
Rodriguez Saro 410
México 12 D.F.