



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ARAGON**

**"MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA
Y REGULADORES AUTOMÁTICOS DE VOLTAJE".**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO
P R E S E N T A :**

HERNÁNDEZ MORALES FÉLIX ARMANDO.

ASESOR: ING. BENITO BARRANCO CASTELLANOS



Estado de México

2008.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Indice	I
Introducción	II
Capitulo I Conceptos y partes constitutivas del transformador	1
1.1 Concepto de mantenimiento.	2
1.2 Actividades de mantenimiento.	3
1.3 Importancia y necesidad de mantenimiento	5
1.4 Definiciones.	9
1.5 Teoría general de mantenimiento.	10
1.6 Partes constitutivas del transformador	24
1.7 Devanados	28
1.8 Aislamientos.	29
1.9 Factores de afectación.	31
1.10 Aceite	37
1.11 Boquillas	48
1.12 Tanque	52
1.13 Cambiadores de derivaciones.	53
1.14 Indicadores.	56
1.15 Dispositivos de protección	59
1.16 Sistemas de alarmas.	59
1.17 Sistemas de preservación de aceite.	62
1.18 Sistema de enfriamiento.	63
1.19 Transformadores de corriente y potencial	67
Capitulo II Regulación de voltaje y protección de los bancos de transformadores	68
2.1 Motivos de fluctuación de la tensión.	68
2.2 Necesidad de regular la tensión.	69
2.3 Métodos para la corrección de nivel de tensión.	70
2.4 Principales variantes del regulador de voltaje convencional	75
2.5 Aplicaciones de los reguladores de voltaje.	76
2.6 Cambiador de derivaciones bajo carga.	80
2.7 Controles de los reguladores automáticos.	90
2.8 Clasificación y aplicación de esquemas de protección.	109
Capitulo III Mantenimiento Predictivo	120
3.1 Mantenimiento Predictivo	120
3.2 Mantenimiento Preventivo.	187
3.3 Mantenimiento Correctivo.	190
3.3 Actividades básicas para la aplicación del mantenimiento preventivo y correctivo	193
Conclusiones	208
Glosario	209
Bibliografía	218

INTRODUCCIÓN

Sabiendo que la empresa Luz y Fuerza del Centro, tiene la obligación de entregar un servicio eficiente y de calidad a todos sus usuarios, y debido al alto costo de los equipos de potencia, que esta empresa ocupa en sus instalaciones, y a la falta de presupuesto destinado a la modernización de estos equipos, se vio la necesidad de investigar planes de mantenimiento, para mantener los equipos ya existentes, en las mejores condiciones de operación, de la manera más eficiente y económica, de ahí que se desprende esta investigación, que se refiere a los equipos y sistemas de esta entidad.

Desde que el hombre descubrió la existencia de energía en forma de electricidad, se ha interesado en buscar y perfeccionar medios para utilizarla en su beneficio; los adelantos logrados son inestimables y han tenido gran influencia en el desarrollo de los pueblos. Los primeros usos que se le dio a este tipo de energía fue la de producir luz, con lo que se pudieron prolongar más eficientemente las actividades diurnas, posteriormente se le utilizó para obtener calor y fuerza; actualmente son innumerables las formas en que se aprovecha este recurso.

Uno de los principales problemas que se tuvieron al principio fue el transporte de la energía desde donde se producía hasta los lugares de consumo, porque se tenían considerables caídas de tensión, debidas fundamentalmente a las reducidas capacidades y tensiones disponibles, lo que se resolvía en parte utilizando conductores de gran sección.

Con los descubrimientos de Oersted (1820) y Faraday (1831) se estableció el principio de la inducción electromagnética, lo cual dio origen a la aparición de los generadores eléctricos y al transformador, lográndose con estos mayor versatilidad en la producción de energía eléctrica y se facilita el transporte de la misma al poderse transformar los voltajes de generación a valores elevados, que como es sabido, se obtiene un mayor rendimiento en la transmisión de la energía con altas tensiones y manejándola en grandes cantidades.

Actualmente la generación y transmisión de grandes bloques de energía eléctrica es primordial para abastecer los requerimientos de las industrias, los servicios públicos y domésticos de una población en constante crecimiento, lo que ha provocado la formación de grandes redes de transmisión y distribución denominados sistemas que permiten un consumo en los núcleos de población, las industrias y el campo más eficiente de la energía generada en plantas instaladas en lugares donde las condiciones son adecuadas.

En México se tienen operando redes de transmisión con tensiones del orden de 400 KV, que incluyen bancos de capacidad hasta valores cercanos a los 300 MVA, formados por transformadores monofásicos. Es evidente que estas unidades fueron diseñadas y construidas con las técnicas más avanzadas y con materiales de muy alta calidad.

El papel que desempeña el transformador en un sistema de transmisión o distribución es determinante, ya que al estar fuera de servicio un banco de (transformadores por cualquier causa, la capacidad de dicho sistema puede quedar reducida críticamente y obligar a "tirar carga", es decir dejar sin alimentación a determinadas zonas o servicios, este problema se agudiza en el caso de transformadores que operen en circuitos de generación. En interruptores, cuchillas succionadoras y líneas, esta situación es más difícil de presentarse ya que en el diseño de las subestaciones y de las redes se proveen las alternativas de llevar la carga por circuitos auxiliares o de enlace.

Si tomamos en cuenta que aun cuando por definición a los transformadores se les considera como máquinas estáticas con respecto a su función, y aparentemente están exentos de sufrir daños, la realidad es que durante su operación están expuestos a esfuerzos mecánicos, esfuerzos dieléctricos y elevaciones de temperatura, cuyas magnitudes están determinadas por las condiciones de operación, las condiciones atmosféricas y las características de protección existentes en el circuito donde están instalados.

Cuando durante la operación se presentan condiciones anormales con características de exposición severas en magnitud o en tiempo, pueden reducir la vida del transformador considerablemente o provocar daños que lo dejen fuera de

servicio para reparaciones menores en su base o la reconstrucción en el taller. Estos conceptos nos dan una idea del cuidado que se debe tener de proporcionar al transformador una vigilancia constante y confiable durante su operación, con inspecciones visuales, registros de tensiones, cargas y temperaturas; un sistema seguro de alarmas que avisen cuando existe una anomalía en la operación de sus equipos auxiliares y las protecciones necesarias para evitar sobretensiones o sobrecorrientes. También se ve la necesidad de administrar un mantenimiento programado adecuadamente tanto predictivo como preventivo, con objeto de por un lado saber con cierta certeza en que estado se encuentra y por otro tratar de evitar que surjan defectos en sus partes constructivas y en sus equipos auxiliares que en un momento dado pueden presentar problemas en la operación e inclusive obligar a sacarlo de servicio.

Otro factor que influye seriamente en la correcta operación de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica es el que se refiere a la regulación de la tensión, ya que debido a las variaciones de las cargas y a las condiciones de generación, se presentan estos problemas que en ocasiones se resuelven. Modificando la relación de transformación por medio de cambiadores de derivación en vacío y/o bajo carga y en el caso de redes, de distribución con cambiador de derivaciones de control automático integrado al transformador o con reguladores automáticos de voltaje. Estos últimos aparatos por ser una variante del transformador, se les debe proporcionar la misma clase de mantenimiento y además el relacionado con los controles automáticos, el cambiador de derivaciones y su mecanismo de operación.

El propósito de esta tesis es reunir una serie de conocimientos prácticos que deben observarse antes de, durante y después de la ejecución de los trabajos de mantenimiento en los transformadores de potencia y en los reguladores de voltaje, para obtener el mejor rendimiento y la mayor confiabilidad.

CAPITULO 1.

CONCEPTOS Y PARTES CONSTITUTIVAS DEL TRANSFORMADOR.

Al efectuar cualquier actividad de mantenimiento, es necesario prever que las condiciones de operación del equipo van a mejorar en forma optima o cuando menos aceptable y que de ninguna manera se va exponer al mismo o sus componentes a deterioros de cualquier clase que pudieran llegar a afectar su funcionamiento y/o reducir su tiempo de servicio.

También se requiere que el personal dedicado al mantenimiento de cualquier tipo de aparato, maquina o instalaciones reúna ciertos conocimientos básicos que les permita desarrollar su labor en forma segura y eficaz, utilizando adecuadamente los recursos materiales y la Información existentes; el alcance de estos conocimientos debe ir de acuerdo con las labores específicas a desarrollar según el nivel o categoría del trabajador, esta necesidad de capacitación dirigida en forma especial al mantenimiento, se hace mas patente en la persona que dirige o supervisa el trabajo, pues debe dominar una gama mas amplia de conocimientos, entre los que por su importancia destacan los siguiente.

- Planeación del trabajo y organización del personal.
- Principios de funcionamiento de los equipos a mantener, así como de sus dispositivos y accesorios.
- Uso de los equipos de proceso, equipos de maniobra, aparatos de medición y prueba, herramientas especiales y otros.
- Análisis e Interpretación del material de Información, como son; Instructivos, planos, tablas, diagramas, etc.
- Los procesos especiales mas comunes para algunos trabajos de mantenimiento, saber escoger y aplicar el mas adecuado según el caso que se presente.
- La relación que existe del aparato o equipo a intervenir con otros que operan en el mismo circuito, mecanismo, proceso o sistema y sus afectabilidades.
- Elaboración de reportes del estado del equipo antes y después de ejecutado el trabajo de mantenimiento, dando datos de las pruebas, observaciones y recomendaciones a seguir en futuras intervenciones.
- Por lo menos tener idea de las propiedades físicas químicas o biológicas de ciertos materiales o fluidos que se manejen.
- Las normas de seguridad.

En la medida que se cumpla lo anterior, redundara en llevar a feliz término cualquier actividad de mantenimiento ya sea programada o de emergencia.

Atendiendo a los conceptos anteriormente escritos, iniciare este trabajo definiendo lo que es mantenimiento, las clases en que se divide y las funciones que se realizan de acuerdo a la clase de mantenimiento de que se trate.

1.1. Concepto de mantenimiento

Se puede considerar como mantenimiento a la serie de actividades que hay que ejecutar para conservar las propiedades físicas de una empresa en condiciones seguras, eficientes y económicas.

Atendiendo a las funciones que se realizan, el mantenimiento se puede clasificar en:

- 1 Mantenimiento Predictivo.
- 2 Mantenimiento Preventivo.
- 3 Mantenimiento Correctivo.

1.1.1 Mantenimiento Predictivo.

Se basa en una serie de pruebas en el equipo estando dentro o fuera de servicio que permiten verificar el estado del mismo. Estas pruebas van dirigidas a comprobar su funcionamiento adecuado y que ciertas características, parámetros o valores se encuentren dentro de los límites establecidos en el diseño, en las normas en vigor y que estén de acuerdo con las experiencias adquiridas y las recomendaciones del fabricante. Además los datos obtenidos en las pruebas se comparan con los de fabricación, instalación y pruebas anteriores para formar el historial o estadística de la máquina o aparato en cuestión.

Variaciones notables con respecto al estado inicial de instalación y la tendencia de los datos estadísticos de diferentes pruebas predicen con cierta aproximación el grado de deterioro de alguno o varios de sus componentes, el tipo de mantenimiento preventivo o correctivo que es necesario aplicar y el tiempo que puede continuar operando el equipo con seguridad en espera del momento adecuado para la ejecución de los trabajos requeridos.

1.1.2. Mantenimiento Preventivo.

Consiste en la serie de trabajos que es necesario desarrollar en alguna máquina o instalación para cuidar que esta pueda interrumpir el servicio que proporciona. Esta serie de trabajos generalmente se derivan de las instrucciones que dan los fabricantes al respecto, y los puntos de vista que se tienen de los técnicos de mantenimiento según la especialidad. La clase de estos trabajos varía, pero estudiándolos se pueden

subdividir en dos grandes grupos, el primero de los cuales estará formado por los trabajos, que no necesitan de conocimientos profundos o herramientas especiales para ser atendidos (mantenimiento preventivo ligero), y el segundo grupo lo formaran los trabajos en los cuales es necesario el empleo de personal y herramientas especializados (mantenimiento preventivo) a fondo. Algunos trabajos de mantenimiento preventivo se pueden derivar de los datos obtenidos en el mantenimiento predictivo.

1.1.3. Mantenimiento Correctivo.

Es la serie de trabajos que es necesario ejecutar en las instalaciones, aparatos o maquinas a nuestro cuidado, cuando éstas dejan de proporcionar el servicio para el cual han sido concebidos. Este tipo de trabajos debe efectuarse de inmediato para que la Interrupción del servicio o producción sea lo mas corta posible y así evitar que las perdidas se eleven.

También este mantenimiento se divide en mantenimiento correctivo ligero y mantenimiento correctivo a fondo, según la importancia de los trabajos que hay que desarrollar para corregir la falla; el primero puede ser atacado con personal de escasa preparación y el segundo tipo de mantenimiento debe ser atendido por personal especializado.

1.2 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

Las actividades que tiene que efectuar normalmente el personal dedicado a aplicar mantenimiento son;

1.2.1 Inspección y pruebas.

Se efectúan para comprobar el funcionamiento seguro, eficiente y económico de los aparatos, maquinas y equipo de producción o servicio. De acuerdo con los datos que **se** obtengan se determinan los trabajos de mantenimiento que es necesario efectuar.

1.2.2 Servicio.

De esta actividad fundamental se derivan los siguientes elementos:

- Ajustes
- Limpieza de componentes y mecanismos
- Lubricación

- Pintura y protección anticorrosivo
- Desincrustación, etc.

1.2.3 Reparación.

Se efectúa cuando las condiciones del trabajo así lo requieren. Esta reparación se realiza con interrupción de la producción o sin interrupción de ella y por su magnitud puede ser una reparación mayor o una reparación menor.

1.2.4 Cambio.

Consiste en sustituir una pieza que ha agotado su vida útil por otra en perfecto estado. Se realiza previo estudio y se determina por razones técnicas, económicas y de seguridad.

1.2.5 Modificación.

Se efectúa alterando el diseño de la construcción original de un equipo para eliminar o reducir fallas repetitivas que por mal diseño están afectando la producción o el servicio; también se llegan a realizar modificaciones para aumentar la eficiencia y seguridad de una máquina y así aumentar la productividad de una empresa.

1.2.5 Manufactura.

Se realiza con dos finalidades fundamentales:

- 1a. Fabricar auxiliares para la producción.
- 2a. Fabricar refacciones para la maquinaria y equipo.

1.3 IMPORTANCIA Y NECESIDAD DE MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES, AUTOTRANSFORMADORES Y REGULADORES DE VOLTAJE.

En el desarrollo general e industrial de un país, es de vital importancia la disponibilidad de energía eléctrica, por ser el medio mas económico de tener fuerza motriz, iluminación, alimentación de diversos aparatos etc., y son evidentes los problemas que ocasiona toda deficiencia en el suministro de este fluido.

Las variaciones severas de tensión pueden dañar los motores y diversos aparatos o afectar seriamente su eficiencia, y en el caso de algunos equipos electrónicos y computadoras provocan un mal funcionamiento o la interrupción de procesos importantes. La interrupción del suministro, definitivamente causa problemas mas serios, como son: Suspensión de labores en industrias y comercios, suspensión de algunos servicios públicos, en hospitales puede ponerse en peligro la vida de algunos enfermos graves, en industrias como las fundidoras puede llegar a solidificarse el metal en el crisol ocasionando verdaderos problemas para volverlo a fundir, etc.

Los transformadores y reguladores de voltaje son elementos muy importantes en un sistema de suministro de energía eléctrica. Con los transformadores de potencia se hace posible el enlace de los diferentes niveles de tensión para transportar la energía desde las plantas de generación hasta los consumidores. Una operación inadecuada o el retiro obligado del servicio de un banco de transformación, puede causar serios trastornos a la operación estable del sistema o a la continuidad del servicio. Con los reguladores de voltaje se hace posible entregar la energía a los usuarios con la "calidad" de tensión aceptable, es decir, sin variaciones notables y dentro de los límites establecidos. La seguridad de una buena operación de los transformadores y reguladores de potencia depende básicamente de un programa de mantenimiento efectivo que permita controlar el estado de cada una de sus partes, a través de datos tales como: Temperatura, cargas de operación, condiciones de aislamiento, estado del liquido dieléctrico, estado del sistema de enfriamiento y el estado de sus dispositivos auxiliares, cambiadores de derivaciones, etc.

La calidad, confiabilidad e interpretación de los datos obtenidos, dependerá a su vez del conocimiento que se tenga del equipo y de la forma de desarrollar las pruebas que a él deben hacerse. Tomando en cuenta que la construcción de los transformadores, autotransformadores y los reguladores de voltaje es muy similar y que sus diferencias son fundamentalmente en lo que respecta a formación de las bobinas y a los cambiadores de derivaciones; para la aplicación del mantenimiento se pueden tratar en la misma forma, exceptuando los problemas relacionados con los cambiadores de derivaciones y sus controles, que se tratan en forma específica.

Por lo tanto para abreviar, al referirme al transformador incluyo también al autotransformador y al regulador de voltaje, a menos que se especifique o que sea evidente que se trata exclusivamente del transformador. La conservación en buen estado de operación de cualquier equipo eléctrico, depende de que sea llevado a cabo el mantenimiento predictivo y aplicado oportunamente el mantenimiento preventivo correspondiente. Como se sabe, los transformadores carecen de partes móviles (excepto en los que tienen circulación forzada de aceite, cambiadores de derivaciones bajo carga, etc.). Estas características representan una de las grandes ventajas de los transformadores en cuanto a operación y mantenimiento se refiere, también se puede considerar como una circunstancia favorable de los mismos el que se encuentren alojados en tanques herméticos. Los factores anteriores unidos al hecho de que generalmente su diseño les permite soportar sobrecargas durante periodos mas o menos largos dan lugar a que los transformadores requieran poco servicio de mantenimiento y por tal causa generalmente el personal se olvide por completo de su cuidado. En cuanto al equipo adicional de los transformadores, su mantenimiento es también demasiado importante y mucho depende de él, el buen funcionamiento del aparato principal

1.3.1. Mantenimiento Predictivo

La importancia que tiene el mantenimiento predictivo en los transformadores, se deriva de la dificultad que existe de aplicar mantenimiento preventivo a sus componentes internos, esto es debido a la poca disponibilidad de libramiento y principalmente a los graves problemas de contaminación del aceite y de sus aislamientos internos que se pueden presentar si se retira el aceite y se destapa el tanque. Actualmente se cuentan con aparatos y procedimientos que nos permiten detectar con bastante aproximación el estado de cada uno de los componentes del transformador. En base a lo anterior, cuando un transformador esta funcionando correctamente y las pruebas indican que no hay deterioros. es preferible dejarlo operando en esas condiciones, efectuándole mantenimiento preventivo solo a sus componentes externos, para no exponerlo al medio

ambiente y el personal que se introduciría en su tanque, ya que si se llegan a humedecer los aislamientos, los procesos de secado conocidos resultan muy costosos, complicados y requieren muchos días de trabajo. Las pruebas que se efectúan a los transformadores. Son dirigidas principalmente a la determinación del estado de:

El aceite aislante:

- Presencia de humedad
- Oxidación y acidez
- Tensión interfacial
- Gases disueltos, (composición)
- Rigidez dieléctrica
- Factor de potencia

Los aislamientos de
Devanados y boquillas:

Resistencia dieléctrica,
Factor de potencia.

Los devanados y conexiones

Resistencia óhmica
Relación de transformación

Las protecciones y alarmas

Operación correcta de la protecciones
Buchholz y las señales de alarma

El sistema de enfriamiento

Cargas de los motores y Operación
correcta en automático y en manual

Cambiador de derivaciones

Operación correcta.

1.3.2 Mantenimiento Preventivo.

Este tipo de mantenimiento en el caso de los transformadores, es recomendable aplicarlo a los componentes internos, solo cuando los resultados obtenidos en el mantenimiento predictivo indiquen algún deterioro o degradación que justifiquen el retiro del servicio y también cuando durante la operación el aparato empieza a presentar síntomas de funcionamiento anormal que evidentemente sea producto de alguna anomalía interna, la cual quizá se pueda precisar por medio de pruebas antes de destapar el transformador, en caso contrario será necesario efectuar una revisión total, tomando todas las precauciones posibles para evitar que los aislamientos se vayan a humedecer durante

los trabajos correspondientes de revisión y de reparación, en su caso, los reguladores de voltaje y los transformadores que cuentan con cambiador de derivaciones bajo carga, al cumplirse cierto tiempo de servicio, cantidad de operaciones o ambos, requieren la revisión de los contactos y del mecanismo de operación, normalmente los fabricantes recomiendan la revisión cada año o cada cien mil operaciones.

En el mantenimiento preventivo que se aplica al exterior del transformador, no siempre se requiere sacarlo de servicio. Exteriormente se efectúan trabajos relacionados con limpieza, pintura, revisión y lubricación de los motores de ventiladores, ajuste de los aparatos indicadores, secado de la sílica del equipo de respiración o calibración de las válvulas de alivio y de alarma del sistema de sello de nitrógeno, etc. A un transformador se le puede aplicar mantenimiento preventivo mayor o mantenimiento preventivo menor. Se considera mantenimiento preventivo menor aquel en el que no hay necesidad de librar al transformador a el libramiento es requerido durante un corto tiempo. El mantenimiento preventivo mayor es aquel que para ejecutarlo es necesario dejar fuera da servicio al transformador por un periodo mayor, de días o semanas, por ejemplo, el cambio de aceite o el proceso de secado.

1.3.3 Mantenimiento Correctivo.

En los transformadores se presentan fallas que por sus consecuencias se pueden dividir en dos clases, una en la que se Incluyen las fallas que se producen en partes fundamentales del aparato provocando la operación de las protecciones que lo dejan fuera de servicio o que hacen necesario su libramiento de inmediato por representar el peligro de un disturbio con resultados mas graves para ese u otros equipos, y otra en la que se incluyen las que se producen en sus equipos y dispositivos accesorios y normalmente no es necesario librar al transformador, pudiéndose efectuar la reparación estando en servicio o si se requiere librarse se pueda programar para otra ocasión mas conveniente en que se pueda transferir las carga a otro u otros bancos de transformación.

En el primer caso, en ocasiones las reparaciones se pueden efectuar en el mismo lugar y normalmente tardan varios días o semanas, pero sise tiene el peligro de que se humedezcan los aislamientos o si los efectos de la falla fueren severos, lo que procede es retirarlo de su base y enviarlo al taller, donde se cuenta con las condiciones y los recursos apropiados para efectuar la reparación satisfactoriamente. En los talleres de Luz y Fuerza, se tiene una sección dedicada exclusivamente a la reparación de transformadores de potencia y distribución. En la medida que aumente la necesidad de aplicar mantenimiento correctivo, se hace más evidente que tanto el mantenimiento predictivo como el preventivo no se están cumpliendo correctamente.

1.4 DEFINICIONES

1.4.1 EL TRANSFORMADOR

El transformador es un maquina estática, empleado para transferir la energía eléctrica de un circuito de corriente alterna primario a otro(s) sin variar la frecuencia. Su funcionamiento se basa en el principio de la Inducción electromagnética de un arrollamiento conductor a otro(s) dispuesto en el mismo circuito magnético. La transferencia de la energía va acompañada normalmente pero no siempre, de cambios en los parámetros de tensión y corriente.

Un transformador puede recibir energía y devolverla a una tensión muy elevada, en cuyo caso se llama transformador elevador, o bien puede devolverla a una tensión más baja, en cuyo caso es un transformador reductor. En el caso que la energía entregada tenga la misma tensión que la recibida, el transformador se dice que tiene una relación de transformación igual a la unidad. Los transformadores elevadores se usan principalmente en las plantas generadoras o en subestaciones que tienen que transmitir la energía a grandes distancias. Los transformadores reductores se utilizan en las plantas generadoras para sus auxiliares y en las subestaciones para abatir el voltaje a valores adecuados para la distribución de la energía a otras subestaciones secundarias o a los consumidores.

1.4.2 EL AUTOTRANSFORMADOR

El autotransformador cumple las mismas funciones que el transformador, pero su tratamiento teórico es algo distinto y se denominan aquellos en los que una parte del arrollamiento es común al circuito primario y al secundario.

Consta de dos devanados conectados en serie, uno de ellos se denomina de devanado común y el otro devanado serie.

1.4.3 DEL REGULADOR DE VOLTAJE

Es un aparato eléctrico cuya función consiste en mantener la energía entregada a la carga en un nivel de tensión dentro de ciertos límites máximos y mínimo permisible, compensando inclusive las desviaciones debidas a la resistencia y la reactancia de la línea.

1.5 TEORIA GENERAL DEL TRANSFORMADOR

1.5.1 Principios de Funcionamiento.

En la figura 1-1, se representa un transformador monofásico. Como se puede ver, consta de dos arrollamientos, uno se denomina primario y recibe la energía eléctrica a la tensión eficaz V_1 , y el otro, es el secundario que la entrega a la tensión V_2 , ambos están enlazados por un núcleo común de material ferromagnético, en el cual se forma el flujo magnético que da lugar a la inducción electromagnética. Cualquiera de los dos arrollamientos puede cumplir la función de primario o secundario, y es por esto que se les considera indistintamente, y las teorías existentes son válidas cualquiera sea el que actúe como primario.

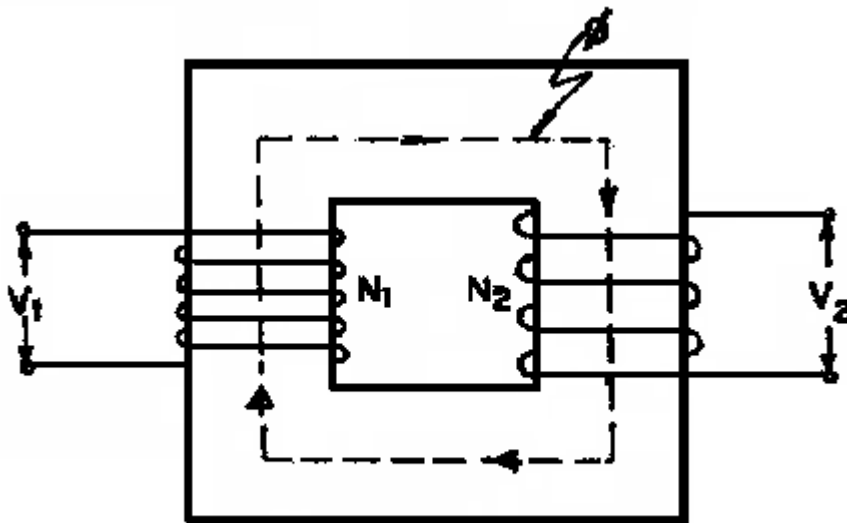


Figura 1-1

Durante el funcionamiento en vacío, el transformador está alimentado por el primario con la tensión V_1 , mientras que el secundario está abierto, y para la formación del flujo ϕ se produce una corriente llamada de excitación o de vacío I_0 , la cual tiene dos componentes: Una llamada magnetizante I_m es la que genera el flujo y que está en fase con el, y otra que está en fase con la tensión, y que sirve para compensar las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas en el núcleo I_{h+e} .

$$I_0 = I_m + I_{h+e}$$

En general, la corriente I_0 es muy pequeña y suele ser del 1 al 3% de la nominal.

El producto:

$$V_1 I_{h+e} = P_{fe}$$

Es la potencia de pérdidas en el hierro, medida en watts, y

$$V_1 I_m = P_{mg}$$

es la potencia de magnetización, medida en volt-ampere-reactivos.

La potencia absorbida al vacío P_0 , es numéricamente Igual a la de pérdidas en el hierro más las del efecto joule en el primario.

$$P_0 = P_{fe} + I_0^2 R_1$$

Donde R_1 es la resistencia efectiva del bobinado primario.

No todo el flujo generado. Por el transformador, a causa de las dispersiones magnéticas, se concentra en los dos arrollamientos. Estas dispersiones producen flujos, llamados de dispersión porque en lugar de encausarse por el hierro una parte de las líneas de campo se dispersa cerrándose por el aire, esto da lugar a que se tenga una caída debido a la reactancia de dispersión X_1 y además otra caída producida en la resistencia propia del bobinado R_1 . En el funcionamiento en vacío se tiene, por tanto:

$$\overline{V_1} = -\overline{E_1} + \overline{I_0} (R_1 + jX_1)$$

es decir, la tensión aplicada ha de equilibrar a la fuerza contraelectromotriz primaria y a las caídas ohmicas e inductivas primarias; las secundarias son nulas, ya que $I_2 = 0$.

En la figura 1 - 2 se presenta el diagrama vectorial del transformador funcionando en vacío.

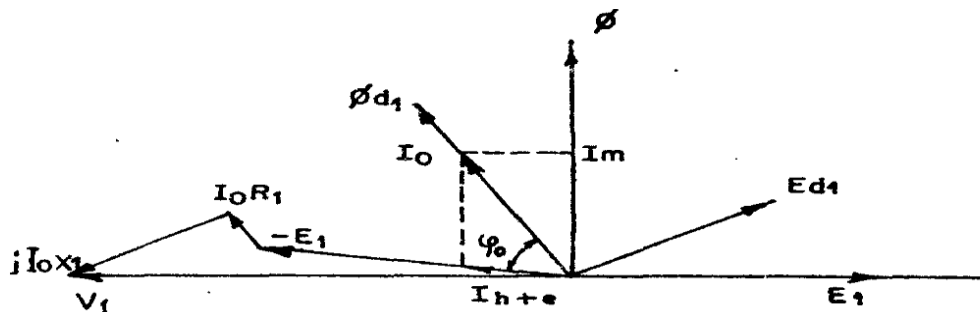


Figura 1-2

Al conectar una carga en el secundario, circulara por ese arrollamiento la corriente I_2 que ocasionara los siguientes efectos:

- 1.- Caída de tensión por resistencia.
- 2.- Calda de tensión por reactancia (dispersión del secundario).
- 3.- Efecto desmagnetizante en el núcleo.

Los dos primeros efectos son similares a los vistos para el primario, y conducen a una tensión en las terminales del secundario distinta que la f.e.m. $E_2 \neq V_2$. El tercer afecto se refiere a que al circular corriente por el secundario, este bobinado actúa creando un flujo que se opone al principal \emptyset existente en vacío. Pero para mantener el equilibrio, el flujo principal debe conservar su valor para que la f.e.m. inducida se conserve, razón por la cual el bobinado primario permite el paso de una corriente adicional que origina un flujo igual y opuesto al que origina el arrollamiento primario.

Es decir, si al arroyamiento secundario con impedancia $Z_2 = R_2 + j X_2$ se le conecta una carga con impedancia $Z_c = R_c + j X_c$, se tiene una corriente secundaria $I_2 = E_2 / Z_t$ en el circuito de Impedancia total $Z_t = Z_2 + Z_c$ y, en los bornes secundarios del transformador, se obtiene la tensión:

$$\overline{V}_2 = \overline{E}_2 - \overline{I}_2 (\overline{R}_2 + j \overline{X}_2)$$

La circulación de I_2 produce en el primario la absorción de la corriente de reacción I_r ; por tanto, con el transformador en carga, circula por dicho arrollamiento la corriente I_1 , siendo la tensión aplicada:

$$\overline{V}_1 = -\overline{E}_1 + \overline{I}_1 (\overline{R}_1 + j \overline{X}_1)$$

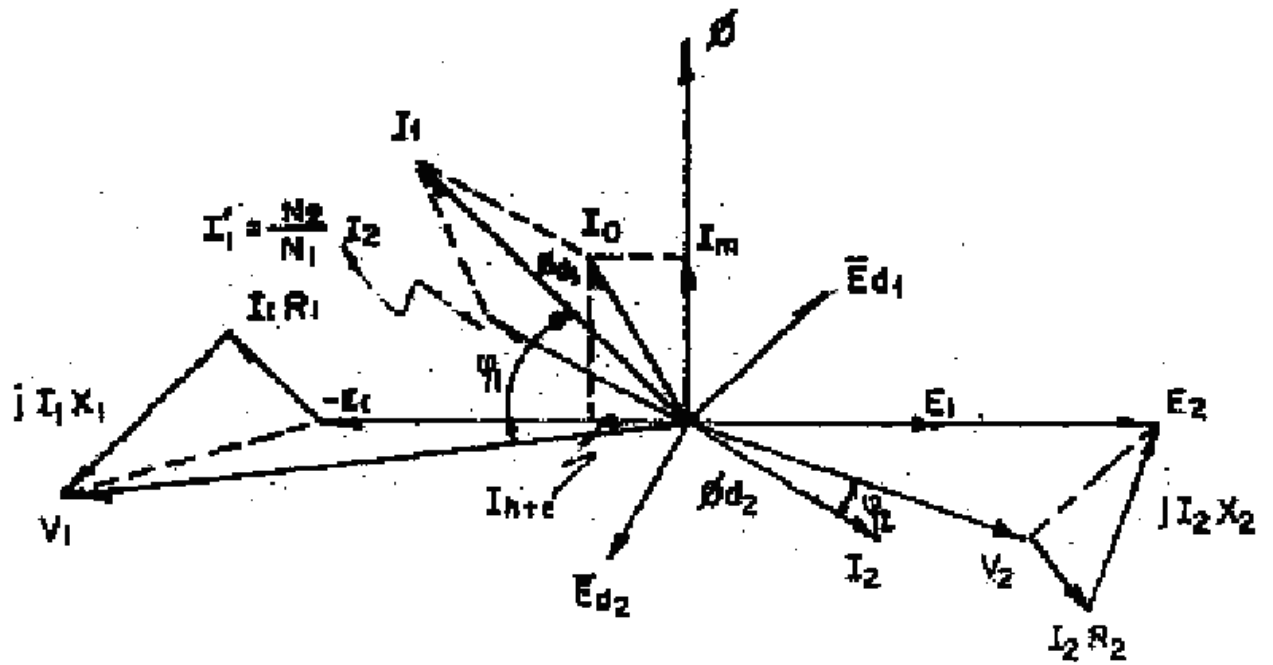


Figura 1-3

El circuito equivalente de un transformador se utiliza para efectuar el análisis y los cálculos numéricos del mismo y en el se representa un circuito eléctrico da Igual comportamiento que el transformador. En el circuito equivalente da la figura 1-4 las bobinas qua representan al acoplamiento magnético se supone qua no tienen resistencia y que tampoco producen flujo disperso, sino tan solo el principal, y en el análisis se debe tomar en cuenta la relación de espiras que guardan entre si.

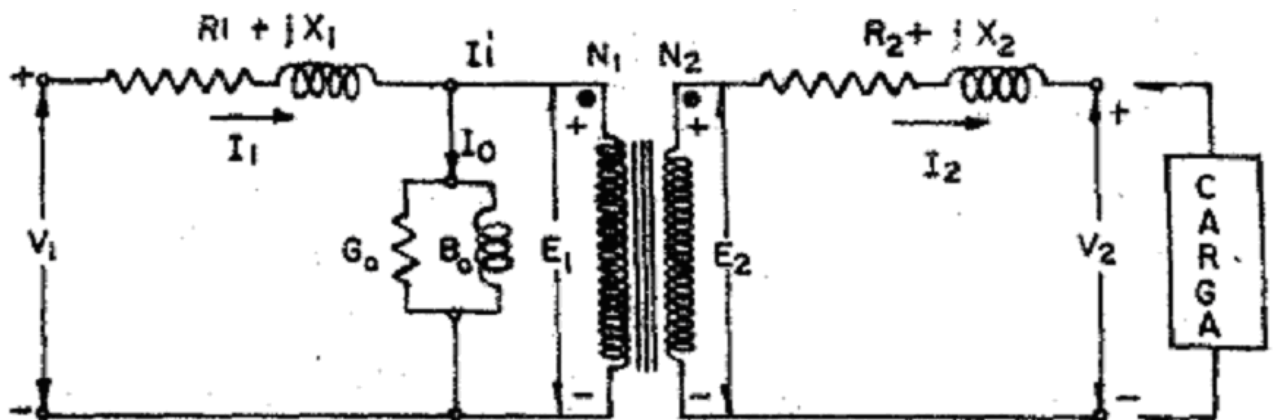


Figura 1-4

1.5.2 Regulación

En un transformador sin carga las corrientes I_2 e I_1' son iguales a cero y solamente circula en el primario la corriente de excitación I_0 , siendo I_0 una corriente muy pequeña la caída de voltaje que se produce en $R_1 + j X_1$ es insignificante y por lo tanto como $V_1 \approx -E_1$ y $N_1 / N_2 = E_1 / E_2 \approx V_1 / V_2$ tenemos:

$$V_2 \approx N_2 / N_1 (V_1)$$

Cuando se conecta la carga, las corrientes que circulan en el primario y en el secundario provocan una caída de tensión en $(R_1 + j X_1)$ y en $(R_2 + j X_2)$ respectivamente y resulta que: $V_1 > -E_1$ y $E_2 > V_2$, por lo que:

$$V_2 < N_2 / N_1 (V_1)$$

Si llamamos:

V_0 = Tensión secundaria en vacío.

V_2 = Tensión secundaria en carga.

r = Regulación en %.

La regulación de un transformador se puede obtener con la formula:

$$r \approx \frac{(V_0 - V_2)}{V_2} \times 100$$

1.5.3 Operación en Paralelo.

En la operación de las subestaciones se requiere en unos casos mantener conectados dos o mas transformadores en paralelo, en otros casos el paralelo se forma solo en ocasiones.

Un paralelo de transformadores, se efectúa cuando reciben la energía de la misma fuente y la entregan a la misma carga.

En la figura 1-5 se ven dos transformadores monofásicos trabajando en paralelo. Pueden colocarse tantos como se desee, según lo requiera el consumo de la carga.

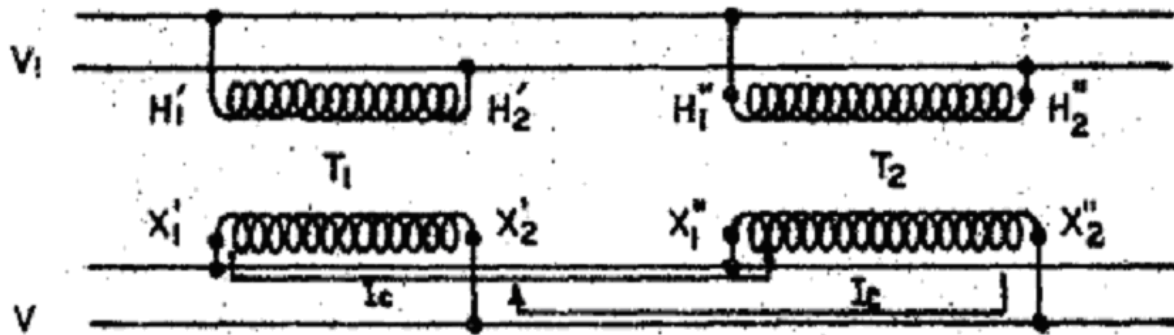


Figura 1-5

Para la puesta en paralelo deben cumplirse ciertos requisitos, que son:

Para transformadores monofásicos:

- 1) Igual relación de transformación
- 2) igual polaridad
- 3) igual caída óhmica
- 4) igual caída reactiva por dispersión

Para transformadores trifásicos:

- 1) igual relación de transformación
- 2) igual defasaje y sentido de rotación de las fases (igual grupo de conexión).
- 3) Igual polaridad.
- 4) Igual caída óhmica.
- 5) Igual caída reactiva por dispersión.

Evidentemente la frecuencia debe ser la misma.

Las condiciones 1 y 2 en monofásicos y 1, 2 y 3, en trifásicos son indispensables, y si no **se** cumple alguna, el paralelo es imposible. Esta afirmación se toma con reserva, ya que en muchos casos, los transformadores pueden llegar a soportar el régimen impuesto y sus características de funcionamiento aunque no sean las adecuadas, pueden ser aceptables, las condiciones 3 y 4 y 4 y 5 no son indispensables, y solo tienden a un mejor funcionamiento y mayor aprovechamiento de sus características.

Si en la figura 1-5 se analizan solo los secundarios de los dos transformadores, aislados de sus primarios, por comodidad, y se aprecia que están en serie entre sí, aunque su paralelo con respecto a la red secundaria, se determina que el valor de la corriente

circulante I_c en los secundarios de ambos transformadores, es Independiente de la carga y depende de los valores de las fuerzas electromotrices y las impedancias, según se ve en la siguiente formula.

Formulas (I-10)

Como las Impedancias secundarias son pequeñas, cualquier diferencia entre las fuerzas electromotrices da valores altos de I_c . Y como la corriente I_c no se utiliza en el circuito exterior, constituye una perdida que disminuye la capacidad de carga de los transformadores. Para los transformadores trifásicos es necesario determinar a que grupo de conexión pertenecen para poder cumplir la segunda condición. Ahora, si se utiliza el circuito equivalente de dos transformadores conectados correctamente en paralelo, referidos al secundario, según se ve en la figura 1-6, se obtienen las formulas para calcular el valor de la corriente de cada uno.

