



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN

INSTALACION DE UN TRANSFORMADOR ELECTRICO DE DISTRIBUCION EN LA SUBESTACION DEL AUDITORIO PLUTARCO ELIAS CALLES

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE: INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA PRESENTA: JOSE ANTONIO HERNANDEZ ALCANTARA

ASESOR: ING. VICTOR HUGO LANDA. OROZCO

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEX.

2002

TESIS CON FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.



GOBIERNO NACIONAL
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN
MEXICO

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

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN



DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

**DR. JUAN ANTONIO MONTARAZ CRESPO
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLAN
P R E S E N T E**

**ATN: Q. Ma. del Carmen García Mijares
Jefe del Departamento de Exámenes
Profesionales de la FES Cuautitlán**

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

"Instalación de un Transformador Eléctrico de distribución en la
subestación del Auditorio Plutarco Elías Calles "

que presenta el pasante: José Antonio Hernández Alcántara
con número de cuenta: 8902566-4 para obtener el título de :
Ingeniero Mecánico Electricista

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO.

**ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**

Cuautitlán Izcalli, Méx. a 19 de Octubre de 2001

PRESIDENTE Ing. Ma. De La Luz González Quijano _____

VOCAL Ing. Anselmo Angoa Torres _____

SECRETARIO Ing. Víctor Hugo Landa Orozco _____

PRIMER SUPLENTE Ing. Pedro Guzmán Tinajero _____

SEGUNDO SUPLENTE Ing. Albino Arteaga Escamilla _____

AGRADECIMIENTOS.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, y en una forma especial a la Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán ; Por formar en mí una Conciencia, una Razón ,una Voz y mil Logros.

A mí Familia. A mis padres Daniel Hernández y Norma Alcántara. Un pequeño tributo, para una gran Labor. A mis hermanos, Daniel e Irene : Que a un teniendo diferencias, siempre abunda la ayuda, el entusiasmo y el apoyo, por que todos somos uno.

Al Ing. Víctor Hugo Landa Orozco: Por su paciencia, y por dame la gran oportunidad de laborar con él , gracias Profesor.

Al Dr. José Maria Hernández Marco: Por enseñarme el camino cuando más ciego estaba.

A mi novia Ingrid: Por su cariño y siempre creer en mí, al apoyar una pequeña encomienda, formando una gran obra.

A las personas que me brindaron su gran apoyo: Aldo Rojo y Alfredo Hernández .

***“ Nunca se debe de caminar o mirar abajo mientras se tengan alas...
Con estas alas , nada ni nadie nos quita del cielo ”***

En memoria del Dr. José Antonio Hernández Ugalde.

***“ Tu sabiduría y tu voz me hizo compañía, extrañe tu presencia...
Y ahora se, que puedo mirarte a los ojos”***

INDICE

Introducción.....	1
Capitulo I.	
1.1).- Función del transformador eléctrico.....	2
1.1.2).-Elementos Básicos de Transformador Eléctrico.....	6
1.1.2.1).- El Núcleo.....	6
1.1.2.2).-Arrollamientos.....	8
1.1.2.3).-Enfriamiento.....	10
1.1.3).-Transformador Ideal en Vacío y con Carga.....	11
1.1.3.1.-Relación Entre el Primario y el Secundario del Transformador.....	13
1.2).- Transformador con Carga.....	17
1.2.1).- Comportamiento del Primario – Secundario.....	17
1.2.2).-Circuito equivalente.....	19
1.1.2.1).- Carga Resistiva.....	22
1.1.2.2).- Carga Capacitiva.....	23
1.1.2.3).- Carga Inductiva.....	24
1.2.3).- El Transformador Trifásico.....	27
1.3).- Pérdidas en el Transformador.....	35
1.3.1.- Pérdidas en el Cobre (Devanados).....	36
1.3.2.-Pérdidas en el Núcleo.....	36
1.3.2.1.-Histéresis.....	36
1.3.2.2.- Pérdidas por Corrientes Parásitas.....	37
1.3.2.3.-Pérdidas por Radiación Sonora (Magnetostricción).....	38

Capítulo II.

2.1).-Clasificación de los Transformadores.....	40
2.2).- Elementos.....	44
2.2.1).- Circuito Magnético.....	44
2.2.2).- Circuito Eléctrico.....	45
2.2.3).- Sistema de aislamiento.....	46
2.2.4).- Tanque y accesorios.....	48
2.2.4.1).- Boquillas y Zapatas.....	50
2.2.4.2).- Indicador de Nivel de Aceite.....	51
2.2.4.3).- Termómetro Indicador.....	52
2.2.4.4).- Tanque conservador o cuba.....	53
2.2.4.5).- Cambiadores de Tensión (Taps).....	54
2.2.4.6).- Aceites Dieléctricos para transformadores.....	57
2.2.4.7).- Otros Elementos.....	58
2.3).- Equipos de Instalación.....	60
2.3.1).- Elementos.....	60
2.3.1.1).- Sistema de Pararrayos.....	61
2.3.1.2).- Interruptores de A.T de repulsión.....	63
2.3.1.3).- Interruptores de A.T. sumergidos en aceite.....	63
2.3.1.4).- Fusibles de Alta Tensión.....	64
2.3.2.4).- Fusibles de Baja Tensión.....	66
2.3.3).- Normatividad.....	68

Capítulo III.

3.1).- Instalación de los Transformadores.....	73
3.1.1).- Maniobra y Recepción.....	73

3.2.1).- Pruebas a Transformadores Eléctricos.....	77
3.2.2.1).- Ensayos de Corto Circuito y Circuito abierto.....	77
3.2.2.2).- Pruebas de Polaridad entre los devanados.....	82
3.2.2.3).- Pruebas de Impulso.....	82
3.2.2.4).- Pruebas de Resistencia de Aislamiento.....	85
3.2.2.5).- Pruebas de Dieléctricas del aceite.....	88
3.2.3).- Lugar de Instalación.....	93
3.2.3.1).- La subestación.....	93
3.2.3.2).- Lugar del transformador.....	98

Capítulo IV.

4.1).- La Instalación del transformador.....	100
4.1.1).- Recepción del equipo.....	105
4.1.2).- Pruebas de Aislamiento.....	106
4.1.3).- Llenado y pruebas de aceite.....	106
4.1.4).- Pruebas de tensión.....	107
4.1.5).- Pruebas en funcionamiento.....	108
4.2).- Conclusiones.....	112
Bibliografía.....	114

Introducción.

En el uso de la energía eléctrica ya sea para fines industriales, residenciales o comerciales, interviene una gran cantidad de equipo y máquinas eléctricas, con el fin de suministrar energía a cada uno de los consumidores.

El transformador eléctrico por sus características de funcionamiento requiere no solo sus elementos básicos, sino además de una serie de elementos adicionales respecto a sus condiciones de mantenimiento y uso. Una vez que todos los elementos del transformador están listos para funcionar es de vital importancia el poder asegurar que dichos elementos trabajen de forma adecuada con el transformador, se efectúan pruebas tanto de cada uno de los elementos como al transformador, esto con el fin de verificar que el comportamiento de dicho material este operando bajo condiciones controladas, así como para poder reducir al máximo, fallas o defectos que puedan interferir con el desempeño del mismo.

Este trabajo esta enfocado a la instalación de transformadores eléctricos, ya sea en edificios, hospitales, fabricas o subestación eléctrica cerradas por lo que tanto la maniobra de colocación, la potencia del equipo y los elementos del transformador deben de ser revisados, así como el propio transformador. Se recuerda para que cualquier equipo trabaje en condiciones optimas es necesaria que desde su instalación y puesta en marcha sea funcional.

Capítulo I.

1.1).- Función del transformador eléctrico.

La función de un transformador eléctrico consiste en poder manejar niveles de voltaje y corriente a una potencia dada, para un mejor aprovechamiento de la energía eléctrica. Cualquier circuito eléctrico que concatena un campo magnético variable en el tiempo, tiene un voltaje inducido. El transformador es un dispositivo con un núcleo de acero rodeado por dos o más devanados. El núcleo de acero se usa para concentrar y dirigir el campo magnético, con el fin de reducir la corriente de magnetización requerida. Consideremos la siguiente figura:

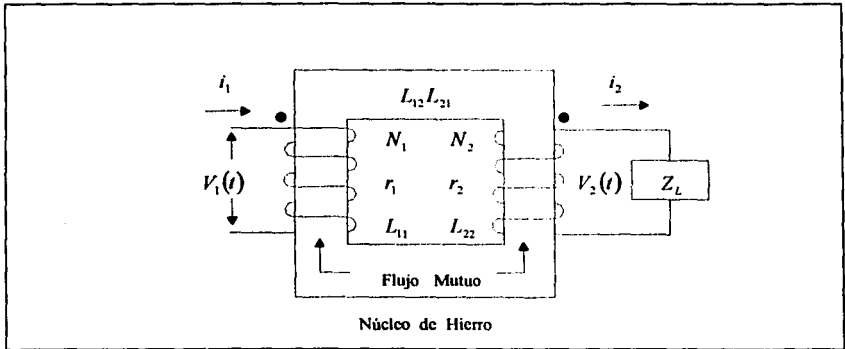


Figura 1.1

Si se aplica un voltaje en el primario que varíe en el tiempo, $V_1(t)$. Producirá una corriente en el primario i_1 , al pasar por los arrollamientos creará un flujo magnético en el núcleo de hierro, a su vez induce una corriente eléctrica al pasar por la bobina del secundario

$V_2(t)$, la cual genera una corriente i_2 , lo que forma un voltaje en el secundario. Las bobinas están definidas por el número de vueltas N que arrollan al núcleo. La convención de marcas de "puntos" está dada, por la polarización instantánea que se da en los arrollamientos cuando las corrientes entran por las terminales marcadas, sus fuerzas magnetomotrices son aditivas o sea que la inductancia mutua es positiva las magnitudes de los voltajes inducidos e_1 y e_2 , se obtienen por ley de Faraday.

$$e_1 = -\frac{\partial \phi_1}{\partial t} \quad \text{y} \quad e_2 = -\frac{\partial \phi_2}{\partial t}$$

Ecuación 1.1

En donde ϕ es el flujo concatenado, e_1 es el voltaje inducido en el primario, así respectivamente.

Los dos devanados (figura 1.1), tiene respectivamente bobinas N_1 N_2 espiras, r_1 r_2 resistencia, L_{11} L_{22} auto inductancias mutuas de $L_{12} = L_{21}$ en Henrys. Para cada espira obtenemos:

$$v_1(t) = i_1(t)r_1 + \left(\frac{\partial \phi_1}{\partial t} \right) \quad \text{y} \quad v_2(t) = i_2(t)r_2 + \left(\frac{\partial \phi_2}{\partial t} \right)$$

Ecuación 1.1.a

Ecuación 1.1.b

En donde el voltaje entre los bornes de la bobina primaria, están dados por $V_1(t)$, ya que dependemos de la variación del campo magnético respecto al tiempo, tenemos que este voltaje es la suma de las diferencias de potencial dadas en la bobina y por lo tanto la corriente que circula por el primario se multiplica por la resistencia propia de la bobina en

este caso $i_1(t)r_1$, más el voltaje inducido en la bobina $\left(\frac{\partial\phi_1}{\partial t}\right)$ y así respectivamente para el secundario.

Siendo este un **transformador ideal**, tomamos en cuenta que: a).- no existan pérdidas de potencia , b).- tenga un coeficiente de acoplamiento unitario y c).- que tenga una permeabilidad en el núcleo que sea muy grande, lo que resulta, una fuerza magnetomotriz despreciable para establecer el flujo del núcleo.

$$v_1 = \frac{\partial\phi_1}{\partial t} = N_1 \left(\frac{\partial\phi_1}{\partial t} \right) = e_1(t) \quad \text{Ecuación 1.1.1.a}$$

$$v_2 = \frac{\partial\phi_2}{\partial t} = N_2 \left(\frac{\partial\phi_2}{\partial t} \right) = e_2(t) \quad \text{Ecuación 1.1.1.b}$$

De lo que obtenemos:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{e_1(t)}{e_2(t)} = \frac{N_1}{N_2} = \alpha \quad \text{Ecuación 1.1.1.c}$$

La relación $\frac{N_1}{N_2}$ es muy usada en los cálculos de los transformadores de alto coeficiente de acoplamiento y se le conoce como **relación de transformación**. Obtenemos por conclusión que cuando circula una corriente por la primera bobina, genera un campo magnético que fluye por el núcleo del transformador , induciendo una corriente en la bobina secundaria siendo esta proporcional respecto de la primera. Suponiendo que no existen pérdidas de potencia en el transformador tenemos que:

$$V_1 I_1 = V_2 I_2 \quad (\text{Volt-Ampere})$$

Ecuación 1.1.2

Siguiendo dicha ecuación suponemos lo siguiente:

$$V_1 = \left(\frac{N_1}{N_2} \right) V_2 \text{ esto a su vez } I_1 = \left(\frac{N_1}{N_2} \right) I_2$$

Ecuación 1.1.2.a

Ecuación 1.1.2.b

Y por tener una relación de potencia de entrada respecto a la de salida:

$$\frac{V_1}{I_1} = \left(\frac{N_1}{N_2} \right) \left(\frac{V_2}{I_2} \right) \quad \text{Ecuación 1.1.2.c}$$

Es evidente que la relación de espiras se puede usar para definir cantidades de un devanado respecto a otro, teniendo en cuenta que la potencia de entrada es igual o similar a la de salida, si depreciamos las pérdidas.

Hacemos mención que el transformador depende de la potencia nominal a la cual fue diseñado, esto implica que para transformadores de una potencia dada la cantidad de arrollamientos aumenta, la cantidad de material usado en el núcleo, también su modo de refrigeración, equipo externo, etc. de tal modo que podemos ajustar y controlar los voltajes del secundario respecto a la relación de transformación, o respecto al voltaje aplicado al primario. Esto es que el lado de alta tensión A.T. posee bobinas con un número muy grande de espiras y un calibre de menor dimensión, en contra parte del lado de baja tensión B.T. el cual tiene un número menor de espiras y un calibre mayor en sus arrollamientos.

1.1.2).-Elementos Básicos de Transformador Eléctrico.

1.1.2.1).- El Núcleo.

La construcción de los transformadores se dividen en tres tipos principales. A.- Tipo de columna, B.- tipo acorazado, C.- tipo espiral de columna . El núcleo está construido por laminaciones con el fin de reducir su reluctancia del entre-hierro, de este modo se evitan pérdidas en el núcleo. El acero utilizado es de alto contenido de silicio, algunas veces tratado al calor para producir alta permeabilidad. En los transformadores de tipo acorazado las laminaciones están cortadas en "L" o bien en "E". En la figura 2.1 se observan los principales elementos de un transformador eléctrico monofásico, sin considerar elementos externos.

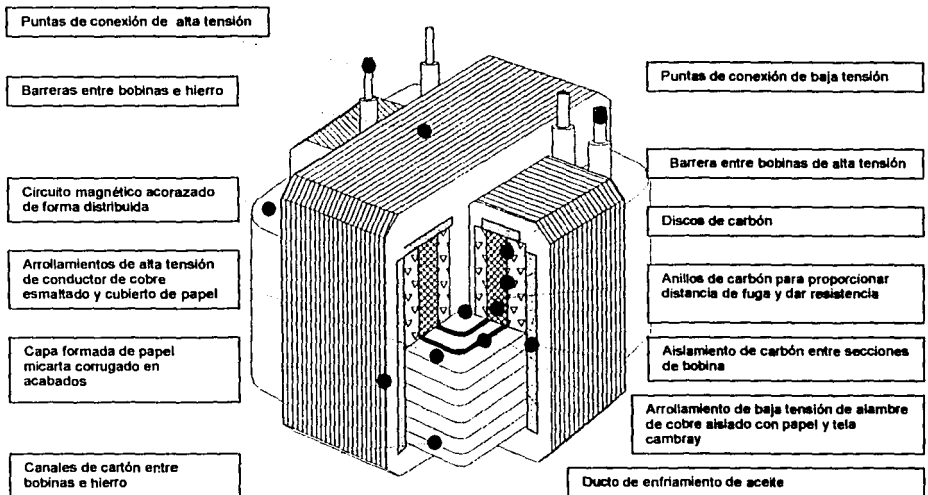


Figura 1. 2

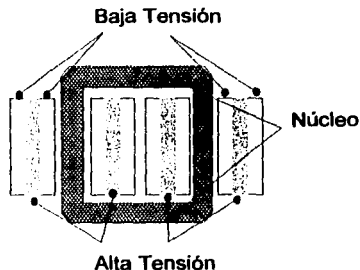


Figura 1.2.a.- Grupo de bobinas de alta y baja tensión de un transformador del tipo de columna

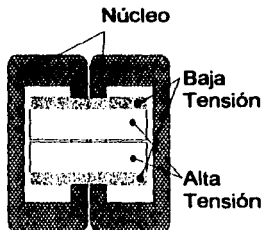


Figura 1.2.b.- Grupo de bobinas de alta y baja tensión de un transformador del tipo acorazado



Figura 1.3.a.-Bobinas y laminaciones de un transformador del tipo de columna

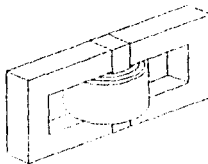


Figura 1.3.b.-Bobinas y laminaciones de un transformador del tipo acorazado

La figura 1.2.a muestra el montaje general de laminaciones y bobinas del transformador del tipo de columna. La figura 1.2.b muestra la forma en la que están agrupadas las bobinas de alta y baja tensión, juntas sobre las columnas del transformador. Las figuras 1.3.a y 1.3.b muestran el arreglo general de bobinas y laminaciones en el transformador de tipo columna y acorazado respectivamente. El tipo acorazado puede tener una forma simple de núcleo como el de la figura 1.3.a, o bien, de forma distribuida (cruciforme), en este caso el circuito magnético encierra la mayoría de los arrollamientos, se

muestra además los ductos de ventilación del mismo. Usualmente en este tipo de transformadores la trayectoria del hierro es más corta y la longitud de la espira media de la bobina es la más larga.

En el transformador tipo columna el núcleo esta montado en una tira continua de acero, devanada en forma cerrada , (cilindro elíptico) . Usando esta construcción el flujo magnético se conduce de forma paralela a los granos del hierro, esto produce una mayor intensidad de flujo y por consiguiente se necesita menor cantidad de hierro y se reduce el peso del transformador.

1.1.2.2).-Arrollamientos.

Las bobinas que se usan son por lo general de cobre aislado pueden ser en cable o solera dependiendo de la corriente a manejar. Siempre se tiende a devanar alrededor del núcleo o núcleos , la forma general es creando una forma oval, circular o rectangular. La bobina cilíndrica se devana con capas helicoidales aisladas entre si por papel, cartón, algodón, o bien ductos de enfriamiento en aceite. Los cilindros aislantes de cartón, separan los arrollamientos cilíndricos del núcleo entre sí. Los arrollamientos de baja tensión son los que se colocan más próximos al núcleo. Las bobinas de disco, pueden ser de una espira por capa o de varias bobinas por capa separadas por un medio aislante entre ellas, esto se aprovecha para colocar flujos de ventilación o aislamiento. Los arrollamientos de alta y baja tensión están subdivididos en un número de discos apilados alternativamente, siendo los discos finales una parte del arrollamiento de baja tensión.

Los núcleos y las bobinas deben estar provistos con refuerzos mecánicos para impedir el movimiento y el posible daño del aislamiento, esto reduce la vibración y el ruido durante el funcionamiento. A continuación se muestra la tabla 1.1 de los datos de conductores, tanto de aluminio como del cobre.

Resistencia a 20° C C.A. 61.8 % Conductividad		Peso				AWG
Aluminio	Cobre	Cobre		Aluminio		
Ohms/Kg	Ohms/Kg	Kg/Km	m/gr	Kg/Km	m/gr	
0.6578	0.005739	377	0.002652	114.6	0.008722	1
0.8297	0.009129	298.9	0.003345	90.90	0.011000	2
1.0460	0.014520	237.1	0.004218	72.09	0.013880	3
1.3190	0.023080	188	0.005319	57.15	0.017500	4
1.6640	0.036730	149	0.005709	45.34	0.022050	5
2.0980	0.058360	118.2	0.008459	35.94	0.027830	6
2.6440	0.092730	93.8	0.010660	28.51	0.035070	7

Tabla 1.1

Referente a las características de dimensión y de resistencia eléctrica de los alambres de cobre y aluminio



1.1.2.3).-Enfriamiento.

Los transformadores pueden enfriarse por aire, aceite o agua, cualquiera que sea el método de enfriamiento el problema esencial es el de la transferencia de calor del hierro y cobre del transformador al medio refrigerante. Esta transferencia de calor se lleva a cabo por convección natural del aceite al agua o aire. Los tanques pueden ser de paredes lisas o corrugadas para incrementar la superficie de radiación. Existen varios tipos de transformadores tomando el criterio de refrigeración de los cuales se mencionarán más adelante.

El tanque conservador sirve como un recipiente de aceite y limita también la superficie de aceite expuesta al aire, reduciendo de este modo la formación de sedimentos en el aceite. Con el tanque conservador, el tanque principal puede estar completamente lleno de aceite, tanto para efectuar su función como medio refrigerante y como aislante, por lo que esto debe de estar libre de impurezas o humedad , no importando el medio refrigerante para el transformador el equipo debe de tener materiales antifiama y resistente al deterioro por el medio disipador de calor.

Nota: Existen líquidos comerciales, como Pyranol , Inertol etc. Que se han desarrollado para evitar el peligro de fuego asociado al aceite.

1.1.3).-Transformador Ideal en Vacío y con Carga.

Consideremos un transformador ideal con un núcleo de hierro, en el que los flujos de dispersión son homogéneos por lo que el coeficiente de acoplamiento es igual a uno. Cuando el voltaje en la bobina primaria es positiva en un instante dado, el voltaje de inducción en la bobina secundaria es también positiva y dado que exista una carga conectada en los bornes del secundario, existe una corriente que circula por el secundario, siendo esta corriente la respuesta a la polaridad del voltaje inducido en el secundario, lo cual origina un flujo desmagnetizante.

Consideremos ahora las siguientes premisas, para evaluar las condiciones de operación del transformador en vacío:

- a).- Supóngase una carga infinita en el circuito secundario. Y por lo tanto la corriente del secundario tiende a hacer cero. $Z_L = \infty$
- b).-Las polaridades instantáneas en los voltajes de las bobinas son iguales.

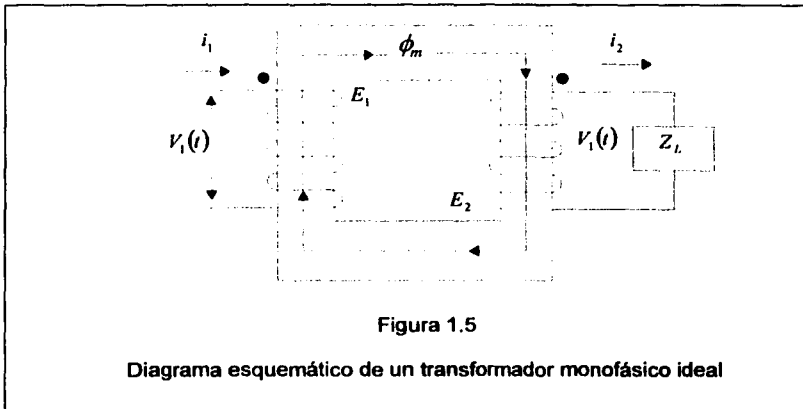


Figura 1.5

Diagrama esquemático de un transformador monofásico ideal

Se observa en el diagrama el comportamiento del transformador Diagrama vectorial 1.a en vacío, E_1 = Voltaje inducido en el primario, E_2 = Voltaje inducido en el secundario, se observa a la corriente de magnetización en línea con la corriente del primario, estando esta 90° en relación con el voltaje inducido del primario, V_1 = a la tensión que alimenta al transformador en el primario, la cual esta en sentido contrario al voltaje inducido, y el flujo de magnetización mutua, esta en línea con la corriente del primario.