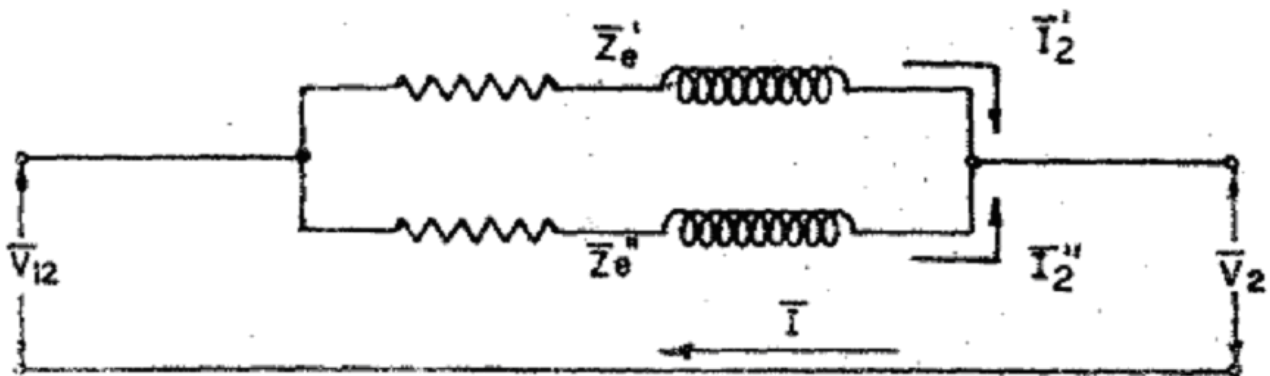


Figura 1-6

Formulas (1-11 y 1-12)

Por ejemplo:

Si dos transformadores son de igual potencia y sus impedancias iguales, la carga se reparte mitad a cada una.

Si $Z''_e \neq Z'_e$ uno estará sobrecargado y el otro trabajando por debajo de su valor nominal.

Si los transformadores son de distinta potencia, y uno es de doble potencia que el otro, su impedancia debe ser la mitad, para que la carga se reparta proporcionalmente.

Además para que se tenga un mejor funcionamiento y aprovechamiento de las características de los transformadores, se debe procurar que:

En forma general, se pueden resumir las condiciones en paralelo así:

- 1) igual polaridad
- 2) igual relación de transformación
- 3) igual grupo de conexión
- 4) Iguales tensiones nominales
- 5) relación de impedancias equivalentes; Inversamente proporcionales a las corrientes nominales.
- 6) igual relación: resistencia a reactancias equivalentes.

1.5.4. Conexiones del Transformador Convencional y del Autotransformador:

Se conocen actualmente varias formas de conexiones de transformadores, algunas de ellas, como las utilizadas para la transformación de fases, que solo sirven para casos muy específicos y que se efectúan empleando transformadores apropiados, as tenemos por ejemplo, la conexión Scott y la conexión T, En el caso que nos ocupa, me referiré solamente a las conexiones usuales de los transformadores y autotransformadores de potencia instalados en las instalaciones y plantas de la Empresa Luz y Fuerza.

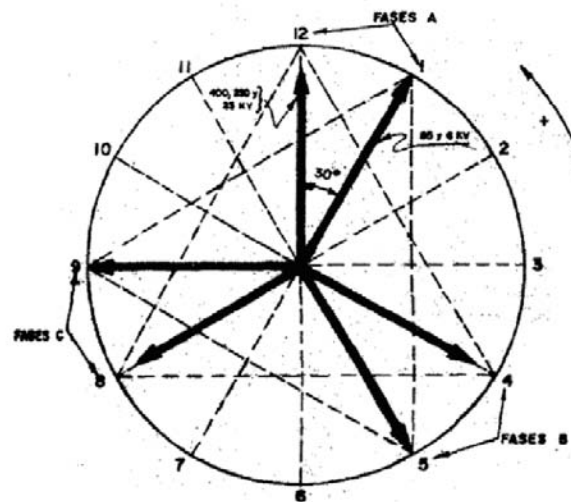
Para analizar adecuadamente los tipos de conexiones usadas en la transformación de unos a otros niveles de tensión, es necesario primero conocer los diferentes niveles normalizados de tensión que existen en el sistema y segundo conocer los defasamientos que existen entre ellos.

Como se sabe, la energía eléctrica comercial, es generada, transmitida, por medio de circuitos trifásicos; empleándose en cada red de circuitos un nivel de tensión apropiado técnica y económicamente, así tenemos que en el sistema de Luz y Fuerza existen los siguientes niveles de tensiones normalizados: 400, 230, 85, 23 y 6 KV, y la baja tensión que corresponde a 220 volts entre fases y 127 volts de fase a neutro. La tensión de generación corresponde a 11.5 KV.

La coincidencia o defasamiento que existe entre los diferentes niveles tensión del sistema se pueden ver en la figura 1-7, que es una representación fasorial de los voltajes por medio de números horarios, en el cual se toma en cuenta lo siguiente:

- 1) La secuencia de rotación positiva de los favores, es en el sentido contrario a las manecillas del reloj.
- 2) Se toma como referencia para fijar los índices horarios 12, 4 y 8 la red de 230 KV.
- 3) La diferencia angular entre dos índices consecutivos es 30° eléctricos.
- 4) El orden alfabético de las fases A, B, C, corresponde a la secuencia positiva.

Cuando se requiere conectar un transformador en cualquier subestación, se deben tomar en cuenta las condiciones establecidas de la conexión en paralelo, pues normalmente se forman paralelos por ambos lados, con bancos de transformadores de la misma subestación y con los bancos conectados a las redes de las tensiones correspondientes.



TENSION DE LA RED (KV)	DESIGNACIONES HORARIAS DE LAS FASES		
	A	B	C
400	12	4	8
230	12	4	8
88	1	5	9
22	12	4	8
4	1	5	9

Figura 1-7 REPRESENTACION FASORIAL DE LAS TENSIONES DEL SISTEMA DE LUZ Y FUERZA POR MEDIO DE NUMEROS HORARIOS

Como se vio en la figura 1-7 al sentido de rotación y la coincidencia o desplazamiento angular de los fasores de las diferentes tensiones normalizadas del sistema de Luz y Fuerza están perfectamente definidos y por lo tanto el diagrama fasorial del banco, ya sea compuesto de tres transformadores monofásicos o de uno trifásico, deberá ser el adecuado a las tensiones en que va a funcionar.

En las figuras 1-8 a 1-18 se presentan los esquemas de conexión física de transformadores monofásicos, transformadores trifásicos y autotransformadores, y los diagramas vectoriales correspondientes de los bancos de potencia utilizados en cada caso de transformación de uno a otro nivel de voltaje que se tienen en el sistema de Luz y Fuerza.

Cuando se desconecta un transformador trifásico o monofásico para efectuar algún trabajo de mantenimiento o para sustituirlo si se requiere, y si por la disposición de las barras de A.T. y B.T. donde está conectado, puede surgir alguna confusión, es recomendable dibujar un croquis para basarse en él al efectuar la reconexión; esto se complementa con los datos obtenidos de pruebas previas a la desconexión y la reconexión, de relación de transformación, con los que se verifica además la polaridad y el diagrama vectorial de las conexiones del banco de transformadores monofásicos o de placa del transformador trifásico.

En el caso de instrucciones nuevas la conexión de transformadores debe efectuarse apegándose a los esquemas que se expone en las figuras 1-8 a la -18. Para asegurarse que las conexiones son correctas y no hubo confusión en la identificación de las fases, comúnmente se recurre a efectuar un faseo comparando las tensiones del lado de B.T. del transformador con un regreso de las tensiones de las barras donde se forma el paralelo.

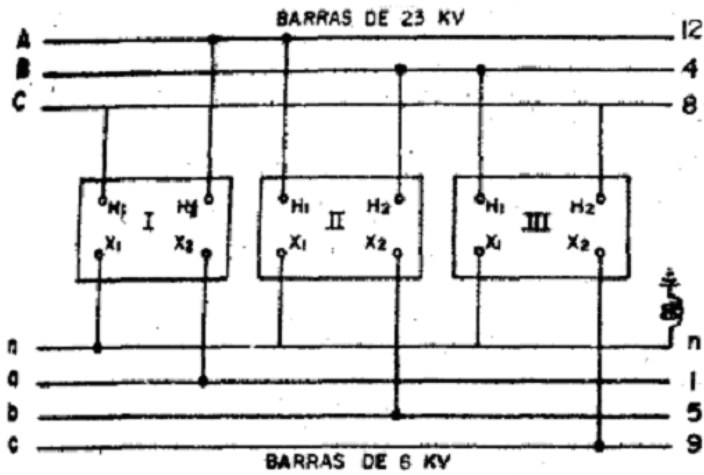


Figura 1-8 CONEXION DE 3 TRANSF. MONOFASICOS PARA LA FORMACION DE BCOS. DE POTENCIA DE 23/6 KV

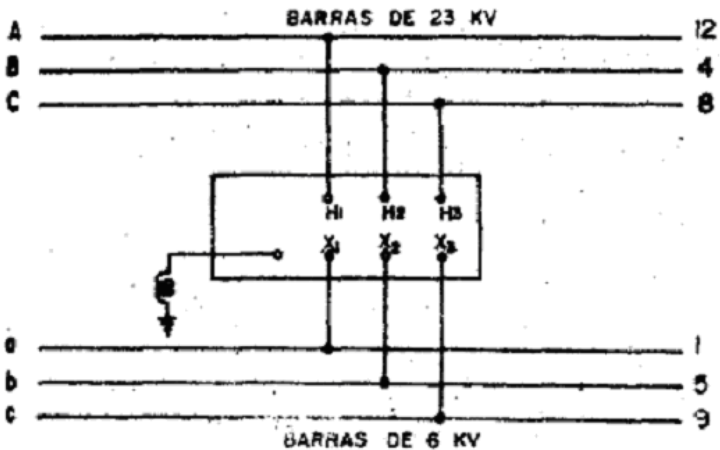
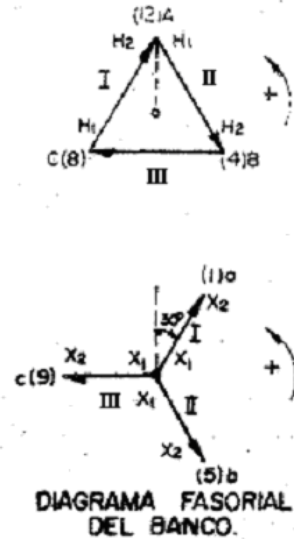


Figura 1-9 CONEXION DE TRANSF. TRIFASICO DE POTENCIA DE 23/6 KV

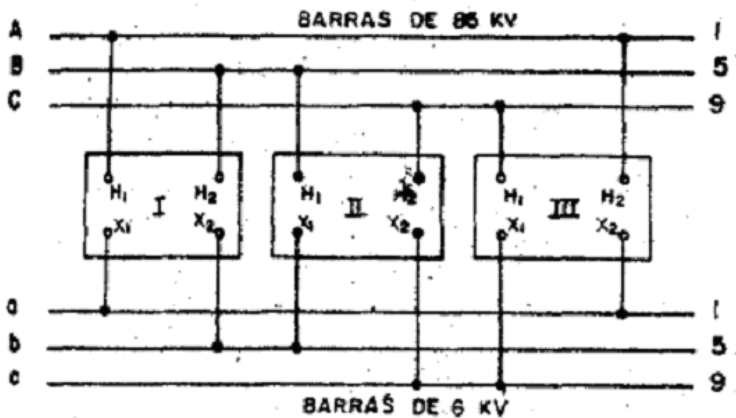
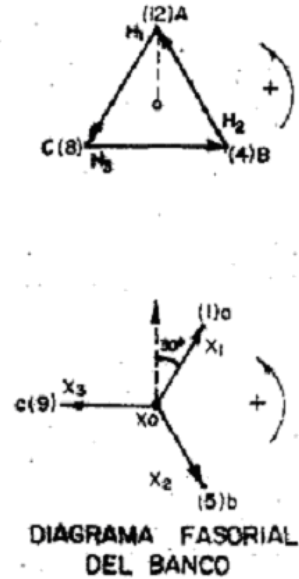
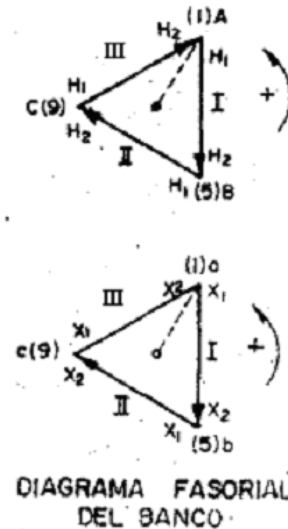


Figura 1-10 CONEXION DE 3 TRANSF. MONOFASICOS PARA LA FORMACION DE BCOS. DE POTENCIA DE 85/6 KV



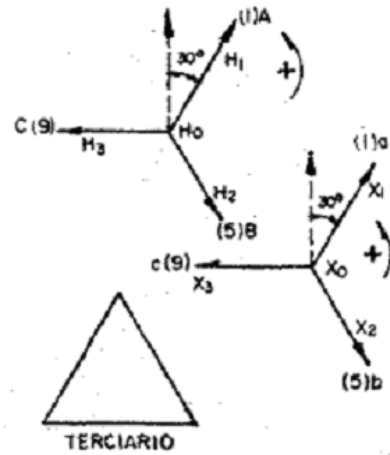
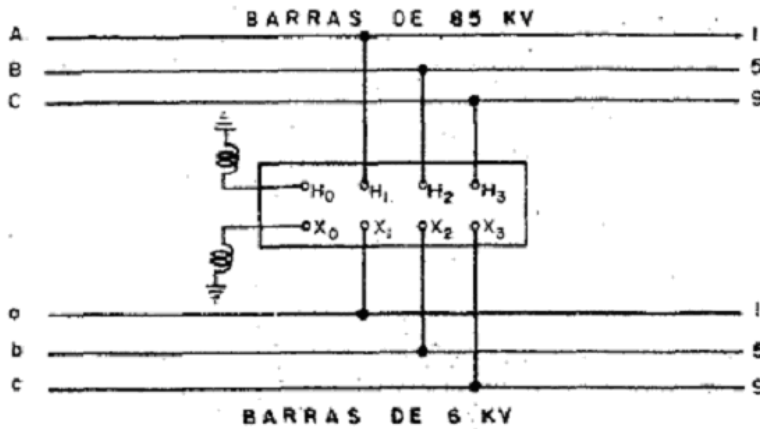


Figura 1-11 CONEXION DE TRANSF. TRIFASICOS DE POTENCIA 85/6 KV.

DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

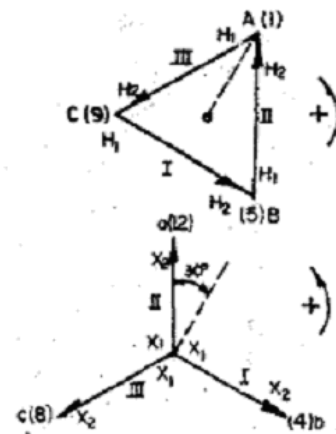
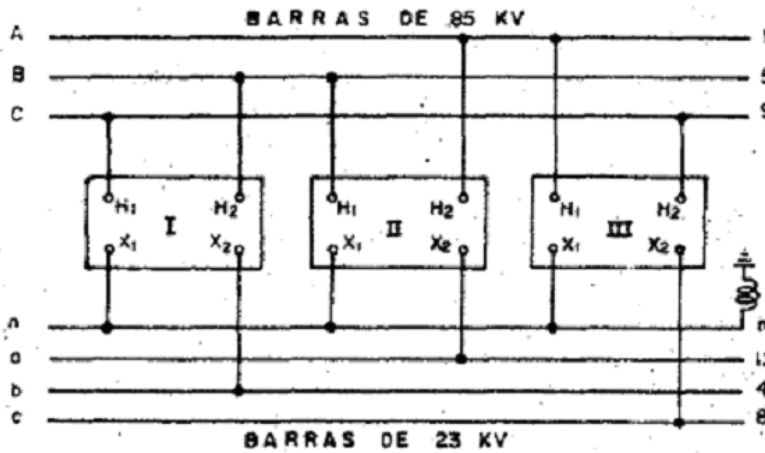


Figura 1-12 CONEXION DE 3 TRANSFORMADORES MONOFASICOS PARA LA FORMACION DE BANCOS DE POTENCIA DE 85/23 KV.

DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

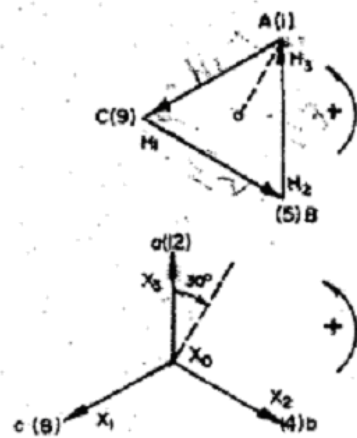
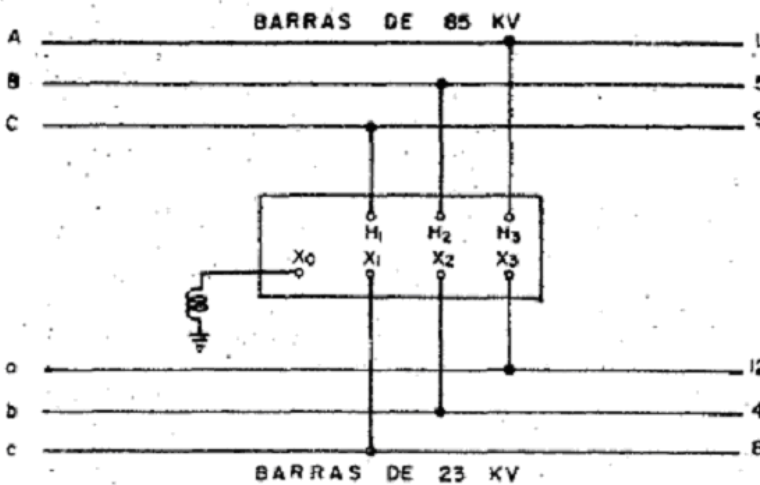


Figura 1-13 CONEXION DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE POTENCIA DE 85 / 23

DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

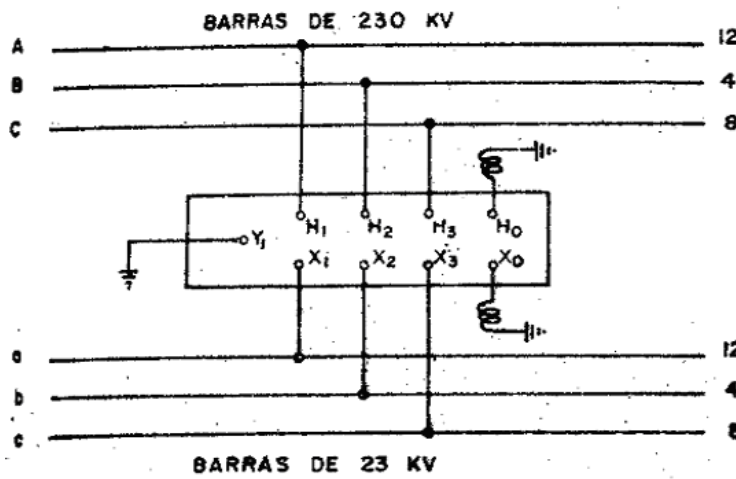


Figura 1-14 CONEXION DE TRANSF. TRIFASICOS DE POTENCIA DE 230/23 KV

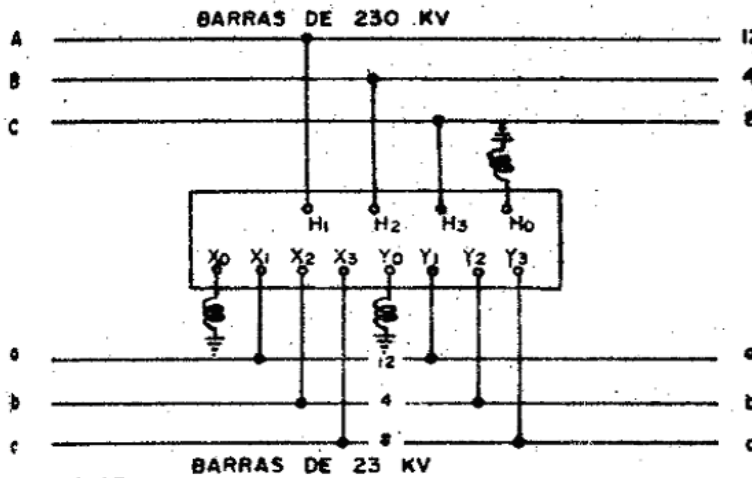
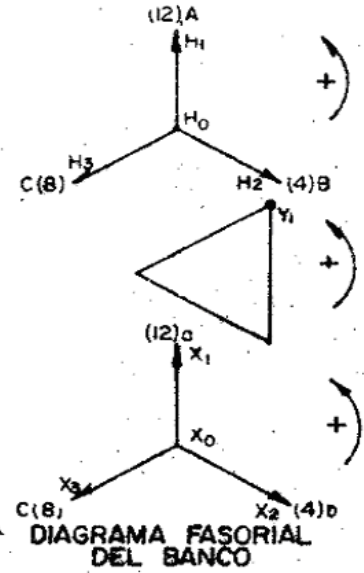


Figura 1-15 CONEXION DE TRANSF. TRIFASICOS DE POTENCIA DOBLE DEVANADO SECUNDARIO DE 230/23/23 KV

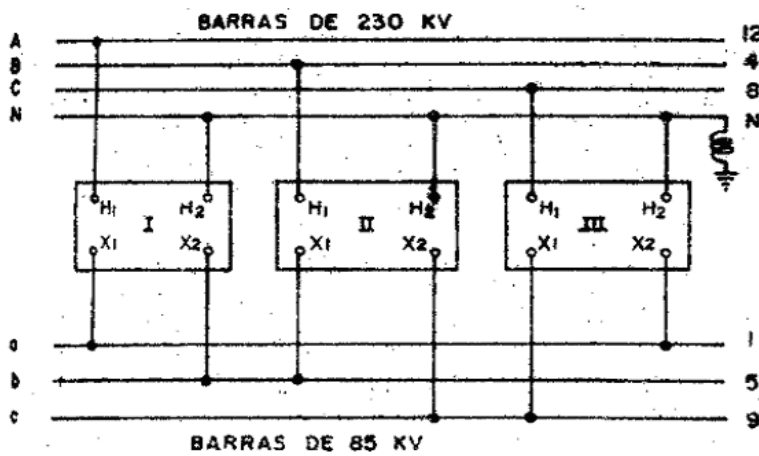
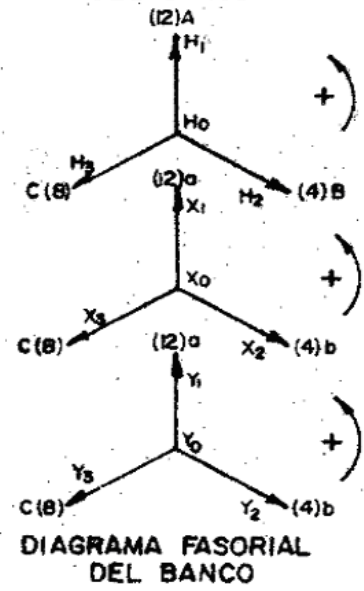
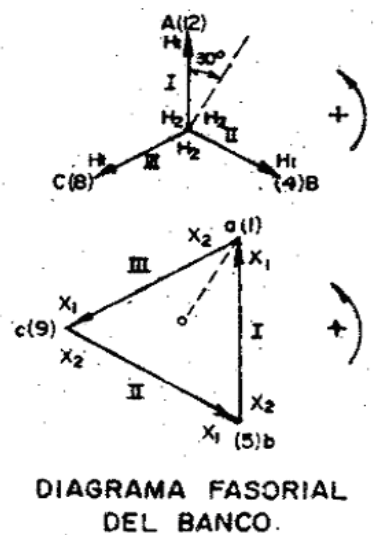


Figura 1-16 CONEXION DE 3 TRANSF. MONOFASICOS PARA LA FORMACION DE BCOS. DE POTENCIA DE 230/85 KV



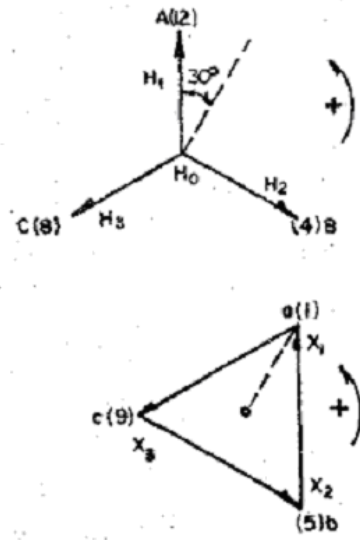
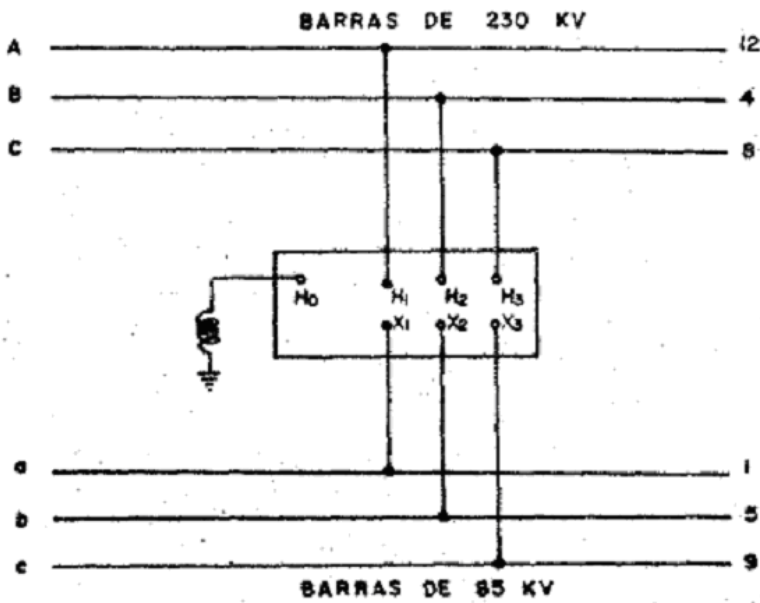


DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

Figura 1-17 CONEXION DE TRANSF. TRIFASICOS DE POTENCIA DE 230/85 KV.

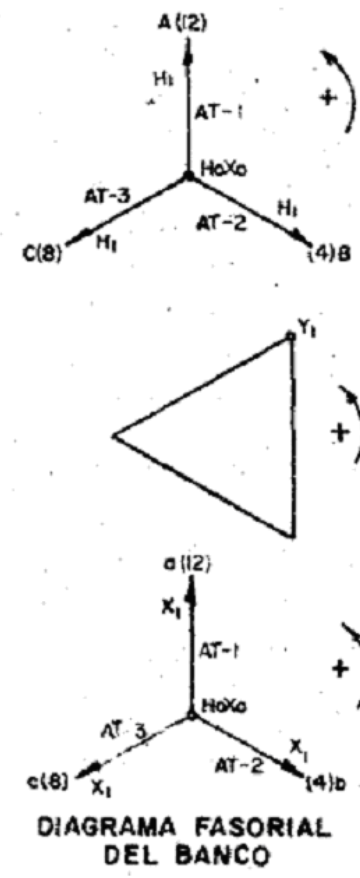
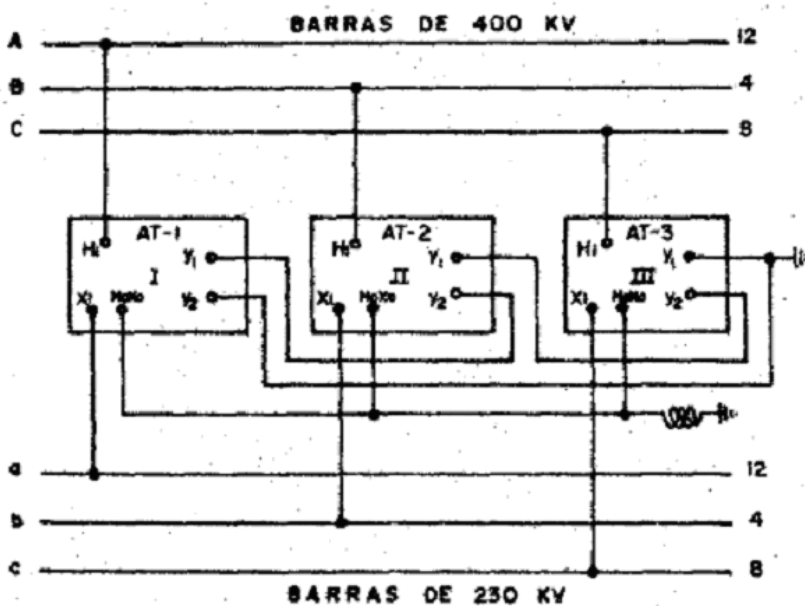


DIAGRAMA FASORIAL DEL BANCO

Figura 1-18 CONEXION DE 3 AUTOTRANSF. MONOFASICOS PARA LA FORMACION DE BANCOS DE POTENCIA DE 400/230 KV.

1.6 PARTES CONSTITUTIVAS DEL TRANSFORMADOR, AUTOTRANSFORMADOR Y REGULADOR DE VOLTAJE.

En su forma más simple el transformador puede estar constituido de tres partes a saber, que son: Núcleo, bobinas y aislamientos. Sin embargo, los diferentes usos que tienen y los requerimientos que exigen las condiciones de servicio, así como las situaciones económicas que se presentan, determinan los diseños específicos de cada transformador. En el caso que se presenta, me referiré exclusivamente a transformadores de potencia y sus variantes que son el auto transformador y el regulador de voltaje, utilizados en plantas y subestaciones de un sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica; quipos que constructivamente son muy similares;

A continuación se indican cada una de las partes que constituyen generalmente un transformador, su construcción y la función que cada una de ellas desempeña.

- Los componentes principales de un transformador son:

- | | |
|------------------|--------------------------|
| 1 - Núcleo | 4 - Aceite |
| 2 - Devanados | 5 - Boquillas terminales |
| 3 - Aislamientos | 6 – Tanque |

y los componentes auxiliares son:

- | | |
|---------------------------------|---|
| 7 - Cambiadores de derivaciones | 11 - Sistema de conservación del aceite |
| 8 - Indicadores | 12 - Sistema de enfriamiento |
| 9 - Dispositivos de protección | 13 - Transformadores de corriente y potencial |
| 10 - Sistema de alarmas | |

Funciones y características de los componentes:

1.6.1 Núcleo

El núcleo en los transformadores, sirve para formar el circuito magnético que permite la inducción de las fuerzas electromotrices, por cuyo medio se puede transferir la energía de un circuito eléctrico a otro. Su función principal es la de conducir el flujo activo, o sea que reduce la reluctancia del circuito de flujo, debiendo tener gran permeabilidad magnética, de manera que para inducir el flujo se requiera tan poca corriente como sea posible.

1.6.2 Construcción

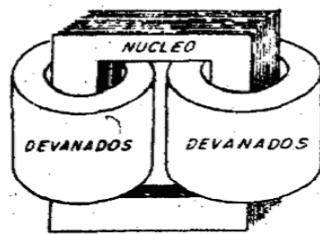
Toda sustancia en la que aparezca una gran inducción magnética al aplicarle un campo magnético determinado será siempre útil para la elaboración de un núcleo magnético. Las propiedades indicadas se encuentran en ciertas formas del hierro y sus aleaciones con cobalto, wolframio, níquel, aluminio y otros metales. Por ser de fácil imanación, al emplear dichos materiales para núcleos se hace posible la obtención de inducciones magnéticas de cientos e incluso miles de veces mayores que los que se obtienen con bobinas de núcleo de aire. Los núcleos de los transformadores de potencia se construyen de tiras rectangulares de láminas de acero al silicio, cuya aleación es del 4 al 5% de silicio; este tiene la propiedad de eliminar el efecto de envejecimiento, es decir, elimina el aumento gradual de las pérdidas en el núcleo que se presentaba en el acero dulce utilizado antiguamente. Al aumentar el porcentaje de silicio las pérdidas en el núcleo se reducen, pero el material se endurece y se vuelve más frágil. También se utiliza para la construcción de núcleos otro material llamado hipersil.

Los núcleos de los transformadores no pueden hacerse de una pieza sólida, porque esta actúa como si fuera una espira en corto circuito, permitiendo corrientes circulantes llamadas corrientes parasitas, causando así una pérdida muy alta, además de la elevación de temperatura por el efecto de las corrientes y la resistencia del material del núcleo, Por este hecho los núcleos se hacen de laminaciones aislados entre si o sus equivalentes para reducir esta pérdida. Existen dos tipos fundamentales de estructuras de transformadores, las cuales son:

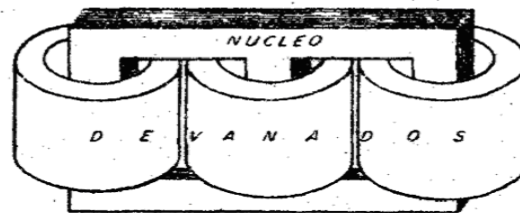
- Tipo Núcleo: En que los grupos de devanados abrazan a las piernas del núcleo. Figura 1-19 a y b
- Tipo Acorazado: En que las bobinas están envueltas por las laminaciones del núcleo, construido en forma compacta. Figuras 1-19 c y d

Generalmente el tipo núcleo se utiliza en transformadores de potencia y transformadores de distribución para alta tensión. Una modificación al núcleo acorazado es el núcleo acorazado distribuido usado en transformadores de distribución. Figura 1-19 e. Es importante tomar en cuenta las siguientes recomendaciones cuando se haga una inspección de mantenimiento o de recepción de fábrica.

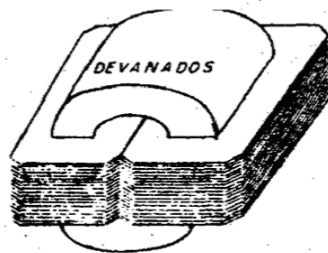
TIPOS DE NUCLEOS



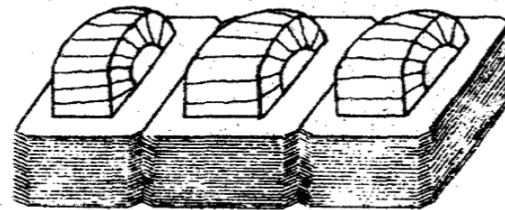
a.- TRANSFORMADOR MONOFASICO
TIPO NUCLEO



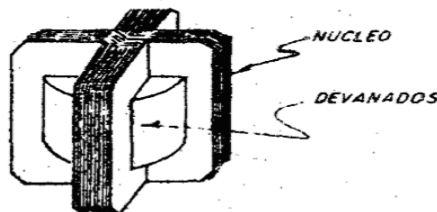
b.- TRANSFORMADOR TRIFASICO
TIPO NUCLEO.



c.- TRANSFORMADOR MONOFASICO
TIPO ACORAZADO



d.- TRANSFORMADOR TRIFASICO
TIPO ACORAZADO.



e.- TRANSFORMADOR MONOFASICO
TIPO ACORAZADO DISTRIBUIDO

Figura 1-19

En el ensamble de las laminas deberá estar bien formado el traslape de las juntas de modo que la dispersión magnética y la reluctancia sean lo mas bajas posible. Para sujetar las láminas se emplean placas estructurales y pernos largos que no deben afectar la laminación, por lo que deberán estar aislados de tal forma que no queden las láminas en corto circuito. Estos pernos y toda la armazón se le denomina "prensa" y es necesario verificar su apriete y comprobar que se tiene una resistencia mecánica efectiva para soportar con seguridad los esfuerzos de corto circuito.

1.6.3 Perdidas.

El rendimiento de un transformador esta determina do por las perdidas en el cobre de los devanados y por las perdidas del núcleo.

Respecto a las pérdidas en el núcleo, estas se dividen en:

- a) Perdidas por histéresis
- b) Perdidas por corrientes parásitas.

- a) Perdidas por histéresis.

El núcleo de los transformadores tiene la propiedad de tender a oponerse a la variación de la inducción magnética. A esta propiedad se le da el nombre de histéresis, que significa retraso. el lazo cerrado obtenido cuando el campo magnético H se varia de tal forma que tome todos los valores correspondientes a un ciclo cerrado, recibe el nombre de ciclo de histéresis. Afín cuando la palabra histéresis implica un retraso temporal, el fenómeno no depende del tiempo, sino solamente de que el campo magnético esta creciendo o disminuyendo. El fenómeno de la histéresis se traduce en una disipación de energía, conocida con el nombre de perdidas por histéresis, en el interior del material cuando se consideran variaciones cíclicas del campo magnético. El trazo del ciclo de histéresis se forma con los valores de los para metros de la variación cíclica del campo magnético aplicado H y de la inducción magnética resultante B .

Es importante distinguir entre histéresis y pérdidas por histéresis. El fenómeno de histéresis es el resultado de la propiedad del material de conservar su imanacion o de oponerse a una variación del estado magnético. Las pérdida por histéresis **es** la energía convertida en calor a causa de una variación cíclica de fuerza magnetomotriz.

La aparición de pérdidas por histéresis está íntimamente asociada al fenómeno por el cual una región atravesada por un campo magnético, absorbe energía. Si la región no es el vacío, tan solo una parte de la energía tomada del circuito eléctrico se almacena y recupera totalmente de la región, al suprimir el campo magnético. El resto de la energía se convierte en calor (pérdidas) a causa del trabajo realizado sobre el material en el medio cuando responde a la imantación.

b) Pérdidas por corrientes de parásitas.

Cuando cambia el flujo en la laminación de un núcleo, se induce en esta un voltaje, y la corriente que fluye en respuesta a este voltaje es conocida como corriente parásita o de Foucault, proporcional a $I^2 R$. Como la Inducción magnética en los materiales ferromagnéticos suele ser relativamente elevada, y como la resistividad de los materiales no es demasiado grande, las fuerzas electromotrices Inducidas, las corrientes de Foucault y las pérdidas asociadas podrán hacerse despreciables si se prevén los medios para reducirlas todo lo posible. Esta pérdida es de gran importancia en la determinación del rendimiento, de la elevación de la temperatura y por lo tanto de los valores de funcionamiento. Para evitar los efectos de las corrientes parásitas, estas son reducidas empleando en la fabricación de núcleos laminas muy delgadas y aisladas adecuadamente entre si.

1.7 DEVANADOS

1.7.1 Función.

Los devanados constituyen propiamente los circuitos eléctricos del transformador por un lado reciben la energía y por otro la entregan con sus parámetros de voltaje y corriente modificada. Su papel principal **es** el de crear un campo magnético con mínimas pérdidas en la energía.

1.7.2 Construcción

Las bobinas se hacen de hilo redondo de cobre electrolítico para transformadores de pequeña capacidad. En los transformadores de gran potencia se fabrican las bobinas con conductores de sección cuadrada o rectangular, los enrollados se efectúan en moldes, son cubiertos con cinta aislante, tratados al vacío para extraer hasta el último rastro de humedad y de aire, después se aplica el compuesto aislante caliente a presión hasta que queda bien Impregnado, luego se meten en la estufa las bobinas para secarlas

completamente y endurecer el compuesto aislante. Hasta que queda una superficie lisa y dura para impedir la entrada de humedad. El aislamiento que **se** usa generalmente **es** de papel o tela recubierta con cinta de algodón.

Los devanados de los transformadores son diseñados para dar las características eléctricas mejores posibles con las adecuadas posibilidades mecánicas para soportar los esfuerzos debidos a cortos circuitos y con la adecuada ventilación para evitar excesivas elevaciones de temperatura y puntos calientes. En lo que respecta a la disposición de los devanados, van colocados sobre las piernas del núcleo, estando mas próximo a la laminación el devanado de menor voltaje (B.T.) y sobre este el devanado de mayor voltaje (A.T.), estando separados entre sí y del núcleo por barreras aislantes.

En los transformadores con núcleo escalonado de sección circular, se emplean bobinas de sección circular, las cuales son fáciles de aislar y tienen gran resistencia mecánica. Cada una de las bobinas de B.T., puede devanarse en forma de hélice continua, pero si la tensión por bobina es de algunos miles de volts, suele dividirse el devanado. En tal caso se emplean bobinas en forma de disco circular, los discos suelen llevar entre ellos, separadores de maderas para facilitar la refrigeración.

1.7.3 Perdidas en el Cobre.

Cuando se toma corriente del secundario de un transformador, se produce calor (watts) en el conductor que forma el devanado, igual a, la corriente en amperes al cuadrado por la resistencia en ohms (I^2R). De igual forma la corriente primaria correspondiente desarrolla una perdida en el devanado primario. Estas perdidas son conocidas como pérdidas en el cobre o por efecto Joule.

1.8 AISLAMIAMIENTOS

Es un hecho conocido que los transformadores tienen una vida, limitada y que esta depende de la vida de sus aislamientos; sin embargo, la gran cantidad y diversidad de factores que Influyen sobre la vida de los aislamientos, hacen de este problema, expresado de manera tan simple, uno de los mas complejos e interesantes en el diseño de transformadores.

1.8.1 Funciones de los aislamientos.

La función primordial de los aislamientos es limitar o controlar los efectos eléctricos; sin embargo, en el caso de los transformadores, esta función no puede prácticamente separarse de otras dos funciones secundarias de gran importancia; proveer soporte mecánico a los conductores y hacer posible la disipación del calor generado en ellos. Por tanto, se consideran tres propiedades fundamentales de los aislamientos, la relación entre estas propiedades es tan importante que, como se verá más adelante, muchas de las fallas dieléctricas de los transformadores se deben a la pérdida gradual de propiedades mecánicas causadas, a su vez, por la operación continuada a alta temperatura.

1.8.2 Propiedades:

En el estudio de los materiales aislantes y en la comparación de unos dieléctricos con otros, se emplean ciertas propiedades que los distinguen; algunas de las importantes son:

- a) Resistencia Dieléctrica. definida como la resistividad volumétrica a corriente directa y medida en Ohm-cm
- b) Absorción Dieléctrica. o sea acumulación de cargas eléctricas en el interior del material bajo la influencia de un campo eléctrico.
- c) Constante Dieléctrica, es decir, la relación entre la capacitancia de un capacitor con un dieléctrico dado y la que tendría el mismo capacitor con aire como dieléctrico
- d) Factor de Potencia. entendido como la relación entre la pérdida de energía en watts y la energía alimentada al sistema, considerado como un capacitor.
- e) Pérdida Dieléctricas. definida como la velocidad a la que se transforma la energía eléctrica en calor en un dieléctrico sometido a un campo eléctrico variable.
- f) Factor de disipación. definido como la tangente trigonométrica del ángulo de pérdidas.
- g) Rigidez dieléctrica. o sea el valor del voltaje produce la ruptura del dieléctrico.
- h) Envejecimiento, entendido como pérdida gradual de propiedades electromagnéticas bajo ciertas condiciones de temperatura

1.9 Factores que lo afectan.

Las propiedades de los dieléctricos considerados aisladamente se ven afectados, cuando se usan en una aplicación concreta, por ciertos factores que, al combinarse, dificultan grandemente la comparación del material entre sí, así como la evacuación de sus efectos sobre un material dado:

- a) Factores relativos al voltaje aplicado: Forma de onda. Magnitud, frecuencia. velocidad de variación, tiempo de aflicción, distribución a lo largo de los devanados, etc.
- b) factores relativos a la disposición de los aislamientos: Forma de los electrodos, distancia entre ellos, forma del campo, naturaleza y forma de los dieléctricos, localización, etc.
- c) Factores relativos a las condiciones de trabajo; Temperatura, humedad, contaminación, etc.

Algunos de los efectos más notables de estos factores se discuten a continuación:

1.9.2 Distribución de los esfuerzos dieléctricos.

Durante largo tiempo, las pruebas a las que se sometían los transformadores se limitaban a las hoy conocidas como "de baja frecuencia", basadas exclusivamente en el voltaje del sistema pero sin tomar en cuenta los transitorios probables ni la coordinación del aislamiento a lo largo del mismo. En otras palabras, los transformadores que pasaban las pruebas de voltaje aplicado y de voltaje inducido eran considerados aceptables. El desarrollo mismo de los sistemas condujo, hacia 1931, a la necesidad de adoptar un nuevo sistema de pruebas, que tomara debidamente en cuenta los posibles transitorios ocasionados por descargas atmosféricas, lo que originó la aplicación de las pruebas de impulso. A partir de este nuevo sistema de pruebas, las clases de aislamientos que originalmente se basaban en el valor nominal del voltaje entre fases, quedaron referidos a un nuevo valor llamado nivel básico de Impulso, de tal manera que, dado este, quedaban definidos todos los valores de prueba, independientemente del voltaje nominal.

Otro avance se produjo cuando, después de una serie de ensayos e investigaciones, se llegó a la conclusión de que, en ciertos circuitos eran más rigurosos los efectos de los transitorios causados por la operación de interruptores que los producidos por descargas atmosféricas. La distribución de los esfuerzos dieléctricos que se produce, en operación normal o durante las pruebas el potencial aplicado y potencial inducido, en

términos generales, uniforme a lo largo de los devanados. En cambio la distribución de los esfuerzos debidos a los transitorios depende de la distribución de la Inductancia y la capacitancia a lo largo de los devanados y requiere un estudio preciso y detallado.

Para los efectos de dicho estudio, el devanado se supone constituido por un conjunto de inductores conectados en serie, un conjunto de capacitores conectados en serie y otro conjunto de capacitores conectados en paralelo.

Al producirse sobre el circuito una descarga (por ejemplo, una onda de impulsos de 1.5×40 Ms), se originan dos tipos de efectos:

- Una distribución Inicial, que depende solamente de la distribución de la capacitancia.
- Una oscilación, originada al transferirse alternativamente energía del circuito capacitivo al Inductivo,

1.9.3 Disposición de los aislamientos.

Para obtener un buen diseño de estructura aislante no basta conocer la distribución de los esfuerzos dieléctricos a lo largo del devanado, es preciso, además, colocar piezas aislantes del material adecuado, en la posición mas conveniente. Antes de adoptar algunos de los principales para el diseño de las estructuras aislantes, es importante hacer por lo menos una rápida referencia al fenómeno conocido como "Falla Dieléctrica":

- La falla dieléctrica se presenta cuando, por alguna razón un aislamiento se vuelve conductor.
- La falla dieléctrica puede presentarse de dos maneras fundamentales: por perforación o ruptura del aislamiento o por arrastre a través de su superficie.

Existen varias teorías que pretendan explicar las fallas dieléctricas; de ellas, las más importantes son:

- La Teoría Térmica. Según la cual las perdidas dieléctricas, sobre todo en aislamientos gruesos, calientan el material hasta un limite en el cual la disipación posible es igual al calor generado; si la generación de calor continua mas allá de la capacidad de disipación, se produce la falla.
- La Teoría Iónica. que supone que el dieléctrico se comporta como un electrolito en

que los iones se mueven bajo la acción del campo, disipando energía y produciendo nuevos iones, hasta que aparece la falla.

- La Teoría Disruptiva. que atribuye la falla a la destrucción de eslabones moleculares, como resultado de fuerzas Internas producidas por la vaporización de humedad Interna o por dilatación térmica de gases contenidos en el dieléctrico.

La posición de los aislamientos dentro de un campo eléctrico no puede ser arbitraria, sino que depende de la forma del campo. De allí la importancia de que, al diseñar un transformador se parta de la disposición de los electrodos y el cálculo de la distribución de los esfuerzos dieléctricos transitorios, para definir la distribución de las superficies equipotenciales.

Independientemente del método que se emplee para definir la distribución de las superficies equipotenciales, el conocimiento previo de la forma del campo es indispensable para determinar la colocación de los aislamientos.

Algunos de los principios más usados en el diseño de estructuras aislantes son:

- a) El aislamiento sólido debe adaptarse, hasta donde sea posible, a la forma del electrodo o de las superficies equipotenciales.
- b) En vista de que lo anterior no siempre es posible, debe evitarse que una pieza aislante conecte entre sí puntos de distintas superficies equipotenciales que no se encuentren suficientemente distantes.
- c) Si en un lugar determinado del campo se emplean en serie dos dieléctricos de distinta constante dieléctrica la distribución del voltaje es inversamente proporcional a la relación de constantes dieléctricas.
- d) La rigidez dieléctrica de dos ductos llenos de aceite es mayor que la rigidez dieléctrica de un solo ducto de espesor igual a la suma de los dos.
- e) Por tanto, cuando se trate de aislar con una barrera de cartón y aceite, el espacio debe dividirse tanto como sea posible en espacios pequeños, usando barreras muy delgadas de cartón, de manera que el espesor total de cartón sea el mínimo posible y el espesor total de aceite, el máximo posible.

1.9.4 Otros factores.

Aunque existen otros muchos factores que modifican el comportamiento de las estructuras aislantes, hay dos que por su importancia, no pueden dejar de mencionarse: La humedad y la temperatura, con respecto a la humedad, según experimentos realizados,

un porcentaje muy reducido de humedad (del orden de 1%) puede originar una reducción de la resistencia a voltajes de baja frecuencia de 6 a 8%, y a voltajes de impulso, de 11 a 16%. De ahí la necesidad de contar con equipos y procesos de secado cada vez mejores.

En relación con la temperatura es bien conocido el hecho de que la vida del transformador está íntimamente relacionada con su temperatura de operación, de tal manera que un aumento de 8°C reduce la vida a la mitad.

Muchas fallas dieléctricas que se presentan en los transformadores, son en realidad fallas mecánicas, originadas por el envejecimiento de los aislamientos por efecto de la temperatura.

1.9.5 Clasificación térmica de los aislantes empleados en máquinas eléctricas.

Las bases para la asignación de los límites de temperatura con el propósito de fijar normas, consiste en:

1. La clasificación de materiales aislantes en función de las temperaturas límites que se les pueden asignar razonablemente.
2. Elección de un valor adecuado de la temperatura ambiente límite, la cual al ser restada de las temperaturas límites, da los valores límites de aumento de temperatura.
3. El establecimiento de diferencias de temperatura normales entre las lecturas de temperatura obtenidas en mediciones efectuadas según los métodos prácticos y los valores límites de aumento de temperaturas adoptadas.
4. De ellas se derivan valores límites de los aumentos de temperatura observables, que son los valores límites utilizados para asignar la potencia a carga nominal en las condiciones de prueba específicas.

Los límites de temperatura sobre los cuales se basa el régimen de las máquinas eléctricas y aparatos se determinan en la mayor parte de los casos por la naturaleza de los materiales empleados. Con tal propósito, los materiales aislantes se clasifican en la forma siguiente:

CLASE O

El aislante de la clase O consiste en: algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares cuando no están impregnados ni sumergidos en un dieléctrico líquido.

CLASE A

El aislante de la clase A consiste en: 1^{ro}, algodón, seda, papel y materiales orgánicos similares Impregnados o sumergidos en un dieléctrico líquido; 2^{do}, materiales moldeados o laminados, con relleno de celulosa, resinas fenolicas u otras resinas de propiedades similares; 3^{ro}, láminas y hojas de acetato de celulosa y otros derivados de celulosa de propiedades semejantes, y 4^{to}, barnices (esmaltes) como los aplicados a conductores.

CLASE B

El aislante de clase B consiste en mica, amianto, fibra de vidrio y materiales inorgánicos similares en formas construidas con ligazón de substancias orgánicas, puede utilizarse una pequeña porción de materiales de la clase A, pero únicamente con finalidades estructurales.

CLASE F

El aislante de clase F consiste en materiales o combinaciones de mica, fibra de vidrio, asbesto, etc. con substancias adherentes adecuadas. Se pueden incluir en esta clase otros materiales o combinaciones, no necesariamente inorgánicos, si por experiencia o pruebas aceptadas se puede demostrar que son aptos para operación a la temperatura asignada a esta clase de aislamiento.

CLASE H

El aislamiento de la clase H consiste en: 1^{ro} mica, amianto, fibra de vidrio y otros materiales inorgánicos combinados con substancias aglomerantes compuestas de silicones o materiales de características similares; 2^{do} compuestos de silicones con goma o substancias resinosas de propiedades similares, puede existir una pequeña proporción de materiales de clase A pero solo en los puntos en que es imprescindible durante la construcción.

CLASE C

El aislante de clase C consiste enteramente en mica, porcelana, vidrio cuarzo y materiales inorgánicos similares.

TEMPERATURAS DE AISLAMIENTO LÍMITES

De los resultados de las experiencias realizadas con aparatos en servicio y de las pruebas de laboratorio hechas con distintos materiales aislantes, se han asignado con propósito de normalización, temperaturas de aislamiento límites (llamadas temperaturas de "punto mas caliente"). La temperatura del punto mas caliente es, por lo tanto, el punto

principal de referencia, o la temperatura "cota de referencia". No se emplea en las transacciones comerciales porque no se puede medir directamente durante las pruebas y operaciones de las maquinas eléctricas.

La vida de cualquier clase de aislamiento a la temperatura limite puede variar ampliamente con la calidad del material usado, con el cuidado con que esta construido y la efectividad del soporte físico del aislante, la clase de servicio a que esta destinado y las fuerzas físicas que tienden a destruirlo en servicio.

Valores límites del aumento de temperatura del aislamiento. Los valores limites del aumento de temperatura del punto mas caliente del aislamiento se obtienen restando 40°C (valor de la temperatura ambiente base), de la temperatura limite del punto mas caliente. Los valores de aumento de temperatura del punto mas caliente obtenidos de esta manera se Indican en la siguiente tabla 1-1.

MATERIA L			TEMPERATURA-GRADOS CENTIGRADOS	
			VALOR LIMITE EN EL PUNTO MAS CALIENTE	AUMENTO LIMITE
CLASE		0	90	50
CLASE		A	105	65
CLASE		B	130	90
CLASE		F	155	115
CLASE		H	180	140
CLASE		C	220	180

Tabla 1-1

En transformadores normalmente se utilizan aislamientos de 55° y 65°C.

Los materiales empleados para la elevación de temperatura de 55°C, lo constituyen estructuras laminadas de papel pres pahn, telas barnizadas y varias clases de papel y aceite mineral.

Los aislamientos para transformadores sumergidos en aceite con una elevación de temperatura de 65°C son los mismos materiales derivados de la celulosa, que se emplean para la construcción de transformadores con elevación de 55°C, pero sometidos a procesos químicos para incrementar la estabilidad térmica de los materiales y poder aceptar dicha elevación de temperatura

1.10 ACEITE

1.10.1 Función.

En realidad, el aceite cumple una doble función: Por un lado, como aislante cuya fluidez le permite penetrar en todos los intersticios del transformador; por otro lado, su gran facilidad de circulación y su elevado calor específico, facilita el transporte del calor desde los devanados donde se produce hacia las paredes del tanque y los radiadores.

1.10.2 Tipos de aceites aislantes.

Hay dos tipos de aceites aislantes, los derivados del petróleo y los aceites artificiales clorados.

- a) Aceites artificiales.- Son llamados comúnmente askareles y son compuestos sintéticos no inflamables, los cuales una vez descompuestos por arco eléctrico, solamente se produce mezclas oleosas no inflamables. Por lo mismo son muy estables y difíciles de destruir, siendo contaminantes ambientales y tóxicos, produciendo por contacto o inhalación de gases producidos: acné, disturbios intestinales, ictericia, afección al hígado y riñones, etc. Su uso más común es en pequeños transformadores cuya instalación es bajo techo, para eliminar el problema de incendio.
- b) Aceites derivados del petróleo. Esta clase de aceites es el que se usa en los transformadores de potencia, por lo que en adelante me referiré solamente a aceites derivados del petróleo.

Básicamente son dos tipos de aceites, los de base nafténica, que normalmente son los de importación y que proporcionan un aceite con características ideales, como su bajo punto de congelación, para usarlo en lugares en donde la baja temperatura es un factor importante para la operación de un equipo eléctrico; el otro tipo es el parafínico y que es la característica del aceite nacional. Hasta hace poco tiempo con solo determinar el tipo básico, indicaba ya la calidad de un aceite, con esto se decía que el tipo de nafténica era

de mejor calidad y por lo tanto se podía usar en equipo de alto voltaje y que el parafínico era de inferior calidad y solo podía usarse en equipo de bajo voltaje o en transformadores de distribución; pero actualmente se considera que es la forma de fabricación lo que proporciona la calidad del aceite, por lo que el análisis final del mismo es el que nos indicara si es o no adecuado para el equipo de que se trate.

1.10.3 Obtención:

El aceite aislante se obtiene empleando como materia prima una fracción del petróleo obtenida por destilación al vacío (260-371°C a 50 mm Hg) de diferentes tipos de aceite crudo. Los aceites empleados como materia prima en la fabricación de aceites aislantes, están constituidos por hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos; así mismo se encuentran presentes en concentraciones muy bajas, compuestos de azufres, nitrógeno y oxígeno que son denominados compuestos polares. Los procesos existentes para la obtención de aceites aislantes, se han creado para eliminar los componentes indeseables y conservar los deseables de las diferentes materias primas empleadas. Los diferentes procesos que se emplean son básicamente de dos tipos: de extracción y de hidrogenación. Los procesos de extracción consisten en la eliminación de los compuestos indeseables por medio de la extracción con compuestos apropiados, siendo los más comúnmente usados el ácido sulfúrico y el sulfurar. Con estos procesos se eliminan los compuestos polares y los aromáticos, aunque la tendencia es eliminar solo los compuestos polares, conservando en cierto grado los componentes aromáticos, lo que se logra controlando la relación aceite sulfurar.

En teoría, los procesos de hidrogenación, deben eliminar solamente los compuestos polares, sin embargo, la selectividad de eliminación depende de las condiciones del proceso y de los catalizadores empleados. Luego, el aceite se somete a un proceso de desparafinación para precipitar la parafina presente y obtener un punto de escurrimiento adecuado, por último el aceite ya refinado pasa a un tratamiento de precolación con arcilla para eliminar huellas de agua y se filtra para retener partículas hasta de 2 micrones.

1.10.4 Propiedades del aceite y su determinación.

Como se indica anteriormente la vida de un transformador depende del estado de sus aislamientos, el aceite por lo tanto influye en gran parte en la conservación del mismo. Para prever condiciones óptimas de operación, es necesario usar aceites que tengan propiedades adecuadas, siendo necesario que el aceite que se va a usar en

transformadores, se le efectuó un análisis con objeto de determinar la calidad de sus propiedades; posteriormente, durante la operación del aparato, es conveniente efectuar a1 aceite pruebas periódicas de control, con el fin de verificar dichas propiedades y determinar la degradación que vaya sufriendo y así tomar las medidas correctivas indicadas de acuerdo a1 motivo del deterioro. Pudiendo ser debido a contaminación por mal sello del tanque, calentamientos, efecto corona o chisporroteo, presencia de humedad, oxidación, etc.

Las propiedades principales del aceite dependen de la relación entre "los componentes saturados y los no saturados; mientras que su vida queda determinada por la relación entre el contenido de antioxidantes naturales en los aromáticos y los contaminantes no deseables. Las pruebas que se efectúan en los aceites aislantes para determinar sus propiedades se exponen a continuación, la mayoría solo se pueden realizar en un laboratorio donde se cuente con los materiales y aparatos necesarios. Algunas pruebas se pueden hacer en el campo, contándose para ello con aparatos adecuados y procesos poco complicados, aun cuando en algunos casos se obtienen resultados solamente cualitativos, dan idea del estado en que se encuentra el aceite.

1.10.4.1 Pruebas Físicas.

1. Densidad.

La densidad de un aceite es la relación del peso de un volumen dado del mismo, el peso de un volumen igual de agua.

La densidad varía con la temperatura, de modo que se debe medir la misma y hacer la corrección correspondiente en tablas.

El dato de esta prueba sirve para identificación de la muestra, así como para la corrección de la tensión intersticial. Con el resultado se puede determinar el tipo y origen del aceite, ya que el tipo nafténico tiene valores entre 0.880 a 0.890 y el tipo parafínico valores entre 0.840 a 0.860.

2. Viscosidad

Esta prueba mide la fluidez de un aceite. Es una característica necesaria para que pueda conducir el calor generado en el aparato y así actuar como refrigerante; en los interruptores sirve para alejar las partículas sólidas del carbón que se forman al arquear entre contactos; de acuerdo a esto la viscosidad tiene como límite máximo 60 ssu; un aceite con muy baja viscosidad contiene componentes volátiles y por ello el punto de

inflamación será bajo.

En el aceite es importante la variación de la viscosidad de acuerdo a la temperatura, el Índice de viscosidad es la medida de esta propiedad, ya que el bajo índice de viscosidad indica grandes cambios de viscosidad con la temperatura, en algunos casos se recomienda determinar dos diferentes valores de viscosidad a temperaturas diferentes para asegurar un buen índice.

3. Aspecto Visual

El observar el aspecto del aceite puede ser de gran ayuda ya que fácilmente se determina su estado, que debe ser limpio, transparente y libre de sedimentos.

4. Temperatura de inflamación e Ignición

La temperatura de inflamación es una indicación de los constituyentes volátiles del aceite, la especificación es de 145°C mínimo; una temperatura de inflamación baja, con una temperatura de ignición alta en un aceite usado puede indicar corona incipiente o de hecho arqueado dentro del equipo, también es una indicación de la presencia de productos de ruptura molecular volátiles presentes en el aceite.

5. Color ASTM

La prueba de color no es muy importante, pero le es de fácil determinación, para aceite nuevo la especificación es 0.5 máximo. Los aceites se incrementan en color con el uso, aunque muchas substancias encontradas en transformadores, interruptores y reguladores lo incrementan. Con un color igual a 6 solo se puede decir que el aceite no es nuevo, pero si un aceite en el transcurso de muchos años adquiere un color de 4 y en un año aumenta a 7, se puede decir que algo crítico ocurrió y debe ser investigado; un aumento súbito del color obedece a una fuga de algún compuesto del bushing o algún arqueado ha producido carbón.

6. Temperatura de Congelación.

Es la temperatura a la cual el aceite deja de fluir, una baja temperatura de congelación es necesaria para asegurar que el aceite fluya aun en temperaturas frías. En aceites parafínicos la especificación es de -26°C como máximo y en aceites nafténicos - 40° C como máximo.

7. Análisis estructural.

Una cantidad optima de hidrocarburos aromáticos es deseable en un aceite aislante, la aromaticidad es medida principalmente por medios ópticos de dispersión, una forma de efectuarlo es utilizar un refractómetro tipo abee, también es necesario tener la densidad determinada con exactitud y la viscosidad, con estos resultados y mediante formulas adecuadas se obtienen la constante de viscosidad gravedad y el índice de refractividad, con estos datos se determina en el triangulo grafica correspondiente cada uno de los por cientos de carbonos, aromáticos, parafínicos y nafténicos. El contenido de aromáticos es Inversamente proporcional con las propiedades de gasificación del aceite, pero una alta aromaticidad provoca aumento en la cantidad de formación de todos, así como aumento en el índice de neutralización. Para el aceite nacional la optima concentración de aromáticos se ha encontrado entre 8 y 10% y para aceite de importación entre 8 y 12%.

8. Tensión Interfacial:

El deterioro de los aceites aislantes se cree que se debe a los efectos de la oxidación o de la presencia de impurezas disueltas del material con el cual el aceite tiene contacto, también de contaminación externa, esta prueba por lo tanto mide las impurezas polares solubles en el aceite capaz de orientarla en la cara aceite-agua. Estas impurezas son portadores potentes de electrones y por ello contribuyen o aun pueden ser la causa de la falla eléctrica del aceite. En teoría la tensión interfacial es la medición de la concentración bipolar en un líquido, aunque esta determinación no puede diferenciar entre los varios contaminantes. La especificación en aceite nuevo es de 40 dinas/cm mínimo.

9. Contenido de partículas:

Esta prueba tiene por objeto determinar la cantidad de partículas que contiene una muestra de aceite, este se pasa a través de un filtro calculándose el peso de impurezas detenidas y relacionándolas con el volumen previamente determinado.

1.10.4.2 Pruebas Químicas

1) Numero de Neutralización.

La prueba química mas Importante y conocida es la del número de neutralización, y es necesario el efectuarla en aceites nuevos y en aceites usados; un aceite aislante nuevo

es seleccionado entre otras cosas por su resistencia a la acción química. En un aparato complejo como es un transformador y durante la vida normal del mismo, el aceite puede reaccionar con las sustancias con las que entra en contacto, el más activo por supuesto es el oxígeno, el cobre también presente como catalizador acelera la reacción y el hierro también, aunque en menor escala; como el aceite al quemarse deja solo una muy pequeña cantidad de ceniza, se puede decir que todos los hidrocarburos presentes son capaces de reaccionar con el oxígeno. Como se ha dicho las modernas formas de refinación tienden a eliminar los compuestos más reactivos. También los modernos equipos eléctricos cuentan con sistemas que evitan la exposición del aceite a la atmósfera, además de los eficientes desgasificadores y deshidratadores usados en la operación del llenado. Dentro del aparato también puede encontrarse oxígeno debido a la degradación de la celulosa.

El primer producto de oxidación en el deterioro de un aceite son los peróxidos o una serie de peróxidos; estos compuestos no son estables y tienden a perder un átomo de oxígeno hacia alguna sustancia receptiva, la celulosa compuesta del papel y del algodón rápidamente reacciona con los peróxidos, el resultado es la Oxixelulosa, que es un compuesto que carece de fuerza mecánica, ocurriendo un fenómeno de desquebrajamiento; por lo tanto, el aislamiento de esta celulosa será defectuoso produciendo hinchamiento, de modo que la vida útil del transformador decrece conforme estos procesos aumentan.

Existen otras reacciones que pueden motivar la destrucción de un aceite:

La formación de alcoholes, aldehídos o cetonas y ácidos marcan el camino hacia su deshecho; es por esto que un aceite deteriorado presenta un olor característico sumamente picante; el peso final es la aparición de lodos, que es una sustancia resinosa, la cual es solo moderadamente soluble en el aceite, los lodos comprenden todo lo sólido que se colecta en un transformador químicamente es una sustancia de molécula larga polimerizada, resultado final de la formación de ácidos y otros compuestos activos. El análisis de peróxidos, alcoholes, etc. son de difícil detección, para ello se efectúa la prueba de lodos que implica todo lo anterior y de acuerdo al resultado se toma el camino a seguir, la prueba de número o Índice de neutralización es más sencilla y aconsejable, la cual consiste en medir la cantidad equivalente de hidróxido de potasio, necesaria para neutralizar un gramo de aceite, que para un aceite nuevo, no debe ser mayor de 0.03 mg. Otro problema de la formación de ácidos es que forman jabones que aumentan la tolerancia de agua en el aceite, son catalíticos y aumenta el factor de potencia.

- 2) Numero de Saponificación. Esta prueba mide todo el ácido presente en el aceite.
- 3) Contenido de agua total.

Uno de los principales enemigos de los aceites aislantes es el agua. La determinación de humedad es necesaria tanto en el producto final de la refinación, como en los aceites usados y en los procesos de regeneración y reacondicionamiento. La especificación para aceptación de aceite nuevo indica 30 ppm como máximo.

El aceite para equipo nuevo antes de entrar en operación, debe tener una concentración máxima de agua, dependiendo del voltaje de operación del equipo.

- Para equipos hasta 115 KV - 15 PPM
- Para equipos hasta 220 KV - 12 PPM
- Para equipos hasta 440 KV -10 PPM

El aceite contiene normalmente agua en dos formas, en solución y libre, es un aceite saturado, la cantidad de agua disuelta esta determinada por la temperatura y la condición del mismo; si la cantidad de agua es mayor que el valor limite de saturación, esta aparece en forma libre, aunque el aire y el agua existen en solución, los cambios de presión y temperatura pueden ponerlos en forma libre y son factores determinantes desde el punto de vista eléctrico, el agua en solución no tiene efectos determinantes en la rigidez dieléctrica del aceite, pero el agua libre si. Como ambos contienen oxígeno, contribuyen a la oxidación del aceite formando ácidos y lodos (esta proceso se acelera en presencia de catalizadores como el cobre) reduciendo su capacidad dieléctrica. Para una operación satisfactoria del aceite dentro del equipo eléctrico es necesario reducir el contenido del agua en solución hasta una concentración tal que no aparezcan como agua libre cuando la temperatura del equipo en operación descienda a su nivel mas bajo, así mismo elimine el aire y los gases hasta un punto en el cual no se liberen aun cuando la presión baje al nivel minimo.

La figura 1-20 representa la curva promedio de saturación agua-aceite en función de la temperatura.

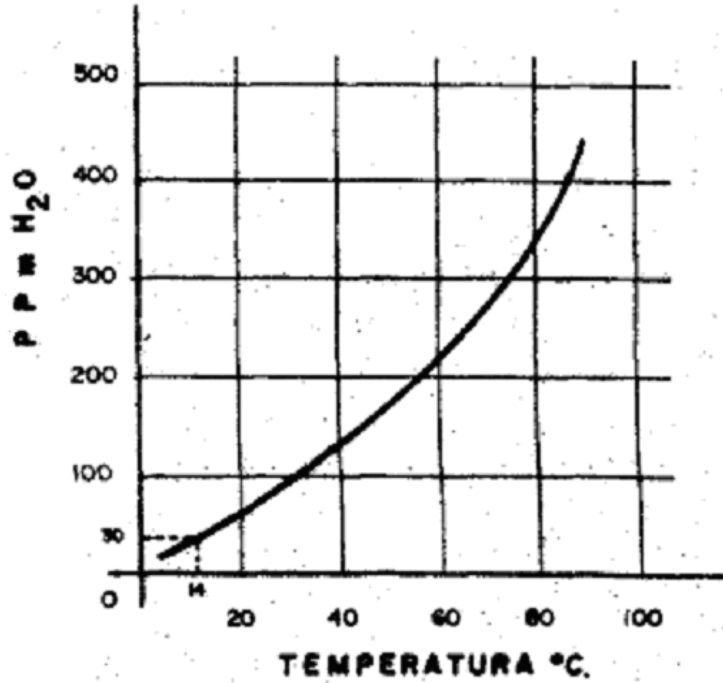


Figura 1-20

CURVA PROMEDIO DE SATURACION AGUA-ACEITE EN FUNCION DE LA TEMPERATURA.

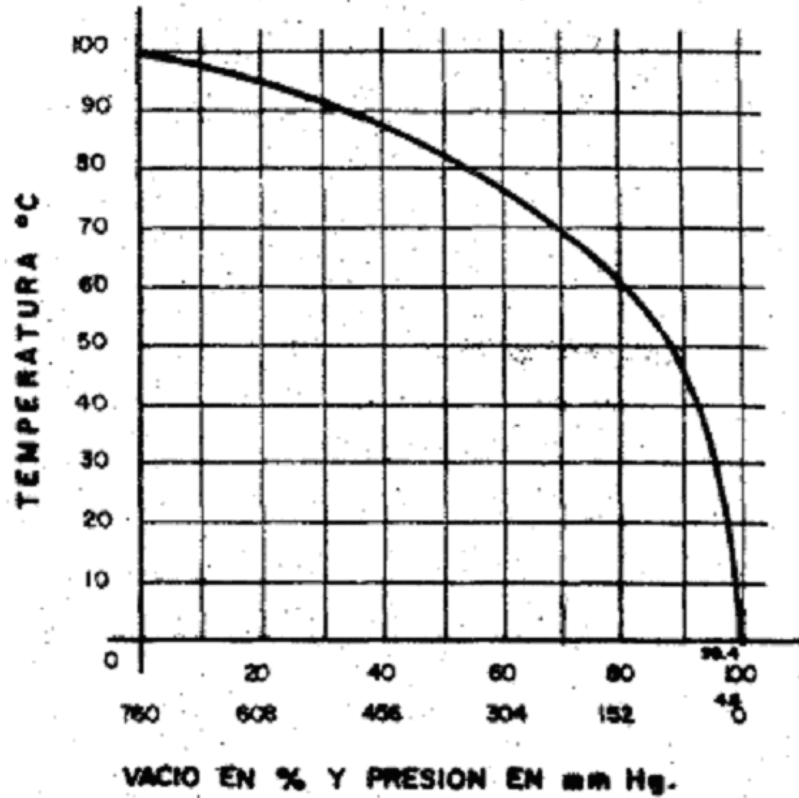


Figura 1-21

TEMPERATURA DE EBULLICION DEL AGUA EN FUNCION DE LA TEMP. ABSOLUTA.

De acuerdo a experiencias, el elevar la temperatura para deshidratar y desgasificar aceite aislante provoca que se oxide prematuramente disminuyendo la vida útil del aceite; por lo tanto, es recomendable tratarlo a la temperatura ambiente. La presión absoluta depende de las características especificadas como valores límite para la cantidad de agua y aire requeridos al final del tratamiento; el equipo de tratamiento debe garantizar el obtener una presión absoluta abajo del valor de la ebullición del agua ver figura 1-21.

La presión hidrostática y la tensión superficial, son otros factores que Impiden la eliminación completa del agua; agitando el aceite se puede vencer la presión hidrostática llegando el agua a la superficie del aceite y la tensión superficial se disminuye bajando la presión absoluta hasta que el vapor de agua tenga un volumen necesario para que la diferencia de densidades sea tal que se libere el agua en forma de vapor.

4) Contenido de inhibidor.

Esta prueba tiene por objeto determinar el contenido de inhibidor en aceites ya sea nuevo o usado, la determinación puede ser cualitativa o cuantitativa. Los inhibidores o antioxidantes tienen como propiedad reaccionar con los peróxidos y así destruirlos, disminuyendo con esto la velocidad de oxidación. Para que los inhibidores puedan surtir su efecto, el aceite debe estar libre de corrosivos, ya que estos disuelven el cobre que actúa como catalizador.

5) Otras pruebas químicas.

También se debe determinar la presencia en el aceite de algunas sustancias que son nocivas, entre las que se encuentran: cloruros, sulfatos, azufre total y azufre corrosivo.

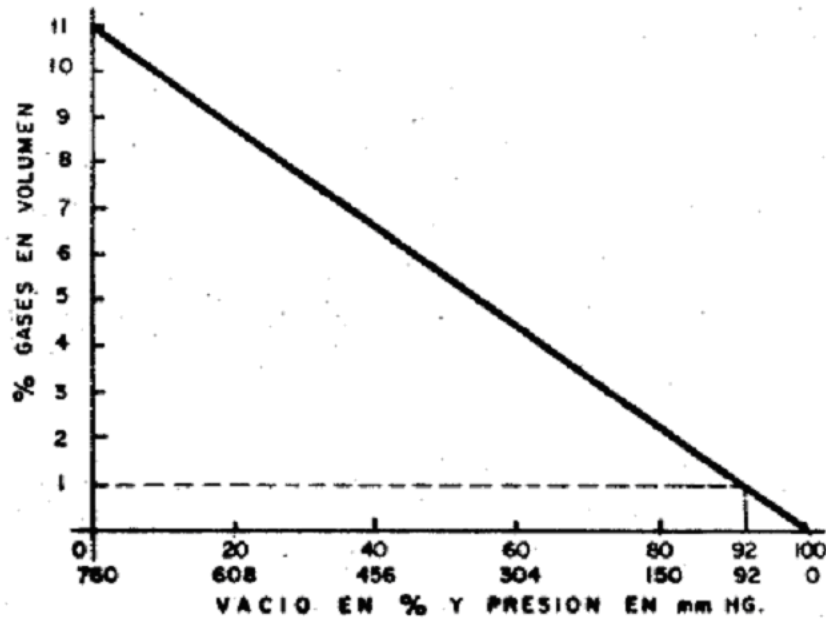


Figura 1-22 RELACION ENTRE EL CONTENIDO DE GASES EN EL ACEITE CON RESPECTO A LA PRESION ABSOLUTA.

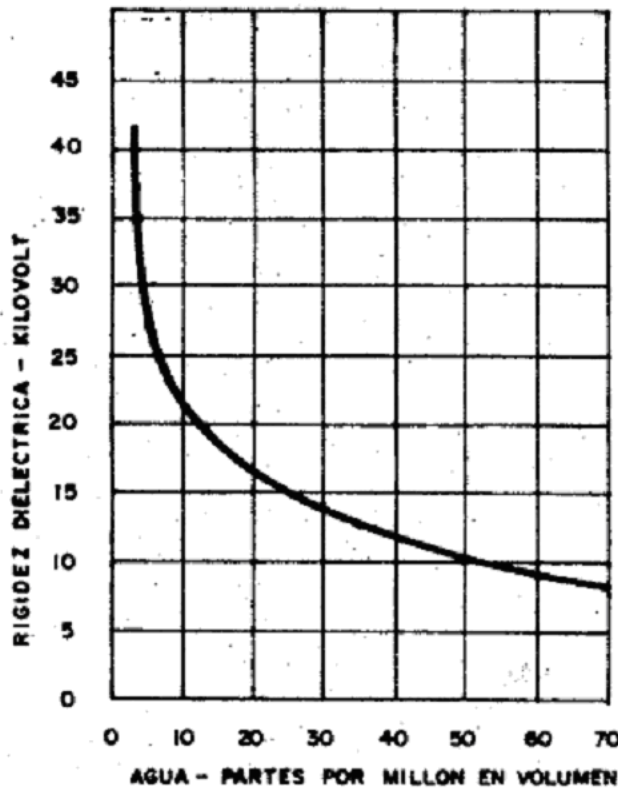


Figura 1-23 EFECTOS DEL AGUA LIBRE SOBRE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE AISLANTE

1.10.4.3 Pruebas Eléctricas.

I. Tensión de ruptura

Por definición la tensión de ruptura dieléctrica de un aceite aislante es una medida de su capacidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba es la mas frecuentemente usada y una de las mas importantes; la prueba es capaz de revelar dos cosas: La resistencia momentánea de una muestra de aceite al paso de la corriente y la relativa cantidad de agua libre, polvo, lodos o cualquier partícula conductora presente en la muestra.

Para darnos una idea del efecto que tiene el agua libre sobre la rigidez dieléctrica del aceite aislante, en la figura 1-23 se representa la curva característica.

Suponiendo que el aceite ha perdido o disminuido su propiedad aislante, debido al agua, polvo, lodo o partículas conductoras suspendidas en el, es lógico suponer que los materiales aislantes sumergidos en el aceite pueden ser igualmente afectados.

Existen dos métodos para probar la rigidez dieléctrica del aceite, en uno se utilizan electrodos planos de 2.54 cm. de diámetro, separados 2.54 mm; en el otro método se utilizan electrodos semiesféricos separados en sus puntos mas próximos 1.02 mm.

Para aparatos con electrodos planos, la especificación para aceite nuevo indica un valor de 30 KV mínimo. La especificación de la prueba con electrodos semiesféricos es de 20 KV mínimo en aceite nuevo. Pero los valores recomendados para transformadores, dependen del voltaje de operación.

II. Factor de potencia.

Uno de los principales requisitos que debe cumplir un buen aceite aislante es la ausencia de agua. Debe evitarse también otros compuestos de baja resistividad para evitar la degradación y la falla del aislante. El factor de potencia alto encontrado en aceites aislantes que se encuentran dentro de transformadores sellados se atribuye a la formación de pequeñas cantidades de compuestos que generan iones o que conducen electrones; en estos compuestos siempre se han encontrado trazas de cobre; la presencia de corrosivos en el aceite que se usa en transformadores, produce reacción con el óxido cuproso presente en todas las superficies de cobre, formándose compuestos cuprosos solubles en el aceite y cantidades equivalentes de agua, esto eleva el factor de potencia, son muy bajas las cantidades de cobre necesarias para elevar el factor de potencia.

Por lo mismo una de las condiciones para que el factor de potencia no se incremente es usar aceite no corrosivo.

El factor de potencia es una prueba de mucha importancia para evaluar la condición de un aceite, desde el punto de vista eléctrico el factor de potencia es la medida del coseno del ángulo que forman los vectores de la potencia real consumida en el

aislamiento y la potencia aparente correspondiente al efecto capacitivo del aislamiento, resultante del voltaje aplicado durante la prueba.

El factor de potencia depende de la acción bipolar, y muchos contaminantes son polares y la naturaleza propia del aceite es no polar. La especificación para aceite nuevo es de 0.05% a 25°C y 0.3% a 100°C como máximo. Para aceites usados el criterio a seguir varía de acuerdo al tipo y capacidad del transformador. El incremento del factor de potencia de acuerdo a la temperatura no siempre es constante ya que los contaminantes del aceite son los que incrementan el valor a alta temperatura.

Existen otras pruebas para determinar las cualidades del aceite, algunas de ellas muy importantes, entre las que podemos citar: Tendencia a la gasificación, resistividad, impulso eléctrico, pruebas de envejecimiento acelerado, pruebas de compatibilidad, etc.

En México se fabrican dos tipos de aceite aislante para transformadores, que son: El tipo S para tensiones hasta de 85 KV y el tipo M para tensiones de 115 KV o mayores. En la tabla 1-2 se muestran las especificaciones que deben cubrir los dos tipos de aceite de fabricación nacional.