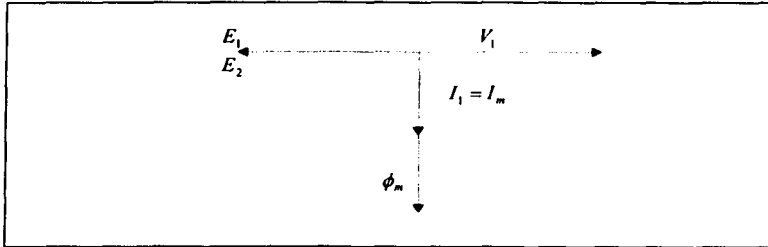


Diagrama Vectorial 1.1.a

Cuando el transformador tiene carga en el secundario (Diagrama Vectorial 1.1.b) se crea una corriente en el secundario I_2 (corriente de consumo) la cual a su vez crea una componente de la corriente de la carga I_1' la cual esta a trazada un a cierto ángulo (Carga inductiva) respecto al voltaje inducido

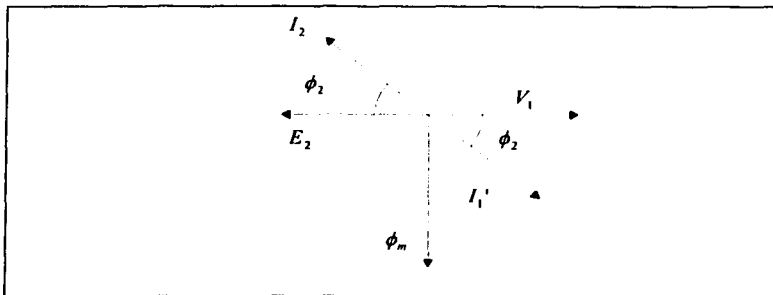


Diagrama Vectorial 1.1.b

Mientras tanto en el primario por la carga del secundario, (Diagrama Vectorial 1.1.c) tiende a crear un flujo desmagnetizante que reduce el flujo mutuo ϕ_m y por lo tanto los voltajes inducidos E_1 y E_2 , esta reducción crea una componente primaria de la corriente de la carga por el circuito del primario, por lo que se tiende a llevar al flujo mutuo a su valor original, forzando a los ángulos θ_1 y θ_2 a tener el mismo valor. Esto último es necesario para establecer la igualdad de ampere – vuelta del primario respecto al secundario.

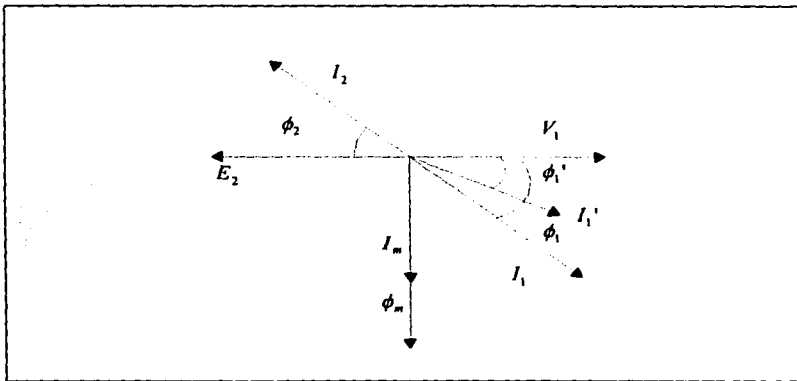


Diagrama Vectorial 1.1.c

1.1.3.1).-Relación Entre el Primario y el Secundario del Transformador.

Como lo hemos visto el comportamiento del primario en relación con el secundario en vacío y con una carga inductiva, pero se desprecian factores que de alguna forma alteran un poco los resultados ideales. Las pérdidas del hierro creadas por el flujo magnético, se manifiestan en componentes vectoriales de la corriente en vacío, dado que la componente reactiva creada por la componente inductiva es mucho mayor que la componente activa, a

su vez la componente reactiva que es una componente (Obsérvese el diagrama vectorial 1.2) $I_0 \text{ Seno } \phi$, es pequeña en comparación con la corriente nominal primaria del transformador. Este conjunto de energía que se pierde se disipa en forma de calor, pero como es una cantidad insignificante respecto a la potencia total, se mencionarán sus aspectos más adelante.

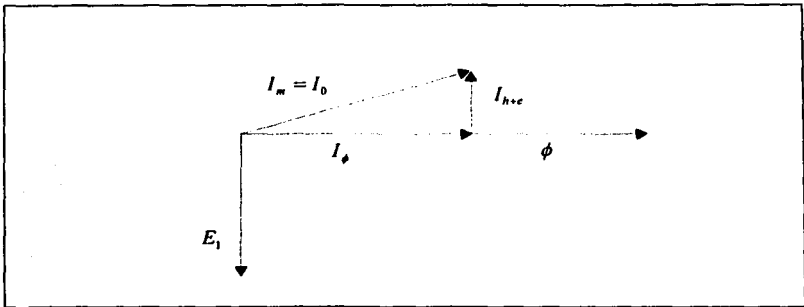


Diagrama Vectorial 1.2

Relación del flujo principal, f.e.m. principal, f.e.m. inducida en el arrollamiento primario y corriente magnetizante, donde: I_0 = Corriente en vacío, I_m = Corriente Magnetizante., I_{hsc} = Componente de I_m . ϕ = Flujo magnético, E_1 = f.e.m. inducida en el primario, I_ϕ = Componente reactiva de I_m .

La consistencia del núcleo del transformador es completamente hierro, (la cantidad de entrehierros y juntas son insignificantes). Un circuito magnético como éste tiene una reluctancia muy pequeña y requiere una baja corriente magnetizante para producir un flujo magnético, conforme a la división del flujo en dos partes del coeficiente de autoinducción y la f.e.m. de auto inducción también están divididos por dos componentes, el coeficiente de

autoinducción del flujo de dispersión primario y el coeficiente de autoinducción del flujo principal. La variación del flujo principal está conectada con las pérdidas en el núcleo (corrientes parásitas e histéresis). La relación entre el flujo principal, la f.e.m. inducida por éste y la corriente en vacío se muestran en el diagrama anterior.

La f.e.m. E_1 Inducida en el arrollamiento primaria por el flujo principal ϕ se atrasa de este en 90° . Para producir el flujo ϕ se requiere una componente de la corriente en fase con I_ϕ esto es, una componente de la corriente adelantándose de E_1 en 90° . Se requiere otra componente de la corriente que es proporcionada por las líneas de flujo y en oposición de fase con E_1 para proporcionar las pérdidas del hierro debidas al flujo principal. La primera componente de la corriente I_ϕ , es la componente reactiva de la corriente magnetizante $I_{h, f}$, es la componente activa de la corriente magnetizante I_m de este modo se concluye que la suma vectorial de la corriente principal más la corriente de pérdidas es igual a la corriente magnetizante.

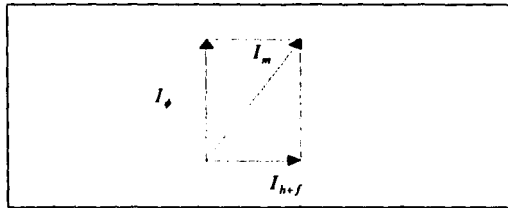


Diagrama Vectorial 1.2.a Representación de la ecuación 1.1.3

$$I_m = I_\phi + I_{h, f}$$

Ecuación 1.1.3

La componente activa de la corriente en vacío $I_0 \cos \phi_0$ es mayor que $I_{h\&f}$ por una pequeña cantidad correspondiente a las pérdidas por la resistencia del cobre en el arrollamiento primario $I_0^2 r_1$. Ya que estas pérdidas en el cobre son muy pequeñas, se desprecian en comparación con las pérdidas del entre hierro en el núcleo. Podemos entonces concluir que la tensión primaria aplicada al transformador, menos pérdidas más la f.e.m inducida en el primario estando el secundario en vacío. (Las pérdidas en un transformador son mucho muy pequeñas, del orden de declarar que el voltaje aplicado en el primario es igual al voltaje inducido en la bobina primaria).

1.2).- Transformador con Carga.

1.2.1).- Comportamiento del Primario – Secundario.

El análisis del transformador en carga, requiere de estudiar su comportamiento con la combinación de los tres tipos de carga, Inductiva, capacitiva y resistiva. Los cuales veremos más adelante.

Consideremos pues un transformador con una carga en el extremo del secundario. Ya existe un voltaje inducido en el secundario (E_2), fluiría entonces una corriente eléctrica, a través de la carga, y arrollamiento secundario (I_2). Omitimos las pérdidas, de acuerdo con la ley de la conservación de la energía, la potencia consumida por el secundario, será igual a la del primario. Esto es en sí, (como ya se explicó anteriormente), que la corriente circulante en el secundario, será proporcional a la que circula por el primario en función de la relación de transformación. Como resultado del cambio en la corriente primaria debida a la carga, las componentes de la tensión que equilibran la tensión cambian también. Cuando se carga el secundario actúan dos fuerzas magneto motrices (f.m.m.) en el transformador, la f.m.m. del arrollamiento primario y la f.m.m. del secundario (Fuerza Magneto Motriz se considera los amperes vuelta del flujo magnético producido). La magnitud resultante de estas dos fuerzas determinan el flujo magnético creado en el núcleo. La f.m.m. (resultante) cambia muy poco desde su estado en vacío hasta plena carga.

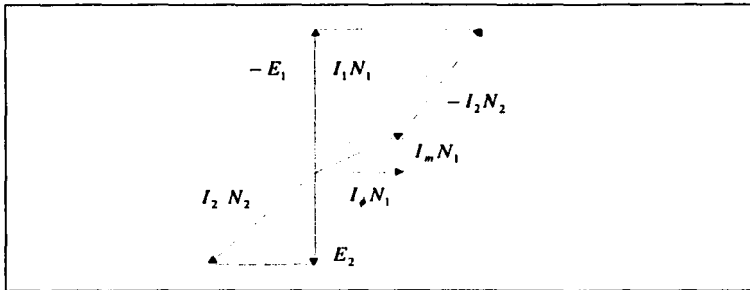


Diagrama Vectorial 1.3

Diagrama de la fuerza magneto motriz del transformador en carga, se supone una carga puramente resistiva, en la cual la corriente secundaria I_2 se atrasa de la f.e.m. E_2 inductiva en el secundario por el flujo principal. E_2 lo mismo que E_1 se atrasa del flujo ϕ en 90° . La suma geométrica de la f.m.m. resultante $I_m N_1$ que se necesita para producir un flujo principal ϕ .

Ya que la reluctancia del circuito magnético del transformador es pequeña comparativamente, la f.m.m. magnetizante es únicamente del 5 a 10 % de la f.m.m. primaria total en condiciones de plena carga; esto es que la corriente magnetizante es del 5 o 10 % de la corriente nominal de línea por lo que definimos que $I_1 N_1$ es aproximada a $I_2 N_2$. Por lo que las corrientes de los dos arrollamientos son inversamente proporcionales (o se aproximan) a las f.e.m. inducidas. Dando en esto que la componente activa del transformador tanto en el primario como el secundario son iguales $I_1 V_1 \cos \phi_1 = I_2 V_2 \cos \phi_2$.

1.2.2).-Circuito equivalente.

Si tomamos en cuenta el siguiente circuito del transformador:

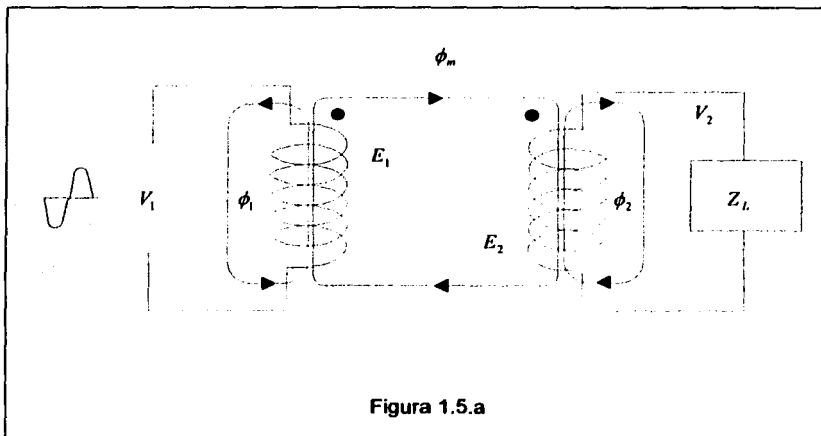


Figura 1.5.a

Esto representa un transformador real en carga con un núcleo de hierro, un flujo mutuo ϕ_m , con los flujos de dispersión tanto en el primario y secundario ϕ_1 y ϕ_2 .

El flujo de dispersión primario produce una reactancia inductiva primaria X_{L1} , por lo que el flujo de dispersión secundaria crea una reactancia inductiva X_{L2} ; Además, los arrollamientos del primario y secundario están devanados con cobre por lo que tiene una resistencia propia del material r_1 y r_2 respectivamente. Si nuestro transformador no tiene pérdida alguna, se toman las caídas de tensión tanto del primario y secundario como: $I_1 Z_1$ e $I_2 Z_2$, donde Z es igual a la impedancia de los devanados siendo esta:

$$Z_1 = r_1 + jX_{L1} \quad \text{y} \quad Z_2 = r_2 + jX_{L2}$$

Ecuación 1.1.4

Ahora resulta posible ver la relación entre las tensiones en bornes y la f.e.m. inducida en el primario y en el secundario, respectivamente. En un caso práctico el encontrar el valor de R_m nos resultaría un poco complicado, para encontrar la relación del voltaje primario respecto al secundario podemos partir del siguiente análisis en relación con el circuito anterior.

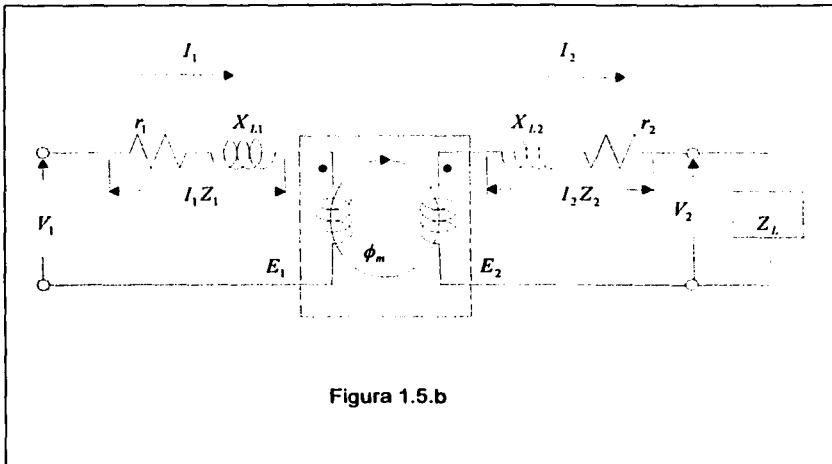


Figura 1.5.b

Como se comentó anteriormente, el voltaje inducido en las bobinas del transformador es igual al voltaje aplicado, menos sus respectivas caídas de tensión en el primario y el secundario sería igual al voltaje que entrega más sus respectivas caídas de tensión, esto significa que:

$$E_1 = V_1 - (I_1 Z_1) = V_1 - I_1 (r_1 + jX_{L1})$$

Ecuación 1.1.4.a

$$E_2 = V_2 + (I_2 Z_2) = V_2 + I_2 (r_2 + jX_{L2})$$

Ecuación 1.1.4.b

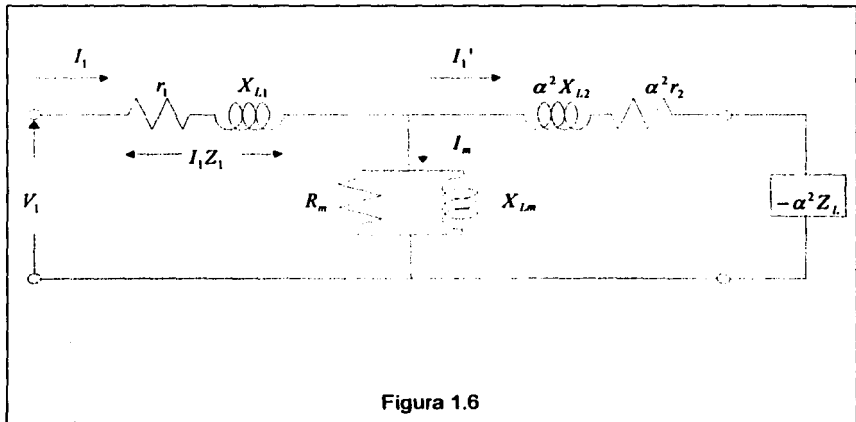
Las ecuaciones anteriores son similares al motor eléctrico.

$$E_g = V_p - \sum \text{Caidas.de.voltaje}$$

Ecuación 1.1.4.c

Esto por que el transformador funciona como un muy pequeño consumidor de energía, de forma parecida a un motor eléctrico, salvo que el primero transforma condiciones potencia eléctrica y el segundo transforma la potencia eléctrica en mecánica.

En conclusión, podemos definir al transformador como un circuito eléctrico de esta manera cuantificamos los resultados de sus valores y el comportamiento de este respecto a una carga cualquiera. Si tomamos ahora en cuenta que los transformadores eléctricos, tienen una relación de transformación dada y actúa de modo real, con una carga cualquiera conectada al circuito secundario. Esto es una Z_L que sería para nosotros la impedancia propia de la carga, y α la relación de transformación del transformador figura 1.6.



En donde I_m es la corriente magnetizante, R_m son las pérdidas del hierro en el transformador, X_{lm} es la reactancia del transformador y α es la relación de transformación, las demás componentes ya las conocemos. Podemos decir que cuando el transformador tiene una carga dada, realmente la corriente I_m es extremadamente pequeña para la potencia que maneja el sistema, por lo cual decimos que se desprecia, ahora, si agrupamos las impedancias diciendo que $R_{e1} = r_1 + \alpha^2 r_2$ esto es la resistencia equivalente referida al primario. $X_{e1} = X_{l1} + \alpha^2 X_{l2}$ lo cual es la reactancia equivalente referida al primario y $Z_{e1} = R_{e1} + jX_{e1}$ lo que es la impedancia equivalente referida al primario tenemos:

Nota : $\alpha^2 = \frac{Z_1}{Z_2}$ sea que la relación de transformación al cuadrado es igual a la

impedancia primaria sobre la impedancia secundaria, esto por el hecho de que $Z_2 = \frac{V_2}{I_2}$ y que

$$\alpha = \frac{V_1}{V_2}$$

$$I_1 = \frac{V_1}{Z_{e1} + \alpha^2 Z_L} = \frac{V_1}{(R_{e1} + jX_{e1}) + \alpha^2 (R_L \pm jX_L)} = \frac{V_1}{[R_{e1} + \alpha^2 R_L] + j[X_{e1} \pm \alpha^2 X_L]}$$

Ecuación 1.1.5

Donde \pm de jX_L es el equivalente de la reactancia inductiva (-) o capacitiva (+).

1.2.2.1).- Carga Resistiva.

Si consideramos una carga eléctrica conectada en los bornes del secundario con características puramente resistivas, en la formula anterior se observaría que no existe la

reactancia inductiva y Capacitiva jX_L . Pero sabemos que esta suma es de orden vectorial, la intensidad del secundario $\left(\frac{I_2}{\alpha}\right)$ estaría en fase con la tensión de los bornes de la carga esto es, que el ángulo de desfaseamiento entre estos es cero, sabemos que el Coseno de este ángulo se le conoce como factor de potencia (F.P.), por lo tanto F.P. es igual a 1. La corriente primaria I_1 se muestra retrasa un pequeño ángulo θ respecto a su voltaje aplicado V_1 , esto es por la inductancia propia del transformador.

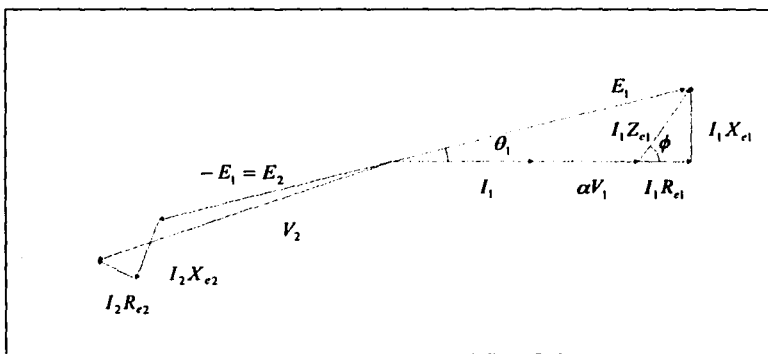


Diagrama Vectorial 1.4.a

1.2.2.2).- Carga Capacitiva.

Ahora la corriente secundaria $\left(\frac{I_2}{\alpha}\right)$, esta adelantada respecto a la tensión en el secundario, en un ángulo θ_2 (esto es que tiene un F.P. en adelante y menor a 1) es la diferencia entre el voltaje del primario y secundario en bobinas. La caída de tensión por la resistencia del transformador $I_1 R_{c1}$ está en fase con I_1 , debido a estas caídas de tensión,

reactiva $I_1 X_{e1}$ avanza 90° respecto a la corriente I_1 . Por último decimos que el F.P. del primario es pequeño respecto al secundario por ser este primero meramente Inductivo.

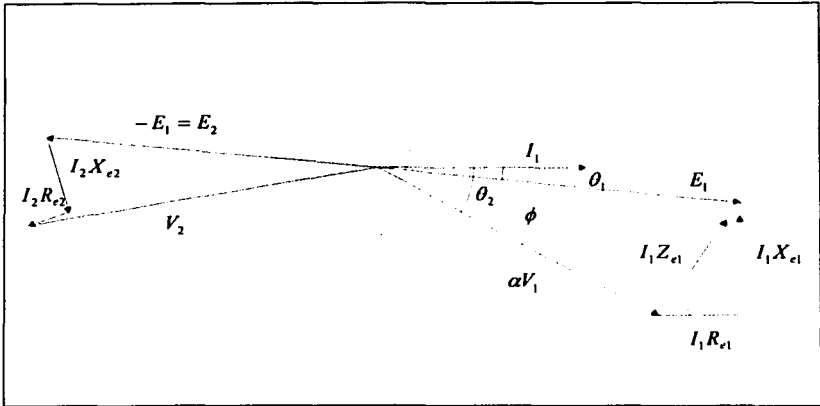


Diagrama Vectorial 1.4.b

1.2.2.3).- Carga Inductiva.

La corriente de alimentación está retrasada respecto al voltaje, en forma contraria al efecto anterior. La diferencia vectorial que forma a θ_1 es mayor que θ_2 por que la reactancia interna del transformador es también inductiva, tiende a retrasar la corriente un poco más.

regulación de voltaje en por ciento, E_2 .- Es el voltaje inducido en el secundario y V_2 .- Es el voltaje entre terminales o aplicado a la carga.

1.2.3).- El Transformador Trifásico.

Un transformador trifásico puede construirse con tres transformadores monofásicos acoplados, o bien contruidos con una sola unidad de núcleo y los devanados correspondientes. El primer método tuvo mayor aplicación hace ya años, la cual utilizaba una unidad de emergencia, de este modo su inversión es de la tercera parte del costo inicial. No obstante los transformadores modernos no requieren de esa capacidad extra dado que su capacidad es mayor a la demanda. Los tres circuitos magnéticos de un transformador trifásico están conectados en ambos extremos por yugos comunes, los tres arrollamientos primarios forman un sistema simétrico de tensiones, los tres flujos debido a las tensiones también son simétricos entre sí, los tres flujos están desfasados con respecto al tiempo 120° y 240° respectivamente. La suma de los valores instantáneos de los tres es cero en cualquier instante de tiempo, se dice pues que los circuitos magnéticos pueden conectarse como tres circuitos de corriente en un sistema trifásico .

La trayectoria magnética no es la misma para los tres flujos, siendo la más larga para los núcleos exteriores que para el núcleo interior, por lo que la corriente magnetizante no es la misma para los tres devanados, pero como dicha corriente es muy pequeña, podemos considerar que el sistema es simétrico y las tres fases son iguales. Podemos decir que el transformador trifásico se comporta como la unión de tres transformadores monofásicos y en consecuencia su análisis se refiere a este, por las componentes de cada uno de los transformadores por separado.

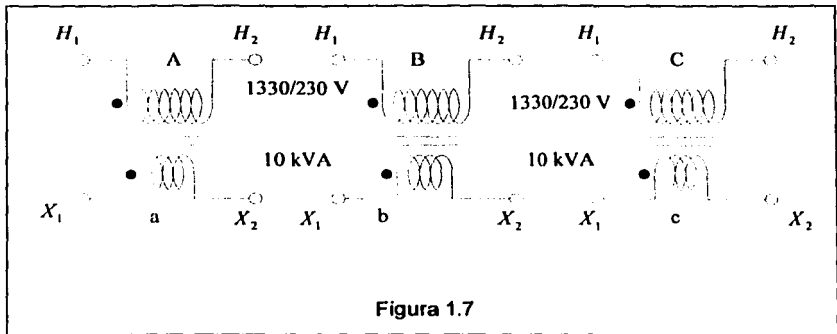


Figura 1.7

Supongamos tres transformadores monofásicos A, B y C. (Figura 1.7) Con sus respectivas polaridades tienen un voltaje de entrada de 1330 volts en el primario y 230 volts en el secundario. La tensión nominal del transformador es de 2300 volts, 60 Hertz de frecuencia. Las tres tensiones están desfasadas 120° entre sí, esto representa una tensión de voltaje respecto a cada fase, V_{AB} , V_{BC} y V_{CA} . Dichos transformadores pueden conectarse formando dos configuraciones, una Delta y otra Estrella. En la configuración Estrella, se deben colocar las polaridades instantáneas de cada bobina un extremo en la conexión N y el otro extremo en la alimentación o suministro.

La relación entre tensiones de línea aplicadas por la fuente y las tensiones de fase aparecen en los bornes de las bobinas esto es la tensión A es 1330 a 30° Volts. Mientras tanto la tensión aplicada del borne B a N es 1330 a 150° , por lo que la tensión de N a cualquiera de las fases sería, voltaje de fase en igual a voltaje de línea sobre $\sqrt{3}$, mientras las corrientes tanto de línea como de fase, estarán en fase, por lo que la corriente de línea es igual a la corriente de fase.

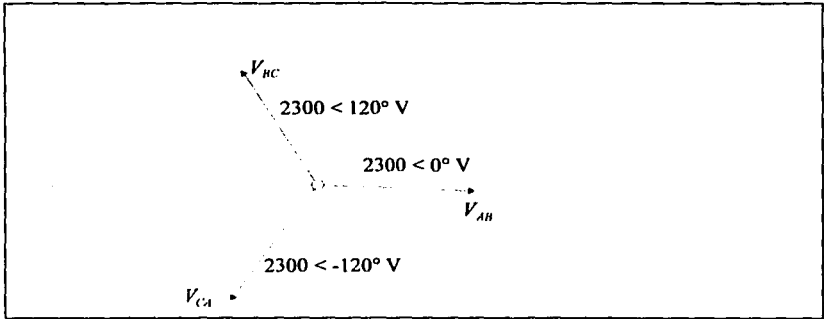
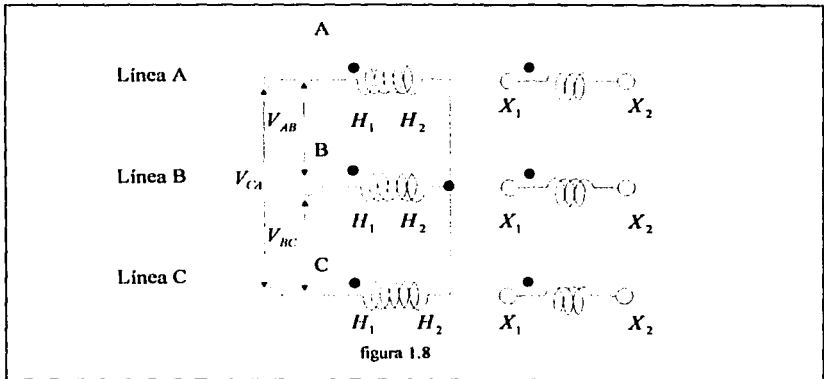


Diagrama Vectorial 1.5

Componentes de los voltajes de fase de cada transformador



De este modo las tensiones de fase no solo son menores sino que están desplazadas 30° respecto a la de línea, pero a pesar de estar las tensiones aplicadas desfasadas 30° , se conserva su desfase de 120° entre sí, esto significa; Que la suma vectorial de las tensiones de dos fases, es igual a la tensión de línea. La tensión de línea V_{AB} es la suma vectorial de las tensiones entre H_1 y H_2 de la bobina A y $H_2 - H_1$ de la bobina B como se muestra:

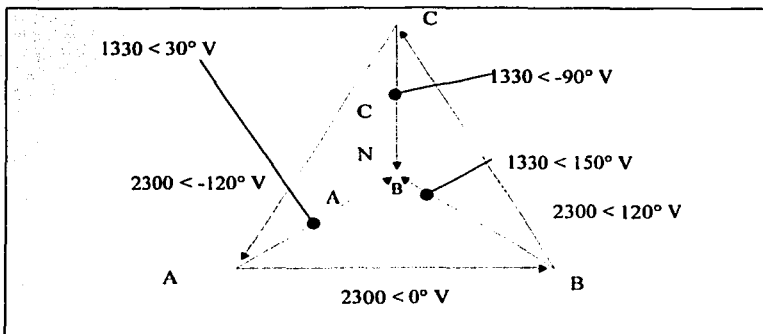


Diagrama Vectorial 1.6.a

Tensiones de línea y de fase en transformadores con configuración Estrella.

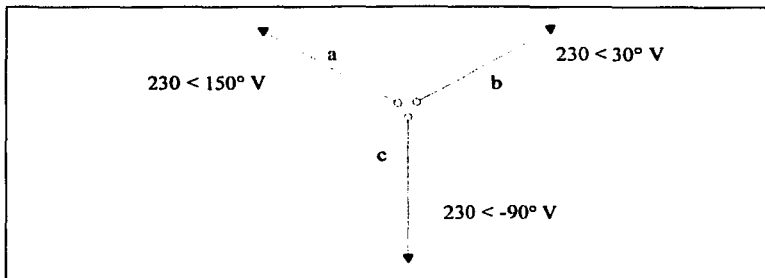
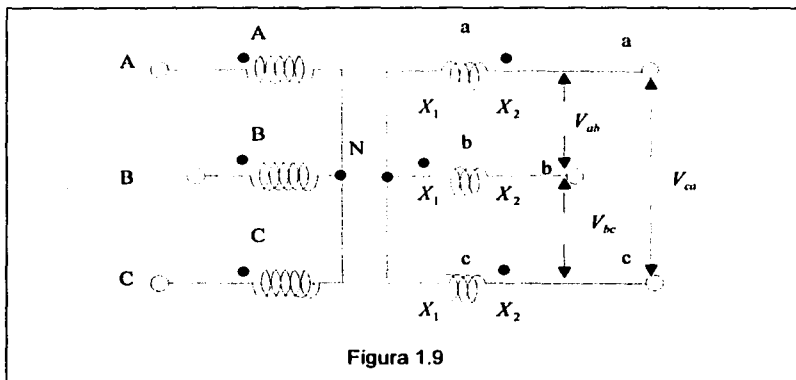


Diagrama Vectorial 1.6.b

Tensiones de fase inducida en los secundarios de baja tensión.

Se puede observar que no existe ningún desplazamiento entre las tensiones de línea del primario y secundario, de igual modo entre las tensiones de fase. Así la tensión de línea del primario es ($V_{AB} = 2300 \text{ a } 0^\circ$) volts, mientras la tensión de línea del secundario es ($V_{ab} = 400 \text{ a } 0^\circ$) volts. Las conexiones de los devanados considerando su polaridad instantánea, si se llegase a conectar alguna bobina sin respetar su polaridad, ocasionaría un corto circuito

debido a que, las corrientes en su sentido instantáneo vectorial mente se sumarían dando una corriente extremadamente alta y el valor del voltaje sería cero (características típicas de un corto circuito). Además si los arrollamientos del primario y secundario no están debidamente polarizados, esto es por que aunque las tensiones de fase y línea sean las mismas, existe una diferencia entre ellas de 180° dando una suma vectorial de sus magnitudes de voltaje. En la figura 1.9 se observa un acoplamiento de bobinas en la cual la bobina (b) del lado de baja tensión esta polarizada hacia el neutro, aunque las tensiones de fase continúan estando 120° desfasadas entre sí, la inversión de esta bobina, produce unas tensiones de línea reducidas y desplazadas en fase y también una tensión de línea mayor que la de las otras dos. Se observa que las tres tensiones ya no son iguales en valor ni se encuentran desplazadas 120° , por lo que no están en fase con las tensiones de línea. De manera similar si todos los primarios están conectados en estrella, nunca será posible poner en paralelo los secundarios conectados de la misma manera y conectados en Delta.



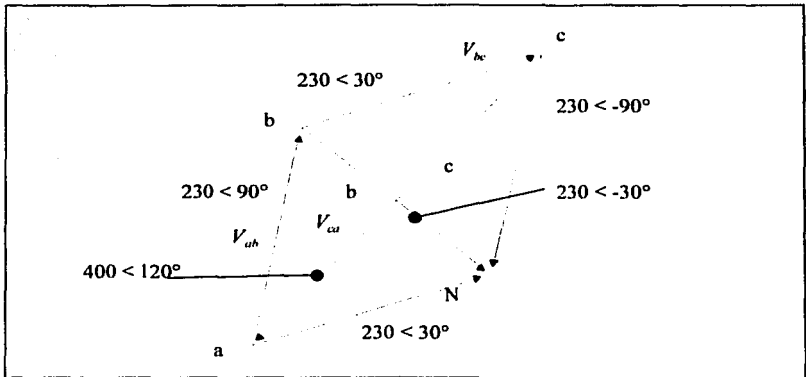


Diagrama Vectorial 1.7

Ahora bien las bobinas de baja tensión pueden conectarse en Delta, en este caso, la conexión en serie o de malla debe conectarse en la polaridad opuesta entre si para de esta forma se cree un anillo, haciendo que las tensiones de fase y línea se acoplen. Suele ser muy común, utilizar un voltímetro, en el cual se va midiendo el voltaje conforme se cierran las bobinas , cuando se cierra el anillo la lectura sería de cero y por lo tanto garantizamos que estén correctamente conectadas la bobinas .

De manera homologa este ejercicio se puede efectuar para las conexiones en Estrella, esto quiere decir que la suma vectorial de las tensiones debe ser cero. Cuando conectamos la bobinas en una polaridad errónea sabemos bien que la resultante de voltaje es del doble de su valor de línea, dando como resultado un corto circuito, creando una corriente exageradamente alta.

mismas tensiones de línea, el desfase del acoplamiento Estrella - Delta no permite el funcionamiento en paralelo. Lo anterior se explica para la conexión de dos transformadores conectados en paralelo que alimentan un mismo consumidor por lo que los acoplamientos deben cumplir con lo anterior.

1.3).- Pérdidas en el Transformador.

Antes de poder hablar de pérdidas de potencia en un transformador, se debe mencionar lo que es la eficiencia. En todo sistema de transformación de potencia si consideramos que no existen perdidas, la potencia de entrada debería ser igual a la potencia de salida, consideramos una eficiencia de un 100%. Pero esto no es así.

Se considera la eficiencia en porcentaje de un sistema con la letra η , en donde la relación de la potencia de entrada respecto a la de salida nos proporciona la eficiencia del sistema esto sería:

$$\eta = \frac{\text{Potencia..Salida}}{\text{Potencia..Entrada}}$$

Ecuación 1.1.7.a

Ahora bien podemos definir que las perdidas en un sistema de potencia se dan de la relación : Perdidas de potencia = Potencia de Entrada – Potencia de Salida. En donde decimos que la eficiencia del sistema esta dada por:

$$\eta = \frac{\text{Potencia..Entrada..} - \text{..Potencia..Perdidas}}{\text{Potencia..Entrada}} \times 100 = 1 - \frac{\text{Pérdidas}}{\text{Entrada}} \times 100$$

Ecuación 1.1.7.b

En el caso de los transformadores eléctricos existen dos tipos de pérdidas de potencia son: a).-Las del Cobre, y b).- Las del núcleo

1.3.1).- Pérdidas en el Cobre (Devanados).

Están dadas por la relación:

$$P_c = I^2 R$$

Ecuación 1.1.8.a

Esta definida por la conductividad del material (En algunos casos los devanados no son necesariamente de cobre) y el cuadrado de la corriente eléctrica que circula en él. Por lo peculiar se considera una temperatura promedio en el conductor de 70° Centígrados. Las causas más comunes para que se aumenten la potencia que se pierde es el aumento de la resistividad del cobre, esto suele ser por que la distribución del flujo de la densidad de corriente no es uniforme en el conductor o por aumento en la temperatura del mismo, a su vez que un aumento en la corriente eléctrica siendo esta un poco por encima de su valor nominal. Para encontrar las pérdidas en el cobre con relativa facilidad, nos podemos apoyar en las pruebas de corto circuito.

1.3.2).-Pérdidas en el Núcleo.

1.3.2.1).-Histéresis.

La pérdida por histéresis se origina por las propiedades magnéticas de los materiales ferrosos. Cuando tiene lugar una variación de flujo magnético en el núcleo y a su vez esta variación es cíclica, una cantidad de energía se disipa en el material por cada ciclo completo. Estas pérdidas varían con la frecuencia y la densidad de flujo magnético normalmente expresada:

$$P_h = K_h V f B_{\max}^x$$

Ecuación 1.1.8.c

En donde K_h es una constante propia del sistema obtenida experimentalmente, V es el volumen del núcleo, f es la frecuencia en ciclos por segundo, B_{\max}^x es el valor máximo de la densidad de flujo; x se le conoce como exponente de Steinmetz con un rango de 1.5 a 2.5 para aceros usuales en máquinas electromagnéticas.

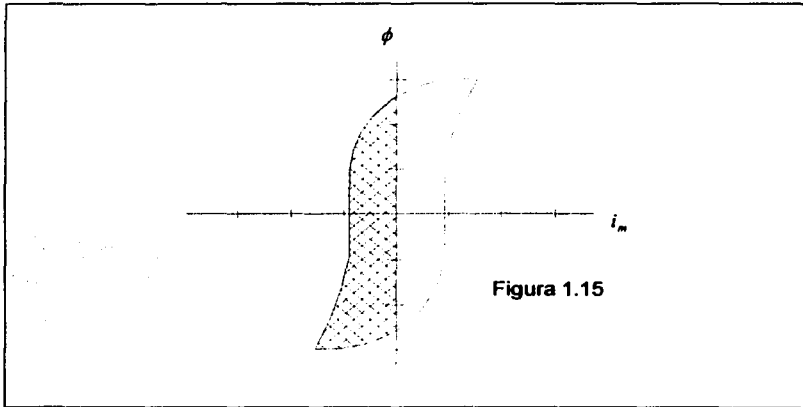


Figura 1.15

En la grafica anterior, el área sombreada representa la potencia disipada. La curva de Histéresis (Figura 1.15) representa la relación entre el flujo magnético y una intensidad de corriente en amperes por vuelta.

1.3.2.2).- Pérdidas por Corrientes Parásitas.

Las pérdidas por corrientes parásitas ocurren cuando un material conductor experimenta una variación del campo magnético. Como resultado de los voltajes inducidos,

diversas corrientes circulan en esté. Las corrientes parásitas crean pequeños campos magnéticos que se oponen al flujo del campo principal, esto es debido a que el material del núcleo no es homogéneo y que el flujo no esta uniformemente distribuido.

Bajo condiciones usuales de frecuencia y de densidad de flujo magnético tomamos la siguiente expresión:

$$P_c = K_c V f^2 T_l^2 B_{\max}^2$$

Ecuación 1.1.8.d

En donde K_c es una constante obtenida de datos experimentales, V es el volumen del núcleo, f es la frecuencia en ciclos por segundo, T_l es el espesor de las láminas, normal a la dirección del campo magnético y B_{\max} es la densidad de flujo magnético. Es por esta razón que los núcleos de acero son laminados construidos con delgadas placas de acero.

1.3.2.3).-Pérdidas por Radiación Sonora (Magnetostricción).

Cuando una lámina de acero en el núcleo es magnetizada se contrae. Este cambio de dimensión es proporcional al flujo magnético y ocurre aproximadamente a 120 veces por segundo creando un ruido audible. La condición para que se cree resonancia en el núcleo debe de evitarse haciendo que la frecuencia del núcleo sea diferente de la frecuencia de magnetostricción . Este fenómeno provoca esfuerzos mecánicos en el núcleo lo cual provoca que el flujo magnético en él no sea homogéneo.

Capítulo II.

En el capítulo anterior se consideró el funcionamiento , principio y operación elemental del transformador eléctrico así como su comportamiento con diferentes tipos de cargas; Pero los elementos considerados para un transformador real son variados dependiendo principalmente de su potencia , si fuese un transformador de potencia o reguladores de tensión . En este punto debemos mencionar que el principal problema que se presenta en equipos es el medio refrigerante. Las temperaturas elevadas provocan un envejecimiento prematuro del material aislante tanto en el núcleo como en los devanados , a su vez que una característica de mayor impacto en las bobinas es el hecho de incremento de la impedancia del medio conductor, por lo que la eficiencia del transformador se ve mermada.

2.1).-Clasificación de los Transformadores.

Estos se pueden clasificar dependiendo:

a).- Condiciones de Servicio

- Interior
- Intemperie

b).- Lugares de Instalación

- Tipo Poste
- Tipo Subestación
- Tipo Pedestal
- Bóveda o Sumergible.

c).- Tipo de Enfriamiento

Sumergidos en aceite

- Tipo OA
- Tipo OA / FA
- Tipo OA / FA / FOA
- Tipo FOA
- Tipo OW
- Tipo FOW

Tipo Seco

- Tipo AA
- Tipo AFA
- Tipo AA / FA

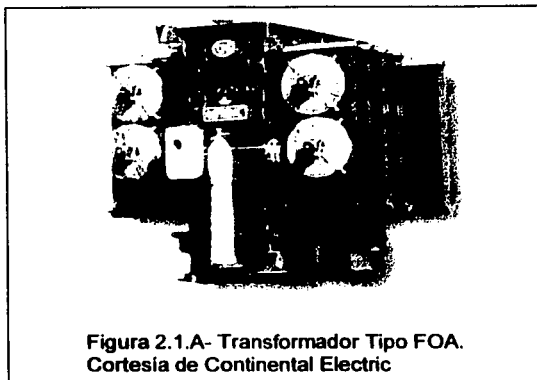


Figura 2.1.A- Transformador Tipo FOA.
Cortesía de Continental Electric

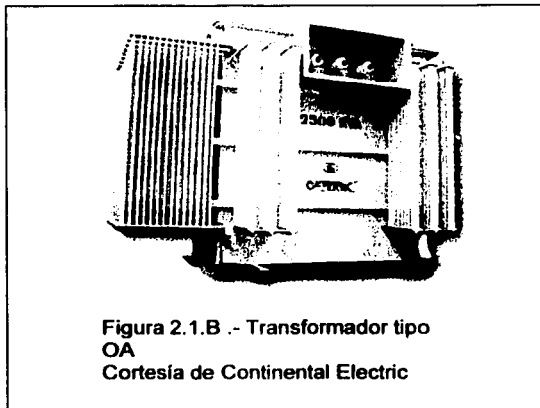


Figura 2.1.B - Transformador tipo
OA
Cortesía de Continental Electric

- **Transformador a Intemperie.-** Este equipo se coloca en lugares abiertos, por lo peculiar en postes para suministro comercial, residencial o de servicios
- **Transformadores de Interior.-** Estos equipos están colocados por lo peculiar en subestaciones, las cuales resguardan de intemperie o factores climáticos.

Para entender como se expresan las clasificaciones de los transformadores dependiendo de su tipo de enfriamiento, consideremos la siguiente descripción literal:

Tipo OA Es un transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural, este es el enfriamiento más común y económico. En estas unidades el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque de paredes lisas o corrugadas, o bien provisto de enfriadores tubulares o de radiadores.(Figura 2.1.B).

Tipo OA / FA Sumergido en aceite con enfriadores a partir de aire forzado. Esta unidad es básicamente de tipo OA a la cual se la agregan ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies del enfriamiento y por lo tanto, aumenta su eficiencia. El empleo de este sistema de enfriamiento esta indicado para cuando se deben soportar sobrecargas en periodos cortos, pero cuya ocurrencia se espera con cierta frecuencia dentro de las condiciones normales de trabajo, y por lo cual son toleradas por el equipo.

Tipo OA / FA /FOA Transformador sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento a base de aire forzado y a base de aceite forzado, en sí es un transformador tipo AO, al cual la circulación del medio tanto del aire como del aceite son aumentados por bombas y ventiladores, en su construcción son empleados radiadores desprendibles normales. Este aumento se acciona en dos pasos.

El Primero.- Se usan solo la mitad de los ventiladores y las bombas de aceite, lo que proporciona un aumento en un 30% más de la capacidad del mismo transformador pero en tipo AO.

El Segundo.- Se emplean la totalidad de las bombas y ventiladores logrando un incremento del 60 %. Los ventiladores y bombas en su mayoría, son controlados por termostatos, que controlan la secuencia de operación.

Tipo FOA Sumergido en aceite con enfriamiento forzado de aceite y aire. Su diseño esta destinado a que trabajen tanto las bombas como los ventiladores de forma continua, en cuyas condiciones pueden sostener la totalidad de su carga nominal.(Figura 2.1.A)

Tipo OW Sumergido en aceite, con enfriamiento de agua. El cambiador de calor de tipo tubular se coloca en la parte exterior del tanque, por el cual circula el agua (Sin contacto con el aceite) en el interior del tubo y se drena por gravedad o por un sistema de bomba. El aceite fluye Estando en contacto con la superficie del tubo.

Tipo FOW Sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada. Es prácticamente del Tipo OW, pero en este caso el flujo del aceite es forzado por una bomba, y el enfriamiento del aceite se hace por medio del agua, sin tener ventiladores.