TABLA 1-2

1.11 BOQUILLAS

1.11.1 Función.

Las boquillas o bushings son los dispositivos que se usan para pasar las conexiones internas de los transformadores hacia el exterior, a través de la tapa o pared del tanque, proporcionando un camino conductor aislado adecuadamente para evitar fugas de corriente a tierra.

Tipos de Construcción.

Existen diferentes tipos de boquillas, la aplicación de cada tipo depende de las características eléctricas y constructivas del transformador. Los más comunes en transformadores de potencia son:

a. Tipo macizo. La boquilla es una pieza de porcelana, compuesta de una brida de sujeción que divide las partes externa e interna, la parte externa se forma con varias campanas que sirven para dar la distancia de flameo y la parte interna, de forma cónica, longitudinalmente tiene un orificio que la atraviesa por donde se pasa el cable terminal de la bobina, ajustado con su aislamiento propio. Antiguamente el espacio libre entre cable y boquilla se rellenaba con alguna pasta aislante licuada que no ofrecía un sello adecuado, ya que permitía la entrada de humedad y la salida del aceite a través del forro del cable,

actuando como una mecha. Actualmente se coloca en el interior de la boquilla un birlo de cobre duro, sujetado con tuercas en ambos extremos y empacado con corcho, con lo que se logra un sello correcto. Ver figura 1-24a. Este tipo de boquillas solo se usa en tensiones reducidas, como 6000 y 23000 volts.

b. Tipo relleno.- El tipo anterior es sencillo y barato, pero no es recomendable para tensiones elevadas por la presencia de aire entre la porcelana y el birlo, lo que ocasiona que la boquilla se comporta como dos condensadores en serie entre línea y tierra, uno de porcelana y otro de aire. La disparidad de capacitancias y rigidez hace que el gradiente eléctrico en la porcelana quede fuera de control y se produzcan concentraciones de campo en algunas puntas de la boquilla. El tipo relleno tiene un gran espacio entre la porcelana y el birlo, pero este espacio no está ocupado por aire sino por el aceite o compound figura 1-24b.

La boquilla llena de aceite consiste en una varilla conductora rodeada de un cierto número de cilindros delgados coaxiales de material aislante separado por separadores de madera dura tratada. La varilla y los cilindros aislantes están soportados en el interior de dos conos huecos de porcelana, como se indica en la figura. Los espacios libres de la boquilla se llenan de aceite aislante.

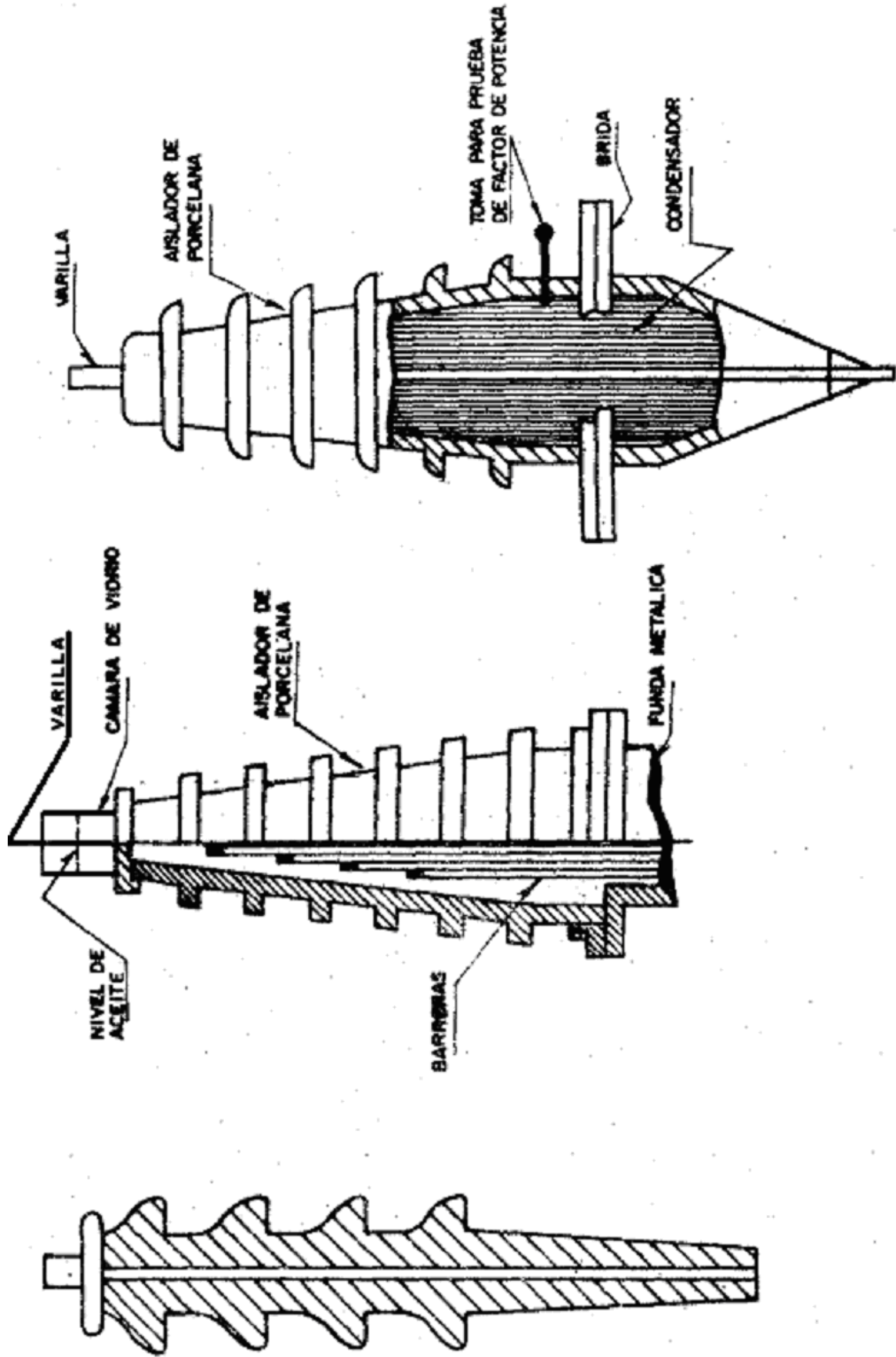
En el exterior de los aisladores lleva campanas a fin de incrementar la distancia desarrollada entre las terminales y el tanque puesto a tierra. El cono inferior penetra bajo el nivel del aceite y requiere menos distancia desarrollada que el cono superior, que está expuesto a la Intemperie. La boquilla está proporcionada de manera que, a lo largo de su superficie, el gradiente de potencial sea casi uniforme. La parte superior está rematada por una caja cilíndrica, con una mirilla de vidrio que permite apreciar el nivel del aceite.

c. Tipo condensador. La boquilla tipo condensador se representa en la figura 1-24c, está constituida por capas alternadas de aislante y hojas de metal arrolladas alrededor de una varilla conductora central. La parte superior de este conjunto interno se monta en el interior de un cono hueco de porcelana como en la boquilla llena de aceite.

El extremo inferior penetra en el aceite del transformador. La misión de la hoja metálica es producir en el interior del aislante un gradiente de potencial casi uniforme. Si se suprimiera la hoja metálica, el gradiente de potencial entre la varilla y la funda variaría aproximadamente en razón Inversa a la distancia radial al eje de la varilla y, por tanto, el gradiente en el aislante Inmediato a la varilla sería mucho mayor que cerca de la funda, a menos que fuera muy grande el diámetro de la varilla.

La Hoja metálica descompone al aislante en un cierto número de condensadores en serie. Las tensiones en los condensadores en serie son Inversamente proporcionales a sus capacidades. Si las capas de aislante son todas de Igual espesor, las capacidades de los condensadores son proporcionales al área de sus superficies. Si las capacidades son iguales, las tensiones entre capas de aislante son iguales. Luego Si las longitudes axiales de las capas varían Inversamente con sus diámetros, el esfuerzo máximo sobre el aislante en las fibras Interiores de cada capa es aproximadamente el mismo y el material se utiliza eficazmente y con seguridad.

Figura 1-24 TIPOS DE BOQUILLAS



a) TIPO MACIZO

b) TIPO RELLENO

c) TIPO CONDENSADOR

Las boquillas tipo condensador se usan para tensiones de 69 KV O mayores. Actualmente las boquillas para altas tensiones traen en su placa de datos el valor original de factor de potencia.

1.12 Tanque

1.12.1 Función.

Las principales funciones del tanque de los transformadores son:

- a) Proporcionar protección mecánica a los elementos internos del transformador.
- b) Contener el aceite aislante.
- c) Disipar el calor generado en el Interior, por radiación a través de su superficie expuesta al exterior o por medio de elementos auxiliares de refrigeración.
- d) Tiene funciones estructurales, contando con ganchos, ojillos, topes, etc., para efectuar maniobras de levantamiento o arrastre en su transportación.
- e) Facilita la fijación de dispositivos de detección, Indicación y protección.

1.12.2 Construcción.

Dependiendo de la capacidad los tanques y su tapa son construidos de lamina o planchas de acero de bajo porcentaje de carbón, de alta graduación comercial. Todas sus costuras son soldadas y donde es necesario llevan doble cordón de soldadura. En algunos transformadores también la tapa va soldada. Antiguamente se construían remachando las uniones de las láminas, lo cual no proporcionaba un sello correcto del aceite y se tenían pequeñas filtraciones constantes. Los transformadores modernos son diseñados para soportar presiones absolutas hasta de 0.01 mm., de mercurio sin tener deformación estando armados con boquillas, radiadores y tanque conservador. Esto permite efectuar los procesos recomendados para el llenado de aceite y de extracción de humedad y gases.

También de acuerdo con la capacidad tienen registros de acceso para revisión Interior; válvulas de llenado, drenado y muestreo de aceite, y conectores para puesta a tierra.

Los componentes auxiliares de los transformadores cubren funciones específicas muy Importantes. Requeridas para satisfacer las condiciones de operación, para un funcionamiento correcto y seguro.

Las funciones que se destacan son:

- a. Protección del equipo contra daños severos y descargas atmosféricas.
- b. Conservación del aceite y los aislamientos, protegiéndolos del medio ambiente.
- c. Vigilancia durante la cooperación para prevenir condiciones inseguras.
- d. Disipar el calor producido por el núcleo y los devanados para soportar las características de potencia de acuerdo al diseño del transformador.

- e. Adaptar la relación de transformación de acuerdo al nivel de voltaje que se tiene en el primario y al requerido en el secundario.

A continuación se describen los componentes más comúnmente usados en transformadores de potencia:

1.13 Cambiadores de Derivaciones.

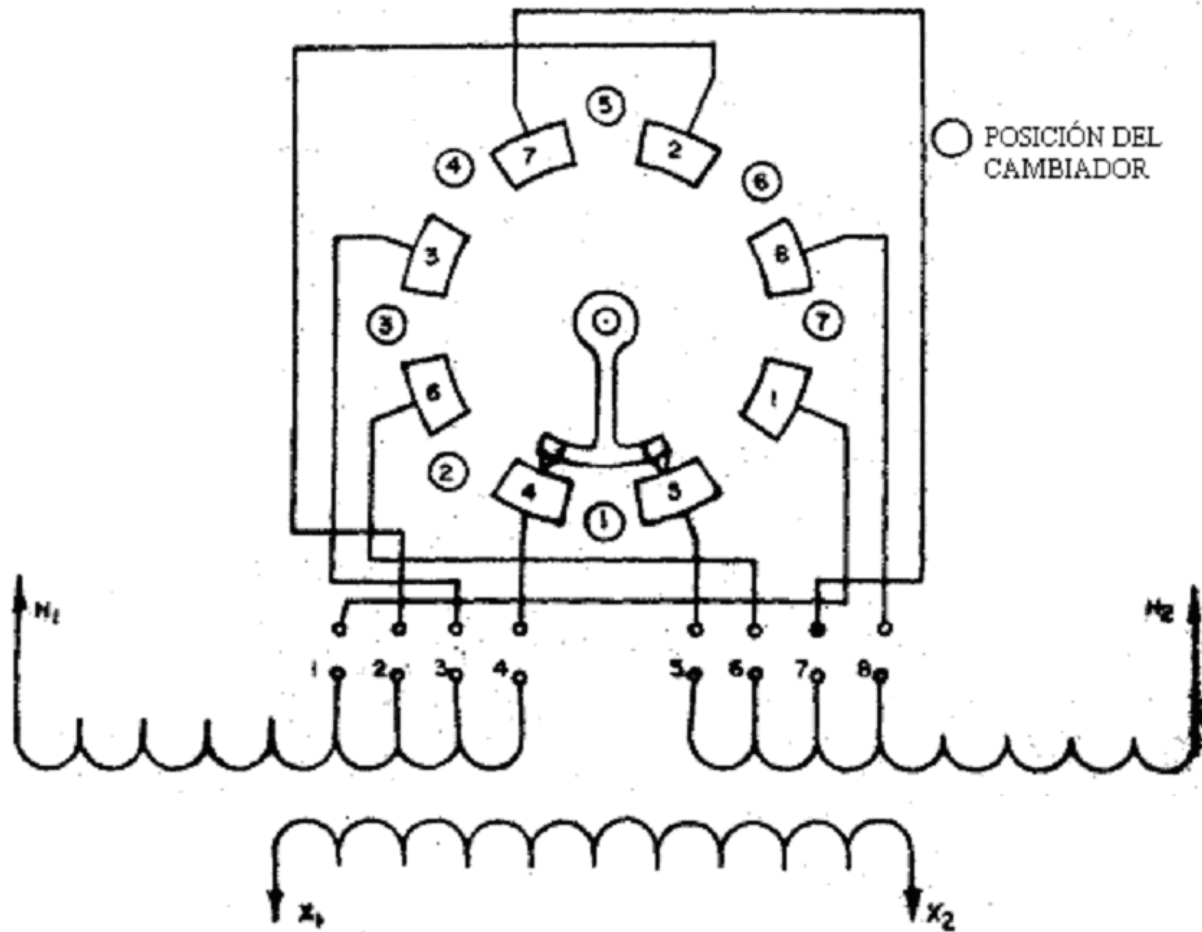
Su objeto es adaptar el arrollamiento de alta tensión a la tensión dominante en la línea de alimentación, de manera de obtener una tensión secundaria apropiada y si es posible normal, aunque la tensión de alimentación difiera un porcentaje de la normal.

Por ejemplo, en Luz Fuerza del Centro se tienen bancos de transformadores monofásicos conectados en triangulo y estrella a redes con tensiones nominales de 85 y 23 Kv respectivamente, correspondiendo la red de 23 Kv al sistema de distribución, en la cual el valor real requerido normalmente es de 21.5 Kv entre fases, cuyo valor de fase a neutro es de 12.413 Kv. Los transformadores empleados en estos bancos tienen características de voltaje como los indicados en la figura 1-25. Suponiendo que en la red de alta tensión se tenga normalmente un valor real de 87 Kv, se calcula el TAP adecuado en la siguiente forma:

$$\frac{\text{Volts de A.T. de fase a fase}}{\text{Volts de B.T. de fase a neutro}} \times \text{Volts de B.T. de placa} \approx \text{Volts de A.T. de placa requerida}$$

$$\frac{87000}{12143} \times 13200 = 92510 \approx 93200$$

Por lo que los transformadores del banco deberán dejarse en el TAP 2 de A.T. (93200 volts) para tener un voltaje en B.T. de 21660 volts, ligeramente superior a los 21500 volts requeridos.



DEVANADO	TENSIÓN	POS.	CONECTA
ALTA	97 700	1	8 CON 4
	93 200	2	6 CON 4
	88 900	3	6 CON 3
	86 700	4	7 CON 3
	84 600	5	7 CON 2
	82 400	6	8 CON 2
	80 800	7	8 CON 1
BAJA	13 200		

Figura 1-26

CAMBIADOR DE DERIVACIONES SIN CARGA

Los voltajes de las redes de transmisión, no siempre conservan un valor fijo debido a factores que afectan la regulación y que dependen de las condiciones que imperan en el sistema, por lo que eventualmente es necesario modificar la relación de transformación para corregir los niveles de voltaje a rangos adecuados.

Lo que se hace con el cambiador de derivaciones es suprimir o aumentar el número de vueltas o de bobinas de un devanado, con lo que se obtiene un nivel más o menos aceptable de la tensión requerida.

Los derivadores van generalmente colocados en el devanado de alta tensión, por ser este el devanado exterior y consecuentemente la conexión de derivadores puede hacerse fácilmente y sin dificultad por cuanto al aislamiento. Del mismo modo, como el devanado de alto voltaje tiene un gran número de vueltas el derivador puede ajustar estas para tener una mejor regulación del voltaje.

Los derivadores en el lado de baja tensión no se recomiendan, pues los conductores de los devanados son de mayor sección, llevando por ello una corriente considerable, que podría ocasionar calentamiento en las superficies de contacto. Además este devanado normalmente esta en la parte interna y presenta dificultades de construcción.

Los cambiadores de derivaciones se clasifican en dos grupos que son: Sin carga y con carga.

Los cambiadores de derivaciones sin carga.- Son aquellos diseñados para ajustar la relación del transformador, variando el número de espiras activas de los devanados de A.T. o B.T. cuando el transformador puede desconectarse de la línea. Este ajuste generalmente es manual y se hace para adaptar el transformador al voltaje promedio requerido. En la figura 1-26 se representa un cambiador de derivaciones sin carga.

Cambiador de derivaciones con carga.- Estos cambiadores se diseñan para trabajar bajo carga; es decir, no es necesario descargar al transformador para efectuar los cambios de derivaciones, pues cuenta con los medios eléctricos y mecánicos para evitar interrupciones y arcos excesivos del flujo de corriente durante los cambios

Los cambiadores bajo carga se pueden operar manualmente y además cuentan con un control que envía la señal para alimentar un motor que opera el mecanismo del cambiador.

En Luz y Fuerza los transformadores que alimentan la red de distribución de 23 Kv además del cambiador en vacío llevan integrado un cambiador de derivaciones bajo carga y un gabinete que cuenta con dispositivos que lo controlan en forma automática para mantener el nivel de voltaje adecuado en el centro de la carga. También los reguladores automáticos de voltaje cuentan con cambiador de derivaciones bajo carga.

En el capítulo 2 se analizarán con mayor amplitud los diferentes tipos de

cambiadores bajo carga empleados.

1.14 Indicadores.

Aun cuando un transformador puede tener bastantes aditamentos, los mas importantes son: los indicadores de:

- a) temperatura del aceite,
- b) temperatura da los devanados,
- c) Indicadores de vacío o manovacuometro,
- d) indicadores de nivel.
- e) Indicadores del flujo de aceite:

- a) Temperatura del aceite.

El Indicador es un instrumento tipo carátula, activado por un elemento bimetalico contenido dentro de una funda metálica, Indicada mediante una carátula, la temperatura del aceite en la parte superior del transformador. La graduación de la carátula es en grados centígrados, señalada mediante una aguja móvil. Adicionalmente tiene una aguja de máximas, para señalar la temperatura máxima que alcanza el aceite en un periodo de tiempo determinado, para restablecer esta aguja se utiliza un Imán.

En el indicador de temperatura se tienen contactos que se usan para control de arranque de ventiladores y para enviar señal de alarma cuando la temperatura del aceite del transformador no sea la adecuada para una confiable operación.

Otros tipos de termómetros que se utilizan son los que funcionan con base a la dilatación de un Líquido como alcohol o mercurio, cuyo (movimiento se transmite a través de un tubo capilar a un sistema de fuelle que acciona el mecanismo que controla la posición de la aguja indicadora, según la temperatura.

- b) Temperatura de los devanados.

Uno de los factores que afectan seriamente la vida de los aislamientos es la temperatura, cuyo límite permisible esta fijado según la clase de materiales que lo constituyen. Los aislamientos sólidos de un transformador están envolviendo correctamente los devanados, que es precisamente donde se tiene la temperatura más elevada.

Debido a la inercia térmica, la temperatura del aceite no es un índice para determinar la temperatura en los devanados. Por lo tanto, es importante conocer la temperatura de los devanados para evitar sobrecalentamientos, como no es posible colocar en el interior de las bobinas un detector de temperatura, se utiliza un termómetro similar al del aceite, en el cual la caja del bimetálico está rodeada por el exterior del tubo, de un devanado de calefacción hecho sobre un tubo de micarta, el detector se ensambla en un tubo ciego que esta montado en la pared del transformador proyectado dentro de la

zona caliente del aceite.

La bobina calefactora recibe una corriente reducida proporcional a la corriente de carga, esta corriente la toma del secundario de un transformador de corriente que esta montado en la guía terminal de uno de los devanados del transformador.

La bobina calefactora esta dentro del aceite caliente y su devanado trabaja con la misma densidad de corriente que las bobinas principales. Además, el aislamiento del devanado de la bobina calefactora tiene una elevación de temperatura por encima de la temperatura del aceite, igual a la de las bobinas del transformador principal. Por estos medios la temperatura en el interior de los devanados del transformador principal se reproducen en el área que rodea el elemento bimetalico del indicador. Ver figura 1-27

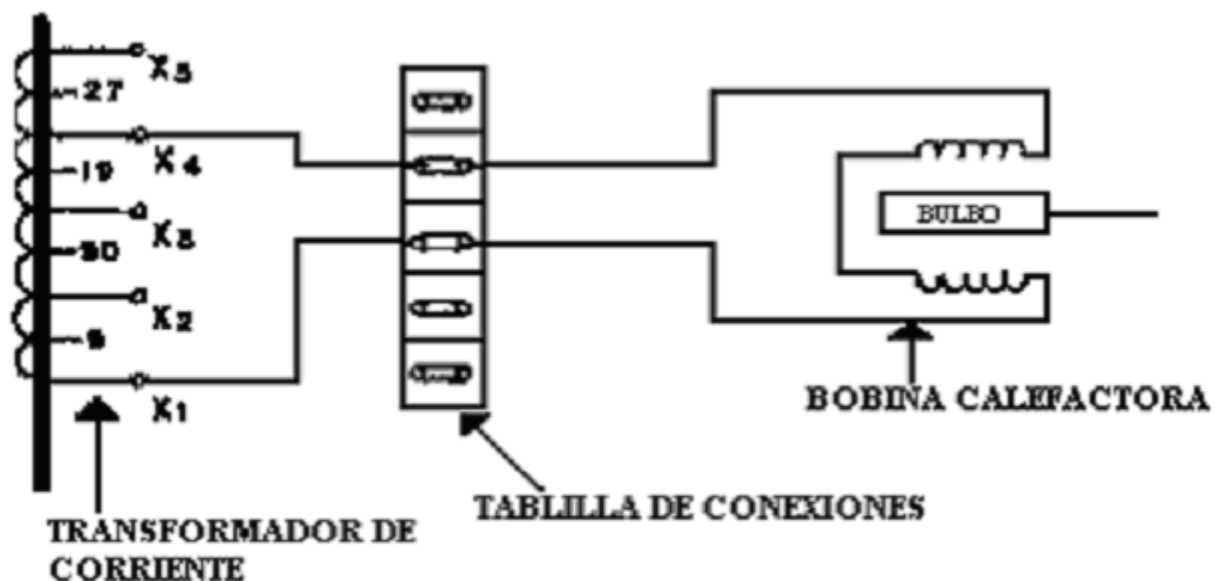


Figura 1-27

El indicador lleva Integrados interruptores que es tan ajustados para operar a diferentes niveles de temperatura, los del nivel inferior operan los circuitos de control de los enfriadores y el del nivel superior controla el circuito de alarma cuando la temperatura excede el rango permitido.

Para verificar el correcto funcionamiento del indicador de temperatura de los devanados, se efectúan en fábrica, pruebas de temperatura al transformador, las cuates consisten en hacer pasar la corriente nominal por los devanados, alimentando el primario teniendo el secundario en corto, hasta que la temperatura del aceite se estabiliza, al efectuar el corte de corriente, durante el enfriamiento se mide con un potenciómetro la variación de la resistencia ohmica de los devanados a diferentes intervalos de tiempo

tomando como referencia el corte de la corriente. Con los valores de tiempo y resistencia se traza una grafica y se determina la resistencia de los devanados en el momento en que se corta la corriente. En base a esta grafica y con el valor de la resistencia ohmica que se mide a temperatura ambiente, se calculan las temperaturas de los devanados con la ecuación

$$t_2 = \left(\frac{R_2}{R_1} (234.5 + t_1) - 234.5 \right)$$

Donde:

R2 = resistencia de los devanados a la temperatura t2

R1 = resistencia de los devanados a la temperatura ambiente t1.

Estos valores se comparan con las lecturas Indicadas en el termómetro de devanados, para determinar la corriente proporcional que se debe alimentar al calefactor para corregir el error, ajuste que se efectúa tomando una relación de transformación adecuada del transformador de corriente y si es necesario se intercala un autotransformador balanceador para conseguir un ajuste más preciso.

c) Indicador de vacío o manovacuómetros.

Indica la presión positiva o negativa dentro del transformador, Normalmente debe marcar una presión cero positiva, para evitar la entrada de aire del medio ambiente. Se usa en transformadores sellados con cámara inerte con presión regulada o sin regular.

d) Indicadores de nivel.

Indican el nivel de aceite aislante en el tanque del transformador, mediante un flotador de corcho acoplado magnéticamente a una aguja indicadora. Normalmente tiene un contacto que se cierra para enviar una señal de alarma cuando el nivel baja al limite Inferior que esta marcado como Lo. La marca del nivel normales 25°C y como limite superior Hi.

e) Indicadores del flujo del aceite.

Este indicador se Insta la en el tubo de descarga de las bombas del sistema de enfriamiento y consiste de dos partes, una Interior y otra exterior, acopladas magnéticamente. La parte interior es una veleta metálica que cuando no hay flujo su posición es perpendicular al tubo y con flujo gira 90° quedando paralela al sentido del mismo, este movimiento se transmite por medio de la varilla de giro y un imán permanente al dispositivo exterior, controlando la aguja indicadora y un contacto normalmente cerrado en la posición de no flujo para enviar la serial de alarma. Esta señal es controlada de modo que cuando la bomba no es alimentada por el circuito principal de control, queda bloquea, da para evitar falsa alarma.

La carátula lleva las marcas de "OFF" en la posición de no flujo y "ON" en la de flujo correcto.

1.15 Dispositivos de protección.¹

Existen muchos dispositivos de protección para transformadores, los que más comúnmente llevan instalados son:

- a) trafoscopio o relevador buchholz.
- b) Válvula de sobrepresion tipo mecánico, con contactos de alarma.
- c) Relevador de presión súbita.
- d) Diafragma de sobrepresion de cristal.
- e) Pararrayos.

1.16 Sistemas de Alarma.

Con objeto de mantener una vigilancia constante durante la operación de los transformadores, los dispositivos indicadores y de protección están adaptados para enviar una señal de alarma cerrando un contacto cuando se presenta una situación anormal. La señal de alarma correspondiente se recibe en un gabinete instalado en el transformador o próximo a el, donde se tienen varios módulos, cada uno con capacidad para cuatro señales. Uno de los módulos recibe las señales de emergencia y el resto reciben las de alerta. Del gabinete de alarmas del transformador, solamente se envían dos tipos de señales a la consola de alarmas de la sala de tableros del operador de estación, que pueden ser de alerta o de emergencia. Evidentemente cualquier tipo de señal que se presente, puede ser causa de una condición desfavorable para el transformador, y debe verificarse de inmediato, la premura con que se debe atender la anomalía depende del grado de riesgo que represente para el equipo o para las características de operación del mismo; lógicamente existe un mayor riesgo cuando ha operado una alarma de emergencia.

Por ejemplo:

En la operación de la alarma del relevador buchholz, si al analizar los gases resultan explosivos o combustibles, puede ser debido a una falta incipiente por falso contacto en alguna conexión interna del transformador, que al no liberarse el equipo a tiempo, puede llegar a franquearse la falla produciéndose danos impredecibles, con los consiguientes problemas para la reparación. También, es mas urgente atender un desperfecto que dejar fuera de servicio el sistema de enfriamiento en horas de plena carga, que un bajo nivel de aceite debido a una fuga leve.

Las alarmas que más comúnmente se tienen en los transformadores instalados en

¹ Estos dispositivos se analizarán en et capituloII.

Luz y Fuerza son:

De emergencia:

- 1.- Trafoscopio (Buchholz)
- 2.- Falla de corriente directa

De alerta:

- 1.- Alta temperatura devanado AT 105°C
- 2.- Alta temperatura devanado BT 105°C
- 3.- Alta temperatura de aceite 75°C
- 4.- Alto nivel de aceite en conservador
- 5.- Bajo nivel de aceite en conservador
- 6.- Alto nivel de aceite cambiador de derivaciones.
- 7.- Bajo nivel de aceite cambiador de derivaciones.
- 8.- Alta presión de nitrógeno en transformador (7.5 Lbs./plg.²)
- 9.- Baja presión botella nitrógeno 1200
- 10.- Baja presión de nitrógeno en transformador (-3 Lbs./plg.²)
- 11.- Sobrepresión en transformador
- 12.- Sobrepresión en cambiador de derivaciones.
- 13.- Falla corriente alterna auxiliares.
- 14.- Falla C.A. motor cambiador de derivaciones
- 15.- Opero termomagnéticos grupos I, II o III
- 16.- Falla de flujo en bomba grupo I
- 17.- Falla de flujo en bomba grupo II
- 18.- Falla de flujo en bomba grupo III
- 19.- Cambiador de derivaciones fuera de posición.

En Luz y Fuerza del Centro el sistema de alarma que por norma se instala en los transformadores es el mostrado en la figura 1-28. En algunos transformadores antiguos se tienen instalados otros tipos de circuitos de control de las señales de alarma, que cumplen con las funciones requeridas, pero no tienen las ventajas del que se adaptó como norma.

Descripción del funcionamiento del sistema de alarmas en transformadores, mostrado en la figura 1-28.

Al cuadro de alarmas del transformador llegan dos cables de cuatro conductores c/u, provenientes de la sala de tableros de control de la subestación.

El cable "A" conectado en su otro extremo a la consola principal de alarmas, contiene la alimentación del positivo protegido (+) PM y el regreso de las señales de alarmas de alerta y de emergencia.

El cable "B" es para la alimentación de corriente directa y el regreso de la señal de disparo Buchholz al relevador 86-63.

(+) PM es el positivo protegido que energiza un lado de todos los contactos de las señales de alarma.

(-) P es un negativo protegido para el encendido de las lámparas indicadoras.

(-) NP es un negativo no protegido para la supervisión de la corriente directa.

(+)NP es un positivo no protegido para energizar el contacto de la señal de disparo buchholz del relevador 63 y se supervise con el relevador de falla de C.D.

C: Son los contactos de los dispositivos de indicación y detección correspondientes.

D: Es el contacto que envía la señal de falla de C.D.

E: Es el contacto que envía la señal de falla de C.A.

F: Son las lámparas indicadoras de las señales de alarma correspondientes.

G: Son Switch para bloqueo de las señales de alarma.

H: Son diodos que permiten pasar la señal hacia la consola principal de alarmas, pero evitan el regreso del (+) PM hacia las lámparas de las otras unidades.

I: Son diodos para efectuar la prueba de lámparas en una sola operación, cuando aparece una señal de alarma la bloquean, evitando el encendido de las demás lámparas.

J: Contacto de botón para efectuar la prueba de lámparas.

El relevador de falla de C.D. mantiene abierto su contacto o cuando su bobina se encuentra energizada, al fallar el voltaje en las terminales (-) NP y (+) NP se desenergiza la bobina, cerrándose el contacto para enviar la señal de (+) PM a la lámpara correspondiente en la sección de emergencia.

El relevador de falla de C.A. funciona igual que el de falla de C.D., al fallar la C.A. se cierra el contacto E mandando la señal a la lámpara correspondiente en la sección de alerta. Cuando en el relevador buchholz o en algún dispositivo se detecta la anomalía, se cierra su contacto de alarma, enviando la señal hacia la lámpara indicadora respectiva.

Al llegar la señal de alarma, se enciende la lámpara correspondiente, el (+) PM se conduce a través del diodo H al switch de bloqueo G, si este se encuentra cerrado, la señal se conduce a la consola principal de alarmas de la sala de tableros, donde opera una alarma sonora y aparece la indicación visual correspondiente, según sea la señal de alerta o de emergencia.

1.17 Sistema de Preservación del Aceite

El tanque conservador es un depósito adicional dispuesto en la parte superior del tanque principal del transformador y a una altura superior. Mediante este tanque y su combinación con otros dispositivos o sistemas de preservación, se logra reducir al máximo la oxidación y el deterioro del aceite, ya que se evita su contacto directo con la atmósfera.

Los sistemas con que se puede combinar el tanque conservador para preservar el aceite son:

- 1) Tanque conservador sellado, con espacio lleno de nitrógeno, sin regulación.
- 2) Tanque conservador sellado, con espacio lleno de nitrógeno, regulable automáticamente.
- 3) Tanque conservador con contacto directo a la atmósfera y "respiración" a través de equipos de deshidratación.
- 4) Tanque conservador con fuelle de expansión mediante el cual se evita el contacto directo del aceite con la atmósfera. Con esta combinación se elimina el nitrógeno en su equipo de regulación y/o los deshidratadores.

Generalmente en todas las combinaciones el tanque conservador se instala con un relevador tipo buchholz que detecta la cantidad de gases, y en caso de ser excesivos, envía una señal de disparo a los interruptores de AT y BT del transformador.

Equipo inerte para preservación de aceite.

Este equipo aumenta la vida de los transformadores y reduce al mínimo el deterioro y envejecimiento del aceite, mediante la presencia de un colchón de nitrógeno seco, a una presión determinada sobre la superficie del aceite. El nitrógeno se proporciona en cilindros metálicos montados en un costado del transformador. El control de entrada, salida y presión del nitrógeno se realiza mediante los mecanismos que se alojan en el gabinete de control de equipo. La presión se mantiene automáticamente y nunca será menor de 0.5 lbs. /pulg² (0.035 Kg/cm²) ni mayor de 8 lbs. /pulg² (0.562 kg/cm²).

El equipo de control de inerteaire incluye interruptores de presión que mandan señal de alarma cuando la presión en el transformador es menor de - 2 lbs. /pulg² o mayor de 8.5 lbs. /pulg² y cuando la presión en el cilindro es menor de 200 lbs. /pulg². También incluye una válvula de alivio que permite el escape de nitrógeno cuando la presión dentro del tanque alcanza un valor predeterminado y una válvula de muestreo, mediante la cual se podrán obtener muestras del gas para determinar el contenido de gases explosivos en el tanque y su composición.

El manovacuometro incluido en el equipo de control, permite conocer la presión o vacío dentro del tanque del transformador.

1.18 Sistema de enfriamiento.

Las perdidas en el cobre y en el núcleo de los transformadores se convierten en calor que es necesario disipar al medio ambiente para mantener la temperatura en su interior por debajo del máximo que puede soportar el aislamiento sin reducir seriamente sus características mecánicas y dieléctricas.

En los transformadores de poca capacidad la superficie expuesta al exterior es relativamente grande con respecto al volumen y el enfriamiento por radiación y por convección natural suele ser suficiente para disipar el calor. Sin embargo, al aumentar el tamaño de un cuerpo, el volumen crece con el cubo de sus dimensiones lineales, mientras que el área de su superficie lo hace con el cuadrado, con esto se ve que al aumentar la capacidad del transformador, aumentan por consiguiente las perdidas y tendría que colocarse en un tanque exageradamente grande para tener la superficie de radiación necesaria. Para evitar lo anterior, se prevén medios artificiales que facilitan la refrigeración, esto se logra dotando de conductos de ventilación a los devanados, aumentando la superficie de radiación del tanque conservando dimensiones adecuadas y adicionando elementos que ayuden a una rápida disipación del calor.

Los refrigerantes mas empleados son: El aire, el aceite dieléctrico, otros líquidos dieléctricos y el agua.

En los transformadores instalados en las subestaciones de Luz Y Fuerza se utiliza normalmente el aceite dieléctrico.

El calor generado en los devanados de un transformador se transmite al aceite en el cual se hallan sumergidos, este a su vez lo transmite a los fluidos que sirven para enfriarlo como son el aire y el agua, lográndose esto a través del tanque o por medio de radiadores adaptados a este o montados por separado. Para hacer más eficiente la disipación se hace uso de varios sistemas de enfriamiento.

OA: Sumergido en aceite, con enfriamiento natural.

Este es el enfriamiento más comúnmente usado en transformadores de capacidad reducida, como son los de distribución, y resulta ser el más económico. El aceite circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas o bien provistas de radiadores tubulares o en formas de aleta, unidas al tanque o separables.

OW: Sumergidos en aceite, con enfriamiento por agua.

Este tipo de transformador esta equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque o con un serpentín instalado en el interior del mismo. El agua de enfriamiento circula en el interior del serpentín, y se drena por medio de una bomba independiente. El aceite fluye, estando en contacto con la superficie exterior del serpentín, transmitiéndole el calor el agua caliente se descarga en una pileta para su enfriamiento.

Este tipo de enfriamiento se ha desechado en Luz y Fuerza, debido a los problemas de incrustación en el serpentín, y a las instalaciones que requiere.

OA/FA: Sumergido en aceite con enfriamiento natural y con enfriamiento con aire forzado.

Este tipo de transformador es básicamente una unidad OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor. El arranque y paro de los ventiladores es controlado de acuerdo con las condiciones preestablecidas de carga y temperatura del transformador, utilizando un contacto del termómetro del aceite, ajustado para cerrarse en un rango de temperatura de 55 a 60°C.

FOA: Sumergidos en aceite, con enfriamiento por aceite forzado, con enfriadores de aire forzado. El aceite de estos transformadores es enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores colocados fuera del tanque. Su diseño esta destinado a usarse con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando continuamente, para sostener la totalidad de su carga nominal. Aunque no es recomendable, algunos transformadores están diseñados para que su sistema de enfriamiento trabaje de acuerdo con la temperatura de operación.

También se utiliza una combinación de los sistemas de enfriamiento básicos como: OA/FA/FA, OA/FA/FOA, FOA/FOA y OA/FOA/FOA. El funcionamiento de cada grupo es gobernado por la temperatura del aceite o por el registro del termómetro de temperatura del punto mas caliente.

Un ejemplo de circuito de control de arranque y pare de los grupos de enfriamiento es el mostrado en el diagrama de la figura 2 - 9, usado en transformadores marca IEM con enfriamiento OA/FOA/FOA.

La forma en que se controla este sistema de enfriamiento se describe a continuación:

La alimentación de corriente alterna es tomada del servicio de estación general y

llega a las terminales de entrada del interruptor principal 8 -1. El relevador 27 supervisa el voltaje de la alimentación general, si hay interrupción, bajo voltaje o apertura del termomagnético 8-1, cierra su contacto de alarma y envía la señal al gabinete de alarmas del transformador.

El circuito de control es alimentado a través del interruptor termomagnético 8 - 6 y su voltaje es supervisado por el relevador 27 - 1 en la misma forma como se supervisa la alimentación general.

El arranque de los 2 grupos de enfriamiento se puede efectuar en manual y en automático, por medio del switch "43".

En la posición manual, se cierran los contactos 43-1M y 43-2M, energizan dos respectivamente las bobinas de los contactores 4-1 y 4-2, que a la vez cierran sus contactos, dejando pasar el potencial a los grupos de enfriamiento correspondientes iniciándose el arranque de las bombas y ventiladores. Con este circuito el arranque de los dos grupos es simultáneo, pero hay circuitos modificados que permiten el arranque manual de un solo grupo indistintamente.

Para el control automático, se acciona el switch "43" a la posición de auto, cerrándose los contactos 43-1A y 43-2A, pero el mando de arranque lo controla el indicador de temperatura del punto mas caliente (Hot spot), el cual tiene ajustados sus contactos para cerrar a diferentes niveles de temperatura preestablecidos de acuerdo al diseño del transformador, Primero cierra el contacto 49-1 y después el 49-2, a1 cerrarse el contacto 49-1 se energiza la bobina del contactor 4-1 iniciándose el arranque del grupo 1, lo mismo sucede con el grupo 2 cuando se cierra el contacto 49-2.

Como los transformadores normalmente se encuentran operando con carga de 40 a 75% de la nominal, el funcionamiento de los dos grupos de enfriamiento es eventual y por lo común solo requieren un grupo en horas de mayor carga. Es evidente que solo el equipo de un grupo esta expuesto al desgaste normal de trabajo, lo que representa una necesidad de mantenimiento mas frecuente. Para evitar esto, se tiene intercalado el switch de transferencia 43 C, que en la posición 1 como se ve en la Fig. 2 - 9 arranca primero el grupo 1 (contactor 4-1) y en la posición 2 la prioridad la tiene el grupo 2 (contactor 4-2), l grupo que queda como secundario solo arranca si la temperatura del transformador lo requiere. Este switch se cambia de posición periódicamente para asegurar que el funcionamiento de los dos grupos durante la vida del transformador sea pareja.