Tipo AA Transformadores tipo seco con enfriamiento propio, este tipo de transformadores carecen de un medio para su función de aislamiento térmico. El aire es el único medio aislante que rodea al núcleo y los arrollamientos

Tipo AFA **Transformador tipo seco con enfriamiento de aire forzado,** en este caso el aire es forzado a pasar entre el núcleo y los devanados por medio de ventiladores.

Tipo AA / FA **Transformador tipo seco con enfriamiento propio,** con enfriamiento de aire forzado, esto indica que conserva los dos regímenes, por un lado su enfriamiento se efectúa de modo natural hasta que alcanza cierta temperatura y se accionan los ventiladores para forzar al aire a circular.

2.2).- Elementos.

Una vez que nos referimos a los tipos de transformadores tenemos que añadir ahora cuales son sus componentes y accesorios que componen un transformador eléctrico, los cuales se dividen para su mejor comprensión en cuatro partes esenciales.

- 1.- Circuito magnético.
- 2.- Circuito eléctrico.
- 3.- Sistema de aislamiento.
- 4.- Tanque y accesorios.

2.2.1).- Circuito Magnético.

Como se vio en el capítulo primero, el circuito magnético del transformador es el núcleo de hierro laminado del transformador son de acero al silicio. Esto para crear una alta permeabilidad magnética y bajas pérdidas. Dichas laminas están aisladas en ambas caras por un material inorgánico llamado "carlite" aplicado al proceso final de planchado y recosido. También cabe mencionar que esta orientación del acero promueve una baja utilización de material para el núcleo, lo cual se refleja una ganancia del peso del transformador haciendo a estos más ligeros. Se tienen básicamente cuatro tipos de lámina de grano orientado, mostrados en la siguiente tabla.

Grado de Orientación	Espesor	
	IN	CM
M-2	0.007	0.18
M-3	0.009	0.23
M-4	0.011	0.28
M-6	0.014	0.35

Tabla 2.1

El tipo de lámina más usual, es el M-4.

2.2.2).- Circuito Eléctrico.

Los devanados del transformador tanto los de alta como los de baja tensión constituyen el circuito eléctrico del transformador, los devanados de A.T. (Alta Tensión) como los de B.T. (Baja Tensión). Están aislados eléctricamente. Los devanados se fabrican en diferentes tipos, dependiendo, de las necesidades del diseño y se usan básicamente el cobre y el aluminio, como elementos conductores, aún cuando el cobre tiene una baja resistencia, su costo es mayor comparado con el aluminio.

Las ventajas de los arrollamientos de cobre son:

- Resistencia mecánica elevada.
- Conductividad eléctrica elevada.

Las ventajas de los arrollamientos de aluminio son:

- Estabilidad del costo por suministro.
- Eficiente disipación del calor. (Solo en devanados de banda, no tipo alambre).
- Peso reducido.

Los devanados de aluminio solo se fabrican en banda. En cambio los devanados de cobre, pueden ser fabricados con solera o alambre forrados con papel o esmaltados, o la combinación de ambos.

Nota: Los devanados de aluminio fueron muy usados en la Segunda Guerra Mundial, dado por la escasez del cobre.

2.2.3).- Sistema de aislamiento.

Los transformadores poseen una serie de materiales aislantes, los cuales en su conjunto forman el sistema de aislamiento del transformador. En los cuales se incluyen:

- Cartón prensado (pressboard de 1.58 a 6.35 mm. de espesor).
- Papel Kraft (de 0.127 a 0.508 mm. de espesor).
- Papel manila y corrugado.
- Cartón prensado de alta densidad.
- Collares de cartón y aislamientos finales.
- Esmaltes y barnices.
- Recubrimientos en la laminación del núcleo.
- Porcelanas (Boquillas).
- Recubrimientos de polvo epóxico.
- Madera de Maple o machiche para armados.
- Fibras vulcanizadas.
- Algodón (Fibras, Hilos, cintas, etc.).
- Plásticos.
- Fluido dieléctrico (excepto gases), que pueden ser aceite mineral, aceite de siliconas (R-TEMP).

El sistema de aislamiento separa eléctricamente los devanados del transformador entre ellos y a tierra, así como las partes cercanas al núcleo y a las partes de acero de la estructura. Por lo que el aislamiento es algo más que un aislante propio de los devanados. Por los que se deben de cumplir con cuatro funciones primordiales para los primeros catorce materiales antes mencionados.

- 1.- Soportar tensiones elevadas.
- 2.- Soportar esfuerzos mecánicos.
- 3.- Poder disipar el calor.
- 4.- Soportar las cualidades anteriores en relación al tiempo de servicio.

Por otro lado el medio aislante en el cual están sumergidos los devanados, el núcleo y los materiales aislantes sólidos deben de proveer una elevada rigidez dieléctrica, un enfriamiento eficiente y proteger los demás elementos aislantes.

El fluido puede ser aceite mineral para transformadores, silicona o R – TEMP y de estos tres el aceite mineral es usado en el llenado del 95% de los transformadores.

Es evidente que cualquier debilitamiento en el aislamiento puede causar una falla en el transformador. El aislamiento está deteriorado cuando ha perdido una parte significativa de su propiedad dieléctrica original, el proseguir con su deterioro provocará una **falla en el transformador.**

2.2.4).- Tanque y accesorios.

Los transformadores deben ser construidos con un tanque hermético con objeto de preservar el aceite, ya que tiene la función de dieléctrico y también de refrigerante del núcleo, con una temperatura de entre $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $105\text{ }^{\circ}\text{C}$ en la parte superior del líquido aislante.

Entre los accesorios más importantes del transformador, están:

- Boquillas de Porcelana de A.T. y de B.T.
- Cambiador de derivaciones (Taps).
- Terminales de cobre de A.T. y de B.T.
- Válvula de muestreo de aceite.

Para transformadores de una potencia elevada se incluyen:

- Termómetros de contacto y sin contacto de alarma.
- Niveles de aceite con y sin contacto de alarma.
- Relevador Buchholz.
- Ventiladores.
- Bombas de aceite o agua según el tipo.

En la figura 2.1.1 se observan los componentes del transformador.

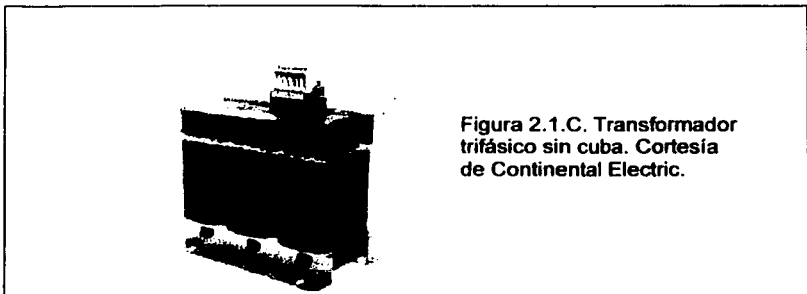
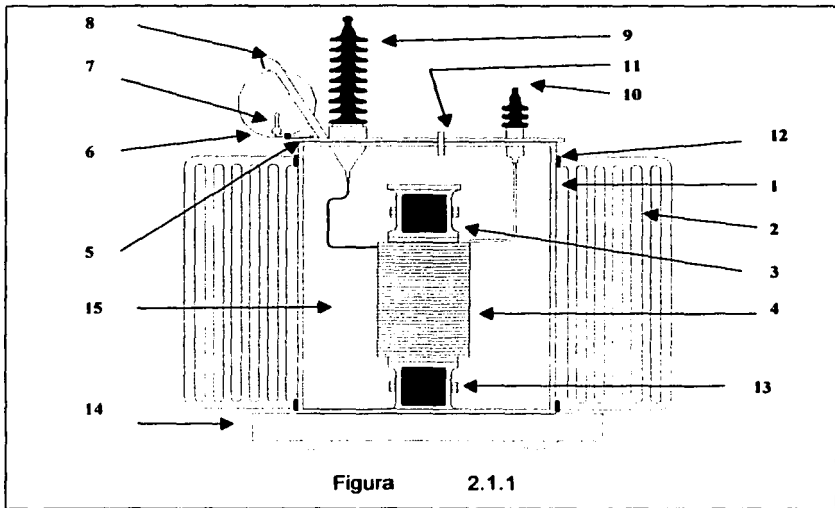


Figura 2.1.C. Transformador trifásico sin cuba. Cortesía de Continental Electric.



Partes ilustradas de la figura 2.1.1:

- 1.- Tanque.
- 2.- Tubos radiadores.
- 3.- Núcleo.
- 4.- Devanados.
- 5.- Relee de protección Buchholz. (en algunos transformadores)
- 6.- Tanque conservador (8 a 10 % del volumen del tanque ,en algunos transformadores).
- 7.- Indicador de aceite.
- 8.- Tubo de Escape en caso de explosión.
- 9 y 10 .- Boquillas o aisladores de potencia.
- 11.- Termómetro.
- 12.- Conexión de tubos radiadores al tanque.

13.- Tornillos opresores para dar rigidez al núcleo.

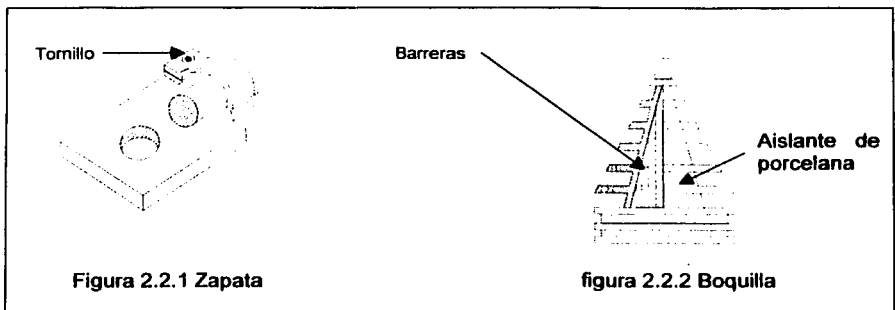
14.- Base de volar o plataforma.

15.- Refrigerante dieléctrico.

2.2.4.1).- Boquillas y Zapatas.

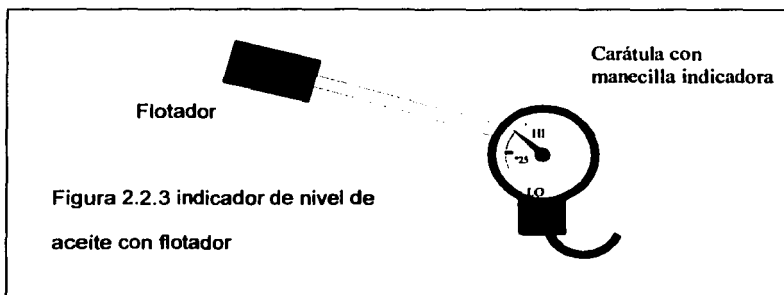
Las terminales de conexión de los transformadores son generalmente de tipo Zapata, o de tipo Boquilla y normalmente se utilizan las boquillas para la conexión del lado de alta tensión y las zapatas para el lado de baja tensión. Las boquillas están fabricadas de porcelana, plástico, vidrio o fibras como medio aislante y la varilla de conexión es de bronce o cobre. En otros diseños las boquillas tienen internamente un pequeño transformador de corriente (Toroide), el cual es usado para mediciones o equipos de protección.

Las Zapatas son láminas gruesas de cobre o bronce, que se conectan en el lado de B.T. del transformador y se diseñan de tal modo que se puedan conectar con otro tipo de zapata, ya sea por medio de un tornillo o pinza.



2.2.4.2).- Indicador de Nivel de Aceite.

Consiste en un flotador colocado en la cuba del transformador, indicando el nivel de aceite que contiene este. En otros casos el indicador de aceite esta colocado en el tanque conservador y no necesariamente en un flotador, también puede ser un tubo de prueba el cual indica pequeñas variaciones del nivel de aceite, esto con el fin de localizar fallas en la cuba o contenedor del transformador. Es otro casos se consta de un relevador Bucholtz el cual consiste en una serie de elementos colocados entre el tanque de conservación y la cuba o tanque del transformador, con el fin de detectar el nivel de aceite ,se debe de dejar pasar aceite desde el tanque conservador al tanque o cuba haciendo un intercambio de gases. Esto funciona de la siguiente manera: Cuando el aceite llega a cierta temperatura por las características propias del aceite, este se gasifica creando una presión mayor en la cuba (Dado que está sellada herméticamente) el relevador, por medio de válvulas deja escapar el gas .Otro dispositivo de alarma es activado y deja pasar una cantidad de aceite a la cuba, extrayendo el aire al tanque conservador.

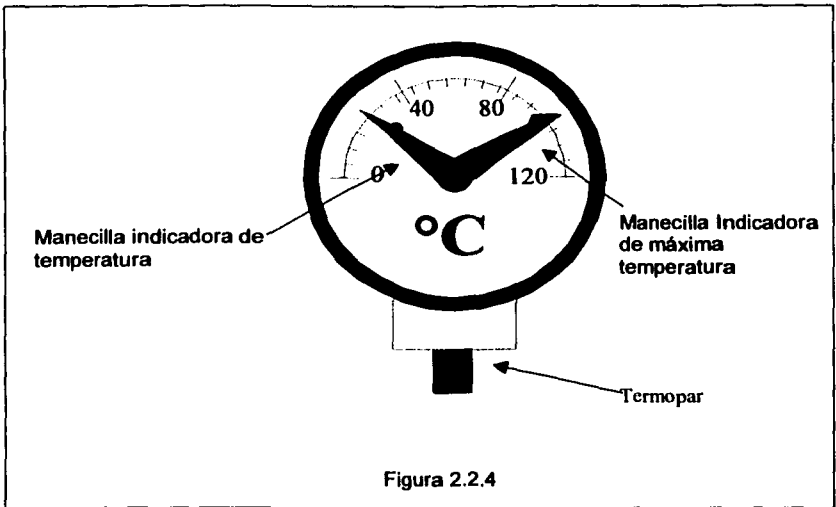


2.2.4.3.- Termómetro Indicador.

Este elemento es utilizado para registrar la temperatura interna en el transformador ya sea directa al núcleo o al aceite. Funciona con dos metales fundidos en una barra lineal con diferentes puntos de fusión, lo que provoca que uno de los metales se dilate más que el otro y la barra se deforme curvándola. Esto es registrado en una carátula de manecilla, la cual indica en relación con la deformación del material y la temperatura interna del transformador.

Una segunda manecilla es colocada para indicar la temperatura máxima alcanzada , lo cual indica que en un cierto momento el transformador estuvo trabajando bajo ciertas condiciones térmicas y se pudo haber producido una falla interna, de un momento a otro pudiera ser de mayor escala.

Existen también otro tipo de termómetros usados en este tipo de equipos, como son los electrónicos con memoria de eventos; Este equipo tiene la particularidad que puede ser montado junto con algún dispositivo de alarma o ser monitoreado desde un punto de control. Estos dispositivos en su gran mayoría pueden interactuar con sistemas de enfriamiento , así para poder mantener el transformador en condiciones favorables de funcionamiento. Estos equipos son más costosos en relación con el primero, pero no es necesario ocupar equipos tan sofisticados en transformadores tipo OA; Ya que casi todos estos cuentan con sistemas de refrigeración óptima, además que la mayoría de estos equipos están, " sobrados " para la cantidad de potencia que demanda el consumidor.



Termómetro indicador máximo de temperatura Hot-Spot

2.2.4.4).- Tanque conservador o cuba.

Los tanques están contruidos de lámina de acero gruesa con dimensiones para cada transformador y tipo de enfriamiento. Las uniones se sueldan por medio de soldadura eléctrica y una vez terminado, se procede a probarlos por medio de compresión de aire para localizar fugas o defectos de la soldadura.

Según el tamaño este es dotado de medios y entradas para la serie de elementos que se colocaran el transformador como son: Baterías de tubos disipadores, Ventiladores, Serpentes, Ductos para tanque exterior de aceite, Entrada para boquillas, Válvulas de

drenaje o muestreo, Indicador de nivel, Termómetro, Cambiador de derivaciones, Conector de tierra , Placa de características y diagrama , Ganchos, Plancha base con rodamientos, etc.

Una vez que la cuba ha sido inspeccionada, y realizado las pruebas dentro de los límites pertinentes, se procede a limpiar el interior de asperezas y materias extrañas, por medio del raspado o chorros de arena lanzados a presión; después se le da una mano de pintura a base de antioxidantes (Primer), esto es en el exterior del tanque , junto con dos o tres manos de pintura. (Por Norma se pintan de color azul o gris y esto se comentara más adelante). Para ser protegido de las inclemencias del tiempo.

2.2.4.5).- Cambiadores de Tensión (TAPs).

Un transformador puede usarse con distintas alimentaciones de voltaje, siempre y cuando estén dentro de los rangos de operación, esto es con el fin de tener una versatilidad y un mayor rango de uso. Sería muy poco practico utilizar transformadores diseñados con un solo valor de voltaje de entrada y de salida, debido a que no siempre por las características de la línea de alimentación, tiene el voltaje constante o deseado. También por cuestiones de uso las tensiones de salida pueden variar respecto al consumo de los equipos y la instalación deseada. Para esto, necesitamos poder controlar o variar el voltaje de entrada y/o de salida en transformador dentro de la potencia manejada por este.

Lo anterior se logra modificando la relación de transformación del equipo como lo vimos en el capítulo anterior la ecuación 1.1.2.c , nos indica que la relación de transformación esta dada por el número de arrollamientos en el primario respecto al secundario, esto se

logra obteniendo derivaciones del arrollamiento en una o en varias secciones de la bobina, para poder manejar la relación de transformación, nos basta con solo seccionar un lado de los embobinados y este es el de Alta tensión, debido a que consta de mayor número de bobinas. Por otro lado de nada nos serviría tener cambiadores en el lado de baja tensión, ya que cambiando una sola constante de las bobinas alteraría la relación de transformación. En algunos casos si se tienen derivaciones en el lado de baja tensión con el fin de regular el voltaje el lado de baja y colocar al transformador en una operación optima). Un diagrama de TABS en un transformador sería como el siguiente:

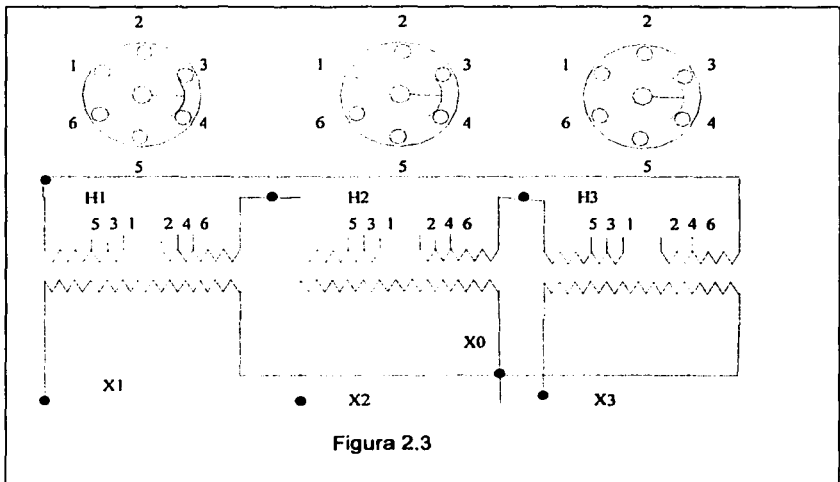


Figura 2.3

En este caso se muestra un transformador con conexión delta-estrella. El lado de baja tensión como se observa, no tiene ninguna derivación, en cambio el lado de Alta Tensión en

Delta, consta de cambiadores en derivación con cinco posiciones. Como se menciono anteriormente, esto es para poder adecuar al transformador.

Posición	Números	Relación entre A.T. y B.T.
1	1-2	105
2	2-3	102.5
3	3-4	100
4	4-5	97.5
5	5-6	95

Tabla 2.3

Como podemos apreciar en la tabla 2.3 si decimos que estamos en la posición número 3 la relación de transformación es de 100, esto es que si alimentamos al transformador por el lado de alta tensión con 23000 volts obtendremos en el voltaje de fase de 230 volts y uno de línea de 132.8 volts por estar conectado en estrella. Pero ahora si colocamos el TAP en la posición 1 la relación es de 105, esto es que obtendremos con la misma alimentación un voltaje en el lado de baja tensión de fase de 220 y un voltaje de línea de 127 aproximadamente. No se debe de exceder la tolerancia de $\pm 5\%$ para la variación de voltaje. Las derivaciones en los devanados son tomadas en la parte media del arrollamiento, esto por que cuándo se suscita un corto circuito, los devanados tienden a crear campos magnéticos muy fuertes en un instante de tiempo muy corto, ocasionando que los conductores tiendan a repelerse o atraerse provocando esfuerzos en los conductores y dado que esto ocurre con mayor facilidad en los extremos de los arrollamientos, se opta por colocar las derivaciones dentro de los devanados en esta posición. Observamos que los

TAPS se conectan o desconectan con el transformador sin alimentación, existen dispositivos que realizan esta operación con el equipo con carga, pero no se realizan maniobras con el transformador en funcionamiento. Dichas conexiones siempre son conectadas de tal forma, que la relación de transformación sea la misma para cada una de la bobinas. Ya que de lo contrario existiría un desequilibrio en las fases, de lo cual se derivan fallas tanto en el transformador a corto o largo plazo así como fallas en los equipos alimentados, por no tener sus características de consumo nominal.

2.2.4.6).- Aceites Dieléctricos para transformadores.

Como se menciono con anterioridad, los aceites en el transformador tienen la finalidad de disipar el calor generado por el mismo. Para esto se consideran además, los diferentes tipos o formas de enfriamiento. Los Tipos OA, OA / FA, OA / FA / FOA, FOA, OW y FOW, son en primera instancia transformadores sumergidos en aceite como medio refrigerante. Para los transformadores que utilizaremos, la forma o tipo de enfriamiento en ellos serán del tipo OA, FA, FOA o la combinación entre sí. Los Elementos enfriados por agua son muy utilizados para transformadores de más de 1000 KVA o en climas muy cálidos. Y sería de un costo mayor utilizar este tipo de enfriamiento para los equipos de menores capacidades. Existe una clasificación de estos aceites, respecto a sus características físicas densidad, punto de ebullición, si son del tipo inhibido o no, características Químicas, etc. Para esto definiremos brevemente las características más importantes de el aceite.

- **Viscosidad Cinemática** .- Es una medida de la resistencia del líquido, a fluir bajo condiciones de gravedad, siendo la carga de presión proporcional a la densidad. .
- **Aceite no Inhibido**.- Es un aceite sin antioxidantes.
- **Aceite Inhibido**.- Es un aceite con antioxidante.

En todos los casos nos referimos a aceite mineral y este debe de tener una humedad muy baja, así como de no ser corrosivo, para que no exista reacción química con el aislante o elementos internos de transformador. Otra de las características y la más importante de estos aceites es el tener una temperatura de inflamación alta o ser prácticamente no flamables. Los aceites por su fabricación no están exentos de impurezas así como de una acidez, esta ultima provocaría una corrosión interna del barniz aislante. Para evitar esto se utilizan hidróxidos u otras sustancias con el fin de neutralizar su acidez. Se es muy utilizado el hidróxido de potasio.

	Unidad	Especificaciones			
		No Inhibido Tipo I	No Inhibido Tipo II	Inhibido Tipo I	Inhibido Tipo II
Características Físicas					
Apariencia Visual		Brillante y transparente sin sedimentos ni sólidos en suspensión	Brillante y transparente sin sedimentos ni sólidos en suspensión	Brillante y transparente sin sedimentos ni sólidos en suspensión	Brillante y transparente sin sedimentos ni sólidos en suspensión
Cólor		0.5 máximo	0.5 máximo	0.5 máximo	0.5 máximo
Densidad relativa 15.6 °C / 15.6 °C ó 20 °C / 4 °C		0.843 a 0.893 0.840 a 0.890	0.910 máximo 0.906 máximo	0.910 máximo 0.906 máximo	0.910 máximo 0.906 máximo
Temperatura de escumamiento	°C	(-) 26 máximo	(-) 40 máximo	(-) 40 máximo	(-) 40 máximo
Temperatura de Inflamación 101.3 Kpa:	°C	145 mínimo	145 mínimo	145 mínimo	145 mínimo
Tensión interfacial a 25 °C	mN/m	40 mínimo	40 mínimo	40 mínimo	40 mínimo
Temperatura de anilina	°C	no aplica	63 a 64	63 a 64	63 a 64
Viscosidad cinemática a 40 °C	mm ² /s	10.4 máximo	12.0 máximo	12.0 máximo	12.0 máximo
Características Eléctricas					
Factor de Potencia a 60 Hz a 25 °C	%	0.05 máximo	0.05 máximo	0.05 máximo	0.05 máximo
a 100°C	%	0.30 máximo	0.30 máximo	0.30 máximo	0.30 máximo
Tensión de ruptura Dieléctrica electrodos Planos 5.54 mm electrodos semiesféricos 1.02 mm *	KV	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
Tendencia a la gasificación a 10 KV	n/min	valor negativo	valor negativo	(+) 30 máximo	(+) 30 máximo
Nota : Límites aplicados al aceite nuevo , el cual ha sido filtrado, deshidratado y desgasificado					

Tabla 2.4

Características de los aceites dieléctricos, tomados de la Norma Mexicana **NMX-J-123/1-ANCE-1999 ACEITES MINERALES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES**. Se

tomaron las características Físicas y Eléctricas de la tabla, por considerar que no emplearemos en este trabajo las químicas.

2.2.4.7).- Otros Elementos.

Los elementos antes mencionados se presentan el casi todos los transformadores, que se instalan para subestaciones de distribución. Esto no quiere decir que sean los únicos elementos usados ya que muy recientemente se utiliza el Hexafluoruro de Azufre, obteniendo muy buenos resultados para su labor refrigerante, pero suelen ser los equipos que lo utilizan de un costo mayor.

Existen también sistemas de control y de alarma que son detectados en una central, desde ahí se puede controlar los eventos que se van presentando en el transformador.

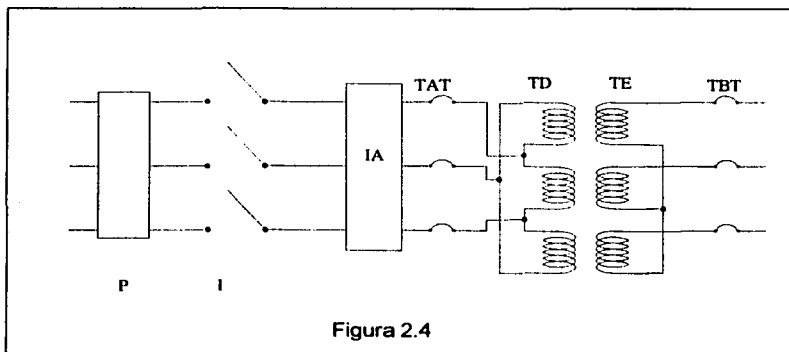
Para nuestro fin, los elementos antes mencionados son los esenciales e indicados para poder poner en marcha un transformador.

2.3).- Equipos de Instalación.

Para poder instalar un transformador es necesario en primer lugar realizar una inspección física del lugar, tanto del lugar donde se colocara el transformador así como de los equipos y elementos indispensables para su conexión, desde los datos de placa del transformador hasta los elementos o equipos extra que se deban utilizar.

2.3.1).- Elementos.

Los equipos de protección son los elementos que más se deben de tener en cuenta. Los fusibles así como los elementos de interrupción, son de mayor cuidado en sus valores de funcionamiento ya que un fusible de un amperaje de ruptura mayor, que el de la corriente nominal del transformador ocasionaría una falla en este último. Por otro lado un valor muy inferior provocaría molestias de interrupción. Veremos para esto un diagrama de una Estación de Suministro, figura 2.4.

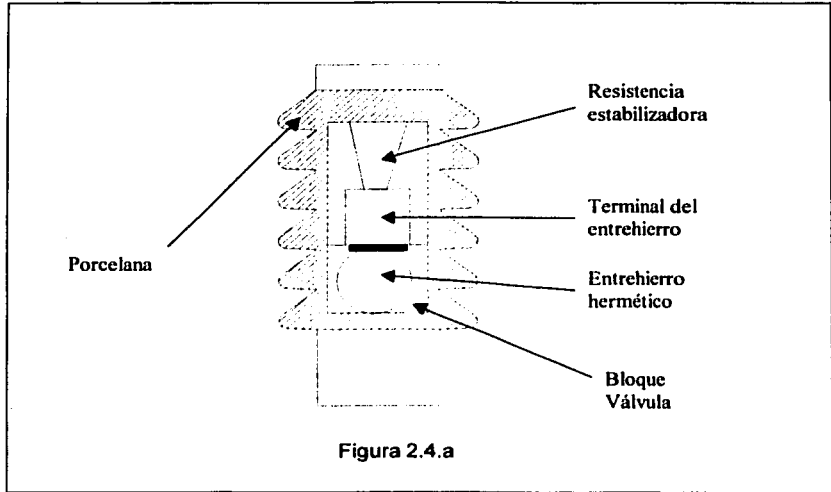


En la figura anterior se visualiza el diagrama de conexión de una estación transformadora para alimentación en baja tensión en donde el elemento P es el sistema de pararrayos, I representa los interruptores tipo bayoneta, IA Interruptores sumergidos en aceite, TAT los fusibles de alta tensión, TBT los elementos térmicos de baja tensión y por ultimo, TD Lado de alta tensión del transformador en delta y TE Lado del transformador en estrella y de baja tensión.

2.3.1.1).- Sistema de Pararrayos.

Para la protección de las subestaciones equipos y personal que se encuentre en las cercanías . Es necesario contar con pararrayos , las cargas atmosféricas son soportadas y enviadas a tierra evitando un daño mayor . Para la implementación de un equipo que compone un sistema de alimentación ya sea interno o externo , en México se crean normas como requisito mínimo tanto para seguridad , mantenimiento, instalación y estándares de consumo. Dichas normas son publicadas a cargo de la **Secretaría de Economía** con la ayuda de Institutos , Empresas y otras Secretarías de Estado. **La Norma Oficial Mexicana (NOM)** y **la Norma Mexicana (NMX)** tienen la finalidad de crear condiciones homogéneas para la construcción , instalación e implementación de equipos eléctricos tanto de consumo como de generación y distribución . Todos los elementos que se mencionaran a continuación así como el mencionado con anterioridad deben de cumplir con dichas normas , las cuales solo serán referidas por ahora y se verán más adelante.

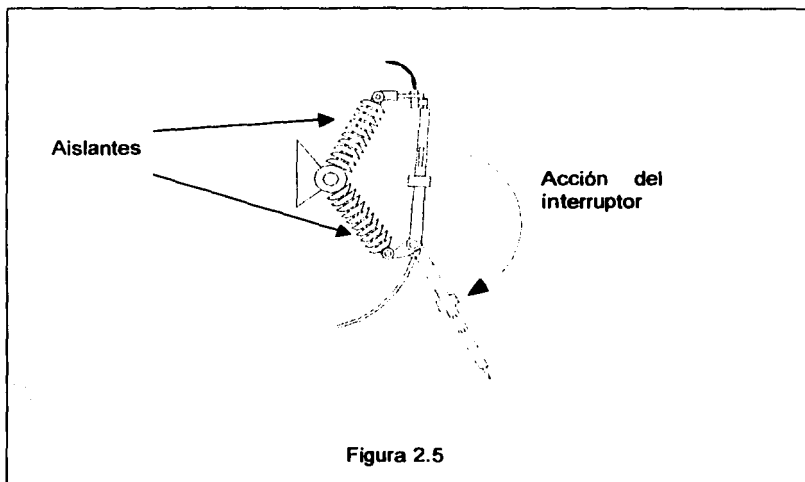
Existen los elementos apartarrayos los cuales atraen las cargas excesivas y son disipadas en forma de calor, protegiendo al sistema paralelamente de fallos. En la figura 2.4.a observamos la construcción de un apartarrayos.



Los pararrayos como los apartarrayos están diseñados para soportar descargas de energía muy altas. Básicamente son contruidos por un envolvente de porcelana herméticamente cerrado, en cuyo interior se encuentran las partes activas del descargador, como es la resistencia que trabaja en función de la tensión y el entrehierro o explosor de extinción compuesto por electrodos colocados en el descargador lleno de nitrógeno, para evitar flama, corrosión y envejecimiento del mismo.

2.3.1.2).- Interruptores de A.T. de repulsión.

Su finalidad es interrumpir el suministro de energía en alta tensión, para esto se implementan interruptores tipo bayoneta los cuales al existir una sobre carga en la alimentación detonan un dispositivo de resorte, el cual acciona un punzón el cual corta un seguro que sostiene la conexión, al ser cortado este seguro por gravedad y reacción del corte provoca que el interruptor se desconecte.

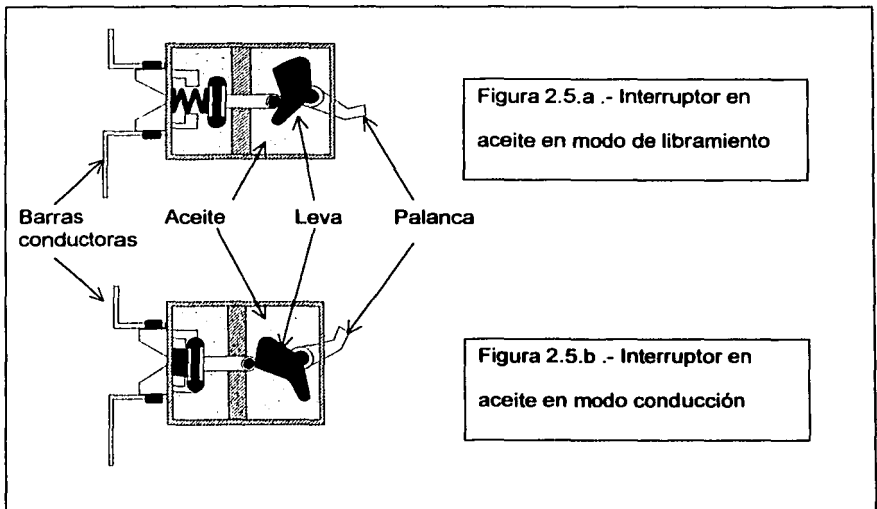


2.3.1.3).- Interruptores de A.T. sumergidos en aceite.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Este tipo de interruptores en algunos tipo de transformadores son opcionales, con el fin de poder tener un libramiento para tareas de mantenimiento, de seguridad o para poder realizar maniobras de colocación de otro transformador o su colocación en paralelo , etc.

Este tipo de interruptores son de acción manual, se sumergen en aceite dieléctrico con características similares al de los transformadores , con el fin de disipar un arco eléctrico , al momento de desconectar el lado de alta tensión. Debo de mencionar que cuando un se procede a interrumpir el suministro por medio de este dispositivo , por lo peculiar la carga en el transformador es desactivada, pero la energía remanente en el transformador , es suficiente para generar un arco eléctrico el cual pudiera ocasionar fallas en otros dispositivos, o al personal que los opera.



2.3.1.4).- Fusibles de Alta Tensión.

Estos fusibles por las características de operación, se deben colocar en lugares muy protegidos tanto de agentes externos como de usuarios . Sus capacidades nominales tienen la particularidad de manejar voltajes muy altos pero corrientes muy pequeñas alrededor de

10 a 1.5 amperes, estos fusibles contienen cristales y aleaciones metálicas que garantizan la interrupción de la corriente , sin crear un arco eléctrico ni flama. Si estos elementos se colocan en su mayoría en camarotes aislados y bajo el resguardo de capas o candados. Los más usados son los fusibles tipo expulsión, existen varios tipos de estos mismos los cuales varían según su capacidad interruptiva y su velocidad de respuesta.

- Fusibles tipo K o F : Son llamados fusibles con elemento rápido . Tienen una relación de velocidad * que varía de 6 segundos para capacidad de 6 amperes y 8 segundos para los de 200 amperes.
- Fusibles tipo T : Son fusibles con elemento lento, su relación de velocidad es para los mismos regímenes 10 y 13 respectivamente.
- Fusibles tipo H o U : Son fusibles de elemento extra rápido . Las relaciones de velocidad son de 4 y 6.
- Fusibles tipo dual : O fusibles extra lentos cuya relación de velocidad es de 13 y 20Segundos,(Para 0.4 y 21 Amperes, respectivamente).

Nota.- * La relación de velocidad se toma entre corriente de fusión a 0.1 segundos y la de 300 milisegundos. (Para fusibles de capacidad mayor a 100 amperios, se toma el valor de 600 mili segundos)

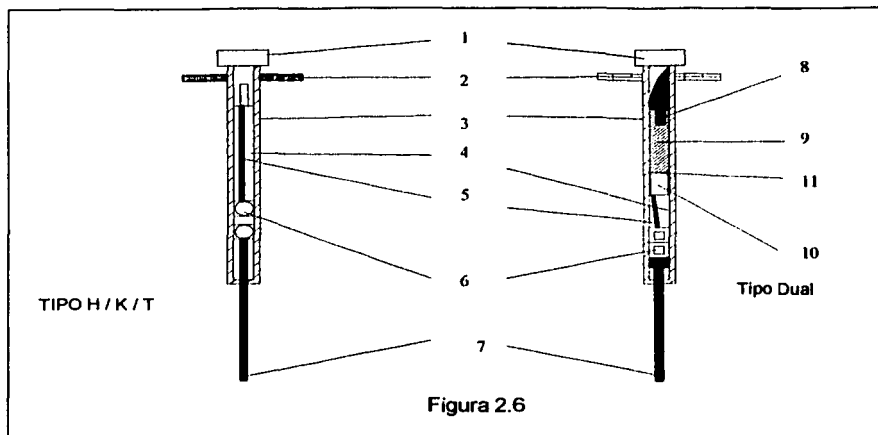


Figura 2.6

En la figura 6 se pueden observar los componentes que conforman a los fusibles:

1	Borne
2	Arandela
3	Tubo Auxiliar extinción de arco
4	Hilo Fusible
5	Hilo Filtro
6	Casquillo
7	Cable de Cobre Estaño Flexible
8	Aislador
9	Cerámica
10	Bobina
11	Juntura

Tabla 2.5 referente a la figura 2.6

2.3.2.4).- Fusibles de Baja Tensión.

Estos fusibles tienen la característica de tener una corriente de disparo muy alta, pero manejan voltajes del orden de 220 Volts entre fases y de 127 Volts entre fase y neutro. Están fabricados por estaño u otras aleaciones metálicas, tienen una velocidad de respuesta

rápida, y como se manejan voltajes bajos no se corre el riesgo de arco eléctrico , además los interruptores no necesita tener en un medio dieléctrico estrictamente hablando. Los interruptores de navaja tienen integrado en su chasis , los porta fusibles para cada fase y son los más usados como equipo de interrupción para baja tensión.

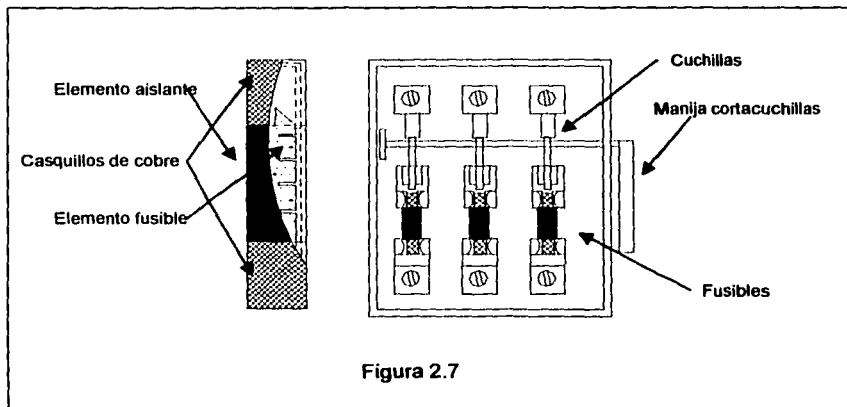


Figura 2.7

Esquema de un porta fusibles con interruptor de navajas de Baja tensión.

Para tener una protección más amplia y de mayor seguridad, se emplean dispositivos termo magnéticos para garantizar un corte de corriente cuando suceda una sobre carga o este demande una corriente de alimentación excesiva. La implementación de estos elementos eleva la seguridad de la instalación y son requeridos por la **NOM-001-SEDE-1999** para la instalación de transformadores eléctricos.

2.3.3).- Normatividad.

Antes de hablar de las normas y reglamentos a seguir para la instalación de transformadores; Debemos mencionar a la ley Federal de Metrología y Normalización del gobierno de México , faculta a instituciones privadas por medio de la SECOFI (Secretaría de Comercio y Fomento Industrial) a través de la Dirección General de Normalización DGN para desarrollar actividades de Normalización, Certificación, Verificación, Calibración y Prueba; 32 Industrias del sector Eléctrico preocupados por fomentar la calidad y la competitividad de los productos nacionales así como servicios, se unieron para formar una asociación sin fines de lucro, de ámbito nacional y personalidad jurídica propia, el 21 de Diciembre de 1992 al constituirse la Asociación Nacional de Normatividad y Certificación del Sector Eléctrico A.C. **ANCE**.

Conociendo las necesidades primordiales del sector , se desarrolla ANCE como Organismo de Certificación de Productos; Una vez acreditada esta primera instancia , el Consejo Directivo decide iniciar actividades para formar a la ANCE como un Organismo Nacional de Normalización ONN del Sector eléctrico y de Aparatos Domésticos e Instalaciones Eléctricas, Sistemas de Canalización y de Soporte de Cables, obteniendo la acreditación de la DGN de la SECOFI como ONN el 8 de Abril de 1994 y el 30 de Junio del 2000.

En etapas posteriores la ANCE logra tener convenios con Underwrites Laboratories Inc. (UL) para desarrollar un Laboratorio de Pruebas, así como formar parte del grupo certificadores de sistemas.

Los organismos con los cuales ANCE ha establecido convenios de colaboración figuran:

- AENOR (España)
- INCONTEC (Colombia)
- IMNC (México)
- LGAI (España)
- QMI (Canada)
- UNIT (Uruguay)

Las Normas emitidas, son realizadas por los comités técnicos CONANCE (Comité de Normalización de la ANCE), y los cuales son específicos para la rama del sector eléctrico, los cuales son:

CT 14 TRANSFORMADORES

SC 14 A Distribución y Potencia

SC 14 B Aceites

CT GENERACIÓN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN (GTD)

SC GTD A Corta Circuitos Fusibles

SC GTD B Sistemas de Control de Centrales Generadoras

SC GTD C Aisladores

SC GTD D Apartarrayos

SC GTD E Capacitores

SC GTD F Cuchillas y Desconectores

SC GTD G Restauradores y Seccionadores

SC GTD H Interruptores de Potencia

CT PRODUCTOS Y ACCESORIOS PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS (PIE)

SC PIE A Cajas Registro

SC PIE B Áreas Peligrosas

SC PIE C Tubo para la protección de conductores eléctricos.

SC PIE D Soporte tipo charola para cables

SC PIE E Interruptores de circuito por falla a tierra

SC PIE F Receptáculos y clavijas

SC PIE G Máquinas rotatorias

SC PIE H Pararrayos

SC PIE I Ductos

SC PIE J Extensiones

GT Artefactos eléctricos

CT 20 CONDUCTORES

GT AM Alambre magneto

SC 20 A Alta tensión

SC 20 B Baja tensión

SC 20 C Conectores

SC 20 E Accesorios para conductores eléctricos aislados de energía

CT 32 FUSIBLES

SC 32 A Alta tensión

SC 32 B Baja tensión

CT 64 INSTALACIONES ELÉCTICA

Para la instalación de equipo eléctrico en México, la Secretaría de Energía en conjunto con la Secretaría de Economía, ANCE , apoyados y dirigidos por Comisión Federal de Electricidad, elaboran normas y procedimientos para la instalación de redes eléctricas , suministro, consumo , subestaciones etc. Con el fin de tener un estándar de procedimientos , en 1993 se elabora una Norma emergente relativa a instalaciones eléctricas NOM-EM-001-SEMP-1993, luego en Octubre de 1994 **NOM-001-SEMP-1994**, pero no es hasta el 21 de Diciembre de 1999 y que es publicada en el diario oficial de la federación la **Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999 Relativa a Instalaciones Destinadas al Suministro y Uso de la Energía Eléctrica**. Teniendo como referencias las siguientes Normas Mexicanas:

- NOM-EM-002-SCFI : Productos eléctricos – Conductores, alambres y cables-
Especificaciones de seguridad y métodos de prueba
- NOM-003-SCFI : Requisitos de seguridad en aparatos electrodomésticos y similares.
- NOM-008-SCFI : Sistema General de Unidades.
- NOM-024-SCFI : Información comercial- aparatos electrónicos, eléctricos y electrodomésticos – instructivos y garantías para los productos de fabricación Nacional e Importada.
- NOM-050-SCFI : Información comercial- información comercial del envase o su etiqueta que deberán ostentar los productos de fabricación Nacional.
- NMX-J-98 : Tensiones Normalizadas.
- NMX-J-294 : Productos eléctricos – Conductores – resistencia de aislamiento - método de prueba.

Capítulo III

En el presente capítulo hablaremos de la parte medular de este trabajo. La Instalación de Transformadores Eléctricos en Subestaciones.

Al hablar de instalación de transformadores se debe elegir el elemento que se desea , así como los elementos más comunes para su protección. Esto nos obliga a recurrir a normas y estándares establecidos.

Para Transformadores tipo seco, no se necesita una rigurosa estructura o instalación , las normas para este tipo de transformadores , son hasta cierto punto flexibles, no deben de ser estos de una potencia muy alta .

Mencionaremos una relación de criterios, respecto a las normas establecidas, a su vez se mencionarán los pasos a seguir para la instalación y puesta en servicio de estos equipos.

3.1).- Instalación de los Transformadores.

3.1.1).- Maniobra y Recepción.

Cuando se adquiere este tipo de equipos antes que otra cosa, las garantías que nos ofrece el distribuidor a la hora de entregarlo. Se toman todas precauciones, cumpliendo con los requerimientos del fabricante y a su vez con las normas establecidas, para este efecto se establece la Norma Mexicana **NMX-J-116** y para el tipo de transformadores que instalaremos se utiliza la **NMX-J-410-1982 GUIA PARA INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE**. En donde se utilizan transformadores de 5 a 300 KVA con nivel básico de aislamiento al impulso y menores, sumergidos en aceite mineral. (Las pruebas de impulso de verán más adelante). Se nos explica sobre las observaciones que se deben de seguir para la recepción del equipo y en la norma **NMX-J-116** indican las conexiones y anclajes en el embarque.

Ahora numeraremos los cuidados recomendados para la recepción de transformadores.