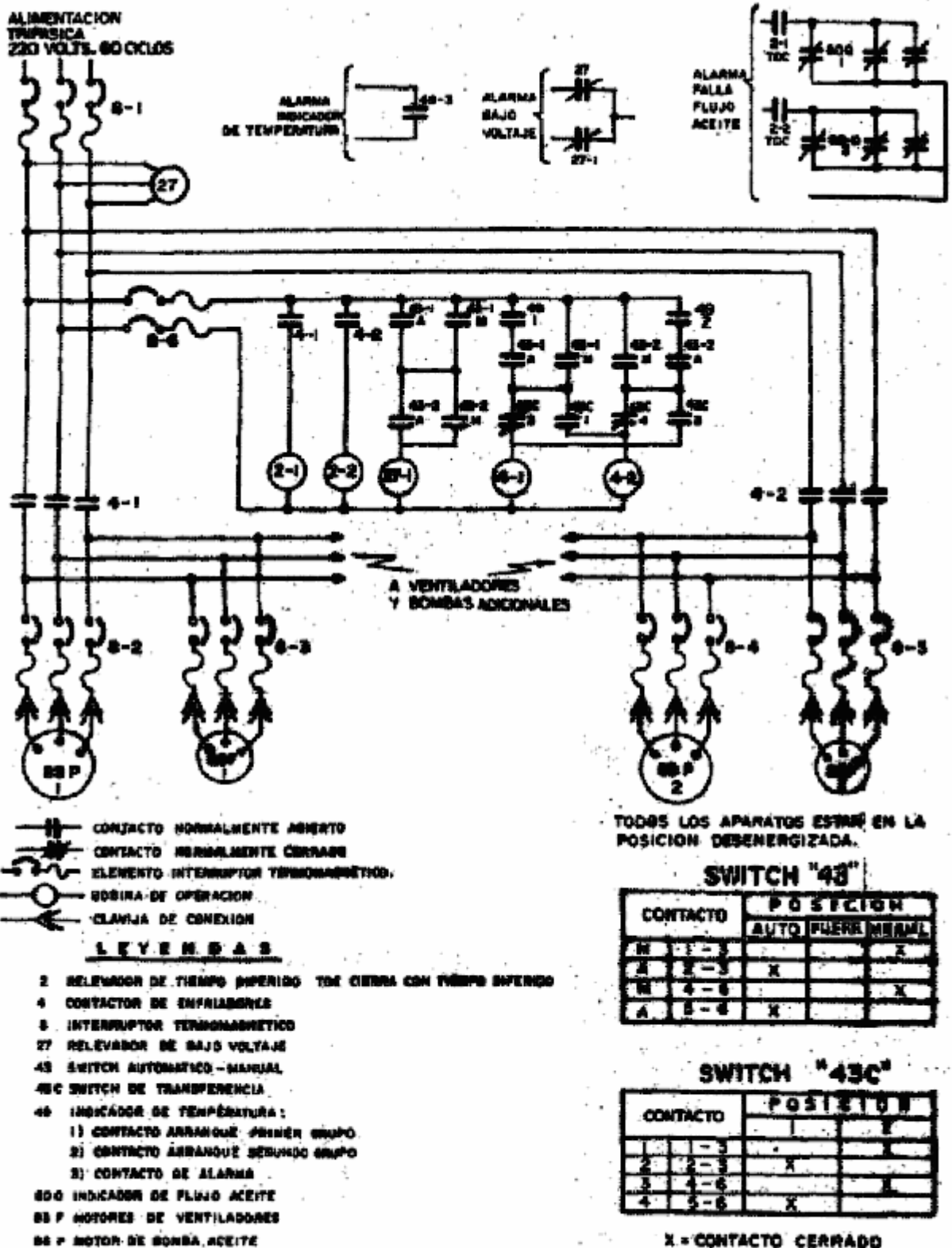


Figura 1-29

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE ALAMBRADO PARA CONTROL DE REFRIGERACION EN TRANSF. TIPO OA/FOA/FOA.

Los motores de las bombas y ventiladores se encuentran protegidos con sus interruptores termomagnético, según se ve en el diagrama.

Los indicadores de flujo de aceite cierran su contacto de alarma 80Q, cuando no hay flujo de aceite, esta señal se encuentra bloqueada mientras no es requerido el grupo de enfriamiento correspondiente y durante el arranque de las bombas, para evitar la aparición de una falsa alarma. Para ello se tienen los contactos normalmente abiertos TDC 2-1 y 2-2 que se cierran con " tiempo diferido de aprox. 5 seg. Cuando sus relevadores se han energizado por medio de la operación de los contactores de arranque 4-1 o 4-2 que cierran sus contactos respectivos, dando tiempo a que se establezca el flujo de aceite. Si por alguna razón se interrumpe el flujo estando energizadas las bobinas 4-1 o 4-2, el indicador de flujo correspondiente cierra su contacto 80-Q. y se produce la señal de alarma, ya que el contacto TDC respectivo se encuentra cerrado.

1.19 Transformadores de Corriente y Potencial.

Los reguladores automáticos de voltaje y los transformadores con cambiador automático de derivaciones bajo carga, llevan instalados transformadores de corriente y potencial para el control automático del cambiador en función de las condiciones de carga conectada.

También los transformadores que tienen termómetro de temperatura del punto mas caliente, llevan para este fin un transformador de corriente.

Estos transformadores de instrumento comúnmente son instalados en el interior del tanque del transformador o regulador de voltaje, lo que no es recomendable en los transformadores de gran potencia, ya que representan un punto posible de falla que puede ocasionar danos mas graves en el aparato principal. Es mas conveniente la instalación de los TC's en boquillas adecuadas, de tal forma que queden fuera del tanque del transformador y para los TP's disponer un tanque anexo instalado en la parte superior, con tomas del voltaje por medio de pasamuros y protegido con fusibles.

CAPITULO 2.

REGULACIÓN DE VOLTAJE Y PROTECCIÓN DE LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES

2.1 Motivos de la fluctuación de la tensión,

La energía eléctrica producida en las plantas generadoras, tiene que ser transportada hasta los consumidores transformando su tensión a diferentes niveles para disminuir las pérdidas en las líneas.

Por ejemplo:

La potencia entregada por un generador con una tensión nominal de 11.5 KV, puede ser elevada a 400 KV para enviarla a través de una línea de transmisión a una estación transformadora donde se reduce la tensión a 230 KV y aquí a su vez se distribuye la potencia enviándola por líneas de transmisión a subestaciones de otras zonas distantes donde probablemente transformen la tensión al nivel de 23 KV para alimentar las redes de distribución o a 85 KV para transmitir la potencia a otras subestaciones donde se bajara la tensión a los niveles de 23 o 6 KV para ser entregada a los alimentadores de distribución.

La última transformación ocurre en los transformadores de distribución instalados en diferentes puntos de los alimentadores de distribución. Aquí la tensión es transformada a 220/127 volts y se entrega a las instalaciones de los diferentes consumidores.

En un sistema Ideal, la tensión de cada nivel en cualquier punto a lo largo de su línea permanece constante, obviamente en la realidad es imposible que esto ocurra, ya que cada maquina y elemento del circuito eléctrico esta sujeto a una caída Interna de tensión. Esto significa que la tensión de salida o sea la tensión que aparece en los terminales de salida de cualquier dispositivo, cambia con la carga y lo mismo ocurre con la tensión de entrada en las líneas, cambia en el extremo receptor.

En líneas muy largas, el efecto capacitivo se hace apreciable, dando el lugar en condiciones de baja carga cuando la corriente real de carga es menor que la corriente propia de la línea, la suma vectorial de las dos corrientes da como resultado una corriente adelantada con respecto a la tensión en el punto de alimentación o de origen. La corriente adelantada origina una caída por impedancia de tal manera que la tensión en el extreme receptor es mayor que la tensión en el extreme de alimentación o de origen. Esta es una condición de alto voltaje. Un alimentador de suficiente longitud puede estar sujeto tanto a condiciones de alto como de bajo voltaje aun cuando las cargas en dicho alimentador sean cargas retrasadas.

Si a todo lo anterior agregamos el hecho de que las cargas son variables durante las horas del día, en los diferentes días de la semana y en las diferentes épocas del año. Además de que los diferentes niveles de tensión de transmisión, pertenecen a redes o anillos que pueden ser alimentados por fuentes localizadas en diversos sitios y las redes o anillos a su vez entregan su potencia a unas u otras subestaciones, cuya interconexión depende de las condiciones de operación impuestas por la necesidad de mantener la estabilidad de todo un sistema eléctrico que se hace muy complejo, dando por resultado que la tensión en las subestaciones de distribución sea difícil de mantener en su nivel adecuado. Esto se resuelve en parte variando la relación de transformación de los bancos por medio de sus cambiadores de derivaciones en vacío.

Puesto que cada componente en el sistema esta sujeto a regulación, la variación en los terminales de entrada del consumidor es la suma vectorial de todas las variaciones que ocurren desde las plantas de generación hasta el mismo consumidor.

2.2 Necesidad de Regular la Tensión

Cualquier dispositivo eléctrico es diseñado para funcionar con una determinada tensión aplicada llamada nominal, pero pueden soportar una variación con respecto a esta tensión dentro de ciertos límites definidos sin que sus características de funcionamiento varíen apreciablemente ni se ponga en peligro la seguridad del mismo.

Por otra parte los sistemas de distribución deben estar diseñados y operados de manera que el valor de la tensión suministrada este dentro de límites aceptables y permisibles. En el caso de Luz y Fuerza, la variación de tensión permisible ha sido fijado por la ley de la industria eléctrica en un 10% arriba o abajo de la tensión nominal de que se trate. Esta especificación esta incluida en el contrato que celebran Luz y Fuerza y el usuario. De aquí se desprende que esta especificación sea de observancia obligatoria en la operación de las redes de distribución.

2.3 Métodos Para la Corrección del Nivel de Tensión.

Al cargar un alimentador, la corriente de carga origina una caída por impedancia que se subtrae de la tensión aplicada al alimentador y resulta en una condición de baja tensión V_r como se muestra en la figura 2-1.

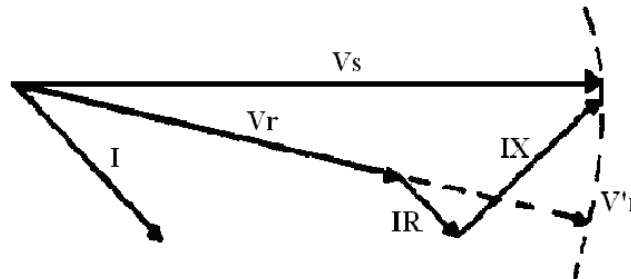


Figura 2-1

Suponiendo que V_r es la tensión requerida a las terminales del consumidor y es la tensión al cual el está comprando la energía, es necesario disminuir esta cantidad de tensión en la línea para que la tensión en la carga sea la normal o tan cerca de la normal como sea posible.

Existen algunos métodos para la corrección de la tensión:

1.- Disminuyendo la resistencia en serie de la línea alimentadora. Para disminuir la resistencia se requiere el uso de conductores de mayor calibre, lo cual trae el problema de sustituir los antiguos y probablemente reforzar o reemplazar los postes y las crucetas para soportar el peso adicional. Esta medida no afecta la caída por reactancia, pero disminuye la caída por impedancia total. IR de la figura 2-1.

2.- Una corrección semejante se obtiene por medio de la reducción de la reactancia en serie de la línea, con lo cual se reduce la caída por reactancia y por consiguiente la caída total por impedancia. La reactancia se puede reducir cambiando la configuración de la línea, cambiando de líneas aéreas a cables subterráneos o instalando capacitores en serie en la línea. Lo que trae consigo varias dificultades, como son las limitaciones de distancias mínimas, costo elevado de los cables y localización precisa de los capacitores.

Si analizamos la figura 2-1, es evidente que la solución de reducir la resistencia y reactancia de la línea, representa una ganancia muy pobre, puesto que la tensión V_r nunca llegue a ser igual a la tensión requerida en las terminales de los consumidores $V'r$ y además es afectada por cuestiones técnicas y económicas.

3.- Por reducción de la corriente. Es lógico que reduciendo la corriente en la línea alimentadora se obtienen caídas de tensión mas reducidas, pero para conservar la capacidad de KVA a los consumidores se tendría que recurrir a niveles de tensión mas altos. Los niveles de tensión correspondientes a distribución en Luz Y Fuerza (23 y 6 KV) están normalizados, por lo que sería incongruente tener un nivel de tensión específico para cada alimentador.

4.- Por corrección del factor de potencia. Una condición de baja tensión puede ser corregida mejorando el factor de potencia como se muestra en el diagrama vectorial de la figura 2-2. El factor de potencia se mejora agregando al alimentador capacitores en paralelo. Estos capacitores abastecen una corriente adelantada I_c que al sumarse a la corriente de carga I , tienen como resultado una corriente menor en magnitud y adelantada en fase con respecto a la corriente de carga. La tensión se eleva debido al efecto de los capacitores a lo largo de la línea, de la misma forma que la tensión cae debido a la corriente de carga que fluye a través de la impedancia en serie I_c .

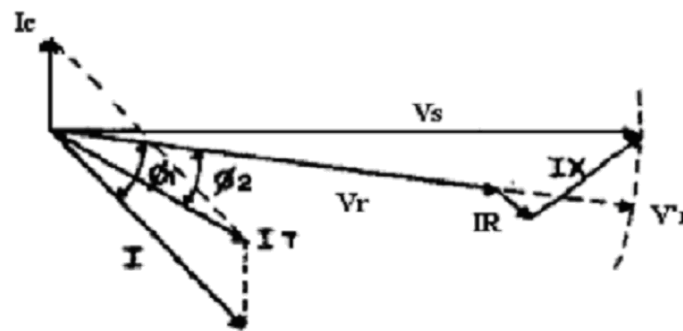


Figura 2-2

Para hacer que V_r sea igual a V_r' e igual a la tensión de alimentación V_s , se requerirá instalar tal cantidad de capacitores en paralelo, cuya corriente sumada a la de carga, den una corriente adelantada, quedando las caídas como se ve en la figura 2-3.

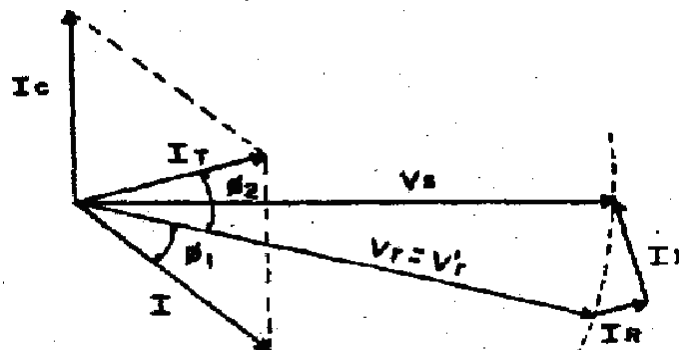


Figura 2-3

Para mantener la tensión normal en todo tiempo, la cantidad de capacitores debe ser aumentada o disminuida de acuerdo con los requisitos de la carga. El conectar y desconectar capacitores requiere un equipo de control muy complicado y poco satisfactorio para efectuar un control exacto de la tensión. Si los capacitores no son desconectados durante periodos de carga ligera, se origina una tensión alta.

5.- El último método es el de control directo del nivel de tensión, por medio de reguladores automáticos de voltaje. Este método tiene dos alternativas, controlar la tensión de alimentación a la línea o controlar la tensión de salida hacia el consumidor. La primera alternativa por su economía es la que se utiliza en Luz y Fuerza y su análisis de funcionamiento es el siguiente.

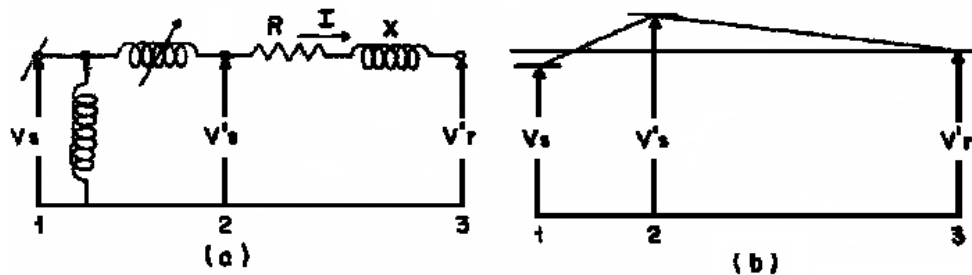


Figura 2-4

De acuerdo con las figuras 2 - 4 (a y b), la tensión en las barras de la subestación primarias, puede estar alta o baja del nivel normal, esta tensión es alimentada a un dispositivo regulador que la eleva o la baja a un valor $V's$ conveniente para compensar la caída en la línea y mantener en el centro de carga la tensión requerida $V'r$ dentro de límites aceptables, Independientemente de las variaciones de carga que ocurren.

Si la carga conectada es muy baja o de origen capacitivo, la corriente en la línea tendera a elevar la tensión $V'r$, pero el regulador bajara su tensión de salida $V's$ que puede ser inclusive menor que $V'r$, de tal manera que $V'r$ quede dentro de los límites permitidos.

Los reguladores de voltaje han recibido mayor aceptación que cualquier otro método puesto que son sencillos de aplicar dan exactamente la corrección deseada dentro de muy pequeñas tolerancias tanto en condiciones de alta como de baja tensión, son muy flexibles en aplicación y menos costosos que otros métodos.

Hay tres tipos básicos de reguladores de voltaje que se emplean en el sistema de distribución: reguladores de inducción, transformadores con cambiadores de derivaciones bajo carga y reguladores de pasos.

2.3.1 Reguladores de Inducción.

Tiene una construcción similar a los motores de rotor devanado; consta de un estator que es el devanado de excitación y un rotor bloqueado cuya posición relativa respecto al anterior se puede alterar para modificar el ángulo de fase de la tensión inducida. Estos reguladores permiten obtener una variación continua de la tensión pero debido a la cantidad de corriente su construcción resulta costosa, anteriormente se usaron mucho en Luz y Fuerza, pero en la actualidad son muy pocos los que se tienen operando y la tendencia es retirarlos de servicio, por lo que no es conveniente hacer un análisis más completo de ellos.

2.3.2 Transformadores con cambiador de derivaciones bajo carga.

Este tipo de regulador consiste en que, como su nombre lo indica, se aplica un cambiador de derivaciones bajo carga directamente a uno de los devanados (preferentemente al de Alta tensión) del transformador de potencia de la subestación, utilizando un control automático para controlar el nivel de tensión secundaria y la compensación por caída de tensión en el centro de la carga.

El nivel de tensión secundaria se ajusta modificando bajo carga la relación de transformación del transformador de potencia. Prácticamente se efectúan dos funciones a la vez, transformar el potencial de un nivel a otro (por ejemplo de 85 a 23 KV) y regular la tensión de salida para tenerla constante en el centro de la carga.

2.3.3 Reguladores de pasos.

Los reguladores de pasos, consisten de un autotransformador trifásico (también hay monofásicos) y un cambiador de derivaciones bajo carga construidos en una unidad Integral. El común de estos reguladores tiene un rango de regulación de 10% para elevar y 10% para bajar, al igual que el tipo mencionado anteriormente.

Un autotransformador es similar a un transformador convencional de dos devanados, a excepción de que sus dos devanados están conectados magnéticamente y eléctricamente.

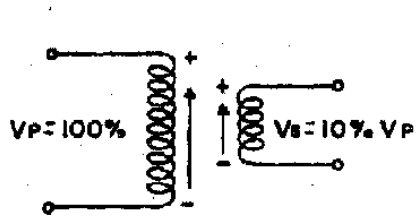


Figura 2-5

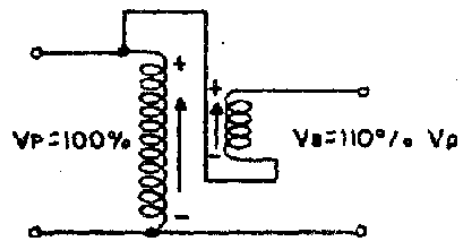


Figura 2-6

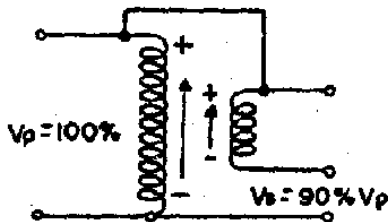


Figura 2-7

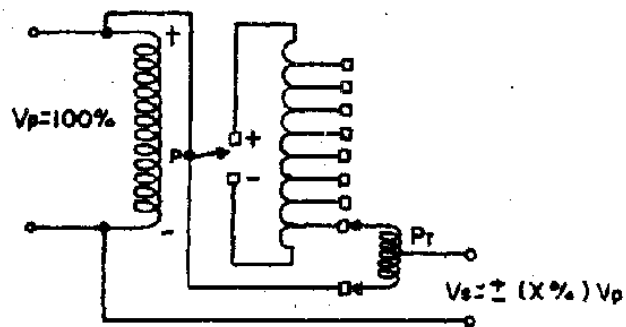


Figura 2-8

En la figura 2 - 5 se muestra el esquema de un transformador con relación de 10 a 1. Si se excita por el lado primario con una tensión que consideremos como 100%, la tensión en el lado secundario será el 10% de la tensión primaria. Si el devanado secundario se conecta al devanado primario de tal manera que quede en serie con la línea la tensión de salida será el 110% de la tensión primaria, ya que se suman las tensiones inducidas en los devanados, según las polaridades que se indican, figura 2-6, La conexión del devanado secundario también se puede hacer invirtiendo las polaridades. En este caso la tensión secundaria se resta del primario y la salida será 90% de la tensión aplicada al primario, Figura 2-7. De lo anterior se desprende que el transformador tiene la facultad de regular la tensión con la ventaja de que su devanado primario (de excitación) no necesitaría la sección de cobre que correspondería a la corriente de plena carga sino únicamente parte de ella.

En el análisis anterior la tensión puede ser elevada o bajada en un paso de 10%, este paso es demasiado grande, para aplicaciones practicas. Una elevación súbita de 10% en la tensión de un circuito tendría efectos adversos una regulación mas fina puede obtenerse agregando derivaciones con menores incrementos en el embobinado serie, figura 2-8.

La cantidad de derivaciones del devanado serie depende del tipo de dispositivo de conmutación empleado, el caso más típico es el que utiliza un puente reactivo o autotransformador preventivo Pr de la fig. 2-8 con el cual se requieren solamente 8 derivaciones que proporcionan pasos de 1-1/4 % y al conmutarse resultan a la salida del regulador pasos de 5/8 %. Este tipo de conmutación se analizará posteriormente con más amplitud. Con otro tipo de conmutación se requieren 16 derivaciones para dar el mismo incremento de 5/8. Para efectuar el cambio de polaridad del devanado serie se tiene el interruptor reversible P. Las variantes de este tipo de reguladores, depende de los rangos de tensión y de potencia que se operan.

2.4 Principales Variantes del Regulador de Voltaje Convencional.

Existen en el mercado, reguladores de voltaje monofásicos y trifásicos. Los reguladores monofásicos también pueden conectarse en un sistema trifásico, en delta, delta abierta o en estrella. En Luz y Fuerza solamente se tienen instalados reguladores de voltaje trifásicos, cuya conexión interna es en estrella. Las principales variantes que se tienen en los reguladores se pueden apreciar en los diagramas de conexiones de las figuras 2-9, 2-10, y 2-11. Para simplificar solo se representa una fase en cada figura.

Figura 2-9 .Diagrama de conexiones del regulador con núcleo sencillo. Las bobinas de excitación y serie se encuentran devanadas en un solo núcleo, la bobina serie de cada fase opera con la corriente y la tensión nominal del regulador, al igual que el cambiador de derivaciones, por lo que este tipo de configuración solamente empleado en reguladores de capacidad y tensiones reducidas, por ejemplo 400 KVA y 6000 volts.

Figura 2-10. Regulador con dos núcleos y transformador serie, este tipo de reguladores tiene la característica de usar un transformador auxiliar cuyo devanado secundario se encuentra en serie con la línea y su devanado primario es alimentado con voltaje tomado de derivaciones de la bobina de excitación del otro núcleo. El devanado primario induce en el secundario una tensión proporcional a la alimentación conmutada en las derivaciones de la bobina de excitación y de sentido adecuado para incrementar o disminuir la tensión de acuerdo a la polaridad en que se encuentre conectado el interruptor reversible. Debido a que la corriente que circula en el cambiador de derivaciones es muy reducida con respecto a la corriente de la línea, su uso es apropiado en unidades de mayor capacidad y tensiones hasta 15 KV.

Figura 2-11, Regulador con dos núcleos y 4 embobinados. Consta de dos transformadores de dos devanados, uno con su bobina primaria conectada en paralelo a la línea de alimentación y el otro con su bobina secundaria conectada en serie con la línea. El primer transformador es de excitación, su secundario tiene las derivaciones de donde se va a conmutar, la tensión para alimentar el primario del transformador serie, su funcionamiento es similar a anterior y la principal característica es que el cambiador de derivaciones opera con corriente y tensión muy reducidas con respecto a los valores nominales, por estar el mecanismo de derivaciones aislado de la línea. Se usa en unidades grandes para más de 15KV

2.5 Aplicaciones de los Reguladores de Voltaje.

La aplicación de los reguladores de voltaje respecto a su ubicación dentro de un sistema de distribución, puede efectuarse en tres formas:

2.5.1. instalación de reguladores de voltaje en diferentes puntos del alimentador de distribución.

Cada aparato regula individualmente la toma de tensión de los transformadores de distribución a baja tensión y de los usuarios alimentados con alta tensión.

Evidentemente este sistema de regulación es muy costoso pero tiene la ventaja de regular la tensión directamente en las salidas de la línea a cada carga (ver figura 2 - 12-1).

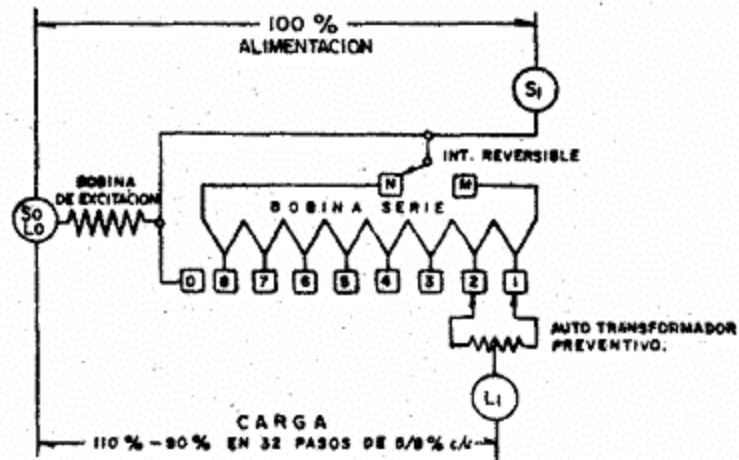


Figura 2 - 9 REGULADOR CON NUCLEO SENCILLO

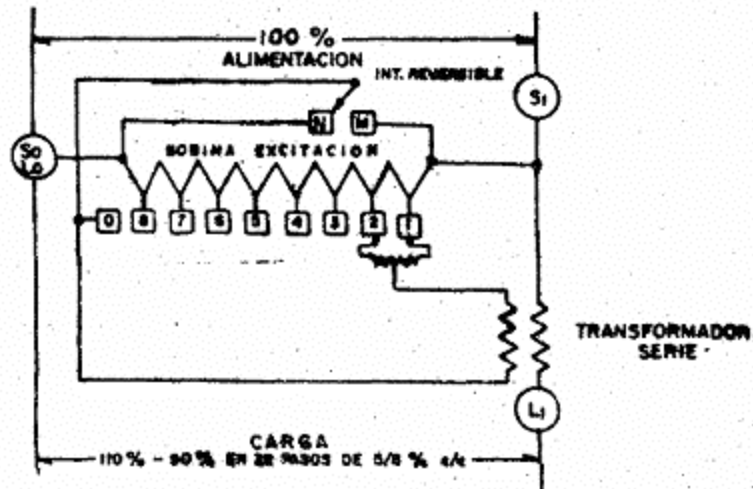


Figura 2 - 10 REGULADOR DE 2 NUCLEOS, BOBINA DE EXITACION TRANF. SERIE

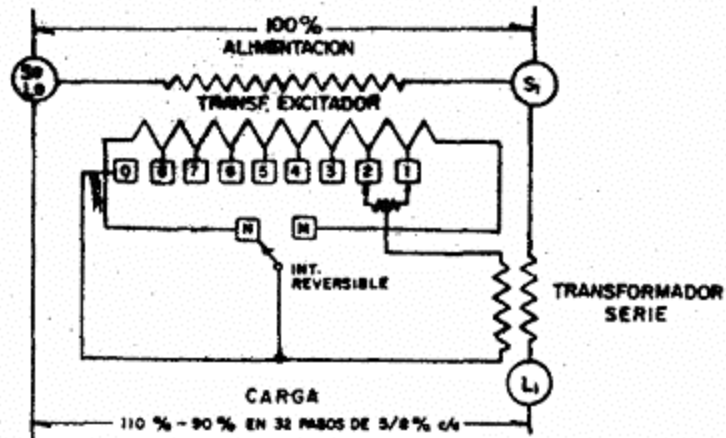


Figura 2 - 11 REGULADOR DE 2 NUCLEOS TRANSF. EXITADOR TRANF. SERIE

2.5.2 Línea regulada.

En la subestación primaria se tiene instalado un regulador de voltaje en la salida de alimentación de cada línea de distribución, regulándose la tensión de la línea de tal manera que la tensión máxima del primer consumidor (cerca de la S. E. Primaria) y la mínima del último consumidor (al final del alimentador), no salgan de límites admisibles ver figura 2 -12-2.

2.5.3 Bus regulado.

En la subestación primaria cada banco de potencia alimenta un bus (o barras) de donde se distribuye la potencia a cada uno de los alimentadores de distribución que tenga conectados el regulador de voltaje se encuentra intercalado entre el secundario del banco y el bus. El nivel de tensión se regula de tal forma que los consumidores más próximos o más lejanos de la subestación reciban un valor dentro de los límites establecidos ver figura 2 - 12-3.

En Luz y Fuerza solo se aplican reguladores de voltaje como los de los incisos 2 y 3. En la tensión nominal de 6 KV se usa el método de línea regulada y en la tensión nominal de 23 KV el de bus regulado.

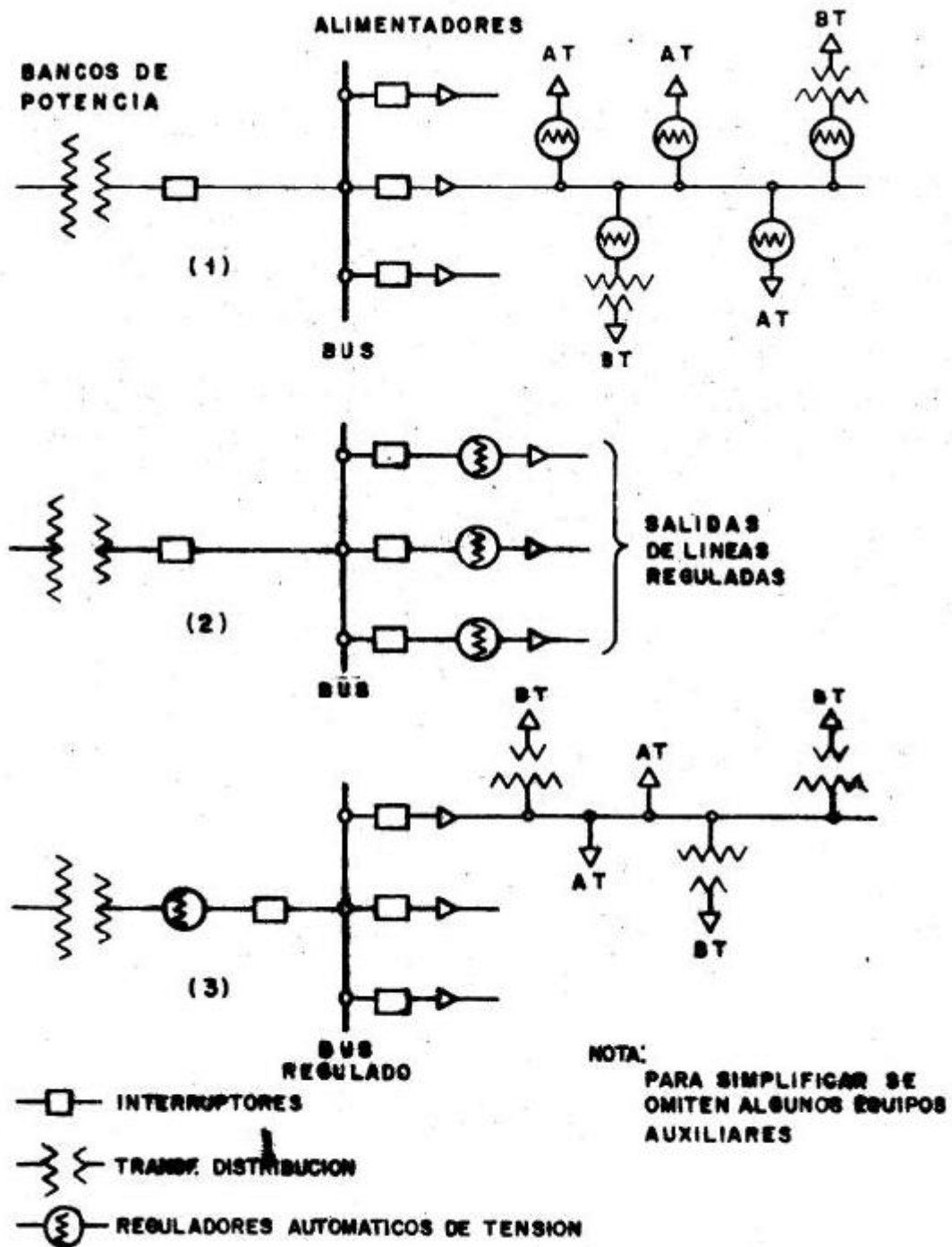


Figura 2 - 12

2.6 Cambiadores de Derivaciones Bajo Carga.

Los cambiadores de derivaciones bajo carga son componentes indispensables para la regulación de la tensión, se utilizan tanto en los reguladores de voltaje como en los transformadores en que se requiere una salida de tensión regulada.

Su función principal consiste en efectuar el cambio de una derivación a la deseada sin que se produzca una discontinuidad en la corriente de carga. Por este hecho los cambiadores cuentan con un dispositivo que permite puentear las dos derivaciones involucradas sin que esa parte de la bobina quede en corto circuito, previniéndose así el excesivo flujo de corriente entre los derivadotes.

De acuerdo con el dispositivo empleado para puentear y evitar la puesta en corto circuito entre derivaciones, los cambiadores se pueden dividir en dos clases:

1. Con autotransformador preventivo
2. Con resistencias de transición e interruptor desviador de alta velocidad.

2.6.1 Cambiadores de derivaciones bajo carga con autotransformador preventivo.

Los principales componentes de un cambiador de derivaciones son:

1. Contactos estacionarios.
2. Contactos móviles del interruptor selector.
3. Contacto neutral o contacto estacionario selector.
4. Interruptor reversible de cambio de polaridad.
5. Contactos estacionarios del interruptor de polaridad.
6. Autotransformador preventivo.
7. Mecanismo del cambiador que comprende: Motor, flechas y engranajes de transmisión, resortes de aceleración, conjunto de levas de control, indicador de posición, aislamientos, etc.

En la mayoría de los reguladores que utilizan el cambiador con el dispositivo autotransformador preventivo, la bobina serie (o la bobina utilizada según arreglo de diseño, ver figuras 2-9,10 y 11 tiene 8 derivaciones para dar el mismo numero de incrementos iguales y de esta manera como se indica anteriormente, la tensión puede ser elevada o disminuida en pasos pequeños de 1-1/4% en lugar del paso de 10%. El autotransformador preventivo evita la discontinuidad de la corriente al pasar de una a otra derivación y su operación se analiza a continuación:

Para la eliminación de la discontinuidad durante el cambio de derivaciones, se usan dos dedos móviles que están unidos para operar como una unidad y físicamente espaciados, de tal modo, que ambos dedos nunca pueden estar desconectados al mismo tiempo. Así que cuando uno está desplazándose entre contactos fijos, el otro está efectuando una conexión positiva.

Los 2 dedos móviles están unidos a los extremos de un puente reactivo o autotransformador preventivo para evitar la puesta en corto de las vueltas de embobinado. La derivación central del autotransformador está conectada a la boquilla de carga. La secuencia de operación de los dedos móviles del autotransformador preventivo se muestra en la figura 2 - 13. En el esquema "1" el contacto móvil del interruptor de polaridad está conectado al contacto fijo "M", por lo que el devanado serie se encuentra conectado en posición de elevación.

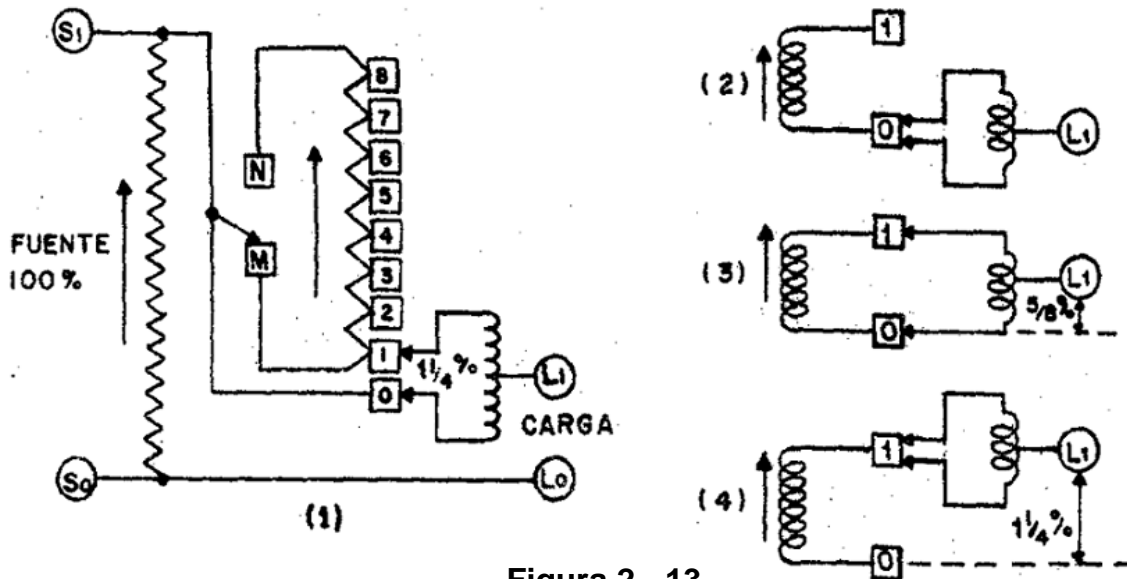


Figura 2 - 13

En el esquema "2" se muestran ambos dedos móviles conectados al contacto neutral "O", por lo que la tensión que aparece en la derivación central del autotransformador preventivo será la del contacto neutral "O" que es " igual al 100% de la tensión nominal aplicada al lado primario del regulador.

El esquema "3" muestra el momento en que uno de los dedos móviles se ha desplazado al contacto 1 y el otro permanece en el 0, en esta condiciones tiene una diferencia de potencial de 1-1/4% de la tensión nominal entre los 2 dedos móviles y la conexión central del autotransformador preventivo esta a la mitad del potencial que hay entre los contactos 0 y 1, o sea que la terminal L_1 , se ha puesto a un potencial 5/8% mas alto que el que se tenia en la situación del esquema "1". De aquí se deduce que la cantidad de incrementos posibles de potencial se ha duplicado, en relación con las derivaciones disponibles.

Continuando la secuencia, si se desplaza el contacto móvil que esta en el contacto 0, de modo que ambos dedos móviles queden en el contacto 1, como se muestra en el esquema "4", la derivación central se pondrá al mismo potencial que el contacto 1 y la "terminal L_1 estará a un potencial 1-1/4% mayor que como se encontraba en el esquema "2".