1. Todo desembarque, o traslado del equipó debe hacerse con sumo cuidado, y evitar golpear cualquier parte del transformador.
2. Examinar el transformador para detectar fallas externas o internas de ser posible.
3. Comparar la lista o factura del distribuidor contra el equipo entregado.

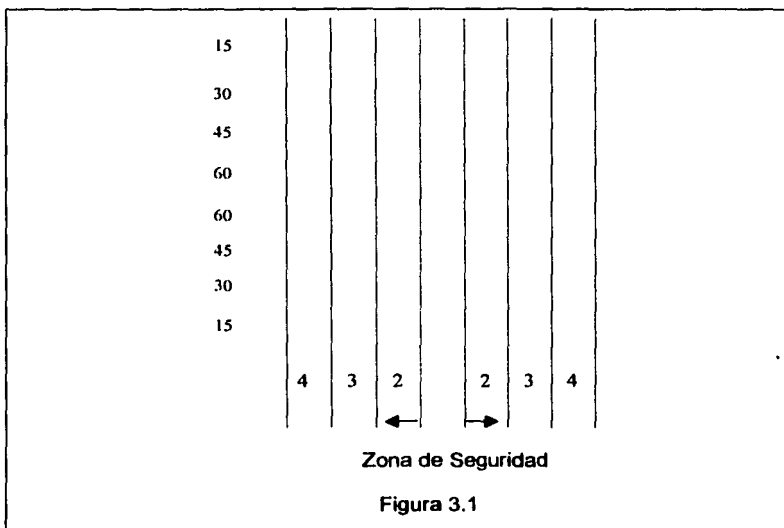
4. Si fuera el caso de un transformador desensamblado, este se debe proteger contra la humedad, hasta que sean instalados.
5. De ser posible, colocar las piezas o el equipo completo bajo techo y en un lugar seco , utilizando polines u otro tipo de base para evitar el contacto directo con el suelo.
6. Cuando el transformador debe de almacenarse por mucho tiempo, se ensamblan completamente y se dejan bajo vacío y con aceite como si estuvieran listos para trabajar.
7. Se verifican los niveles de presión, en el caso de que el equipo este bajo presión de nitrógeno y que los tanques de aceite no presenten indicios de perforación.

Al llevar a cabo todos los puntos para la recepción del equipo, se garantiza hasta cierto punto que no se tengan fallas. Pero se siguen otro tipo de requisitos tanto por normatividad como por seguridad.

Para los transformadores que se mantienen bajo presión del nitrógeno N_2 , la presión dentro del tanque o cuba debe de ser en principio positiva respecto a la presión atmosférica. Por un lado la compañía de Luz y Fuerza del Centro recomienda que el manómetro mantenga una presión de 6 lbs/in², mientras tanto la Norma Mexicana maneja de 6 A 4.5 lbs/in² esto es una variación menor. Para no tener desacuerdos ni problemas de evaluación tomaremos la presión mas alta, para garantizar que no exista fuga alguna.

Para comprobar que el elemento transportado, no sufrió impactos que a simple vista no se llegan a percibir. Luz y Fuerza del centro especifica colocar impactógrafos para direcciones vertical y horizontal. Las partes de la mayoría de los transformadores están diseñadas para soportar impactos en sentido horizontal de hasta 5 gravedades y de 3 Gravedades en sentido vertical. (Esto es que la aceleración gravitacional se aumenta "n" veces al impacto).

Los Impactógrafos constan de una cinta registradora en la cual se grafican los impactos sufridos, respecto al tiempo de envío.



En la cinta se observa el área de seguridad, la cual si registra la aguja en la zona 3 indica impactos de consideración. En el caso del resto de las piezas si es que vienen por separado, es criterio a tomar en relación a el material del cual están contruidos.

Otro criterio a tomar respecto al los impactógrafos, es el de la duración de una vibración, la cual es recurrente en un lapso dado de tiempo, esto provocaría a un que se detectaran desplazamientos menores al del nivel 3, se pudiera causar daño si estos pequeños impactos se prolongan por un tiempo. Compañía de Luz y Fuerza considera, que dichos valores son no mayores al 0.9 por un tiempo no mayor a tres horas, está en rangos aceptables. Por otra parte La Norma Mexicana , no menciona el uso de estos aparatos; Pero si es muy estricta en las pruebas y la inspección física del transformador.

Otras recomendaciones que son importantes mencionar de la Norma Mexicana, son las de maniobra del equipo, en las cuales nos señalan a grandes rasgos, es el hecho de sujetar el equipo por las partes señaladas como lo son los ganchos laterales; Se debe mantener el transformador siempre en posición vertical sobre su base. Las boquillas y accesorios no son y nunca se utilizarán como puntos de apoyo o de tensión. Tampoco se debe destapar un transformador si el aceite en su interior no cubre por completo los devanados. Todas estas recomendaciones y normatividades, tiene la finalidad de proteger el equipo para que funcione correctamente y no sea, dañado o a tacado por agentes externos.

Las grúas, garruchas, gatos y tensores son en especial necesarios para la colocación de estos equipos, tomando en cuenta la pericia y experiencia del equipo humano que colabora para la maniobra del transformador, nos tenemos que valer de un sin fin de recursos para que dicho equipo sea colocado sin problema alguno. Algunas plataformas vienen equipadas con accesorios móviles, en su generalidad ruedas, rieles o guías, que facilitan su instalación.

Todas las subestaciones en donde se colocan los transformadores, por norma deben tener una entrada lo suficientemente grande para poder maniobrar, colocar o retirar el equipo, sin que esto obstruya la entrada y salida de los mismos, **La Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999 Art. 2405 INSTALACION DE EQUIPOS ELÉCTRICOS EN SUBESTACIONES.** También se mencionan las características de equipos de protección y su correcta instalación, tanto de suministro como de sistemas de tierra. (Esto se verá más adelante). Para poder hablar sobre las pruebas que se efectúan a los transformadores, se tiene primero que mencionar y en que consisten dichas pruebas. En el capítulo I se habla sobre el problema que causa si se colocan erróneamente las polaridades de los devanados.

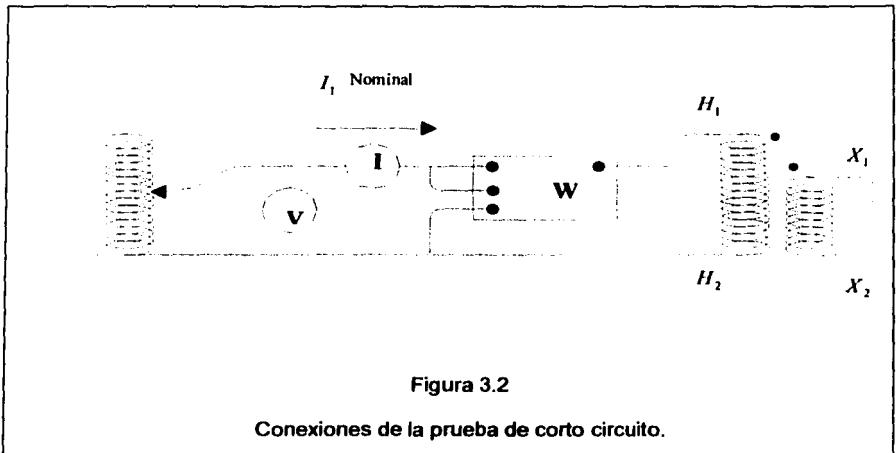
3.2.2).- Pruebas a Transformadores Eléctricos.

Todo equipo que es ensamblado o construido, se debe someter a una serie de pruebas para garantizar , en lo más posible, su funcionamiento en optimas condiciones. Los transformadores Eléctricos no son la excepción, y son muy variadas las pruebas a las que son sometidos. Mencionaremos las más indispensables.

3.2.2.1).- Ensayos de Corto Circuito y Circuito abierto.

Las pruebas clásicas en los transformadores, son las pruebas de corto circuito y circuito abierto , las cuales arrojan datos muy significativos y comparativos del funcionamiento del equipo respecto a su carga, las pérdidas del transformador, su impedancia, la regulación de voltaje, su eficiencia, etc. Para lo cual nos enfocaremos a estas pruebas desde un punto de vista práctico, ya que no son indispensables ; Para esto los análisis de corto circuito y circuito abierto en transformadores eléctricos, nos indican solo su

eficiencia, lo cual es un dato de fabrica y se encuentra del 98 al 99.9% de eficiencia. Pero por otro lado el seleccionar adecuadamente el tipo de transformador para las subestaciones alimentadoras y el verificar el estado en el que se encuentra el transformador y todos sus elementos, como también el verificar, atender las maniobras y pruebas correspondientes. estas son realizadas por el fabricante antes de su entrega y certificada por la ANCE. El ensayo de corto circuito consiste en juntar las terminales de baja tensión, por otro lado se colocan un voltímetro, un amperímetro y un wattmetro (Figura 3.2) , en el lado de alta tensión y esta se alimenta con un voltaje por medio de una fuente regulable, hasta que el amperímetro se acerque a su valor nominal. Se obtienen los datos de los aparatos y se realizan los cálculos correspondientes. Este tipo de ensayo puede resultar destructivo para el equipo, si no se tiene cuidado con la corriente que se maneja. Esta prueba suele realizarse tomando uno o varios transformadores , de una serie ya fabricados como muestreo.



Se procede a tomar las lecturas y obtenemos en si los datos correspondientes a las pérdidas máximas alcanzadas por el cobre (Capitulo I sección 3.1) están representadas en si por la impedancia total del devanado. (Se debe de recordar que las pérdidas en el cobre son variables, respecto a la carga, y por eso se procede a tomar la corriente nominal, para referimos a su valor máximo) Referimos la ecuación 1.1.4 del Capitulo I para expresar las componentes de la impedancia.

Para este ensayo tomaremos las lecturas de la siguiente manera: P_{cc} Potencia de corto circuito. (Lectura del Wattmetro). V_{cc} Voltaje de corto circuito e I_{cc} Corriente de corto circuito, que es igual a la nominal.

Podemos calcular ahora la impedancia, reactancia y resistencia , referidas por su puesto a el lado de alta tensión, lo cual estaría de finido por las siguientes ecuaciones:

$$Z_{AT} = \frac{V_{cc}}{I_{cc}} \quad \text{y} \quad R_{AT} = \frac{P_{cc}}{I_{cc}^2}$$

Ecuación 3.1 y Ecuación 3.2

Donde la impedancia de alta tensión es: Z_{AT} y la resistencia de alta tensión es: R_{AT}
 Para poder calcular la reactancia de alta tensión se procede a despejar de la ecuación 1.1.4 la componente respectiva, lo que nos resultaría:

$$X_{AT} = \sqrt{Z_{AT}^2 - R_{AT}^2}$$

Ecuación 3.3

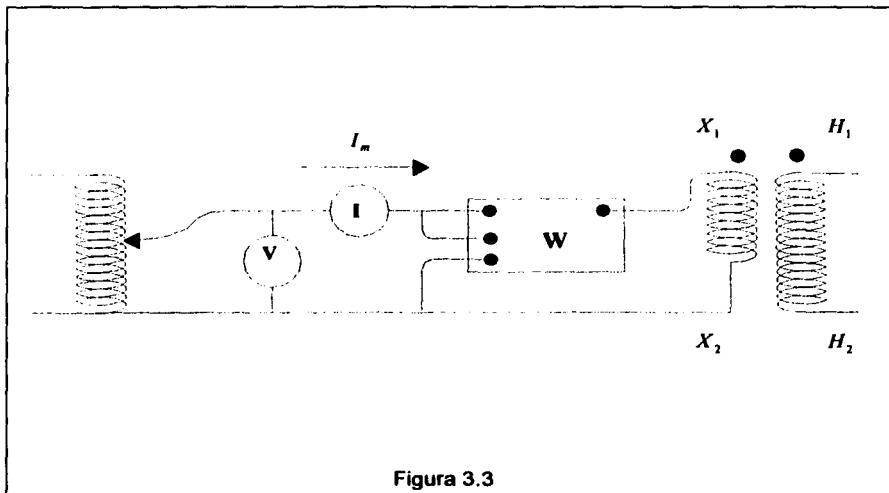
Por con siguiente el ángulo θ que se forma entre la Impedancia y la resistencia esto sería:

$$\theta = \arccos\left(\frac{R_{AT}}{Z_{AT}}\right)$$

Ecuación 3.3.a

Hasta ahora se conocen los datos respectivos al lado de alta tensión, si recordamos lo visto en el Capítulo I en la sección 1.2.2 , la relación de transformación esta dada por la nota que se refiere, a la ecuación 1.1.5 y podemos encontrar la impedancia , reactancia y resistencia en el lado de baja tensión. Estos datos no conducen a encontrar las caídas de tensión efectuadas en el lado de baja tensión, como se menciona en la ecuación 1.1.6 se obtiene el voltaje inducido, y retomando la ecuación 1.1.6.a se obtiene el porcentaje de regulación para un factor de potencia cual quiera. Procederemos a mencionar el ensayo de circuito abierto, solo que en este caso, la parte que se alimenta con una cierta cantidad de voltaje es la parte de baja tensión y los extremos del lado de alta tensión están abiertos, esto es que alimentamos con un voltaje nominal , y se anotan las lecturas obtenidas.

Los datos de este ensayo se tomarían de manera homóloga a la del anterior, solo lo que obtenemos son resultados respecto a las pérdidas en el núcleo del sistema, se consideran como de valor constante y que no varían respecto a la carga o temperatura. Como se vio en el capítulo I sección 1.1.3.2. referente a las pérdidas del núcleo y respecto a la corriente magnetizante 1.3.1 del mismo capítulo. Podemos decir que la lectura del wattmetro, corresponde directamente a la potencia que se pierde en el núcleo.



Conexiones de la prueba en vacio.

Si obtenemos los datos referente a sus componentes reactivas y resistivas confirmamos que la potencia obtenida en el wattmetro es la misma que las que se pierden en el núcleo. Con esto retomando lo referente a la eficiencia del transformador ecuación 1.1.7.a y 1.1.7.b y concluimos las pérdidas del cobre y el hierro son relativamente pequeñas, a un para transformadores de poca potencia. Por otro lado en transformadores trifásicos, podemos hacer los ensayos para cada devanado, lo cual obtenemos datos muy similares de cada uno. Como ya lo mencionamos anteriormente los transformadores son equipos de una eficiencia muy elevada, del orden del 99% al 97 %.

3.2.2.2).- Pruebas de Polaridad entre los devanados.

Como se menciona en el capítulo I sección 1.2.6 en donde el problema que causa, el colocar los devanados con una polaridad instantánea contraria a el conjunto de bobinas. De forma más explícita se observa en la figura 1.1.9 y diagrama vectorial 1.1.7, y para probar su correcta conexión es mediante la figura 1.10. Pero debemos considerar la polaridad del transformador, siempre que el equipo se tenga que ensamblar en el lugar de instalación. Por lo peculiar los devanados que son ensamblados, vienen con indicaciones o marcas que señalando la polaridad, del mismo modo el núcleo tiene marcas que señalan como se ensamblan y cual cara debe de ir hacia arriba y cual hacia abajo. Como un comentario personal, puedo agregar que no he encontrado la falta de marcas en devanados para colocación; Claro que sí son bobinas que han sido reparas o cambiadas, se debe exigir que se indique la polaridad y que cumplan con los requerimientos necesarios para su buen funcionamiento.

3.2.2.3).- Pruebas de Impulso.

Hasta ahora se mencionaron las pruebas que se consideran básicas para los transformadores, por lo que entraremos a las pruebas que son exigidas en la instalación de estos equipos. Una de estas pruebas es la de impulso, su objetivo consiste en probar y asegurar, que se pueda soportar descargas atmosféricas. Estas descargas generan su valor máximo en el orden de 1 a 20 μ Segundos y el tiempo, en que desciende a cero es del orden de 10 a 90 μ Segundos; Pero la mayoría de estos transitorios tardan entre 1 y 5

μ Segundos en llegar a su máximo y de 10 a 40 μ Segundos en llegar a el 50% del valor pico.

La norma **NMX-J-169** establece que para pruebas de impulso se toma el orden de 1.2/50 μ Segundos, donde el primer valor indica el tiempo que tarda a un máximo y el segundo, a un valor del 50% del máximo. Esta onda de impulso se divide en tres secciones,

1.- Frente de Onda, 2.- Cresta de Onda y 3.- Cola de la Onda, como se muestra en la figura 3.4

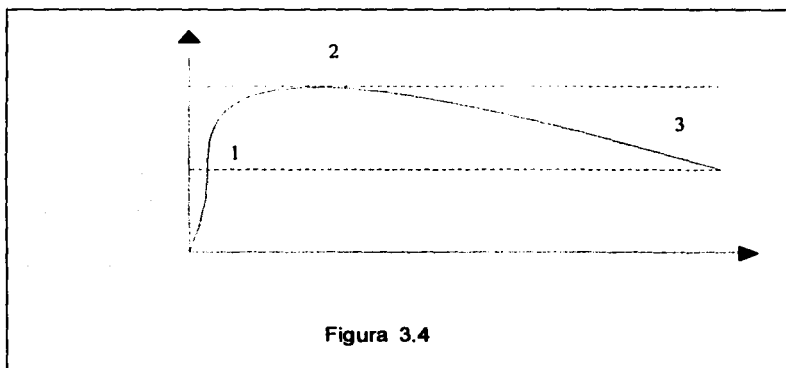
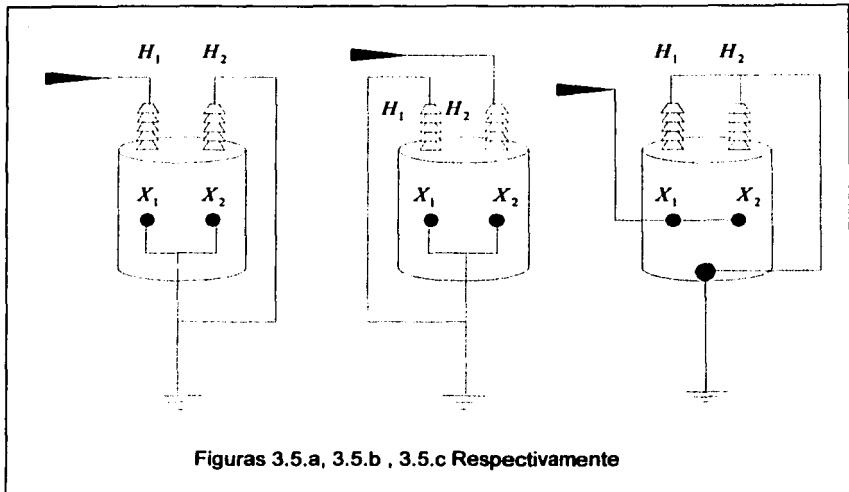


Figura 3.4

En algunas ocasiones la onda no llega completa hasta el equipo. Esto es debido a que el aislamiento es muy pobre como el caso de las subestaciones; Esta Onda es del orden de 15% mayor en magnitud que la onda completa y dura de 1 a 3 μ Segundos.

La prueba se realiza conectando los devanados que no están siendo excitados a tierra, así como también las terminales de las otras bobinas. Esto con el fin de limitar altas tensiones inducidas.



Conexiones de prueba de impulso en transformadores monofásicos la flecha indica el conector en el cual se aplica el impulso.

Se muestra la conexión del transformador en el lado de alta tensión, esta prueba se tiene que realizar con un equipo de impulso el cual consta en su gran mayoría de un explosor , generador de impulso variable, osciloscopio , voltímetro de pico y voltímetro de esfera; La prueba se realiza aplicando un impulso y registrando el comportamiento de las lecturas. Esto se conoce como criterio de aceptación o rechazo. La norma mexicana señala como criterios aceptables lo siguiente:

1.- El oscilograma de entrada debe de tener una diferencia del 10% respecto al de salida.

2.- No debe existir humo o burbujas en el aceite del transformador después de realizar la prueba.

3.- El explosor debe de presentar arco.

Estos son los tres puntos principales al realizar la prueba de impulso con onda completa y onda cortada. (No se involucra al frente de onda). Lo mismo debe suceder con el lado de baja tensión, solo que ahora agregamos una resistencia de 500 Ohms , al extremo de baja tensión hacia tierra.

3.2.2.4).- Pruebas de Resistencia de Aislamiento.

Estas pruebas se realizan principalmente en la fabrica, para verificar la capacidad de aislamiento entre bobinas , entre núcleo y bobinas, y entre el tanque y las bobinas. Pero para fines prácticos y de instalación, se toman las medidas de aislamiento para garantizar que no existan fallas dentro y entre los elementos del transformador. Las lecturas obtenidas deben de ser de una resistencia mucho muy elevada.

Las pruebas se realizan por medio de un megger, realizando las conexiones siguientes:

- 1.- Medición del devanado de A.T. respecto al de B.T.
- 2.- Medición del devanado de alta tensión respecto a tierra (Cuba o tanque).
- 3.- Medición de las tres anteriores respecto a cada uno de sus tap (Si es que los tiene).

4.- Medición del lado de baja tensión respecto a la cuba (Sin conectar el neutro a tierra).

5.- Por ultimo se mide la resistencia en cada una de las fases sin conectar los taps, o sea dejando libre cada devanado)

La medición de la resistencia de cada uno de los devanados debe de ser muy semejante entre sí. Figuras 3.7.a , 3.7.b y 3.7.c. Otra forma de probar la resistencia de los devanados es por medio de un puente de resistencias. Este método prueba directamente la resistencia propia de cada devanado, por consiguiente, las lecturas obtenidas son tan pequeñas que se debe usar este puente. Existe otro método a un más sencillo para medir la resistencia de los devanados, obsérvese la siguiente figura

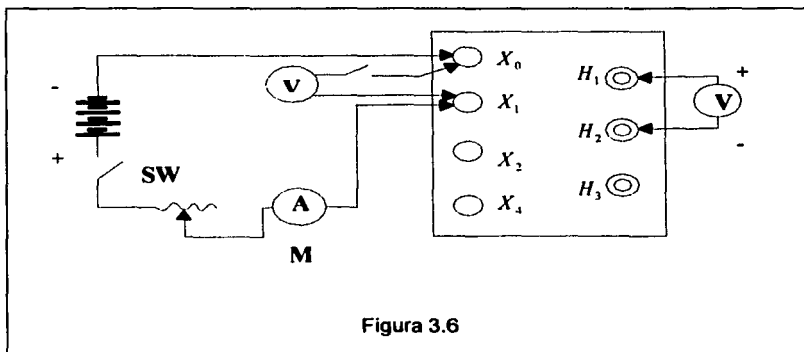


Figura 3.6

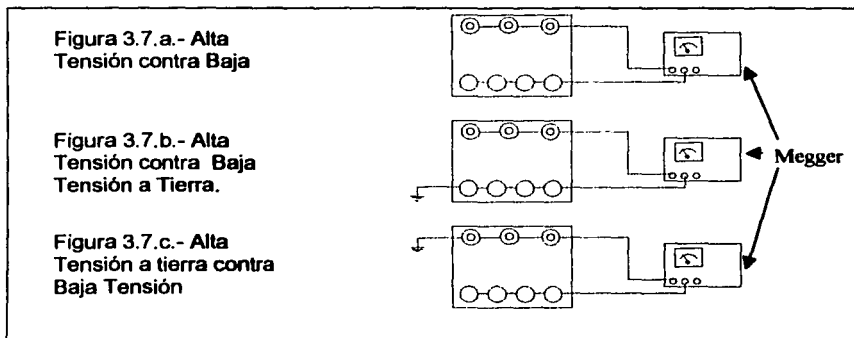
Se emplean dos voltímetros, un amperímetro un reóstato variable y una simple batería; Como se muestra en la figura 3.6.

En esta prueba se realizan para determinar el valor de la resistencia; con la reactancia en un valor máximo, (Con el fin de no llegar a un valor de corriente que pueda dañar los

devanados), cerramos el interruptor SW y tomamos la lectura obtenida en el amperímetro y la del voltímetro para determinar la resistencia total. Luego restamos a la resistencia total el valor de la reactancia y obtenemos un estimado del valor de la resistencia del devanado. Para esto se usa un factor de corrección para una resistencia a 75° Centígrados

Para los devanados de baja tensión los resultados son muy pequeños, en relación con los obtenidos con el de alta tensión. (El voltímetro que se coloca del lado donde no se realiza lectura alguna, es con el fin de registrar un voltaje máximo instantáneo al cerrar el interruptor). Estas pruebas son respecto a la resistencia de los devanados, ahora bien el nivel de aislamiento de los transformadores esta representado para los lados de alta y baja tensión, conforme la potencia que se utiliza. La Norma Mexicana NMX-J-410-1982 maneja para la instalación de transformadores de hasta 200 KV un nivel básico de aislamiento al impulso y menores. Esto quiere decir que para pruebas como la de resistencia al aislamiento se debe utilizar un voltaje no mayor al 65% más del nominal.

Las conexiones para pruebas de aislamiento se realizan de la siguiente forma:



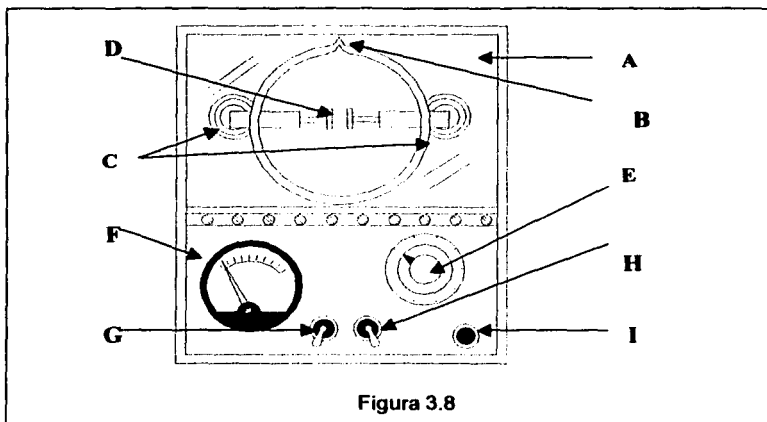
Los datos obtenidos deben de tener una diferencia entre sí, no mayor al 25 %; La Norma Mexicana antes mencionada, para efectos de pruebas de aislamiento, marca que esta debe de ser mayor a los 35 Mega Ohms Para transformadores en aceite de no más de 500 KVA, y de más de 40 Mega Ohms a tierra. Estos resultados se manejan en fabrica, para nuestro fin sirven para corroborar sus valores.

3.2.2.5).- Pruebas Dieléctricas del aceite.

En forma especial, esta prueba es la parte medular y una de las más importantes en la instalación de transformadores eléctricos, siendo a su vez, la más comentada por la Norma Mexicana. Es en la cual se debe de tener especial cuidado en los criterios a elegir. Si se tomaran decisiones erróneas, el equipo tendría una vida muy corta.

La Norma Mexicana establece definiciones muy precisas , para las pruebas y características de los aceites minerales para transformadores eléctricos; **NMX-J-123/1-ANCE-1999 Y NMX-J-123/2-ANCE-1999** , *PRODUCTOS ELÉCTRICOS , ACEITES MINERALES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES MUESTREO Y METODOS DE PRUEBA.*

La prueba clásica del aceite para transformadores, consiste en encontrar su valor de ruptura dieléctrica. Se utiliza un aparato que consiste en una cuba o recipiente, en el cual se coloca el aceite a probar, haciendo pasar por el un voltaje determinado, tomando el valor máximo, hasta que se produzca un arco eléctrico. La figura 3.8 muestra el aparato de prueba para rigidez dieléctrica en aceite.



- A.- Tapa de plástico con interruptor de seguridad.
- B.- Copa con probeta, fabricado con material aislante.
- C.- Bornes de alta tensión con gorriones de apoyo para la copa.
- D.- Electrodo intercambiables con separación variable.
- E.- Variados de tensión (0 a 50 KV).
- F.- Voltímetro.
- G.- Botón para conectar el interruptor, equipado con elemento térmico de disparo.
- H.- Botón de desconexión.
- I.- Señal luminosa de arco.

Esta prueba consiste en extraer una muestra del aceite (aproximadamente 0.5 Litros) y colocarlos en el recipiente; En nuestro caso la Norma Mexicana señala que se deben usar electrodos circulares de 2.54 cm (1 Pulgada) de diámetro, separados 0.254cm (1/10 pulgadas). **NMX-J-410-1982**. Una vez colocado el aceite se procede colocar el nivel de tensión en cero, y subir gradualmente su valor hasta llegar al voltaje de ruptura, indicado por

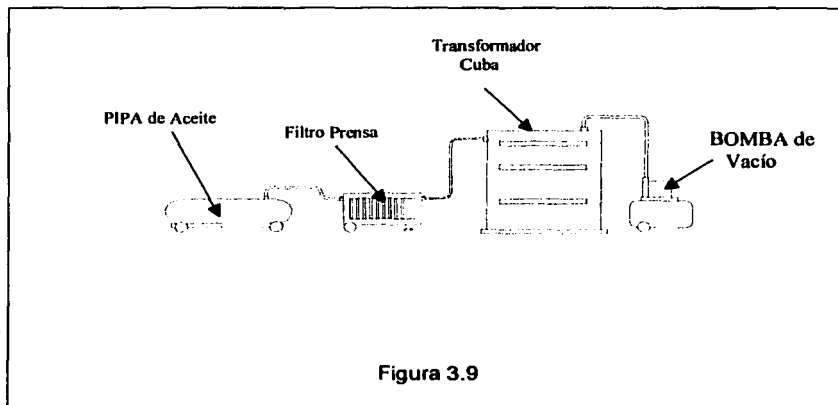
una señal luminosa y el voltímetro. Si en dado caso no se presenta ruptura, se procede a accionar el botón de desconexión.

Los valores que maneja la Norma Mexicana son de 23 KV como ruptura mínima, caso general. En caso de no llegar a este valor, podemos considerar que existe una cantidad considerable de humedad o impurezas que merman su capacidad dieléctrica.

Las características de los aceites para transformadores varían, los más usados son los aceites minerales. La Norma Mexicana especifica las características de los aceites minerales Como se menciona en el Capítulo II tema 2.4.6. Para tener una idea de los datos que debemos obtener según el tipo de aceite transformador que se usa (ya sea Tipo I o Tipo II, Inhibido o no Inhibido). Los valores deben de ser mayores a los indicados en la tabla referenciada del capítulo II.

Si consideramos al aceite como no satisfactorio, se procede a procesar el aceite, con el fin restituirle sus propiedades. Para ello se usan los procesos de deshidratación, desgasificación y filtrado.

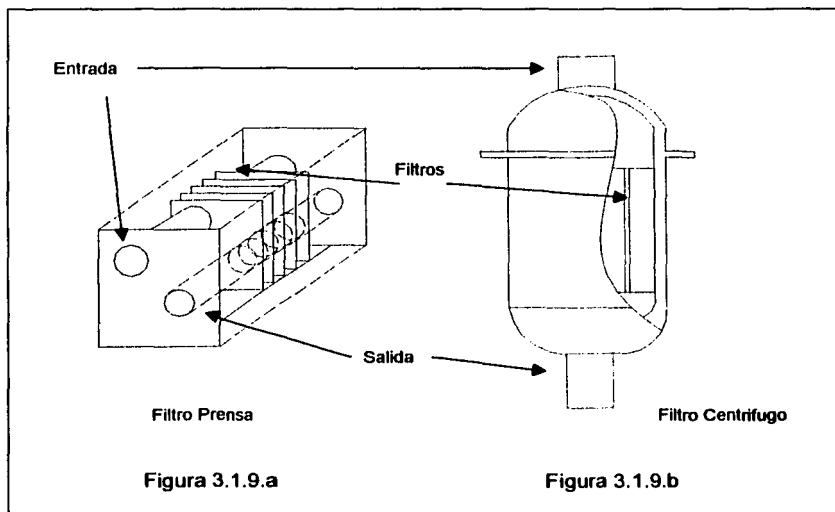
El Proceso de deshidratación, consiste en hacer pasar el aceite por un filtro de prensa, el cual se puede o no verter directamente al tanque del transformador figura 3.1.9.a. Cuando el aceite tiene un voltaje de ruptura cerca del valor mínimo aceptado, se considera que la causa de esto, es en la mayoría de los casos por humedad en el aceite. Los filtros usados en este proceso son de papel filtro antihumectante, los cuales tanto recogen los residuos sólidos del aceite, como retiran la humedad; Incluso en el llenado previo del transformador, se usa el filtro de prensa para el llenado de la cuba, a un siendo el aceite nuevo.



En la figura 3.9 se observa que existe una bomba de vacío, colocada en la parte superior del tanque; Esto es para extraer cualquier humedad existente, a su vez, ayuda a circular el aceite hasta el tanque.

La degasificación del aceite se hace presente cuando se crean pequeñas burbujas en este, dichas burbujas se producen generalmente cuando el aceite ha estado a temperaturas elevadas y se crean procesos de gasificación química con el aceite. Este desgaste lleva al aceite a elevar su conductividad y en algunos casos se le pueden restituir sus características dieléctricas con algunos químicos. Pero en su gran mayoría el aceite es restituido por uno nuevo. Para la instalación de transformadores que no contienen aceite, estos deben de estar sellados con nitrógeno u otro gas no oxidante. **La Norma Mexicana NMX-J-308-1983 GUIA PARA EL MANEJO, CONTROL Y TRATAMIENTO DE ACEITES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES EN SERVICIO**; Nos menciona la forma en la que se deben analizar los aceites para transformador, y los métodos de reconocimiento y regeneración. Los filtros prensa son muy usados como ya se menciona, existiendo otro tipo de filtros, como son los

centrifugos figura 3.1.9.b. Los cuales pueden eliminar con mayor rapidez la humedad que contenga el aceite, pero no así ciertas impurezas. Para nuestro trabajo, el cambiar el aceite del transformador y verificar sus propiedades son prioridades, el aceite ya prensado que no cumpla con la norma y parámetros establecidos, simplemente es cambiado por aceite nuevo; El aceite viejo será procesado en industrias o establecimientos, para su posterior reciclaje. El aceite que se maneja es de origen mineral, derivado del petróleo, y no debe de ser desechado en alcantarillas o sistemas de drenaje; Existen normas ambientales que definen al aceite mineral como residuo peligroso y de alto impacto en el ambiente.



Las figuras 3.1.9.a y b muestran la estructura de los filtros; Solo filtros relativamente pequeños se pueden transportar de un lugar a otro, esto para poder dar al aceite un tratamiento y lograr características deseables.

En algunas ocasiones, se debe extraer una muestra de la cuba, por medio de una jeringa de vidrio, esto es para contemplar su aspecto visual, y poder realizar su prueba de rigidez dieléctrica con la cantidad necesaria de aceite. La norma mencionada anteriormente, nos enmarcan el tipo de jeringa a usar y las tomas de donde se deben extraer las muestras.

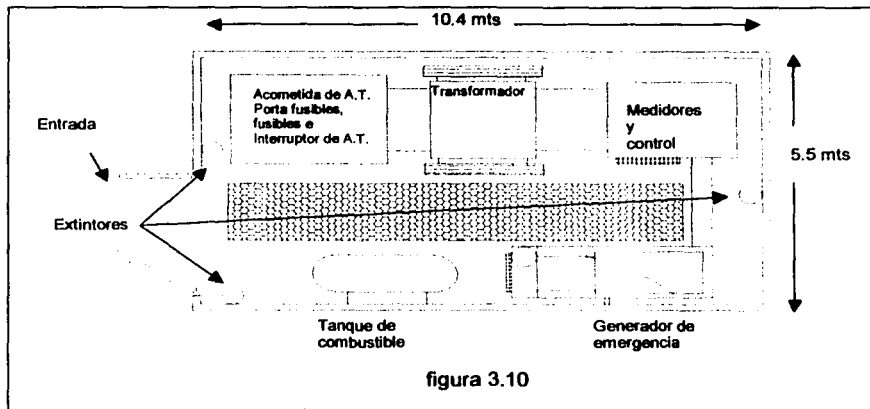
3.2.3).- Lugar de Instalación.

3.2.3.1).- La subestación.

El lugar donde se instalan los transformadores de distribución, son comúnmente en dos sitios; En subestaciones eléctricas o postes de distribución, todos estos para distribución. Se considera que una subestación que alberga transformadores de 500 K.V.A. sumergidos en aceite, debe de contar con los equipos de protección y control correspondientes, en la **Norma Oficial Mexicana NOM-SEDE-1999** referente a *INSTALACIONES DESTINADAS AL SUMINISTRO Y USO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA*. En la cual nos nombra las características mínimas necesarias para el control y seguridad de las subestaciones de consumidor final.

La subestación se puede definir como una estación de distribución secundaria o final de una estación generadora de energía eléctrica; Las plantas generadoras desarrollan energía eléctrica de varios modos, transforman la energía mecánica a eléctrica por medio de generadores, los cuales son accionados ya sea por caída de agua, vapor, viento, etc. Los transformadores tienen la ocupación de crear las condiciones necesarias para poder "transportar" la energía hasta los consumidores por medio de redes de distribución.

En las subestación eléctrica es el espacio y el conjunto de elementos que crean las condiciones de consumo indispensables para el uso de la energía eléctrica. La seguridad es el marco primordial para su funcionamiento. Estos lugares deben cumplir con normas de construcción, así como de seguridad. Observemos la siguiente figura:



En la figura 3.10 podemos ver una proporción media de la implementación de una subestación eléctrica, la entrada principal es lo suficientemente amplia para el manejo, cambio y movilización del equipo que se instala. La acometida de alta tensión, consta como se menciona al inicio de este capítulo, de una alimentación de tres fases en delta. Las subestaciones se pueden encontrar ya sea fuera del lugar de consumo o integrado a las instalaciones de consumo, en lugares abiertos es muy conveniente localizar la subestación en una construcción aparte y aislada de las centrales de consumo. En algunos casos se localizan en el sótano de los edificios, esto es por carecer de espacios para su localización; Todo esto está normalizado por la **Secretaría de Economía**, en las normas como se menciona en el capítulo II, se marcan estándares a seguir tanto de control como de

seguridad, en la **Norma Oficial Mexicana NOM-SEDE-1999** sobre **LOCALES Y ESPACIOS PARA SUBESTACIONES**. Se marcan las recomendaciones generales y requisitos, para la instalación de transformadores, como son: Que el piso debe de ser plano y antiderrapante, La altura de resguardo mínima para la subestaciones interiores es de 2.10 metros. Los locales en los cuales se instale dicha subestación, deben de construirse de materiales no combustibles. No deben emplearse dichos locales como almacén. Deben contener una ventilación apropiada. Etc. Todo lo anterior es con el fin de garantizar seguridad en el local. La iluminación dentro de la subestación se maneja por los diferentes niveles en relación con tipo de lugar donde se necesite. La unidad para indicar estos niveles son los Luxes, los cuales son una unidad de medida luminosa(definido como la unidad de reflexión del color rojo sobre un área determinada) , para lo cual consultaremos la tabla 3.1:

Tipo de lugar	Iluminación en Luxes
Frete de tableros de control con instrumentos diversos e interruptores etc.	270
Parte posterior de los tableros o áreas dentro de tableros "duplex"	55
Pupitres de distribución o de trabajo	270
Cuarto de baterías	110
Pasillos y escaleras (medidas al nivel del piso)	55
Alumbrado de emergencia, en cualquier área	11
Áreas de maniobra	160
Áreas de tránsito de personal y vehículos	110
General	22

Tabla de NOM-001-SEDE –1999 Niveles de iluminación mínimos requeridos

Tabla 3.1

Los pisos barandales y escaleras deben de ser firmes planos y con superficie antiderrapante, libre de obstáculos o huecos. El piso tendrá una pendiente mínima del 15° o 2.5 % hacia la coladera. Las trincheras o huecos en el piso que no sean registros, deberán tener barandales de 1.20 metros de alto como mínimo. Las escaleras que tengan más de cuatro escalones deberán contar con pasamanos, las de menos de cuatro escalones, se

pintarán de un color diferente contrastando con el área adyacente. Las salidas de emergencia y otros accesos no tendrán ningún tipo de obstáculo y junto a estas se deberá tener un equipo contra incendios.

Para el caso de existir equipo que contenga aceite, se debe de contar con medios adecuados para su almacenamiento y recolección en sistemas asilados al de drenaje. Cuando el equipo es de más de 69 KV, se colocaran muros de concreto o tabique entre los transformadores y los otros equipos, si estos carecen de otro tipo de protección física. Para los sistemas de tierra física, es recomendable utilizar una baja impedancia para la circulación de las corrientes, así como estar conectadas el sistema por medio de mallas o red de conductores enterrados entre 0.3 y 1.0 metros de calibre 4/0 AWG. Es muy confiable el uso de electrodos, enterrados a 2.4 metros y varillas cooper well, las cuales están enterradas de 1.5 a 2.0 metros. Para el sistema de tierras tendrá una impedancia menor de 25 Ohms para subestaciones de hasta 250 KVA y 34.5 KV, y de 10 Ohms para mayores de 250 KVA con 34.5 KV y de 5 para mayores a 34.5 KV.

Esto funciona en relación a la resistividad del terreno, el cual con mapeo de tierras podemos saber la resistividad del mismo, esto en unidades de Ohms/Metro; Para resistencias mayores de 3000 Ohms/Metro, se permiten que los valores anteriores de tierra sean el doble para cada caso.

Nota : La tierra física se deberá conectar al neutro del transformador (Conexión estrella) y a la cuba o tanque; Todos los transformadores en sus cubas tienen una zapata o conector.

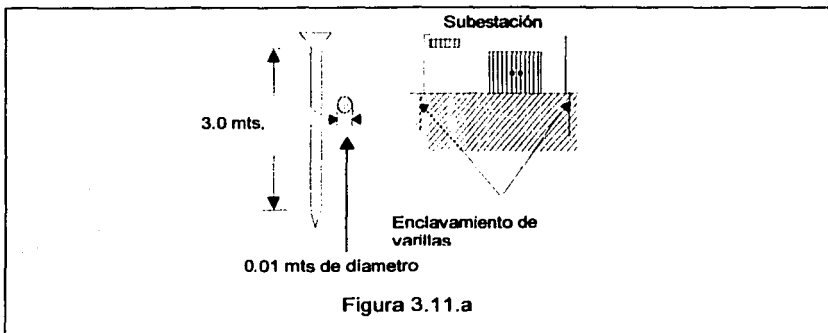
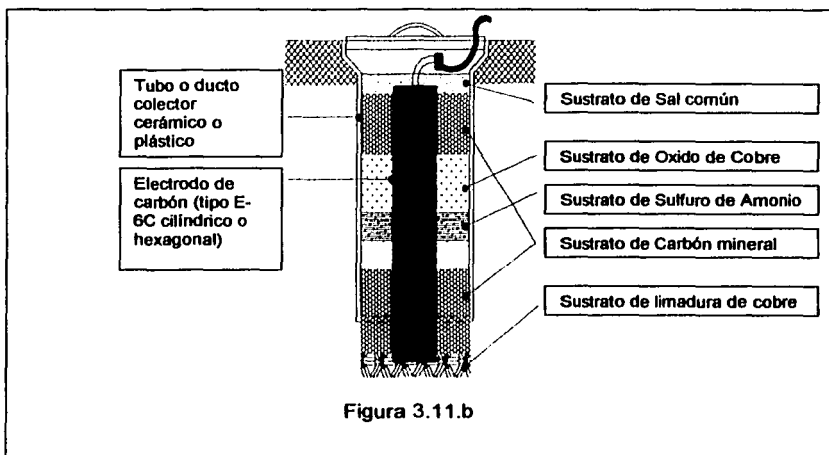


Figura 3.11.a: Sistemas de tierra conectadas en malla . Este sistemas se considera muy practico y confiable, aunque para mejorar el fluido de la corriente a tierra, consideramos de mayor aceptación los sistemas a base de electrodos.



En la figura 3.11.b se muestran los elementos que constituyen una tierra tipo electrodo; La cual tiene una profundidad aproximada de 2.0 metros y constituye un colector

de corriente a tierra muy eficaz. Esto de forma parecida a una pila o batería, solo que en este caso no sede ninguna corriente, ni diferencia de potencial, si no en el caso inverso, absorbe cualquier tipo de corriente.

Existe una combinación (por así llamarla) de la tierra tipo electrodo y tipo varilla, esto es que sustituimos el electrodo por una varilla cooper well de tipo papalote, como se muestra en la figura 3.11.c

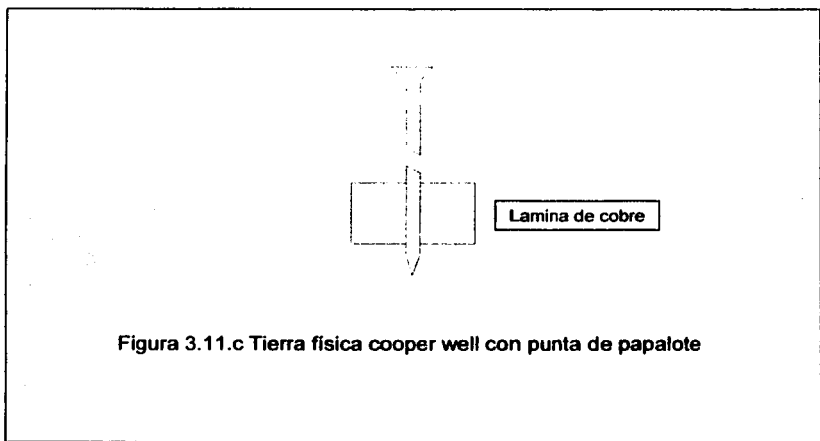


Figura 3.11.c Tierra física cooper well con punta de papalote

3.1.3.2).- Lugar del transformador.

Ahora hacemos mención del lugar y los elementos que por norma se deben de incluir en la subestación para la instalación de un transformador. La **Norma Oficial Mexicana NOM-SEDE-1999** sobre *TRANSFORMADORES Y BÓVEDAS DE TRANSFORMADORES*. Indican las disposiciones generales para la instalación de estos equipos, así como

conexiones secundarias. Un transformador eléctrico debe de tener conectados tanto en el lado de A.T. como en el de B.T. dispositivos interruptores y de sobrecorriente . El equipo debe estar soportado sobre una plancha de concreto de no menos 10 cm. de altura, debe de existir algún medio de drenaje por si existiera filtraciones de agua.