Como los dedos móviles se pueden desplazar de un sentido a otro del devanado serie, pasando alternativamente por un mismo contacto o en 2 consecutivos, si dicho devanado es de 10%, con derivaciones de 8 incrementos iguales, el voltaje de salida del regulador puede ser incrementado en 16 pasos de 5/8%. Y por medio del interruptor inversor de polaridad, al conectarse en el contacto N, el regulador podrá disminuir la tensión de salida con 16 pasos de 5/8%. De esta manera el regulador puede dar un rango de +/- 10%; de la tensión aplicada en sus terminales primarias.

El cambio de polaridad solo ocurre cuando los dos dedos móviles del interruptor selector se encuentran en el contacto estacionario neutral 0. Por lo que se tendrán un total de 32 pasos para cubrir un rango de tensión de operación de 20%. Como se ve, en este tipo de reguladores el autotransformador preventivo desempeña un papel muy importante y es una de las partes más críticas del mismo. Para entender la distribución de la corriente en el autotransformador preventivo, es conveniente analizar los esquemas de la figura 2 - 14.

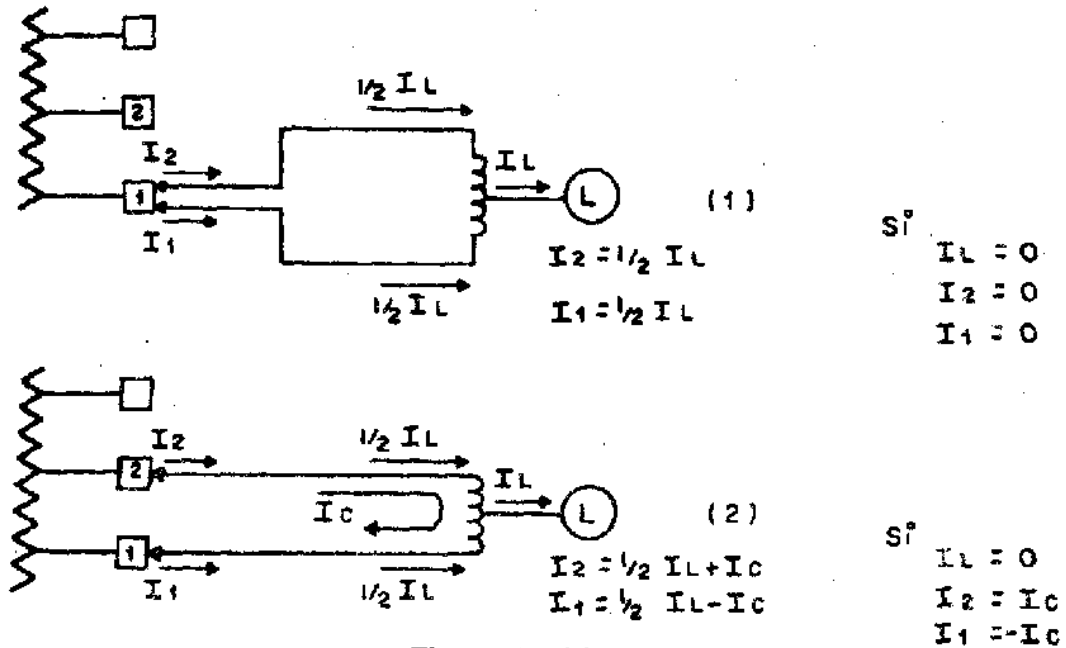


Figura 2 - 14

En la condición del esquema "1" de la Fig. 2-14, los 2 dedos móviles se encuentran conectados al mismo contacto estacionario y la bobina del autotransformador preventivo no esta sometida a ninguna diferencia de potencial, por lo que en caso de que la corriente de carga I_L sea cero, no habrá circulación de corriente por los contactos de los dedos móviles, y con carga cada dedo conduce la mitad de la corriente de carga I_L .

En la condición de puente como se muestra en el esquema "2", el autotransformador preventivo es excitado y una corriente de excitación, I_c fluye del alto al bajo potencial. Si la corriente de carga es cero, la corriente a través del dedo guía es igual a la corriente de excitación I_c , y la corriente a través del siguiente dedo es igual a menos I_c . Cuando el regulador lleva corriente de carga, la corriente total que fluye a través del dedo guía es igual a la mitad de la corriente de carga mas la corriente de excitación, la corriente a través del siguiente dedo es igual a la mitad de la corriente de carga menos la corriente de excitación. Las dos corrientes se suman vectorialmente y por lo tanto las magnitudes de I_2 e I_1 , dependen del factor de potencia de la corriente de carga I_L .

Con algunas excepciones, los contactos y parte del mecanismo de este tipo de cambiador de derivaciones van sumergidos en aceite, en un comportamiento separado del tanque principal de las bobinas del regulador o transformador esto es debido a que durante cada desplazamiento de los contactos móviles, un circuito es abierto bajo el aceite y parte de dicho aceite es descompuesto por el arco, resultando un producto de gas y partículas de carbón, las cuales si estuvieran en el mismo compartimiento que las bobinas, contaminarían también este aceite y las partículas se sedimentarían sobre los aislamientos entorpeciendo los ductos de refrigeración de las bobinas, con sus correspondientes consecuencias en la operación y aumento de mantenimiento Innecesario.

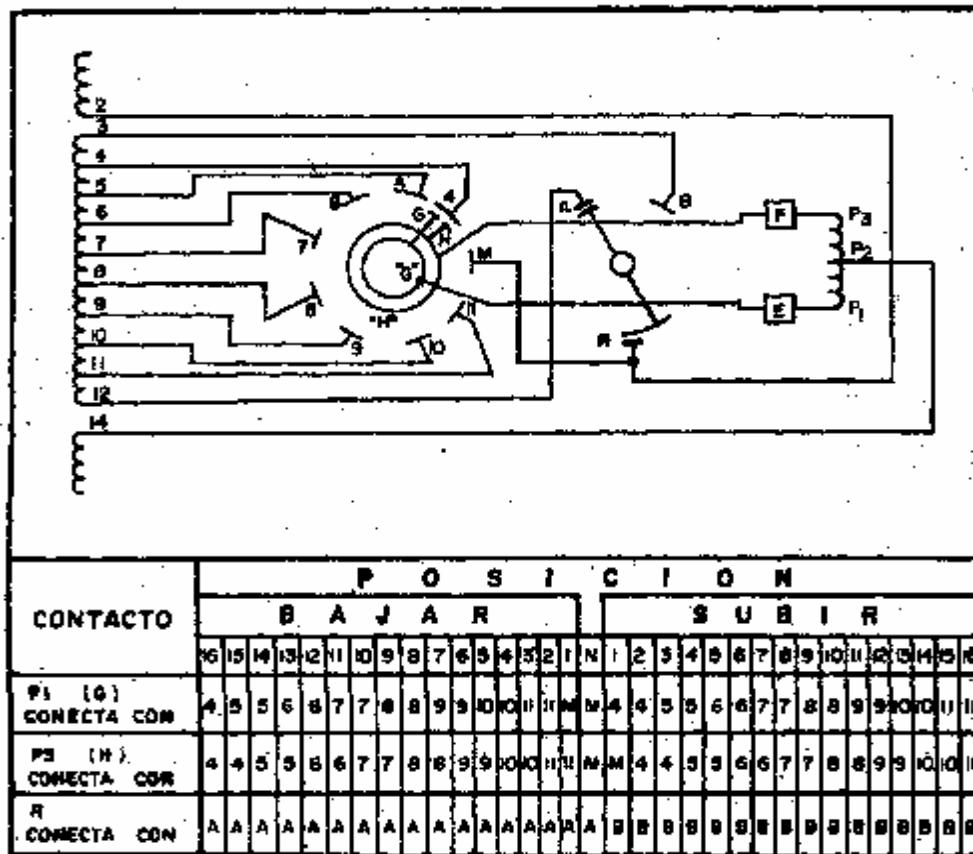
Es evidente que las partes que están mas expuestas a desgaste y daños son los cambiadores de derivaciones bajo carga, son los contactos y su mecanismo de cambio de derivaciones, por lo mismo, es necesario programarles una revisión de mantenimiento periódicamente de acuerdo como lo recomienda el fabricante, basándose para ello en la cantidad de operaciones efectuadas y el tiempo transcurrido a partir de la ultima revisión (lo que ocurra primero). También es conveniente tomar en cuenta las observaciones efectuadas en revisiones anteriores y las condiciones de operación a que se este sometiendo al regulador.

En la figura 2-15(a), se muestra un diagrama esquemático típico de cambiador de derivaciones bajo carga (Westinghouse tipo UTT) y un cuadro indicativo de la secuencia de conexión de acuerdo a la posición que vaya tomando el cambiador.

En este cambiador se adicionaron los interruptores de transferencia, "E" y "F", los cuales se encuentran intercalados entre las terminales del autotransformador preventivo y los correspondientes "dedos" móviles del interruptor selector.

Su función es evitar el arqueo que se producto entre los contactos estacionarios y los contactos de los dedos móviles del interruptor selector cuando una conmutación es efectuada. Cuando un dedo móvil va a desplazarse de un contacto estacionario a otro, su correspondiente interruptor de transferencia abre el circuito, absorbiendo el arqueo producido por la corriente, una vez que el dedo móvil se encuentra en el siguiente contacto estacionario el Interruptor de transferencia vuelve a cerrarse, quedando la corriente de carga distribuida en ambas ramas del autotransformador preventivo.

La importancia de los interruptores de transferencia se debe precisamente a su función, ya que están diseñados específicamente para disminuir y soportar el arqueo de la corriente, lo que se traduce en una reducción notable del mantenimiento tanto preventivo como correctivo y un menor volumen de refacciones en existencia.



NOTAS:

"G" PRIMER ANILLO COLECTOR DEL TABLERO DE MISCART, ACCIONA EL CONTACTO MOVIL G.

"H" SEGUNDO ANILLO COLECTOR DEL TABLERO DE MISCART, ACCIONA EL CONTACTO MOVIL H.

EL DIAGRAMA SE PRESENTA CON EL CAMBIADOR EN LA POSICION 18L.

LOS INTERRUPTORES DE TRANSFERENCIA "E" Y "F" ESTAN CERRADOS EN TODAS LAS POSICIONES.

Figura 2-15

DIAGRAMA ESQUEMATICO TIPICO DE CAMBIADOR DE DERIVACIONES BAJO CARGA CON AUTOTRANSFORMADOR PREVENTIVO (WESTINGHOUSE UTT)

2.6.2 Cambiadores de Derivaciones Bajo Carga con Resistencias de Transición e Interruptor Desviador de Alta Velocidad.

Este tipo de cambiador de derivaciones bajo carga consta de los siguientes componentes principales (ver figura 2 - 16):

- 1.- Gabinete del mecanismo de control
- 2.- Cámara del mecanismo de operación
- 3.- Cámara aislante del interruptor desviador y las resistencias de transición.
- 4.- Interruptor desviador.
- 5.- Resistencias de transición
- 6.- Selector de derivaciones y selector de polaridad.
- 7.- Mecanismos de transmisión, engranajes, ejes metálicos y de material aislante.

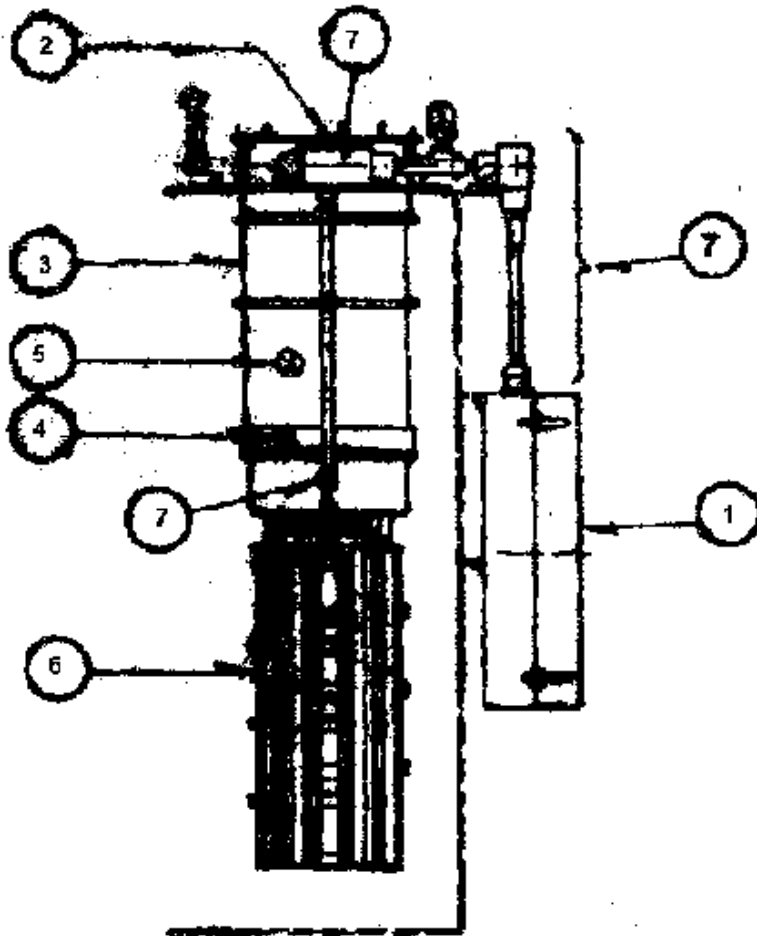


Figura 2 - 16

A excepción del gabinete del mecanismo de control, el cambiador de derivaciones trifásico completo va montado suspendido de la tapa, dentro del tanque de las bobinas o en un compartimiento anexo comunicado con el mismo aceite. Las resistencias de transición y el interruptor desviador van sumergidos dentro de su cámara aislante en aceite independiente del aceite de las bobinas del transformador, el selector de derivaciones y de polaridad se encuentran sumergidos en el mismo aceite de las bobinas del transformador (o regulador).

Su aplicación es mas frecuente en transformadores de potencia pero también es aplicado en reguladores de voltaje. En transformadores de potencia normalmente va conectado en el lado primario para controlar la tensión de salida del secundario, y preferentemente por razones de aislamiento opera conectando las derivaciones al neutro para formar la estrella (en transformadores trifásicos), es decir, en cada fase las derivaciones o la bobina que las proporciona se encuentran al potencial más próximo al neutro o tierra.

El dispositivo que hace posible el cambio de derivaciones sin abrir el circuito de carga, es el conjunto del interruptor desviador y las resistencias de transición, de ahí que sean estos componentes los que caracterizan este tipo de cambiador de derivaciones.

Para tener una idea de la secuencia que se sigue al efectuar un cambio de derivación, analizaremos los esquemas de la figura 2 - 17.

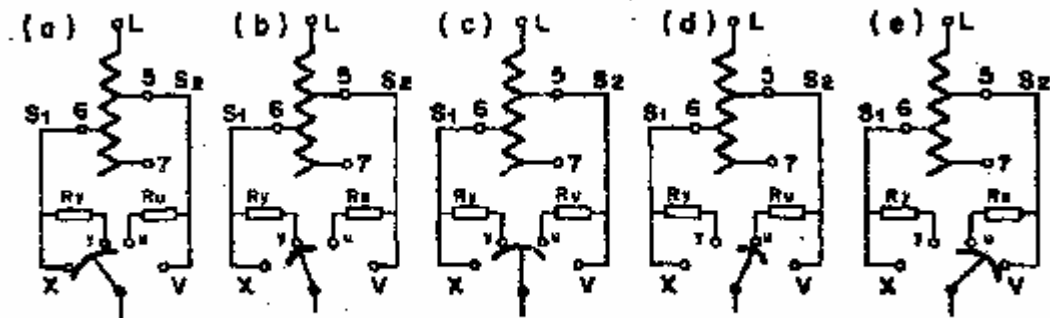


Figura 2-17

En los esquemas de "a" a "e" se observa la secuencia al efectuar el cambio de la derivación 6 a la 5.

a) El contacto del selector S2 se mueve cuando no conduce corriente de la derivación 7 a la derivación 5.

b) El interruptor desviador inicia su giro desconectando su contacto móvil del contacto X. La corriente de carga pasa a través de la resistencia de transición Ry y el contacto Y.

c) Continuando con su giro, el interruptor desviador hace contacto con u. la corriente de carga se divide entre las resistencias de transición Ry y Ru. La circulación de

la corriente de carga es limitada por las resistencias de $R_y + R_u$. d) El interruptor desviador abre su contacto móvil del contacto Y. La corriente de carga fluye a través de la resistencia de transición R_u y el contacto u.

e) Termina su giro el contacto móvil del interruptor desviador, haciendo contacto con v, como queda corto circuitada la resistencia de transición R_u , la corriente de carga fluye ahora de la derivación 5 a través del contacto v, y la secuencia del cambio de derivación es terminada.

Se puede observar que los contactos móviles del Interruptor selector conmutan sobre dos grupos de derivaciones diferentes, si conmuta las derivaciones pares y S2 conmuta solamente las derivaciones impares. El contacto móvil que lleva la carga no puede ser desplazada a otra derivación mientras el interruptor desviador no transfiera la carga al otro contacto móvil que esta libre, una vez transferida la carga, puede ser trasladado el contacto móvil que quedo libre a la siguiente derivación de su grupo, quedando preparado para que el Interruptor desviador le transfiera la carga para que el cambio de la derivación sea efectiva, es decir, cada vez que el interruptor desviador efectúa la transferencia de carga de un contacto móvil al otro, un cambio de derivación se ha hecho efectivo.

El Interruptor desviador tiene una elevada capacidad interruptiva. El arco entre los contactos de ruptura es extinguido en el primer paso de la corriente por cero después de que los contactos se han separado. Debido a su función interruptiva, al conjunto de interruptor desviador, resistencias de transición y la cámara que los contiene, algunos fabricantes lo denominan ruptor. Por lo mismo, esta parte del cambiador de derivaciones es la que hay que prestarle más atención de mantenimiento preventivo.

En la figura 2 - 18 se ve un esquema completo del cambiador de derivaciones en la posición 1 y una tabla que indica la secuencia de conexiones de sus dispositivos de acuerdo a las posiciones que tome el cambiador.

Las posiciones 17A y 17B son posiciones de transición para efectuar el cambio de polaridad y tienen el mismo voltaje que la posición neutral 17.

Cuando se cambia de la posición 17A a la 17B y de la posición 17 a la 17A el selector de polaridad R se mueve simultáneamente con la armadura del contacto móvil V del interruptor selector.

2.7 Controles de los reguladores automáticos.

Los cambiadores de derivaciones bajo carga de los reguladores de voltaje o transformadores de potencia, tienen tres opciones para efectuar los cambios:

- 1.- Mecánico - Manual, utilizando una manivela
- 2.- Electro - Manual, por medio de controles eléctricos, con un interruptor de subir o bajar.
- 3.- Automáticamente, con un relevador sensitivo de tensión y dispositivos de control.

Un regulador controlado manualmente tiene muy poca utilidad, un aparato sin control automático se podría usar únicamente en una subestación con personal de supervisión las 24 horas del día. El operador de tal subestación tendría que vigilar constantemente la tensión y cambiar manualmente las derivaciones del regulador para mantener constante la tensión de alimentación a la línea de distribución. Para casi todas las aplicaciones es imperativo mantener controlada automáticamente la posición del regulador.

2.7.1. Secuencia de operación del control automático.

La figura 2 - 19 muestra un diagrama de los principales elementos del circuito de control automático en su secuencia de operación. Estos elementos son: Transformadores de potencial, transformador de corriente, compensador de caída de voltaje en la línea, censor de voltaje y relevador de retardo de tiempo. Estos son los componentes que determinan cuando debe operar el motor del cambiador de derivaciones para elevar o bajar la tensión en el secundario del regulador. Se analizarán en cada uno de ellos sus funciones y su secuencia de operación.

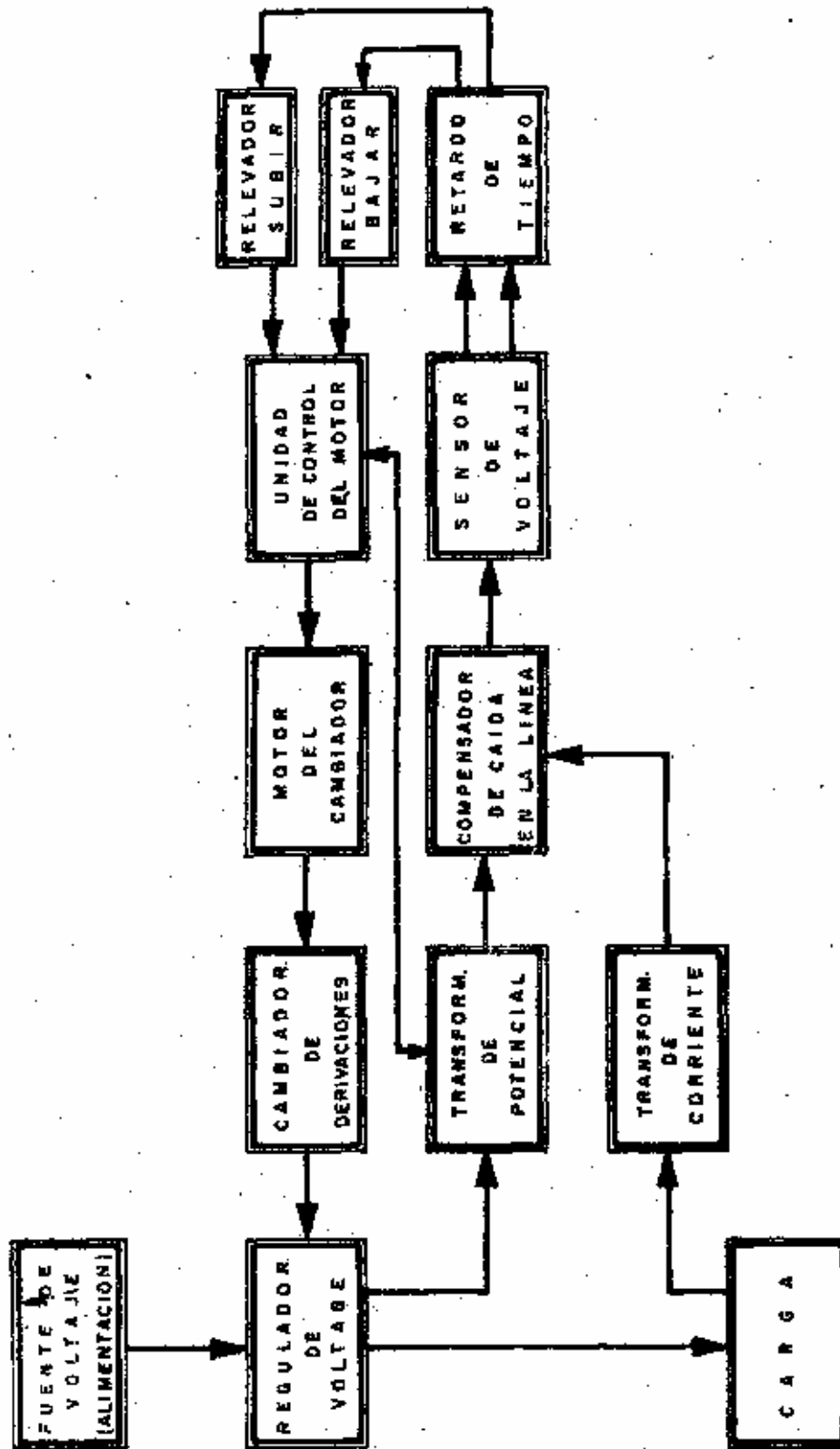


Figura 2-19 DIAGRAMA DE LA SECUENCIA DE OPERACION DEL CONTROL AUTOMATICO DE UN REGULADOR DE VOLTAJE.

2.7.1.1 Transformador de potencial

El nivel de tensión que proporciona el regulador es aplicado a un transformador de potencial conectado normalmente entre fases en el lado de carga. Este transformador de potencial transforma la tensión primaria a un rango cuyo valor es usualmente del orden de 120 volts. Básicamente cumple dos funciones:

- a) Aplicar una tensión proporcional del nivel de tensión al circuito de control
- b) Alimentar al motor del cambiador de derivaciones

En la primera función, dado que la tensión secundaria del transformador de potencial es proporcional a la tensión de salida del regulador, se aplica a los dispositivos de control de tensión para detectar las variaciones que salgan de los límites permitidos y así enviar la señal correspondiente al circuito de operación del cambiador para corregir la tensión al nivel requerido.

La segunda función es tener una fuente de tensión disponible para alimentar el motor del cambiador de derivaciones cuando una operación de cambio es requerida. En algunos reguladores de gran capacidad se tiene un transformador de potencial adicional para la alimentación de fuerza del cambiador o se toma una alimentación del transformador del servicio de la subestación.

2.7.1.2 Transformadores de corriente.

Los reguladores de voltaje llevan instalado un transformador de corriente en la terminal de salida de la tensión regulada, cuya corriente secundaria se hace circular por el compensador de caída para corregir el nivel de tensión deseado en algún punto requerido de la línea. En algunos reguladores se utiliza este y uno o dos T C.'s adicionales para alimentar relevadores de sobre corriente que bloquean la señal de control del cambiador de derivaciones y así evitan su accionamiento cuando la corriente de línea llega a elevarse en exceso.

2.7.1.3 Compensador de caída en la línea

Es lógico pensar que el nivel de tensión que se requiere mantener constante no es en las terminales de salida del regulador, sino en las terminales de alimentación a la carga. Como en las líneas de distribución de una Compañía suministradora de energía eléctrica se tienen cargas de diferente valor conectadas a lo largo del alimentador a diferentes distancias del regulador, la tensión que se debe controlar a un nivel constante es precisamente en un punto de la línea considerado como centro de carga. El centro de carga se puede localizar analizando la figura 2 – 20

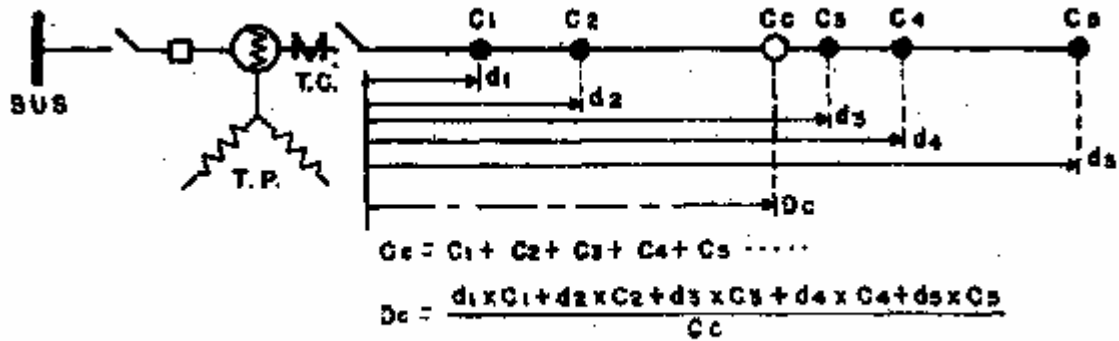


Figura 2-20

El centro de carga puede quedar localizado a la mitad de la longitud de la línea o en cualquier otro punto cargado al principio o al final de la misma, pero conviene que coincida con el punto donde se tiene la mitad de la caída total en su extremo, con respecto a la tensión en terminales del regulador.

La función del compensador es introducir en el circuito sensor una caída proporcional a la caída real de la línea para que este circuito obedezca a la tensión en el centro de la carga, tomando para esto una corriente proporcional a la línea y con una corrección por tensión proporcional a la del centro de carga.

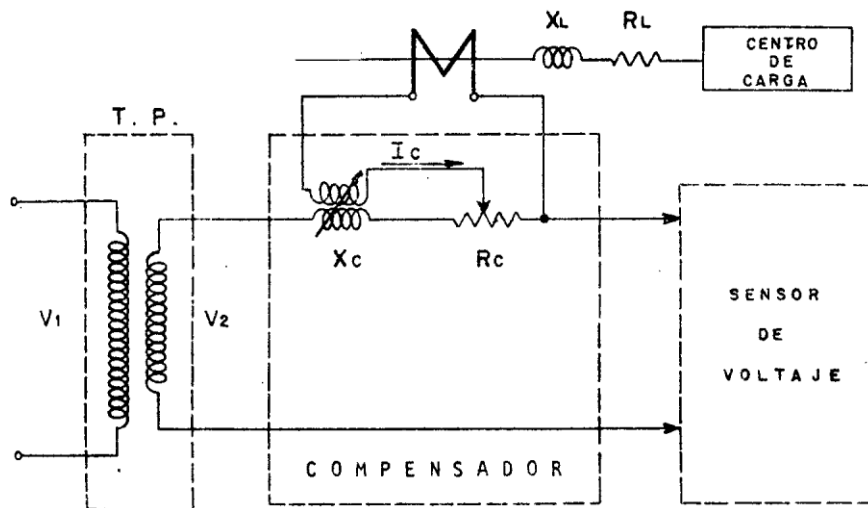


Figura 2 - 21

Por lo general, los reguladores se localizan en un lugar lejano del centro de carga de la línea. Aunque el regulador mantiene automáticamente su tensión de salida constante, la corriente de carga que fluye por la línea, desde el regulador hasta el centro de carga produce una caída de tensión adicional. Esta caída es proporcional a la corriente de carga. Se puede hacer que el regulador corrija esta caída, seleccionando los valores adecuados en el circuito del compensador, el cual se muestra en la figura 2 - 21

El circuito consiste de un transformador de corriente que suministra al compensador una corriente proporcional a la corriente de línea. El secundario del transformador de corriente esta en serie con un contacto móvil que se mueve sobre la resistencia variable, a su vez, se tienen otros dos contactos móviles que sirven para seleccionar derivaciones de una bobina reactiva conectada en serie con el mismo circuito. Normalmente la resistencia esta calibrada de 0 a 24 volts y el reactor tiene derivaciones para el ajuste grueso de 5, 10, 15 y 20 volts en un extreme y para ajuste fino de 1, 2, 3 y 4 volts en el otro extreme. Ajustando estos tres contactos la corriente del transformador de corriente fluirá a través de los valores seleccionados de resistencia y reactancia, produciéndose una caída de tensión que será detectada en el circuito del sensor, proporcional a la caída de la línea.

Generalmente en los reguladores, se tiene intercalado un transformador de corriente auxiliar, que sirve para adaptar la corriente secundaria del T.C. principal a la corriente requerida en el circuito del compensador.

Si se considera que la caída que se va a producir en la impedancia de la línea, se requiere que se reproduzca en el compensador para que el sensor la detecte y corrija la tensión el regulador en el centro de la carga, la relación de estas caídas deberá ser igual a la relación de transformación del T.P. referida a una base de línea a neutro. Es decir, cuando el primario del T.P. este conectado entre líneas, su relación de transformación se debe dividir entre 1.73, para efectuar los cálculos del ajuste requerido en el compensador. En el caso de T.P. con su primario conectado entre línea y neutro tenemos:

$$\text{Rel. T. P} = \frac{V_1}{V_2} \quad \text{y haciendo} \quad \frac{V_L}{V_c} = \text{Rel. T.P}$$

$$V_{XC} = \frac{V_{XL}}{\text{Rel. T.P}} = \frac{I_L * X_L}{\text{Rel.T.P}}$$

$$V_{RC} = \frac{V_{RL}}{\text{Rel.T.P}} = \frac{I_L * R_L}{\text{Rel.T.P}}$$

Los elementos internos del compensador deben estar ajustados en un valor de:

$$X_C = \frac{V_{XC}}{I_C} = \frac{(I_L / I_C) * X_L}{\text{Rel.T.P}} \quad \text{y} \quad R_C = \frac{V_{RC}}{I_C} = \frac{(I_L / I_C) * R_L}{\text{Rel.T.P}}$$

Para hacer mas clara la importancia del compensador de caída en la línea, se efectuaron los siguientes análisis:

En la figura 2 - 22 (a), se tiene el perfil de tensión a lo largo de la línea en condiciones sin carga y con plena carga, y sin tener compensación de la caída en la línea. Suponiendo que el regulador esta manteniendo el 100 % de la tensión nominal al principio de la línea, se observa que cuando no hay carga, la tensión entregada a todos los consumidores conectados a lo largo de la línea, esencialmente es el nominal, porque no circula corriente alguna por ella y consecuentemente no hay caída de tensión.

Pero con la corriente de plena carga fluyendo por la línea, se tendrá una caída en la tensión que en el tramo final de la línea puede rebasar el límite permisible, además de tenerse una variación que obviamente no es deseable. Por lo que los consumidores en el final de la línea recibirán una tensión alterada por la caída, mientras que los que se encuentran cerca del regulador no notarán cambio alguno.

Se podría pensar en regular al principio de la línea una tensión más elevada con el fin de evitar que al final de la misma no caiga por debajo del límite permitido, pero se tendría el problema que en horas de baja carga todos los consumidores tendrían una tensión alta y además, con plena carga, al final de la línea persistiría la variación no deseada. Ver figura 2 -22-(b)

En la figura 2 -22(c), se muestra que con la aplicación del compensador de caída en la línea, el regulador mantiene constante la tensión nominal en el centro de la carga en cualquier condición impuesta por la demanda. Al ir aumentando la carga el perfil de tensión se va inclinando, pero el regulador reacciona aumentando el valor al principio de la línea de tal forma que en el centro de la carga se vuelve a obtener la tensión nominal. Al bajar la carga, el perfil tiende a ponerse horizontal, aumentándose la tensión en el centro de carga, ahora el regulador reacciona bajando proporcionalmente la tensión al principio de la línea, para que en el centro de la carga se recupere el valor nominal (o deseado).

Analizando la figura, se observa que las variaciones de tensión que se tenían sin compensación al final de la línea, con compensación se han reducido prácticamente a la mitad. Por otro lado, la tensión, al principio de la línea quedó afectada con el mismo rango de variaciones que al final pero con valor mayor que el nominal.

Los consumidores conectados en ambos extremos de la línea, aún cuando todavía son afectados por las alteraciones, no están expuestos a elevaciones o caídas de tensión perjudiciales. Todavía es posible corregir el nivel de tensión en los extremes, modificando la relación de transformación de los transformadores de distribución, de tal manera que la tensión de entrega este fluctuando lo mas cerca posible del valor nominal.

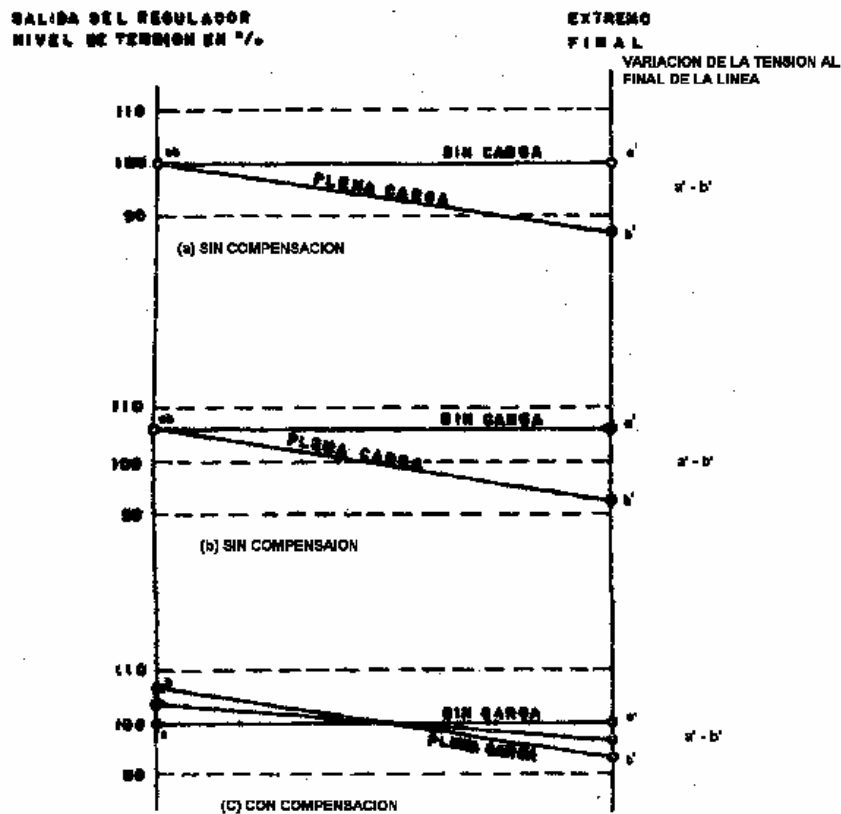


Figura 2-22

COMPENSACION DE LA CAIDA DE TENSION EN LA LINEA.

2.7.1.4 Sensor de voltaje

El sensor de voltaje es un dispositivo o parte de un circuito que permite comparar su tensión de entrada a una tensión preajustada, llamada nivel de tensión deseada; el nivel de tensión deseada tiene una tolerancia a la que se le llama ancho de banda (ver figura 2-23). Si la tensión aplicada al sensor esta fuera de los límites del ancho de banda, enviará una señal de subir o bajar la tensión de salida del regulador, si esta señal persiste el tiempo ajustado en el dispositivo de retardo de tiempo, hará operar el control de cambiador en el sentido adecuado, hasta que la tensión alcance un valor que este dentro del ancho de banda.

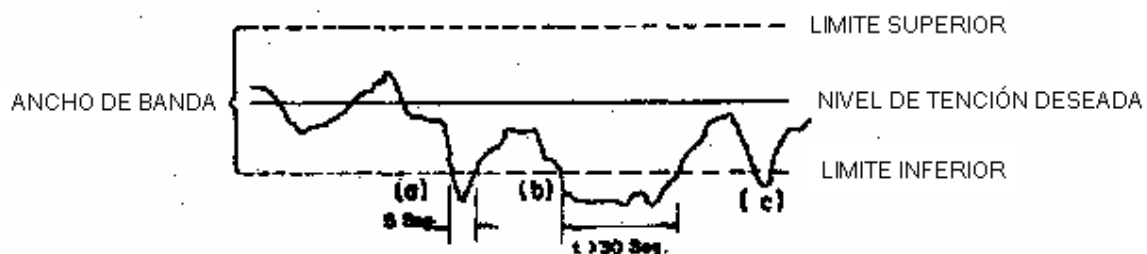


Figura 2-23

Ejemplo:

Suponiendo que el relevador de retraso de tiempo esta ajustado a 30 seg. y la variación de tensión es como se ve en la Fig. 2-23. Analizando la variación de la tensión en (a), (b) y (c) el sensor manda señal de subir tensión, pero, en (a) y (c) no llega a operar el cambiador de derivaciones y en (b) e) cambiador opera hasta alcanzar un voltaje de salida dentro del ancho de banda.

En los controles de regulación de tensión existentes en los reguladores del sistema de la Compañía de Luz, se tienen tres tipos diferentes de sensor de voltaje, los cuales se describen a continuación:

A) RELEVADOR REGULADOR DE VOLTAJE ELECTROMECHANICO TIPO SOLENOIDE CON BRAZO BALANCEADO

Existe una gran variedad de diseños de relevadores para regulación de tensión de este tipo; según las marcas, tipos y años de fabricación de los reguladores de voltaje, pero su principio de funcionamiento es el mismo. En la figura 2-24 se muestran los esquemas simplificados para el análisis físico y eléctrico de la operación de un sensor característico.