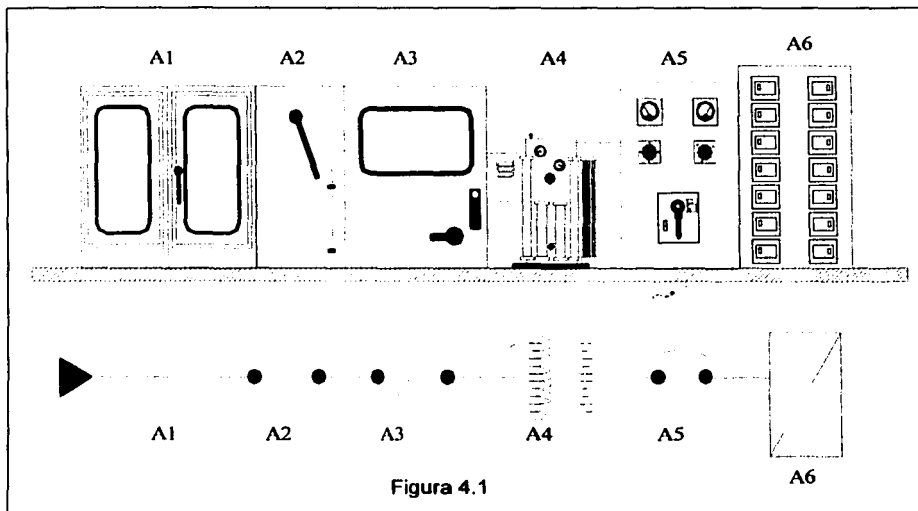
En los elementos fusibles, estos no deben de exceder el 125% del valor nominal de la corriente, para valores de voltaje nominal en B.T. no mayores a 600 V y por el lado de A.T. si fuera la corriente nominal menor a 9 amperes. Tomando los datos del porcentaje de impedancia de los transformadores

Los datos anteriores se toman como referencias mínimas necesarias para el lugar donde se instalara el transformador, se mencionan las características generales considerando que el transformador se coloca dentro de la subestación , está contiene los elementos suficientes para la protección física y ambientales de la misma.

Capítulo IV

4.1).- La instalación del transformador.

El elemento que vamos a instalar es un transformador de 500 K.V.A. en la subestación del Auditorio Plutarco Elias Calles ubicado en Avenida Buenavista esquina Luis Donaldo Colosio , Delegación Cuahutémoc , en México D.F. La capacidad del transformador fue elegida según la **NOM-001-SEDE-1999** en sustitución de un transformador que presento falla. Se muestra el diagrama unifilar de la subestación e indicamos las características de los elementos que la constituyen, en la figura 4.1



A1.- Acometida de L y F 3 fases a 23000 Volts en delta a 60 Hz, procede de una subestación general, la cual cuenta con sistemas de protección y de medición de consumo de energía, tanto Watthorímetros como Varhorímetros.

A2.- Interruptores de seguridad con resorte de disparo, estos interruptores funcionan sin aceite con una tensión nominal de 40000 volts y corriente nominal de 30 Amperes.

A3.- Fusibles tipo F de respuesta rápida , tensión nominal de 24000 volts, corriente nominal de 25 amperes a 1000MVA.

A4.- Transformador tipo OA de 500 KV datos de placa en la figura 4.2.

A5.-Interruptor termomagnético marca Federal Pacific tipo 50H-3 de 3 polos con voltaje nominal de 300/480/240 y capacidad interruptiva 50/50/65 KA respectivamente a 60 Hz. Indicadores de voltaje de fase y corriente de línea colocados en el mismo gabinete.

A6.- Tablero de distribución marca Federal Pacific con capacidad para 14 elementos de hasta 300 amperes cada uno y una capacidad nominal de 500 amperes de corriente de línea a 220 volts

El equipo elegido fue un transformador Continental Electric, por tener una calidad de materiales mayor a otros distribuidores , además de ser una empresa que cuenta con el respaldo de los Laboratorios de Comisión Federal de Electricidad, la ANCE y la EMA. El equipo cuenta con una garantía más amplia.

Continental Electric. Además tiene equipo y material necesario para transportar el equipo hasta la subestación.

El transformador es un tipo OA con los siguientes datos de placa.

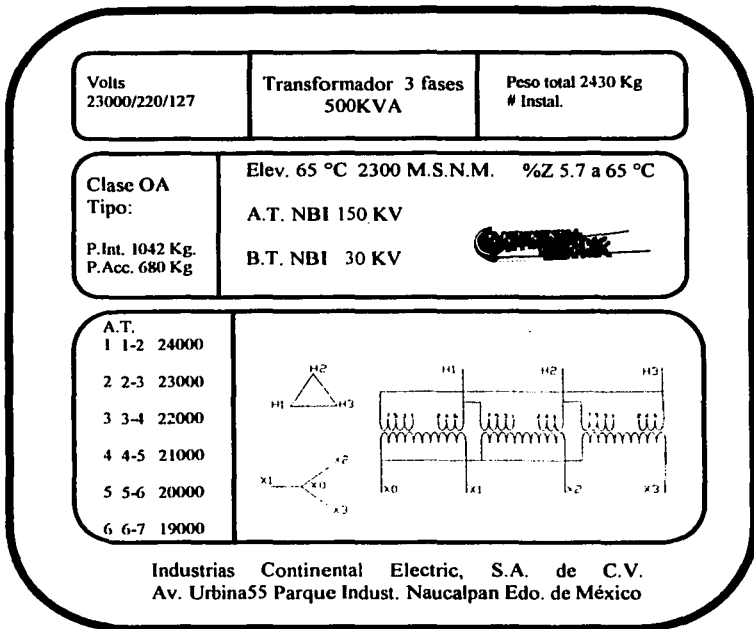
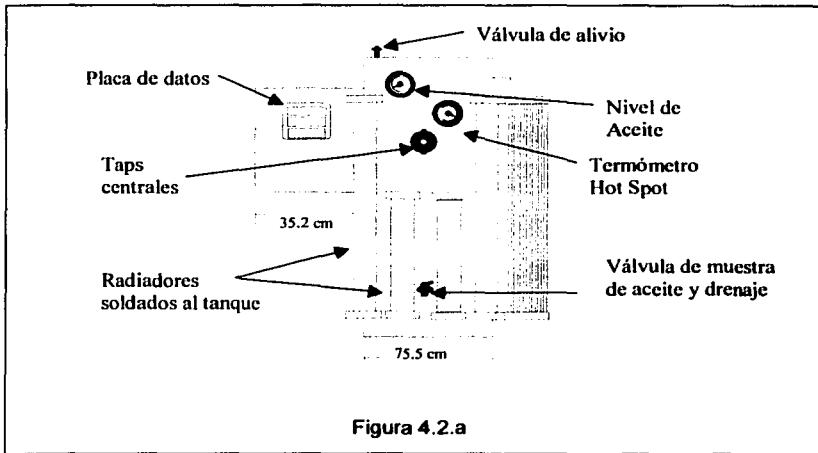


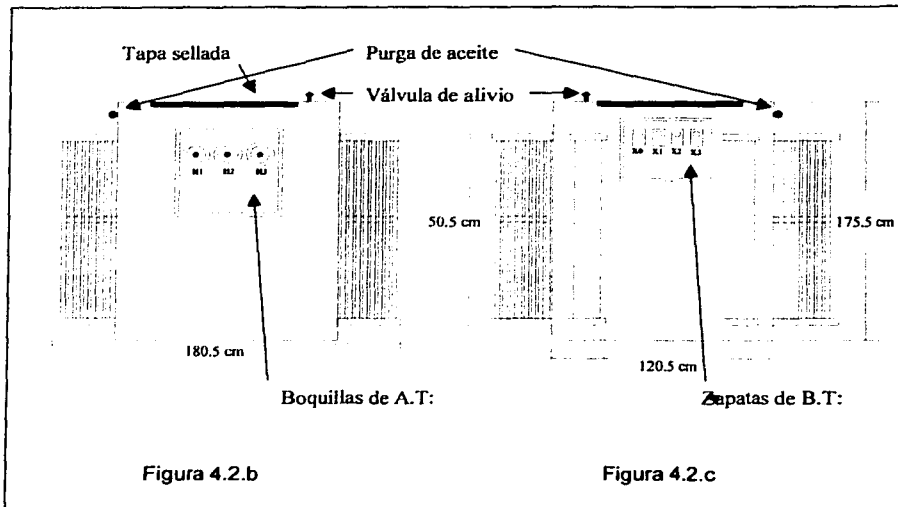
Figura 4.2

La alimentación de alta tensión es de 23000 Volts de corriente alterna , a 60 Hz. en conexión delta y se reduce a 220 volts entre fases y 127 volts entre fase y neutro. Diseñado para presiones atmosféricas a 2300 metros sobre el nivel del mar a 65 grados Centígrados, con una impedancia de 5.7 por ciento a 65 grados centígrados. El nivel básico de Ruptura en A.T. es de 150 Kilo Volts y para B.T. es de 30 Kilo Volts. El peso total del transformador en de 2.43 toneladas, Clase OA enfriado a base de aceite y un peso para partes internas de

1.042 toneladas y para los accesorios de 680 Kilogramos; Los datos anteriores son referenciados a los datos de placa del transformador. En la parte inferior de la placa se observan los diagramas de conexión de los devanados, la relación de transformación esta dada por la posición de los taps que se encuentran en la parte izquierda de los datos de placa figura 4.2.a, para el voltaje de alimentación que utilizamos corresponde la posición 2. Antes de hacer un movimiento de este tipo de equipo, se debe corroborar el estado y características del lugar donde se va a instalar, tanto el lugar físico como sus dimensiones deben de ser la adecuadas para el transformador. Por otro lado las características de seguridad de los interruptores fusibles y carga , asegurando que tengan la capacidad deseada. Se reviso que tuviera todos los elementos de control necesarios, Termómetro , Válvula de presión , entrada y muestreo del aceite, Sellos, Tapa principal y nivel de aceite . No contenía tanque de recuperación de gases ni relevador Buccholz .



En la figura 4.2.a .se muestra la vista lateral izquierda del transformador indicando sus elementos, las distancia están comprendidas en centímetros.



La Figura 4.2.b representa la cara posterior del equipo , donde se observa que las boquillas de A.T. están protegidas por lamina de acero acoplada al tanque. En el caso de la figura 4.2.c se observan que también las zapatas de B.T: están protegidas por lamina de acero, esto con el fin resguardar la conexiones de agentes externos. Las distancias están acotadas en centímetros.

El equipo todavía en el transporte, se le aplican pruebas básicas de resistencia eléctrica y de conductividad, esto para evitar maniobras innecesarias; Si existiera algún defecto el equipo debe de ser devuelto al fabricante para su reemplazo.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

4.1.1).- Recepción del equipo.

Después de verificar el equipo recibido contra factura del proveedor. El equipo fue transportado hasta el lugar de instalación en una plataforma móvil con polines de madera como soporte del transformador. En una inspección visual no se noto ningún defecto externo, procurando tener en cuenta hasta el más mínimo detalle, se reviso a la par, las boquillas , las zapatas , y la presión a la cual debe estar el transformador sin aceite (El aceite venia en contenedores por separado), esta presión siempre debe de ser la indicada por el fabricante a fin de comprobar que no exista fuga alguna , la lectura fue de 6.5 lb/in². Una vez comprobado lo anterior, el equipo fue colocado en su lugar por garruchas y ganchos de sujeción, soportados por vigas en forma de tripode .

El transformador ya tenia acoplados tanto las boquillas como las zapatas de conexión, las cadenas fueron colocadas en los ganchos en el exterior de la cuba teniendo mucho cuidado de no lastimar algún otro aditamento. En la base en que se monto, le fueron colocadas calzas de neopreno, esto para amortiguar vibraciones . Se debe de tener cuidado de colocar el transformador de tal modo que no raspen los radiadores con las paredes y dejar de forma visible los datos de placa y los elementos de lectura.

Teniendo en cuenta la norma, se reviso el lugar donde se instalo considerando que cubría las disposiciones mínimas para el soporte del transformador se continuo con las pruebas y ajustes de procedimiento.

4.1.2).- Pruebas de Aislamiento.

Se efectuó pruebas de aislamiento en los devanado de B.T. respecto a los de A.T. obteniendo 655 Mega Ohms y de 620 Mega Ohms para la conexión de B.T. y de A.T. a tierra; Estos datos como se menciona en el capítulo III , son de un valor mayor a los recomendados por la norma.

Por seguridad efectuamos pruebas para cada uno de los devanados y obtuvimos datos similares a los anteriores. Cabe señalar que las pruebas de impulso fueron realizadas por el fabricante, teniendo en cuenta que se contaba con un certificado de la ANCE, no fue necesario efectuar estas pruebas. Las pruebas de aislamiento en los devanados por separado, tanto de A.T. como de B.T. por fase, deben de ser similares o próximos respecto al lado que se aplica y los TAPs. Se pueden cumplir con los requisitos básicos de aislamiento, pero no garantizamos que los devanados tengan una impedancia equitativa entre sí, lo cual pudiera repercutir de tal forma que el voltaje no fuera el mismo para cada fase.

4.1.3).- Llenado y pruebas de aceite.

Por medio de un filtro prensa y una bomba se procede a llenar el tanque , esto se hace después de someter al aceite aun sin introducirlo en el tanque conservador a su prueba de ruptura dieléctrica , tratándose de aceite tipo I no inhibido para transformadores marca

PEMEX , al realizar la prueba no logramos llegar al punto de ruptura ya que el ruptor tenia una escala de 0 a 50 KV, y se supone que el valor de ruptura fue mayor a los 50 KV.

Se conecta el filtro a la bomba la cual llena el tanque y por medio de la válvula de presión se libera el nitrógeno contenido en este. Conforme se llena el tanque se observa el indicador de nivel y detenemos el proceso hasta llegar al valor indicado en el nivel; Después de esto por medio de una bomba de vacío se retira el nitrógeno sobrante, por medio de la válvula. Se procede a tomar una nueva muestra ahora del aceite contenido en el tanque, esta muestra se toma de la llave en el fondo del tanque figura 4.2.a. Continuamos con la prueba de ruptura dieléctrica del aceite, obteniendo un resultado similar al anterior. El tanque esta ahora lleno de aceite y a una presión ligeramente negativa, por tratarse de un equipo fuera de servicio, esta presión de revisará después para comprobar que no existan fugas en el tanque

4.1.4).- Pruebas de tensión.

Antes de hablar de pruebas de tensión, quisiera mencionar que las pruebas de polaridad del transformador, son realizadas por el fabricante y cuentan con la certificación de la ANCE.

La alimentación de A.T. esta dada a 23000 volts de corriente alterna en 60 Hz en delta, se necesita un voltaje de 220 volts de fase y de 127 volts de fase a neutro. Alimentando al transformador por el lado de A.T. con un voltaje de 220 volts obtenemos un voltaje en B.T. el cual fuimos ajustando por medio de los taps hasta obtener la relación de transformación requerida para los datos mencionados, con un rango del 3 % de margen de

error (El indicador del tap se ajusto al número 3, ver figura 4.2). Además se efectúa una prueba de secuencia de fases, con el fin de tener una secuencia aditiva , por el hecho de que contamos con motores de Inducción tipo "jaula ardilla" que trabajan a 220 volts con las tres fases, los cuales son parte del equipo de lavado de aire y aire acondicionado. La secuencia de fases por norma debe de ser positiva en el orden A, B, C, respecto a cada fase

4.1.5).- Pruebas en Funcionamiento.

Sin conectar el interruptor A5 (Ver figura 4.1); conectamos el transformador a su alimentación de A.T. y procedemos a realizar las medidas correspondientes a cada fase en B.T. , por medio del indicador de voltaje, las lecturas fueron equivalentes entre si (220 volts entre fases y 127 volts de fase a neutro) para luego rectificar su secuencia(en sentido positivo). Debemos tener mucho cuidado en revisar el aislamiento de las instalaciones eléctricas en el auditorio, para evitar que los sistemas protección se disparen, así como el sistema de tierras. Esto es la responsabilidad de la empresa que efectuó la instalación eléctrica del mismo, pero para evitar problemas o fallas a la hora de poner en marcha el transformador se realiza mediciones de aislamiento en el centro de carga A6.(En la mayoría de los casos la instalación del servicio eléctrico , tomacorrientes, iluminación, sistemas de aire , etc. No están estructurados en su totalidad, pero en nuestro caso ya se existe estas instalaciones).

Una vez que el sistemas trabaja se procede a tomar nuevamente las mediciones correspondientes, las lecturas obtenidas en voltaje son iguales a los anteriores, sin embargo las mediciones de corriente se deben de muestrear durante un lapso de una día a diferentes

horarios para obtener el consumo diario promedio , tomando la corriente promedio de las tres fases (Se tiene un sistema balanceado),obteniendo lo siguiente:

Demanda horaria	Potencia promedio de las fases
Hora	Kwatts
1	100.25
2	80.56
3	60.25
4	60.25
5	60.25
6	80.65
7	90.65
8	120.55
9	200.56
10	200.25
11	200.25
12	170.56
13	150.55
14	230.52
15	260.55
16	290.56
17	300.55
18	350.25
19	350.25
20	340.35
21	350.55
22	280.54
23	210.25
24	150.23

Tabla 4.1

En la tabla anterior se observa las lecturas de consumo por hora en el auditorio, tomando como medida mínima la consumida por la iluminación exterior cuando el edificio esta sin uso. Como medida máxima se toma cuando ocurre un evento en el auditorio y están

usando todos los consumidores del mismo , Aire acondicionado tipo Fan & Coil , lavadoras de aire, iluminación, cafetería, equipo de sonido, Centro de computo, impresoras, fotocopiadoras, etc. El valor máximo de potencia consumida se observo entre las 18 y 19 horas y fue de 350.25 Kwatts tomado en cuenta que tenemos un transformador que soporta 500 KVA dado que se tiene un factor de potencia alrededor de 98% como máximo, decimos que tenemos un consumo real de 357.4 KVA. En otras palabras el transformador soporta muy bien estas condiciones. Por otro lado obtenemos la potencia promedio consumida, expresada por la siguiente formula:

$$P_p = \left(\frac{\sum KW}{\sum Horas} \right)$$

Ecuación 4.1

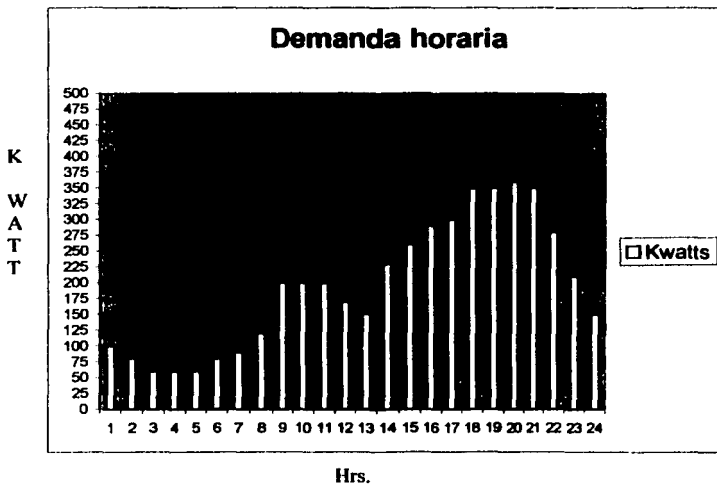
En donde P_p es la potencia promedio , KW son los Kilowatts consumidos en diferentes horarios y $Horas$ representan las horas en que se tomaron las lecturas esto es que se obtuvo una potencia de consumo promedio de 196.25 KW/Hora. Con este dato podemos obtener el factor de demanda , este es un dato muy necesario para obtener un promedio del costo a pagar por el servicio de la energía eléctrica. El factor de demanda se obtiene de la ecuación 4.2.

$$Fd = \left(\frac{P_p}{D_{pico}} \right) \times 100$$

Ecuación 4.2

En donde Fd es el factor de demanda en porcentaje, D_{pico} el máximo valor de potencia encontrado y P_p es la Potencia promedio ; Obteniendo un 56% aproximado de Factor de

Demanda. Para efectos de este trabajo estos datos son representativos en función del consumo, la potencia promedio nos indica de forma indirecta el comportamiento de la temperatura del aceite, ya que entre mayor sea la potencia consumida, la temperatura de los arrollamientos y núcleo aumenta y el aceite debe de disipar mayor calor. Los resultados no son los mismos para cada época del año o para los eventos que se desarrollen en el auditorio, por lo que es necesario realizar la toma de lecturas tanto de potencia consumida, nivel de aceite, temperatura máxima y condiciones generales por lo menos una vez cada dos meses y una vez al año pruebas dieléctricas al aceite o cuando el termómetro indique una temperatura mayor a 80 °C (Este dato es dado por el fabricante del equipo o por la **NMX-J-123/1-ANCE-1999 Y NMX-J-123/2-ANCE-1999** , **PRODUCTOS ELÉCTRICOS** , **ACEITES MINERALES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES MUESTREO Y METODOS DE PRUEBA.**)



Grafica 4.1 Demanda en KW contra hora

4.2).- Conclusiones.

La instalación de transformadores en México es una práctica muy común y a la vez controlada, ya sea hecha por particulares o por empresas paraestatales como son Comisión Federal de Electricidad o Compañía de Luz y Fuerza del Centro , existen muchos descuidos u omisiones en la instalación de estos equipos, una de ellas es la falta de pruebas al aceite cuando este es nuevo o esta en envases herméticos. Uno de los principales problemas que se presentan es la maniobra de colocación, los golpes o lesiones que sufre el tanque conservador crean con el tiempo fisuras las cuales provocan fuga del aceite.

La instalación de estos equipos dependen en gran parte de la integración con los dispositivos de control y seguridad que forman la subestación , no así para transformadores tipo poste. De cualquier forma el elemento medular de la subestación de distribución es el transformador , es el único elemento que debe tener consideraciones mayores, ya que cualquier elemento que encuentre falla, afecta directamente al transformador (o a los equipos de consumo) en la subestación , además de ser el equipo con mayor dificultad para ser reemplazado, por lo que no está de más la revisión periódica de las condiciones en que opera.

El transformador que instalamos esta operando en condiciones optimas y fue en reemplazo de uno anterior con la misma potencia nominal, sólo que el anterior por maniobra de colocación presento una falla en el tanque conservador, lo que provoco que el nivel de aceite disminuyera , a su vez no fue inspeccionado el nivel de aceite ni el estado del mismo, hasta que se presento la falla. Para evitar este tipo de eventos es recomendable seguir al pie

de la letra la normatividad y las especificaciones del fabricante , de igual forma tener la certeza que el equipo esta certificado por la ANCE o por la IEEE y tomar en cualquier caso el criterio resolutivo, para una instalación correcta y duradera.

Bibliografía

Título: Máquinas Eléctricas y Transformadores.

Autor: I. L. Kosow.

Editorial: Reverté S.A.

Título: Electricidad y Magnetismo.

Autor: Luis L. Cantu.

Editorial: Limusa

Título: Máquinas de Corriente Alterna.

Autor: Michael Liwschitz.

Editorial: C.E.C.S.A.

Título: Instalaciones Eléctricas.

Autor: E. Campero.

Editorial: Alfaomega

Título: Máquinas Eléctricas

Autor: George J. Thaler.

Editorial: Limusa.

Título: Transformadores.

Autor: Héctor M. Pacheco Valencia

Editorial: E.S.I.M.E.

Título: Curso de Transformadores.

Autor: E. E. Staff del M.I.T.

Editorial: Reverté S.A.

Título: NOM-001-SEDE-1999

Autor: Secretaría de Energía.

Editorial: Diario Oficial de la Federación.

Título: NMX-J-123/1-1999 y de más normas.

Autor: ANCE.

Editorial: ANCE

Título: Transformadores en la Industria Eléctrica.

Autor: Bean, Chacan & Wents.

Editorial: I. IEM. S.A.

Título: Transformers Engineering

Autor: Blume, Boyatija Camilli.

Editorial: I. IEM. S.A.