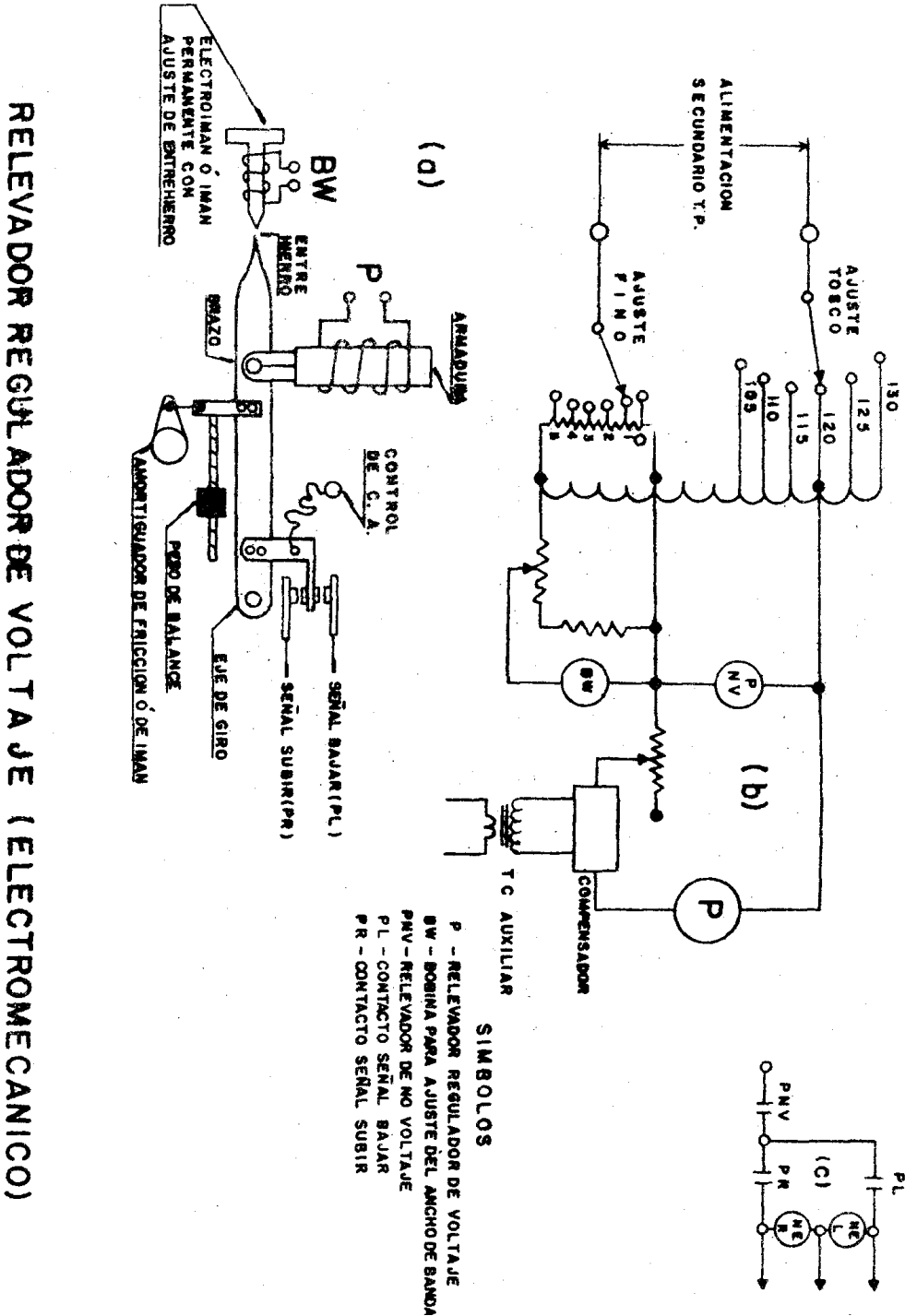


Figura 2-24

En el esquema (a) se ven físicamente los componentes del relevador. El relevador regulador tiene un núcleo de hierro suave que se desplaza libremente dentro de la bobina (P). El Jalón del solenoide varia proporcionalmente con la tensión que se le aplica, según se varíe la tensión del solenoide, el pistón se desplaza hacia arriba y hacia abajo alternativamente, transmitiendo el movimiento al brazo balanceado, quien a su vez hace que su contacto móvil se conecte a uno u otro contacto estacionario de los circuitos de señal de subir o bajar. Si se ajusta la tensión de alimentación a la bobina por medio de los reóstatos del autotransformador auxiliar del esquema (b), el brazo móvil se balancea entre los dos contactos estacionarios y se puede equilibrar en una posición intermedia ajustando la tensión deseada, Una vez balanceado, la operación del relevador sigue cualquier variación de tensión que ocurra en el lado de salida del regulador, si la tensión de salida cae, el brazo del relevador también cae, por lo tanto, es sensitivo a cualquier variación que ocurra y su operación actúa mandando la señal a otros componentes de control.

Si en la entrada del sensor se aplica una tensión igual al valor indicado en los reóstatos de ajuste de nivel de tensión y el brazo no toma la posición de equilibrio, este se puede lograr por medio del peso de balance, desplazándolo a la derecha o a la izquierda según se requiera, Para evitar las oscilaciones del brazo cuando ocurren variaciones momentáneas de tensión o cualquier tipo de vibración ocasionado por efectos eléctricos o mecánicos se tiene un amortiguador que asegura la operación estable del elemento móvil. El mostrado en la figura es de fricción y en otros relevadores se obtiene la amortiguación por medio de imanes permanentes colocados a ambos lados del brazo.

La amplitud del ancho de banda es obtenida por medio del ajuste del reóstato que controla la alimentación de la bobina de ancho de banda (8W). La bobina (BW) magnetiza a su núcleo que atrae el brazo del relevador con una fuerza que se opone al movimiento de la armadura, por lo que se requerirá una desviación mayor de la tensión aplicada a la bobina (P) para que el brazo salga de la posición de equilibrio. Los límites del valor en que el brazo se desplaza hacia arriba o hacia abajo, venciendo la fuerza de atracción del electroimán (BW), será el ancho de banda obtenido.

En otros relevadores en lugar del electroimán (BW), se utiliza un imán permanente para atraer el brazo balanceado del relevador, y la calibración de la fuerza de atracción requerida para obtener el ancho de banda, se efectúa aumentando o disminuyendo la longitud del estrehierro de acuerdo a las marcas de calibración de ancho de banda que trae impresa el mecanismo de movimiento del imán. Los relevadores mas simples que no cuentan con estos dispositivos, el ancho de banda se obtiene ajustando la separación entre los contactos estacionarios, midiendo las tensiones en que el contacto móvil del brazo toca el contacto de subir o bajar.

El relevador de no voltaje (P-NV) con contactos en el vástago común de los contactos PR y PL evita que se produzca una señal de cambio de derivación en caso de ocurrir una falla de tensión en la alimentación del relevador de regulación de voltaje.

B). RELEVADOR REGULADOR DE VOLTAJE, CON COMPARACIÓN DEL NIVEL DE TENSION RECTIFICADA, POR MEDIO DE UN CIRCUITO PUENTE CON DOS RESISTENCIAS DE CONDUCTOR FRIO, MEDICION CON GALVANOMETRO CERO Y CIRCUITO DE INTERPRETACIÓN ELECTROMECHANICO (PANTAM) .

La figura 2-25, corresponde al diagrama básico de este tipo de relevador regulador de voltaje, por lo que me basare en él para hacer el análisis de funcionamiento. La tensión de salida del T.P. del regulador, es aplicado a las terminales 1 y 2, esta tensión es modificada por la resistencia variable conectada entre las terminales 2 y 3, para ajustar el valor al nivel de tensión deseada. La tensión resultante es aplicada al puente rectificador a través del interruptor S3 S4, previamente el valor de tensión deseada es corregido por medio del reóstato de corrección del valor deseado, para encontrar el valor de equilibrio del galvanómetro cero. La tensión rectificada es conducida a un circuito puente, en donde dos resistencias de conductor frío de corriente dependiente alteran sus valores óhmicos como función de la tensión de medición; en condición de tensión deseada, entre los nodos superior e inferior de la diagonal del puente no aparece diferencia de potencial y el galvanómetro cero no tiene deflexión. El galvanómetro cero esta conectado a la diagonal del circuito puente con una resistencia ajustable en serie para regular la sensibilidad del sistema de medición, mediante la cual puede fijarse la "desviación admisible" (ancho de banda).

El sistema de medición de bobina móvil esta diseñado como un flujómetro. Tiene un pequeño par de torsión de restauración y una amortiguación muy alta. De esta manera, pequeñas desviaciones provocan lentitud y las grandes un movimiento rápido del sistema de medición.

Cuando ocurre una desviación de la tensión de alimentación hacia un valor bajo, los conductores fríos disminuyen su resistencia con lo que al modificarse las caídas en el puente, aparece una pequeña diferencia de tensión entre los nodos de la diagonal, proporcional al valor de la desviación de tensión, el nodo superior se vuelve mas positivo que el inferior. Esta diferencia de tensión la detecta el galvanómetro cero, deflexionando su armadura hacia el contacto primario P1. Si la desviación de la tensión es hacia un valor alto, la polaridad de los nodos se invierte resultando mas positivo el inferior que el superior, con lo que el galvanómetro cero deflexione ahora su armadura hacia el contacto primario P2.

La bobina móvil del sistema de medición esta provista con un brazo al final del cual tiene una pequeña lamina de material magnético suave, la armadura se mueve normalmente dentro de un espacio magnético tamizado, siguiendo libremente el avance

originado por la desviación de la tensión. La zona de tamizado tiene como límites dos pantallas magnéticas a través de las cuales la armadura puede pasar. Fuera del tamizado, opuestos a las pantallas, existen pequeños electroimanes (de amplificación), si la desviación de la tensión hace que la armadura entre en la ventana de la pantalla, llega al campo del imán amplificador que la atrae con una fuerza definida haciendo más rápido el movimiento para que cierre el contacto primario correspondiente sin percusión, que a su vez permite llegar la señal al circuito de interpretación.

Cuando la cantidad de salida se desvía a un valor bajo de la tensión deseada, la armadura se mueve al lado de mínimo y cierra el contacto primario Pi, energizando el relevador A, que excita el relevador direccional C vía el contacto a1, y se desenergizan los imanes amplificadores MI y M2 vía el contacto a3, mediante lo cual se libera nuevamente la armadura del sistema de medición. La respuesta del relevador C es sostenida por su contacto de sello c1, lo que significa que la cantidad entregada ha caído por debajo del valor deseado y permanece así dejando cerrado su contacto c en el circuito de salida de señal en espera de que se termine la secuencia total del circuito de interpretación para dejar pasar la señal al cambiador de derivaciones. Además, el relevador A excita al relevador X vía contacto a2 junto con el contacto c3 del relevador C y a través del contacto b2 del relevador 8. El relevador X se sella a través de su contacto x2 e invierte la polaridad del sistema de medición por medio de su contacto X3. Después de un periodo corto de sostenimiento, el relevador A cae nuevamente y excita así otra vez los imanes amplificadores, Si la desviación de la tensión deseada persiste, la armadura se mueve hacia el lado derecho, ya que la polaridad del sistema de medición fue invertida, y cierra el contacto primario P2, Se excita el relevador B, que permanece autosostenido también por un corto tiempo y desenergiza al relevador X mediante el cambio del contacto b2. Al mismo tiempo, los imanes amplificadores son nuevamente desenergizados por medio del contacto b3 y la armadura del sistema de medición esta lista para una medición adicional, A través de la caída del relevador X, el sistema de medición es conmutado de receso a su posición inicial. Con cada respuesta del relevador 8, el condensador C1 del contador de semiconducciones es cargado vía el contacto b4 con tensión constante y la carga se vierte en el condensador C2 cuando el relevador B cae.

Si la desviación de la tensión persiste aun, se repite el proceso que se describió y el condensador C2 es cargado en impulsos, hasta que la tensión de carga ha alcanzado la tensión de interrupción del transistor T y este ultimo se inclina de la condición óhmica alta a la condición óhmica baja.

La tensión de carga total que cae ahora instantáneamente a la resistencia RI y es suficiente para activar el diodo controlable D. En serie con el Diodo D esta el relevador H, que permanece excitado sólo momentáneamente, cerrando su contacto h que proporciona un impulse al relevador F que cierra su contacto f dejando pasar la señal hacia e1 cambiador de derivaciones vía el contacto c que permaneció cerrado durante

toda la secuencia. Al mismo tiempo, el condensador C2 es cortocircuitado por el contacto fl a través de la resistencia Ry mediante lo cual el contador es llevado a su estado inicial. El número de oscilaciones del sistema de medición total que dará por resultado un cambio de derivación, puede seleccionarse en el contador de semiconducciones, entre 5 y 25 impulsos, ajustando el potenciómetro R2 (factor de -tiempo),

Cuando la desviación de la tensión se reduce a un valor admisible o se Invierte, la armadura del sistema de medición cierra el contacto primario PI o P2 dos veces, consecutivamente, lo que hace el relevador 0 vía el contacto XI, del relevador X, con lo que se cierra el contacto 01 mediante el cual se cancelan los impulsos almacenados en C2 vía la resistencia R4. Además, el contacto 02 desconecta la alimentación del circuito de interpretación hasta que se termine el proceso de desconexión de todos los relevadores, dejándolo listo para iniciar otro proceso que sea requerido.

En el caso de desviación del valor deseado hacia un valor alto, se invierte la secuencia de operación del relevador. La armadura se mueve al lado máximo y primero cierra e) contacto P2 con lo que los relevadores 8, D y X responden casi simultáneamente, se desenergizan los imanes auxiliares y cambia la polaridad en el sistema de medición. Se acciona el contacto PI, responde el relevador A, cae el relevador X etc.

Como se puede observar, el tiempo de respuesta del relevador para enviar una señal de cambio, es en función inversa al valor de la desviación que origina su operación.

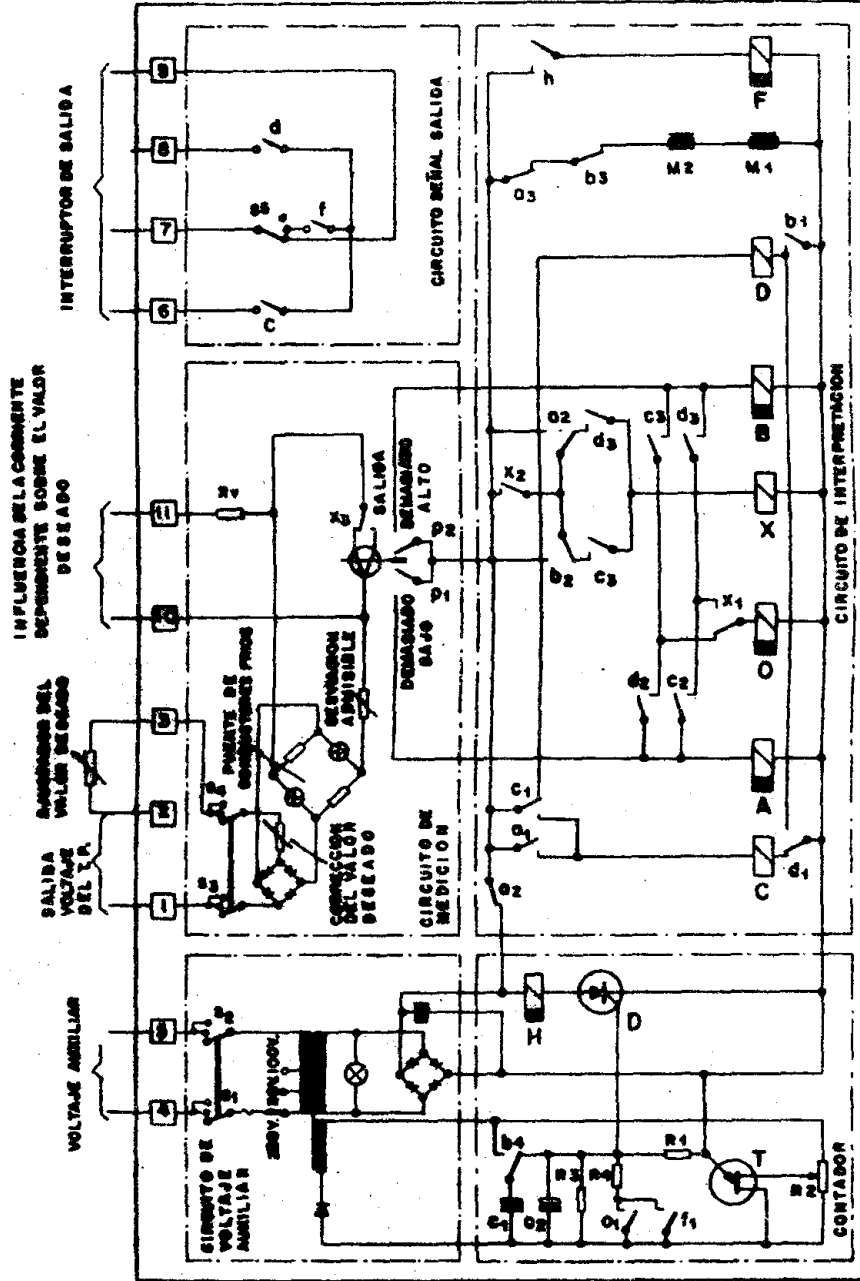


Figura 2-25

DIAGRAMA BASICO DE CONEXIONES PARA RELEVADOR REGULADOR DE VOLTAJE (P A N T A M)

C). RELEVADOR CON CONTROL ELECTRÓNICO DE LA TENSIÓN.

Algunos de los reguladores mas modernos traen integrados en su control automático de tensión un relevador cuyo circuito es a base de componentes electrónicos.

Como existen según las marcas varios tipos de relevadores de regulación de voltaje electrónicos cuyo principio de operación es mas o menos similar, escoge el tipo TMLT-32 de la marca General Electric para explicar su funcionamiento.

El circuito es el mostrado en la figura 2-26

La tensión secundaria del T.P. del regulador es aplicada a la entrada del control, esta tensión es reducida por el transformador (TI), para aplicar la al compensador de caída en la línea y al circuito sensor, hasta un nivel deseado. El reóstato (R29) proporciona ajustes del nivel de tensión sin pasos entre 105 y 135 volts.

Antes de aplicarse al Circuito sensor, la salida del transformador (TI) es modificada por el compensador de caída en la línea, que consta de un reactor escalonado (LI) y un reóstato (R27) con ajustes de compensación de 0 a 24 volts en la reactancia y la resistencia.

El elemento sensor de tensión del control es un puente de diodos zener. Las piernas del puente consisten de R6; CR21, CR22, Z1 y R12; CR19, CR20 y Z2; R28, R8, R7 y R15. Los resistores R12 y R15 son relativamente pequeños y pueden ser ignorados en este análisis general del puente. Los diodos CR19, -CR20, CR21 y CR22 se emplean para compensar la temperatura y también se ignoran en este análisis. Esto deja como elementos básicos del puente a R6, Z1, Z2, R28. R8 y R7,

Los diodos zener sirven como dispositivos de referencia y las variaciones de tensión se reflejan como diferencias de tensión a través de los resistores. Como los diodos zener son dispositivos de corriente, la tensión es rectificadas y filtrada antes de aplicaría al puente sensor. Para esa aplicación, el puente esta en su condición balanceada cuando el potencial en la unión de R6 y CR21 es igual al potencial del centro de la porción activa de R8, A medida que aumenta la tensión aplicada, el potencial al centro de R8 se eleva con respecto al potencial en la unión de R6 y CR21. A medida que este disminuye, ocurre la inversa.

La salida del puente sensor de tensión alimenta a los devanados de control de un par de amplificadores magnéticos (AMPI y AHP2) Al balancearse, el flujo de corriente en los devanados de control de AMP1 es de R9 a L3 y el flujo de corriente en los devanados de control de AMP2 de L3 a RIO. El flujo de corriente en esta dirección provoca que cada amplificador produzca impulsos negativos en el circuito de compuerta del diodo controlado SCRI, ya que se requiere una tensión de compuerta positiva para que el diodo SCRI conduzca, no habrá salida en el control.

Cuando la tensión aplicada aumenta, el potencial del centro de R8 se eleva con respecto al del nodo de R6 y CR21. Cuando el aumento es suficiente como para provocar que el potencial en el cursor inferior de R28 vaya hasta por arriba del potencial en la unión de R6 y CR21, se invertirá la corriente en el devanado de control de AMP2. Esta inversión de corriente provoca que AMP2 produzca impulsos positivos en el circuito de compuerta de SCRI y hace que conduzca. Puede verse que los diodos CR9 y CR10 del circuito AMP2, polarizan a este para que funcione en el medio ciclo de la onda de corriente alterna, cuando el fondo del transformador (T2) sea positivo con respecto a la parte superior. Por lo tanto, los impulsos positivos de AMP2 provocan que SCRI conduzca durante el medio ciclo aplicando la tensión a la porción inferior del circuito y cargara al capacitor C4, Este potencial se aplica a través del diodo CR14 al círculo de retraso de tiempo que consiste básicamente en un transistor uni-juntura (LIJT1) y una red de carga RC (R25 y C5).

Cuando C5 ha cargado lo suficiente como para provocar que UJT1 conduzca, el impulso creado por esta conducción se aplica al circuito de compuerta del diodo controlado SCR2, provocando que este conduzca. La conducción de SCR2 energiza al relevador K2 el cual, a su vez, energiza al motor de operación del cambiador de derivaciones en la dirección de bajar tensión. La constante de tiempo del circuito de carga RC se puede cambiar con el resistor variable R25.

Puede seguirse una secuencia similar, cada. En este caso, la corriente a través AMPI se invierte cuando el potencial en el bajo del potencial del nodo de R6 y CR21. cuando la parte superior de T2 es positiva que SCRI conduzca durante el medio ciclo, del circuito y el circuito temporizador es del diodo CR13. El circuito temporizador hace que conduzca SCR2 con lo que se energiza el relevador K1, el cual a su vez operará al motor en el sentido de subir tensión.

Si el dispositivo sensor de tensión regresa a su condición balanceada antes de que el capacitor C5 este totalmente cargado o se haya completado el ciclo de tiempo, el capacitor descargará a través de la misma trayectoria del circuito de carga.

2.7.1.5 Retardo de tiempo

Muchas de las variaciones de tensión, tales como las originadas por el arranque de motores son de tan corta duración que el corregirlas llevaría a una operación innecesaria del mecanismo. Para suministrar la mejor tensión promedio, en los reguladores se incorpora un retardo de tiempo en la secuencia de operación del control. Así, las variaciones de más corta duración que el tiempo de retardo, no se corrigen. Las variaciones de mayor duración si son corregidas por el regulador. En la mayoría de los reguladores, este retardo de tiempo puede ajustarse en el valor previamente seleccionado por ejemplo 30 seg., siendo este retardo constante, independientemente del valor de la desviación en volts, que ocurra fuera del ancho de banda. En algunos controles modernos

se tiene la opción de fijar un retraso de tiempo inverso al valor de la desviación de la tensión es decir, para desviaciones pequeñas el tiempo de retardo es largo y para desviaciones grandes el tiempo de retardo es corto, con esto se logra que la cantidad de cambios de derivación sea la más baja posible, evitándose el desgaste más rápido del cambiador de derivaciones y al mismo tiempo se logra mayor estabilidad en la tensión. En la figura 2-27 (a y b) se representan ejemplos de curvas características para tiempo inverso y para tiempo constante.

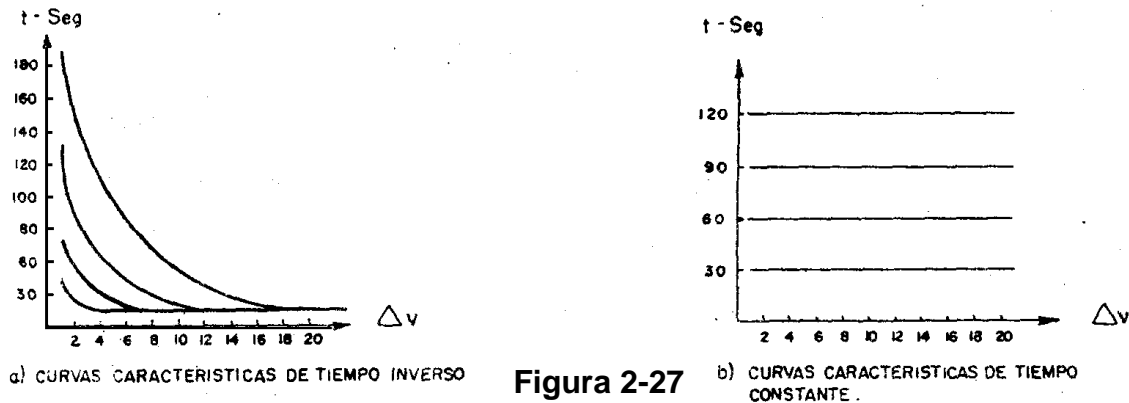


Figura 2-27

Se conocen tres formas básicas para obtener el retardo del tiempo:

1. Relevador de tiempo electromagnético.- Consiste en un pequeño motor de inducción controlado con las señales de subir y bajar el sensor de voltaje, con la señal de bajar gira en un sentido y con la de subir gira en el sentido contrario. Este motor acciona un disco o mecanismo donde se ajusta el tiempo de retardo requerido. Cuando la tensión del regulador se encuentra dentro del ancho de la banda, el mecanismo del relevador permanece en la posición neutral. Si ocurre una elevación de tensión, el mecanismo se mueve en el sentido correspondiente a velocidad constante, y al cumplirse el límite de tiempo ajustado, cierra el contacto del circuito de bajar que alimenta el motor del cambiador de derivaciones haciéndolo operar en el sentido de bajar tensión hasta que la desviación ha sido corregida.

Una vez corregida la desviación, el mecanismo del relevador regresa a su posición neutral.

Si la desviación es de baja tensión el mecanismo del relevador se mueve en sentido contrario y al transcurrir el tiempo ajustado, cierra el contacto del circuito de subir que controla al motor del cambiador para que opere en el sentido de elevación de tensión hasta que la desviación es corregida. Una vez que la tensión se encuentra nuevamente dentro del ancho de banda, el mecanismo del relevador regresa a su posición neutral.

2.- Relevador de tiempo térmico.- Este relevador consiste en dos elementos térmicos bimetálicos que son energizados con las señales de sensor de voltaje, uno esta conectado en el circuito de subir y el otro en el de bajar.

El tiempo de retardo de cada elemento térmico se ajusta por medio de un reóstato calibrado. Cuando la salida de tensión del regulador aumenta o disminuye según los límites previamente seleccionados, el sensor de voltaje permitirá un flujo de corriente a través del elemento térmico correspondiente del relevador de tiempo. Al final del tiempo de calentamiento (retardo de tiempo), los contactos del relevador se cierran energizando la bobina del relevador de potencia (de subir o de bajar) del motor del cambiador de derivaciones para efectuar el cambio requerido, al mismo tiempo el elemento térmico relevador se desenergiza. El tiempo disponible para el siguiente retardo de tiempo en la misma dirección dependerá de que tanto tiempo el ciclo ha estado fuera y que tanto calor ha retenido el elemento térmico. Como se ve, el relevador térmico de tiempo tiene una acción de integración.

3.- Control de tiempo por medio de dispositivos electrónicos.

En los relevadores con control electrónico de la tensión, generalmente una parte del circuito corresponde a la función de retardo de tiempo, como se puede observar en las figuras 2-25 y 2-26. En las páginas II0 y II4 se explican sus correspondientes circuitos de retardo de tiempo.

El retardo de tiempo se consigue aprovechando la característica de carga y descarga de un condensador intercalado en una red de carga RC, la tensión de carga del condensador es aplicada a un transistor tipo unijuntura (UJT), el cual tiene un valor de tensión en que cambia su característica óhmica de un valor alto a un valor bajo. El tiempo de carga del condensador es ajustado por un potenciómetro conectado en serie con el circuito RC.

Cuando la carga del condensador alcanza el valor de ruptura del transistor UJT, este cambia de la condición óhmica alta a la condición óhmica baja, volviéndose conductor. Esta conducción aplicada al circuito de compuerta de un diodo controlado, provoca que este conduzca, energizándose la bobina del relevador de subir o bajar, según sea la desviación de la tensión de salida del regulador que origine la secuencia de operación del control.

2.8 clasificación y aplicación de esquemas de protección.

Los sistemas de protección utilizados para los diferentes elementos, se basan en esquemas de relevadores, los cuales han sido seleccionados, tomando en cuenta los factores determinantes que los modernos Sistemas Eléctricos imponen, como son: alta complejidad de las redes, pequeños márgenes de estabilidad, alta confiabilidad en la continuidad del servicio, etc.

El criterio mas general izado para la protección de los elementos mas importantes del Sistema, como líneas de transmisión y subtransmisión, bancos de transformación en subestaciones de subtransmisión y distribución; es el de utilizar dos esquemas de protección, lo mas independientes que sea posible, a saber:

- 1).- Esquema principal o primario
- 2).- Esquema secundario ó de respaldo del principal.

Para satisfacer las condiciones indicadas, los esquemas que se utilizan deben desarrollar sus características de operación, cumpliendo con las tres funciones principales:

- 1).- Aislar todo tipo de fallas con alta rapidez, tanto con el Esquema primario como con el de respaldo.
- 2).- Aislar una (mínima porción del sistema en condiciones de falla.
- 3).- Proporcionar una máxima confiabilidad, tanto en los propios esquemas relevadoras, como en los elementos asociados (transformadores de instrumentos, cables de control, fuentes de alimentación para control, etc.).

2.9. Aplicación en bancos de transformación.

Como se vio en páginas anteriores, los transformadores están expuestos a recibir tensiones excesivamente elevadas y sobrecorrientes, que le pueden ocasionar la reducción de su vida útil, así como daños, que pueden ser leves o muy severos, los cuales en ocasiones son reparables en la base de instalación, pero generalmente obligan al retiro de la unidad para su reparación en taller. En ocasiones extremas la falla puede producir la explosión del equipo ocasionar que se incendie el aceite y los aislamientos, con el riesgo evidente para las personas que por alguna razón estén próximas al transformador.

Para prevenir las condiciones anormales y limitar los efectos de las fallas en los transformadores, se debe contar con dispositivos y circuitos de protección adecuados. Algunos dispositivos de protección están integrados a la unidad y otros son adicionados durante la instalación; los circuitos de protección se basan en esquemas de relevadores cuya función es detectar las condiciones anormales para enviar la señal de disparo a los interruptores de potencia de entrada y salida del banco.

Entre las protecciones más comunes se tienen:

- a) Protección diferencial

- b) Protección contra sobrecorrientes
- c) Pararrayos
- d) Relevador detector de gases (buchholz)
- e) Dispositivos de sobrepresión súbita
- f) Sistemas contra incendio.

2.8.2 Protección diferencial.- Es una protección que compara vectorialmente dos o más magnitudes eléctricas similares y actúa cuando el vector diferencia de dichas magnitudes excede un valor prefijado. La mayoría de las aplicaciones del relevador diferencial son del tipo diferencial de corriente, para protección de líneas, transformadores, generadores y maquinaria síncrona.

El relevador diferencial (87) mas usado, es el de inducción con disco aunque también se usa el de viga balanceada, siendo de operación instantánea la mayoría de ellos.

La protección diferencial esta indicada en el diagrama de la figura 2 - 28 (a). La diferencia de las corrientes que pasan por la bobina es nula, en condiciones normales, ya que la corriente I_1 es igual a la corriente I_2 . El tramo protegido es el comprendido entre los dos transformadores de corriente.

Si hubiera una falla en el interior de este tramo, las corrientes I_1 ó I_2 serán distintas en magnitud y en sentido al mostrado, y aparecería una corriente en la bobina del relevador que cerrarían los contactos y estos a su vez, harían abrir los interruptores extremos del tramo de línea, como se observa en la figura 2 – 28 (b).

Si la falla ocurriera fuera del tramo comprendido entre los T.C.'s, se volvería a caer en la primera condición, solo que las corrientes I_1 e I_2 serían mucho mayores que las normales.

El tramo de línea representado, en nuestro caso, es sustituido por un transformador. Pero como las corrientes de entrada y salida normalmente son distintas, los transformadores de corriente son de relación de transformación adecuada en amperes, a fin de que la cantidad de energía que entra por un lado del relevador, sea igual a la que sale por el otro lado, y la diferencia vectorial de las corrientes entrantes y salientes, resulte igual a cero, para que la condición de estabilidad se obtenga. En caso de cualquier falla interna, existirá un desbalanceo y al comparar las corrientes, existirá una diferencia que hará operar la protección.

Con el propósito de estabilizar el funcionamiento de los relevadores diferenciales, tienen una bobina más, la cual se llama restrictora. Los efectos de estas dos bobinas son opuestos y su funcionamiento es el siguiente. ver figura 2 - 28 (c).

La bobina operadora trabaja en proporción a la diferencia de las corrientes I_1 e I_2 . A medida que esta diferencia se acentúa, crecen sus efectos. La bobina restrictora esta

formada por dos partes, una que es atravesada por una corriente proporcional a I_1 y otra por I_2 , y como la derivación esta en el punto medio de los amperes-vueltas de las dos mitades son proporcionales a $N/2 * I_1$ y $N/2 * I_2$ (N es el numero de vueltas), lo que da por resultado que la suma de estas dos partes es igual a $N/2 (I_1 + I_2)$.

La bobina operadora por lo tanto trabaja en proporción a $I_1 - I_2$ y la restrictora en proporción a $(I_1 + I_2)$.

Para evitar operaciones erróneas, se admite una diferencia de no operación comprendida entre las dos corrientes I_1 e I_2 que permite que en esa diferencia este incluida cierta cantidad de energía que se pierde en el interior del tramo protegido. Esta cantidad puede representar las perdidas naturales de un transformador o algunas otras corrientes de desequilibrio del mismo, y aun las diferencias que marcan los TC's. Cuando se saturan sus núcleos con corrientes muy altas, por lo tanto, esta diferencia $I_1 - I_2$ es imposible mantenerla en cero.

Por estas razones los relevadores están adaptados para incluir una diferencia antes de operar.

A medida que las corrientes aumentan, por ejemplo, cuando hay un corto circuito en el exterior de la zona de protección diferencial, la diferencia también aumentaría y no conviene que los relevadores operen aun en este caso, por lo que se construyen estos aparatos para operar no propiamente con la diferencia sino con el porcentaje de diferencia con respecto a una de las corrientes, I_1 ó I_2 (generalmente la mas pequeña) la cual si permanece constante, denominándose por esta razón, relevadores de porcentaje diferencial.

Los relevadores diferenciales tienen características de porcentaje de pendiente y se puede ajustar en el aparato 10, 15, 25, 40 etc. porcentaje de pendiente que se requiera, de acuerdo con las condiciones existentes.

Los relevadores diferenciales no necesitan tener características de tiempo retardado o tiempo inverso, como los de sobrecorriente u otros, y se construyen, cayendo dentro de la clasificación de relevadores instantáneos aun cuando hay unos más rápidos en su operación que otros. La razón para ser instantáneos es que al proteger una zona completamente definida entre los TC's detectores, no es necesario considerar secuencias de operación con respecto a otra parte del Sistema y mientras mas rápidamente se libre el equipo de una falla, menores efectos tendrá el deterioro de este.

El faseado de una protección diferencial es, uno de los que requieren mayor cuidado, puesto que de no efectuarse correctamente, provocara falsas opresiones.

Para efectuar un buen faseado, deben tomarse en cuenta la polaridad de los transformadores de corriente, y también en los sistemas trifásicos analizar las conexiones que se tengan (delta o estrella) tanto en el transformador de potencia como en los TC's de la protección diferencial, para determinar los valores vectoriales de las corrientes que van a actuar en los relevadores de esta protección.

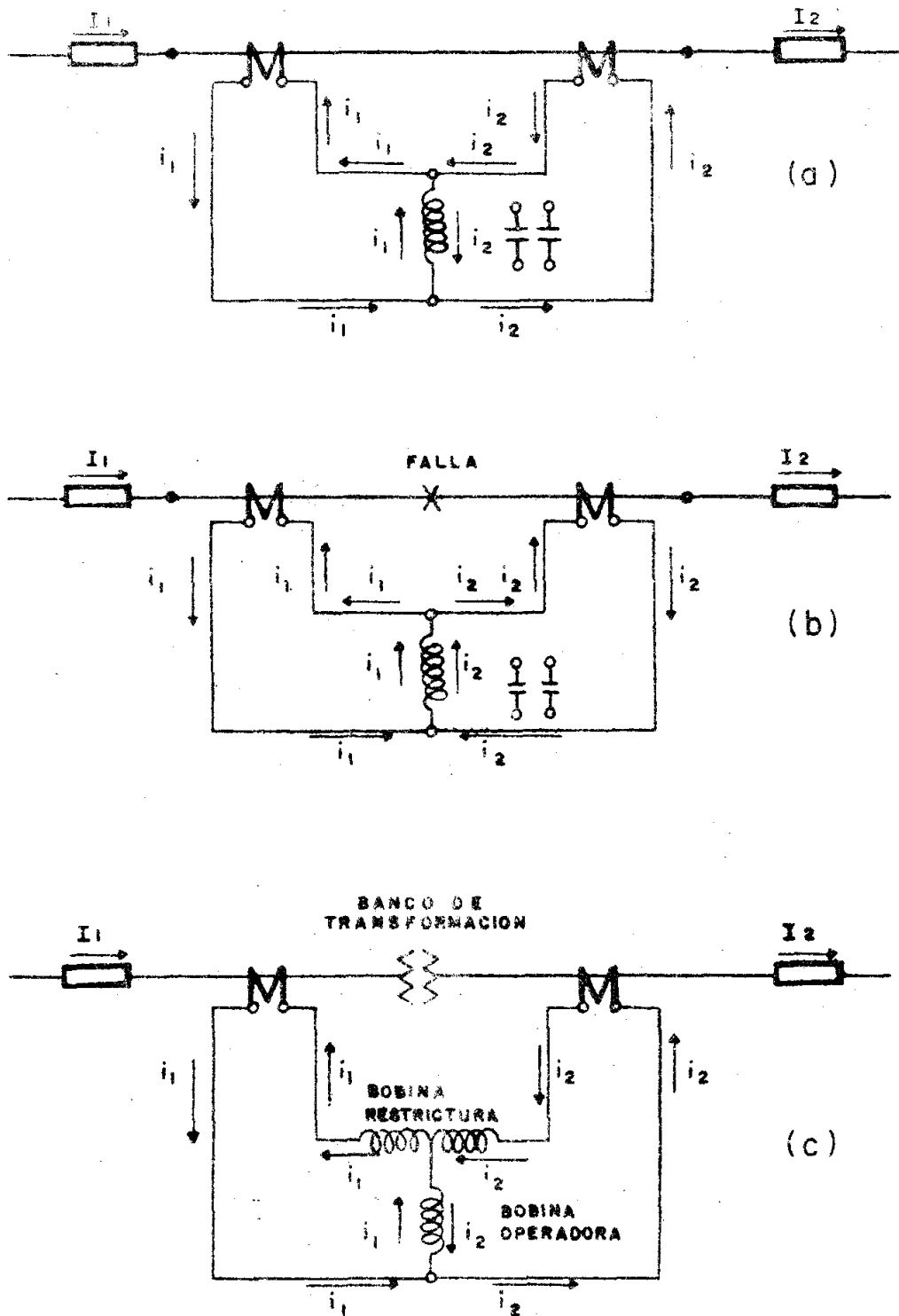


Figura 2-28

PROTECCION DIFERENCIAL.

2.8.3 Protección contra sobrecorrientes.

La protección contra sobrecorriente (51) se emplea para la protección contra fallas de transformadores que tienen interruptores de potencia y es una protección de respaldo de la protección diferencial.

Se tienen instalados tres T.C.'s uno en cada fase, y al menos dos relevadores de sobrecorriente de fase y un relevador de sobrecorriente de tierra en cada lado del banco de transformación. Los relevadores de sobrecorriente tienen un elemento de tiempo inverso, la puesta en servicio se ajusta un poco mas alta de la corriente nominal de carga máxima, es decir casi 150% de la máxima, y su acción retardada debe ser suficiente para tener selectividad con el equipo de protección de elementos adyacentes del Sistema durante fallas externas. Los relevadores tienen también un elemento instantáneo cuya calibración se hace un poco mas elevada que la corriente máxima de cortocircuito para una falla externa o la corriente magnetizante transitoria de conexión.

Cuando el banco de transformación esta conectado a mas de una fuente de corriente de cortocircuito, puede ser necesaria la direccionalidad, al menos en algunos relevadores de sobrecorriente, para obtener mejor protección y selectividad de las fallas externas. También se requiere direccionalidad en la protección de respaldo para fallas a tierra en el devanado primario del banco de transformación, cuando la conexión es en estrella con el neutro conectado a tierra (67N).

Para obtener la protección de respaldo contra fallas externa, un banco de transformación protegido en forma diferencial debe tener relevadores de sobre corriente de tiempo inverso, alimentados de preferencia a partir de distintos TC' s que los utilizados con los relevadores diferenciales, para disparar los interruptores del lado de falla cuando persiste por mucho tiempo una falla externa.

2.8.3. Pararrayos.

La practica actual en el diseño de subestaciones de alta tensión es proteger las instalaciones tanto de las sobretensiones de origen externo, debidas a rayos, como de las sobretensiones de origen interno, debidas a la apertura o cierre de interruptores, de manera que estas sobretensiones no alcancen valores que excedan el nivel de aislamiento adoptado.

Los transformadores de potencia se protegen mediante pararrayos, colocados lo mas cerca posible de sus terminales y las características de protección deben seleccionarse de acuerdo con las condiciones específicas de cada sistema y coordinarse con las características de aislamiento de los transformadores.

Estos pararrayos proporcionan también una protección contra sobretensiones a la zona de las barras colectoras y del equipo terminal de las líneas, pero debido a la mayor distancia entre los pararrayos y ese equipo y a los fenómenos asociados con la propagación y reflexión de las ondas de tensión, la protección al equipo mas alejado de los

pararrayos se reduce, por lo que puede quedar sometido a sobretensiones mas altas que las que se alcanzan en el lugar próximo a los pararrayos.

La función de los pararrayos es proporcionar un camino para las corrientes intensas al rededor del transformador y así disipar la energía de la onda sin efectos nocivos. Estas corrientes debidas a la operación de los pararrayos son conducidas a la red de tierras de la subestación.

El pararrayos básicamente es una envolvente de porcelana herméticamente cerrada, en cuyo interior se encuentran montadas las partes activas del des cargador, entre las quo figuran la resistencia que trabaja en función de la tensión y el explosor de extinción compuesto de electrodos tipo tobera. las características de la resistencia dependen de la tensión a la que operan, y tiene la propiedad de que, al pasar por el la intensidades de cualquier magnitud, varia automáticamente su resistencia, de tal modo que la carda de tensión adquiere valores admisibles determinados.

Como su valor de resistencia es relativamente elevado en el nivel de la tensión de servicio, la intensidad de corriente posterior se limita tanto que es interrumpida con toda seguridad por el explosor de extinción.

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

2.8.4. Relevador detector de gases (Buchholz).

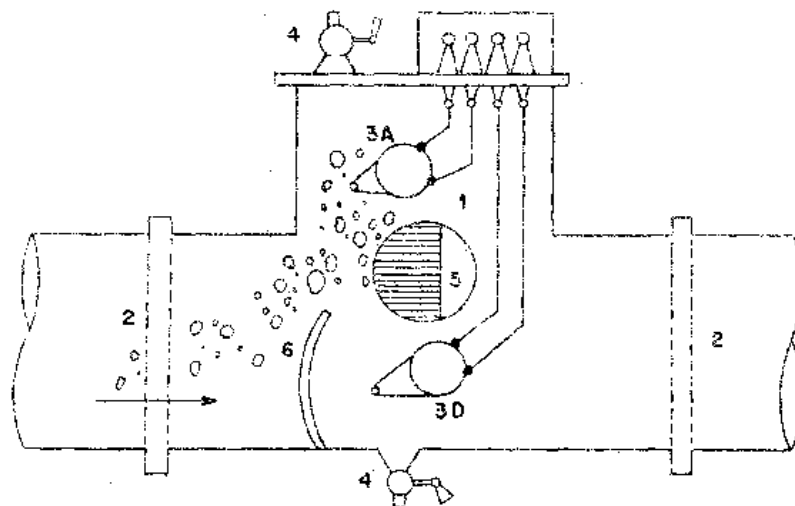
El relevador buchholz o trafoscopio (63), se tiene instalado en transformadores de potencia de capacidad mayor de 10 MVA y en reguladores de voltaje de 23 KV, que cuentan con tanque conservador de aceite. Su instalación es intercalada en la tubería que comunica el tanque conservador con el tanque del transformador. Estos relevadores tienen la función de captar desperfectos ocurridos en el interior de los transformadores que originen desprendimientos de gases.

En la figura 2 - 29 se muestra esquemáticamente un relevador buchholz indicando los elementos constitutivos del mismo:

1. Cámaras de acumulación de gases.
2. Bridas de conexión, una para el lado del transformador y la otra del conservador.
3. Dos flotadores equipados con un bulbo de mercurio que sirve como interruptor en su operación, 3A sirve para alarma y 3D para disparo.
4. Dos válvulas que sirven para "purgar" el trafoscopio y para evacuar los gases acumulados.
5. Registro de cristal, sirve para verificar el nivel del aceite y cantidad de gases

acumulados.

6. Placa desviadora, sirve para obligar a los gases a pasar a la parte superior del recipiente.



TRAFOSCOPIO

Figura 2-29

La posición del flotador de alarma (3A), depende del nivel de aceite en la cámara (1), siendo este nivel función, a su vez, de la presión de los gases que contiene el aceite. En cuanto al flotador de desconexión, (3D) su posición depende de la velocidad del caudal de aceite y de gas que circulan desde el transformador al deposito conservador.

El funcionamiento del relevador es el siguiente:

La cámara (1) normalmente llena de aceite, contiene los flotadores 3A y 3D, móviles alrededor de sus ejes de giro. Si, a consecuencia de una falla incipiente o poco importante, se producen pequeñas burbujas de gas, estas se elevan en el tanque del transformador, y se dirigen hacia el deposito conservador de aceite. Estas burbujas al llegar al aparato, son acumuladas en la cámara (1), donde baja progresivamente el nivel de aceite a medida que se aumenta el volumen de gas. Cuando la cantidad de gas es suficiente, la inclinación del flotador (3A) llega a cerrar su contacto, enviando la señal al cuadro de alarmas del tablero de la subestación (visual y sonora). Si continua el desprendimiento de gas, el nivel de aceite en la cámara (1) baja hasta que los gases pueden pasar a la tubería que los lleva hasta el tanque conservación.

Una observación de la cantidad y aspecto de los gases desprendidos permite localizar la naturaleza y la gravedad de la falla. El color de los gases da una idea del lugar donde se tiene la falla, por ejemplo:

- Gases blancos, proceden de la destrucción del papel
- Gases amarillos, proceden del deterioro de piezas de madera

- Gases negros o grises, proceden de la descomposición del aceite.

El flotador (3D) conserva un reposo mientras el desprendimiento de gas es lento. Si la falla se acentúa, el desprendimiento se hace violento produciendo grandes burbujas, con lo que se forma un flujo brusco de gas y aceite a través de la tubería, hacia el tanque conservador. Este flujo encuentra el flotador (3D) y lo acciona, lo que provoca el cierre de su contacto, con lo que se manda la señal de apertura de los interruptores de potencia del banco de transformación. Se obtiene el mismo resultado, en caso de sobrecarga peligrosa para el transformador, porque la corriente de carga resulta demasiado elevada o a consecuencia de un cortocircuito en la red secundaria; en este caso, a consecuencia del calentamiento de las bobinas, se producen gran cantidad de pequeñas burbujas, que actúan como si se tratara de algunas grandes, es decir, a manera de un choque que obliga a refluir el aceite, el cual acciona el flotador (3D). Esta acción es tan rápida que el disparo de los interruptores se produce antes de que el transformador sea afectado por la sobrecarga.

La aparición de las pequeñas burbujas gaseosas se manifiesta solamente cuando las temperaturas de las bobinas se elevan hasta el punto en que el aceite se volatiliza, que es alrededor de 150°C, por lo que la temperatura de las bobinas no puede elevarse mucho por encima de esta temperatura. Según la clase de anomalía, se produce gas en forma lenta, como por ejemplo, por corrientes parásitas, cortos circuitos entre espiras, conexiones defectuosas, o bien se produce gas en forma violenta, como por ejemplo, por arcos de gran energía, entre fases o de fase a núcleo o tanque. El empleo del relevador Buchholz reduce en forma importante el peligro de explosión e incendio del aceite que puede producirse a consecuencia de una falla en el transformador.

2.8.5 Dispositivos de sobrepresión súbita.

En casos excepcionales donde no se tiene tanque conservador, en los transformadores, el relevador tipo buchholz no se puede instalar. En estos casos se tienen instalados relevadores de sobrepresión súbita. Este es un dispositivo mecánico compuesto por una compuerta aprisionada con un resorte que es vencido cuando la presión interna de un valor de aproximadamente 0.7 Kg/cm², una vez abierta la compuerta y descargada la sobrepresión vuelve a cerrarse. En algunos dispositivos se cuenta con un micro switch para mandar serial de alarma o de disparo y en otros se tiene también una señal fija visual que indica cuando el dispositivo ha operado.

2.8.6 Sistema contra incendio.

Los transformadores están expuestos a derramar el aceite dieléctrico e incluso explotar, cuando ocurre alguna falla interna severa, Lo cual presenta un riesgo de incendio debido a los componentes inflamables, como son los aislamientos y el aceite dieléctrico; cuando la falla se produce en las boquillas terminales también se corre este riesgo. Si se

tiene una fuga importante de aceite que por alguna razón no es atendida oportunamente, se puede llegar a inflamar si en alguno de los circuitos de control o equipos auxiliares ocurre un chisporroteo o flamazo.

Para prevenir el riesgo de incendio, en algunas subestaciones, se cuenta con un sistema contra incendio para proteger los bancos de transformación.

El sistema contra incendio común, comprende los siguientes elementos, cuya función se expone de manera breve:

Cada transformador es rodeado por una instalación de tubería en la cual están dispuestos regaderas o aspersores colocados convenientemente, para que cuando se registre un conato de incendio, el agua bañe el transformador y así extinguir las llamas lo más pronto posible.

También en cada transformador, se tienen colocados en lugares estratégicos varios termodetectores, que van a operar cuando una alta temperatura (del orden de ignición) sea detectada. Estos termodetectores tienen un elemento bimetálico que controla un contacto normalmente abierto, el cual es cerrado cuando se detecta la alta temperatura, mandando la señal de apertura a la electroválvula que controla la alimentación de agua a presión del sistema contra incendio hacia el transformador o banco correspondiente.

En algunos casos la señal de los termodetectores tiene conexión con el relevador auxiliar de disparo de los interruptores del banco, para desenergizar en caso de incendio.

La electroválvula controlada por la señal de los termodetectores, a su vez por medio de una presión de agua que retiene, controla la válvula de alimentación de la tubería de los aspersores del transformador correspondiente. Al llegar la señal a la electroválvula, esta se abre, desfogando la presión del control y provocando por diferencia de presiones la apertura de la válvula principal, lo que permite el flujo de agua hacia la zona del incendio.

Un tanque general de almacenamiento proporciona el agua a la presión requerida. El agua es mantenida a un nivel determinado y la presión es obtenida por medio de un colchón de aire, controlado por un sistema de compresión.

N.ASA	TIPO	CANT	DESCRIPCION	FUNCION
51	IAC (GE) CDG (EE)	2	Sobre corriente con unidad de tiempo inverso de 4 a 16 amp. y unidad instantánea	Protección de respaldo, la unidad instantánea para el banco y la -- unidad de tiempo para los alimentadores.
67-N	JBCG (GE) CRD (WH)	1	Sobre corriente direccional con unidad de tiempo inverso de -- 0,5 a 2 amp. con polarización de corriente y potencial.	Protección de respaldo para fallas a tierra en el devanado primario del banco.
87-T	BDD (GE)	3	Diferencial de banco con 3 bobinas de restricción y supresión de armónicas.	Protección primaria del banco para cualquier tipo de falla dentro de la zona de la diferencial.
86	HER (GE)	3	Auxiliar de disparo, reposición manual, 16 contactos.	Auxiliar de disparo de las protecciones primarias y de respaldo.
51-N	IAC (GE) CDG (EE)	3	Sobre corriente con unidad de tiempo inverso de 0.5 a 2 amp. y unidad instantánea.	Protección de respaldo para fallas a tierra en la zona entre los T.C.s del lado de baja tensión y el devanado secundario del banco
51-TT		1	Tiempo definido con unidad instantánea de 0.5 a 2 amp.	Protección de respaldo para fallas de interruptor en el lado de 230 KV. NOTA: Solo se usa cuando no existe esquema de protección de respaldo local por falla de interruptor.
63	Transfoscopio	1	Detector de gas.	Protege el banco contra fallas internas incipientes.

Tabla 2-1

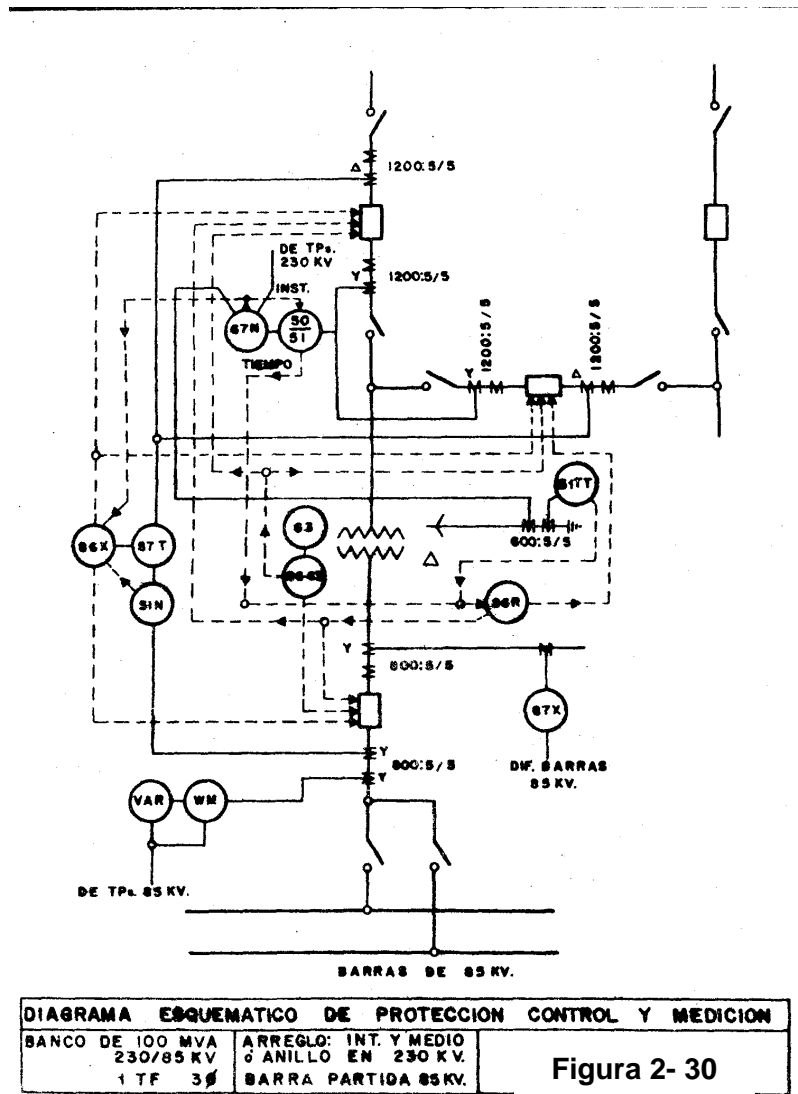
Descripción y funciones de los relevadores empleados en el esquema de la **Figura 2-30**

Ejemplo: De aplicación de un esquema de protección a un banco de transformación.

Los esquemas de protección aplicados a bancos de transformación difieren según el tipo de banco y sus conexiones de A.T. y B.T., así como el arreglo que se tenga en la subestación, tanto por A.T. como por B.T.

En la figura 2 - 30, se presenta el diagrama esquemático de protección, control y medición de un banco de transformación de 100 MVA, 230 /85 KV y un transformador trifásico, conectado en un arreglo de interruptor y medio S anillo en 230 KV y barra partida en 85 KV.

La descripción y función de los relevadores utilizados se puede ver en la tabla 2 - 1



CAPITULO 3

3.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

La explicación e Importancia del mantenimiento predicativo aplicado a transformadores de potencia, se vio en el capítulo I, así como su relación con el mantenimiento preventivo y correctivo. En esta sección se tratará la explicación y procedimiento de las pruebas que se ejecutan en los transformadores. Se puede decir que el mantenimiento predicativo de un transformador se inicia desde las pruebas de fabricación, ya que los resultados de dichas pruebas son la base para la comprobación estadística de la variación de los resultados de pruebas posteriores durante la operación del aparato.

Algunas de las pruebas sólo se efectúan en la recepción de fabricación; por no contarse en el campo con las condiciones y equipo adecuado para ejecutarlas o por ser específicas para la comprobación del diseño y fabricación. Otras pruebas o determinaciones sólo se requieren durante el mantenimiento preventivo ó correctivo y como es el caso del registro de impactos, sólo durante el transporte del aparato. Las pruebas de control del aceite, se hacen en laboratorio y comprueban sus características físicas, químicas y eléctricas, que nos permiten conocer el estado de deterioro o contaminación del mismo. Los resultados de estas pruebas pueden ser, un índice del grado de deterioro de los aislamientos sólidos y de las condiciones en que ha estado operando el transformador.

Las pruebas de factor de potencia, rigidez dieléctrica, tensión interfacial y acidez del aceite, están incluidas en las de control, y se pueden efectuar en el campo, cuando los datos son requeridos de inmediato ó no se tiene disponibilidad en el laboratorio para llevarlas a cabo. No existe un orden establecido para efectuar las pruebas en los transformadores, aunque es recomendable comenzar por las pruebas más críticas, es decir, por las pruebas dieléctricas; en la mayoría de los casos, el motivo de la intervención, define las pruebas requeridas y el orden más conveniente a seguir.

A continuación se presenta una lista de las pruebas que se relacionan con los transformadores de potencia, cuya numeración corresponde a las pruebas que se recomiendan aplicar según los casos descritos en la tabla 3 - 1 siguiente.

SITUACIÓN DEL TRANSFORMADOR	PRUEBAS RECOMENDADAS																						
	1	2	3 a)	3 b)	3 c)	3 d)	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
1.- RECEPCIÓN DE FABRICACIÓN	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X				X			X	X
2.- DESPUES DE REPARADO	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X				X			X	X
3.- DESPUES DE UN TRANSPORTE DISTANTE	X	X					X											X			X		
4.- CUANDO A ESTADO ALMACENADO	X	X	X	X	X														X			X	X
5.- ANTES Y DESPUES DE UN PROCESO DE SECADO	X	X	X	X	X	X	X								X	X			X			X	
6.- DURANTE UN PROCESO DE SECADO	X		X2	X2	X2														X		X	X	
7.- ANTES Y DESPUES DE UN CAMBIO DE ACEITE	X	X	X	X	X	X									X				X			X	
8.- ANTES DE LA PUESTA EN SERVICIO	X	X	X	X	X	X	X								X				X			X	X
9.- PERIODICAMENTE DURANTE LA OPERACIÓN	X	X	X	X	X	X									X	X							X
10.- DESPUES DE SALIR DE SERVICIO POR OPERACIÓN DE SUS PROTECCIONES O POR DISTURBIO EXTERNO	X	X	X				X								X	X	X						X3

Notas:

- 1.- SE INCLUYE EN LAS PRUEBAS DE CONTROL
- 2.- SI EL ACEITE SE UTILIZA EN EL PROCESO DE SECADO
- 3.- OPCIONAL, SI SE CONSIDERA CONVENIENTE

**PRUEBAS APLICABLES A TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y EQUIPO
SIMILAR**

TABLA 3-1

CLASIFICACIÓN DE PRUEBAS APLICABLES A TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y EQUIPO SIMILAR.

Los números anotados en las pruebas recomendadas, corresponden como sigue:

1. Resistencia de aislamiento y absorción dieléctrica.
2. Factor de potencia (Devanados, boquillas y aceite).
3. Pruebas de aceite aislante.
 - a) Rigidez dieléctrica.
 - b) Compuestos polares.
 - c) Acidez
 - d) Pruebas de control (En laboratorio - Físicas, Químicas y eléctricas).
4. Polaridad y relación de transformación de devanados
5. Dieléctrica de tensión aplicada.
6. Dieléctrica de tensión inducida.
7. De impulso
8. Medición de resistencias óhmicas de devanados.
9. Medición de pérdidas en el núcleo y corriente de excitación.
10. Medición de pérdidas en el cobre e impedancia.
11. Pruebas de temperatura.
12. Determinación del contenido de gases disueltos en el aceite.
13. Análisis cromatográfico de gases disueltos en aceite y en N₂.
14. Análisis de los gases acumulados en el relevador buchholz
15. Registro de impactos.
16. Localización de fugas.
17. Medición de vacío.
18. Medición de humedad residual y humedad relativa.
19. Prueba de accesorios.

PRUEBAS Y MÉTODOS

3.1.1.1 Prueba de Resistencia de Aislamiento y de Absorción Dieléctrica.

La resistencia de aislamiento puede definirse como la resistencia en Mega Ohms, que ofrece un aislamiento a una tensión aplicada de corriente continua. La corriente resultante es la corriente de aislamiento, la cual se compone de:

- 1º. Corriente de conducción y de fuga, que es la corriente que fluye a través del aislamiento y sobre su superficie.
- 2º. Corriente de absorción dieléctrica, que es la causa del bajo valor inicial de la resistencia del aislamiento, esta corriente disminuye con el tiempo, requiriendo de 10 a 15 minutos para alcanzar un valor despreciable,
- 3º. Corriente originada por el efecto capacitivo del aislamiento, la cual es grande en cantidad y de corta duración, (aprox. 15 seg.).

La resistencia de aislamiento, es proporcional al espesor de una capa homogénea de material aislante e inversamente proporcional al área del material bajo prueba. La curva de

resistencia de aislamiento contra tiempo se conoce como la curva de "absorción dieléctrica". La prueba de medición de resistencia de aislamiento es una prueba no destructiva y nos da una indicación más o menos confiable del estado de los aislamientos de los devanados en el transformador y nos revela: la cantidad relativa de humedad en el aislamiento, la corriente de fuga en las superficies húmedas o sucias del aislamiento y detecta deterioración o fallas de los aislamientos de devanados por medio de curvas tiempo resistencia de aislamiento.

La resistencia de aislamiento no es la medida definitiva del voltaje que un aislamiento puede soportar, pero permite estimar la confiabilidad de someterlo a un nivel de voltaje determinado. El método más usual para medir la resistencia de aislamiento de un transformador, es haciendo uso del instrumento llamado "Megger", que es un aparato indicador de lectura directa y cuya escala está graduada en Mega Ohms. Su principio se basa en aplicar un determinado voltaje de prueba al aislamiento "y medir la corriente que proporciona, indicando la lectura en la escala graduada en Mega Ohms.

La potencia para la medición la suministra un pequeño generador operado a mano o motorizado, siendo este último tipo el de más aceptación, debido a la uniformidad de la tensión aplicada. Cuando el aislamiento está húmedo, deteriorado o sucio, la corriente de fuga será grande en relación con las de absorción y esto resultará, en que la aguja del aparato se moverá rápidamente a un valor donde comienza a amortiguarse el movimiento, tendiendo a estabilizarse, de tal forma que se obtiene una diferencia en las lecturas muy pequeña, lo que indica la sospecha de humedad o partículas extrañas. Por otro lado, si el aislamiento se encuentra en buenas condiciones, la corriente de fuga será pequeña en relación a la absorción dieléctrica, y ésta tendrá un efecto pronunciado mientras fluye. Por lo que si el aislamiento está seco, la absorción dieléctrica es grande al principio y gradualmente decae a medida que el aislamiento alcanza su estado final de carga. Si el probador es operado a mano, la lectura se puede hacer a los dos minutos y si se cuenta con un probador motorizado, se deben tomar las lecturas cada 15 segundos hasta el primer minuto y posteriormente cada minuto hasta llegar a 10 minutos.

ÍNDICE DE POLARIZACIÓN.- La pendiente de la curva de absorción dieléctrica tomada a una temperatura dada, indica el grado de secado del aislamiento, esta pendiente, se puede expresar como el índice de polarización por medio de la siguiente relación:

$$I_p = \frac{\text{Resist. Aislam. a 10 min.}}{\text{Resist. Aislam. a 1 min.}}$$

También se puede obtener el índice de absorción dieléctrica mediante la relación:

$$I A D = \frac{\text{Resist. Aislam. al min.}}{\text{Resist. Aislam. a 30 seg.}}$$

En la tabla siguiente se presentan los valores de I.P. y DE I.A.D. y su interpretación.

CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO	I. A. D.	I. P.
Peligroso		(-) de 1.0
Malo	(-) de 1.1	(-) de 1.5
Dudoso	1.1 a 1.25	1.5 a 2.0
Regular	1.25 a 1.4	2.0 a 3.0
Bueno	1.4 a 1.6	3.0 a 4.0
Exelente	(+) de 1.60	(+) de 4.0

Tabla 3-2

Factores que afectan la medición de la resistencia de aislamiento.

Voltaje de prueba.- Existen en el mercado diferentes tipos de probadores en los cuales el voltaje se puede seleccionar de 500 a 5000 volts. Debe escogerse un rango de tensión que no sobrepase el valor nominal o la clase del devanado bajo prueba. Algunas veces es recomendable tomar lecturas a diferentes voltajes con el propósito de comparar, las lecturas obtenidas será un poco menor para los voltajes más altos y si la disminución es apreciable, se puede suponer que el aislamiento no se encuentra en muy buenas condiciones. Con el propósito de llevar una estadística durante la operación del transformador, es conveniente efectuar la prueba periódicamente con un voltaje determinado (Por ejemplo: 2500 V) y de preferencia con el mismo aparato.

Temperatura.- La Temperatura tiene un efecto apreciable en la lectura, reduce el valor de la resistencia del aislamiento considerablemente. Para relacionar debidamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento sería conveniente que cada medición se hiciera a la misma temperatura base, pero como no es práctico cumplir con ese requisito debido a los diversos factores que determinan la temperatura del transformador durante su disponibilidad para las pruebas, los valores obtenidos a la temperatura de prueba deben ser corregidos a la de base, que usualmente en la práctica es de 20°C. Los datos necesarios para efectuar estas correcciones pueden ser establecidos tomando los valores de 10 minutos de dos curvas de absorción di eléctricas obtenidas a temperaturas muy diferentes, una a la temperatura próxima de operación a plena carga y la otra a la temperatura ambiente; utilizando como ordenadas una escala logarítmica con valores en Mega Ohms y como abscisas una escala lineal con valores en ° C, se localizan los dos puntos de intersección temperatura resistencia de aislamiento de las pruebas de referencia y se traza por ellos una línea recta a través de un rango de temperatura de 10 a 90 ° C, obteniéndose una gráfica semi-logarítmica. Por medio de esta curva, la resistencia de aislamiento medida a cualquier temperatura puede ser convertida directamente a cualquier temperatura comprendida dentro del rango de la gráfica. También se pueden utilizar los valores de corrección de resistencia de aislamiento referidos a 20 ° C, establecidos por algunos fabricantes, los cuales se presentan en la tabla 3-3.

TEMPERATURA PROMEDIO °C	FACTOR DE CORRECCIÓN	TEMPERATURA PROMEDIO °C	FACTOR DE CORRECCIÓN
0	0.30	50	6.0
5	0.40	55	8.0
10	0.54	60	11.0
15	0.73	65	14.8
20	1.0	70	20.0
25	1.3	75	26.8
30	1.8	80	32.2
35	2.5	85	49.5
40	3.3	90	66.0
45	4.5	95	89.0
$M \Omega \text{ A } 20 \text{ } ^\circ\text{C} = M \Omega \text{ A } T \text{ } ^\circ\text{C} \times KAT \text{ } ^\circ\text{C}$			

FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO
TABLA 3-3

Procedimientos para efectuar las pruebas de resistencia de aislamiento.

Las consideraciones más importantes para esta prueba son que el transformador debe estar a una temperatura cercana a la ambiente (25 ° C) y limpias las partes aislantes exteriores como las porcelanas, de las boquillas, (libre de sal, ácido, grasa, aceite, polvo, humedad, etc.).

El aparato a probar debe estar totalmente desenergizada y con sus cuchillas de entrada y salida abiertas. El tanque se deja conectado a tierra, pero, se deberán desconectar todas sus boquillas terminales de cualquier circuito exterior, incluyendo la conexión a tierra, en el caso de devanados en estrella con neutro aterrizadas.

La prueba con el Megger se deberá efectuar teniendo el tanque con aceite hasta su nivel; sí la prueba se hace teniendo los devanados y sus aislamientos en aire los valores de resistencia de aislamiento resultan mayores que los obtenidos en aceite, por lo que conducirán a conclusiones erróneas. Nunca debe hacerse la prueba con el transformador bajo vacío o sin aceite, porque se reducen los niveles de flameo y se pueden tener arcos a tierra.

Secuencia de operación.

1. Nivelar y ajustar el probador. Colocar el instrumento una base segura y firme. Checar sus lecturas de infinito y cero.
Para checar infinito. Se gira la manivela a la velocidad y sentido requerido y se observa que la aguja debe moverse hasta marcar infinito. Este chequeo debe hacerse primero sin los cables terminales de prueba y después con ellos, teniéndolos aislados entre si para verificar que no tendrán efecto sobre las pruebas.

Para checar el cero.- Teniendo los cables terminales conectados al aparato, se unen sus extremos y se hace girar la manivela lentamente, la aguja deberá moverse rápidamente a cero.

2. Después de verificar que el aparato está en condiciones de trabajo, se coloca el switch selector en la indicación de Ohms o mega ohms adecuada según el rango de la resistencia por medir.
3. Cortocircuitar los devanados de A.T. y B.T., y si se tiene terciario con terminales al exterior también se cortocircuita.
4. Conectar el probador de acuerdo con el diagrama de conexión recomendado en los esquemas de la figura V - 1.
5. Operar el probador y leer. Girar la manivela a velocidad constante y sentido adecuado según las Indicaciones del instes mentó y observar la posición de la aguja sobre la escala. Tomar la lectura mientras se está observando.
Si el aparato es motorizado, previamente se conecta a una fuente de tensión de 115 volts. C.A. y si la prueba es de absorción dieléctrica, tomar las lecturas en los tiempos recomendados.
6. Tomar la lectura del termómetro del aceite.

NOTA: Es Importante, especialmente en transformadores grandes que la capacitancia sea descargada antes y después de cada prueba de aislamiento. Algunos aparatos están equipados con un switch de descarga para este propósito.

NOTA: La terminal de guarda G, sirve para eliminar los efectos "de pantalla" de algún aislamiento que no se quiera incluir en la medición, por ejemplo: para medir AT contra tierra se puede conectar BT a guarda o en transformadores de tres devanados para medir AT contra BT el terciario se puede conectar a guarda.

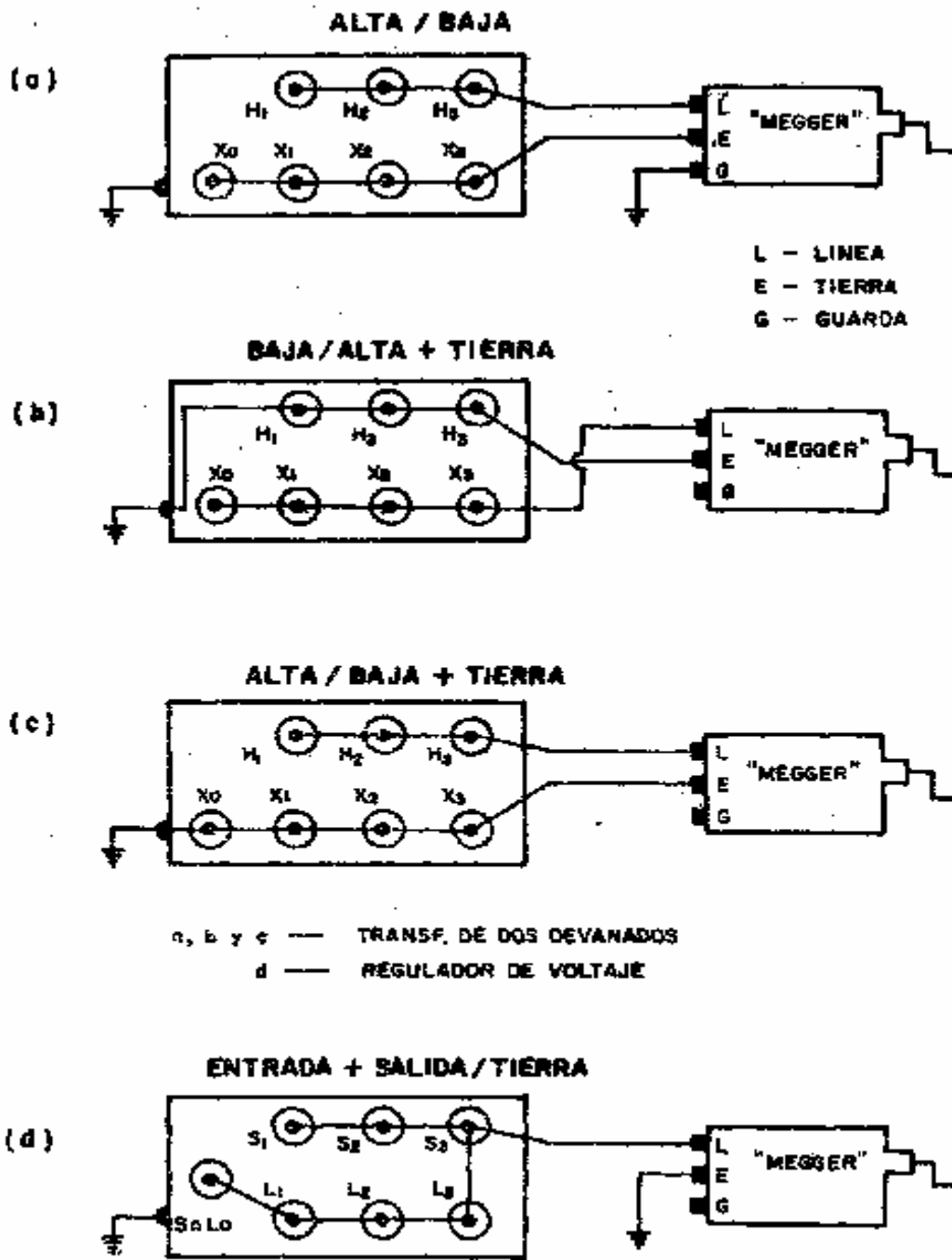


Figura 3-1 CONEXIONES PARA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

Para saber si los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento de un transformador están dentro de los límites aceptables, ha sido usado durante muchos años como valor límite seguro un mínimo de un Mega Ohm por cada 1000 volts de la clase de devanado, a 75° C. Esta regla es un poco arbitraria y carente de fundamentos, pero es recomendable para aquel equipo del que se carece de historial y ha salvado el equipo de muchos trastornos.

Desde un punto de vista más de Ingeniería, algunos fabricantes han elaborado tablas con valores mínimos satisfactorios constantes a una temperatura de 20 ° C correspondiente a cada valor entre fase.

A continuación puede observarse la tabla mencionada.

VOLTAJE DE LINEA A LINEA	MEGOHMS	VOLTAJE DE LINEA A LINEA	MEGOHMS
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5.0	135	138	3720
8.66	230	161	4350
15.0	410	196	5300
25.0	670	230	6200
34.5	930	287	7750
46.0	1240	345	9300
69.0	1860		

RESISTENCIA MÍNIMA DE AISLAMIENTO EN ACEITE A 20 ° C. VALORES A 1 MINUTO Y
MEGGER DE 1000 VOLTIOS.

TABLA 3-4

La forma más correcta de conocer el estado de la resistencia de aislamiento es llevando un historial de pruebas (normalmente ejecutadas una o dos veces por año) referidas a una misma temperatura, ya que se dan casos que algunos transformadores con características idénticas pueden variar sobre un amplio rango o bien pueden suceder que desde su fabricación un transformador tenga resistencia de aislamiento un poco baja en relación a los valores determinados como mínimos y se mantenga en este mismo valor durante su tiempo de operación. Si a un aparato de estas características no se le lleva su historial, la persona que determine su resistencia de aislamiento pensará que algo anormal está sucediendo, pero si conoce sus antecedentes cambiará totalmente su punto de vista. También puede suceder que un aparato tenga un valor de resistencia de aislamiento muy por arriba de su valor típico y de un momento a otro bajar drásticamente aún dentro de los límites aceptables. Esto es un hecho que debe investigarse inmediatamente y que también solo se puede saber llevando el historial de pruebas antes mencionado.

3.1.1.2 PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

Dentro de las pruebas de aislamientos, normalmente se efectúa la prueba de factor de potencia; esta es también una buena prueba no destructiva para determinar las condiciones del aislamiento de un transformador. Su significado es similar al de la resistencia de aislamiento en que también indicará cuando la humedad, los sedimentos u otros contaminantes conductivos están alcanzando límites peligrosos. El factor de potencia es otra herramienta útil para darse cuenta del deterioro del aislamiento a medida que progresa el envejecimiento.

El factor de potencia de un aislamiento es una medida de las pérdidas dieléctricas, y no de la resistencia dieléctrica. Como se vio en la sección de prueba de resistencia de aislamiento, al aplicar un voltaje de corriente directa a un aislamiento, aparece una corriente compuesta de otras tres que son: Corriente capacitiva (I_c), corriente de absorción dieléctrica (I_a) y corriente de conducción (I_r).

Cuando el dieléctrico se somete a una tensión continua, la corriente total disminuye con el tiempo, hasta alcanzar un valor constante correspondiente a la corriente de fuga.

Para la prueba de factor de potencia el aislamiento se somete a una tensión alterna, por lo que, las tres corrientes que determinan el valor total de corriente quedan establecidas durante todo el tiempo que el dieléctrico es trabajo la acción de la tensión alterna. Y resulta:

$$I = I_c + I_a + I_r$$

De acuerdo con lo anterior un dieléctrico se puede representar por medio del circuito mostrado en la figura 3-2(a).

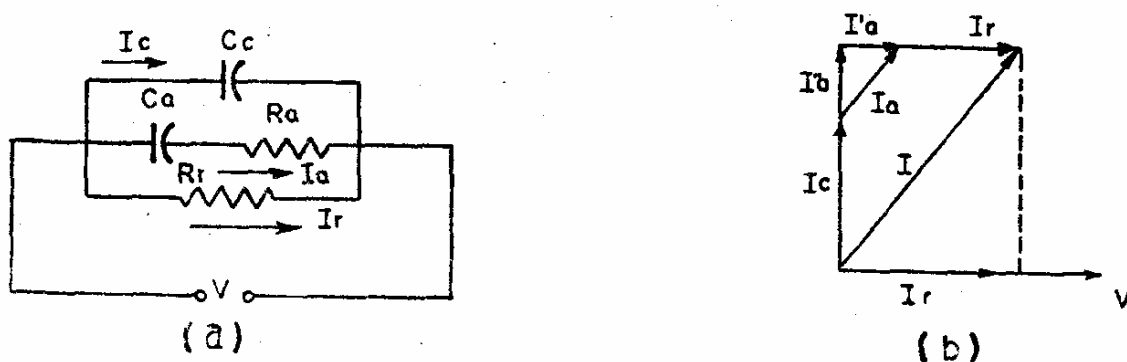


Figura 3-2

La corriente de absorción tiene dos componentes, una activa (I'a) otra capacitiva (I"a) y el diagrama vectorial resultante es el de la, figura 3-2(b). Este diagrama vectorial también se le conoce como diagrama vectorial de pérdidas en los dieléctricos bajo la acción de C.A. y es la representación más exacta, pero su aplicación resulta laboriosa, por lo que para fines prácticos se emplea un diagrama vectorial de pérdidas más simplificado. En las figuras 3-3 (a y b) se muestran el circuito eléctrico y el diagrama vectorial simplificados.

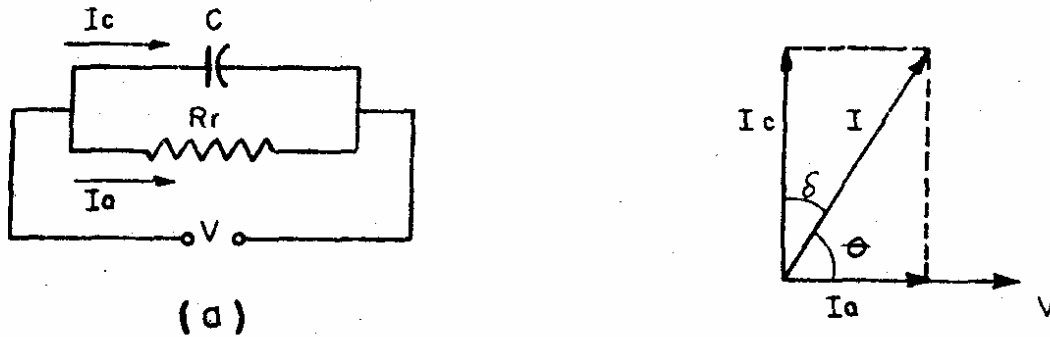


Figura 3-3

Al ángulo se le conoce como ángulo de pérdidas y la tan δ tangente del ángulo de pérdidas dieléctricas o factor de disipación. Del diagrama vectorial de la figura 3-3(b) se obtiene el factor de disipación y el factor de potencia.

$$\text{Factor de Disipación} = D = \tan \frac{I_c}{I_a} \delta =$$

$$\text{Factor de potencia} = \cos \Theta \frac{I_a}{I} =$$

y la relación existente entre los dos factores se puede obtener como

$$\cos \Theta = D / \sqrt{D^2 + 1} \quad \text{y} \quad D = \cos \Theta / \sqrt{1 - \cos^2 \Theta}$$

Instrumentos empleados para la determinación del factor de potencia.

La determinación del factor de potencia y el factor de disipación o tan δ se hace por medio de un puente de C.A. que ópera bajo el mismo principio que un puente de Wheatstone; el puente empleado es básicamente un puente de Wheatstone; el puente empleado es básicamente un puente de Schering o de capacitancias, que permite medir con suficiente exactitud pequeñas y grandes capacidades, para tensiones bajas y altas con frecuencias convencionales de 50 y 60 ciclos/seg.

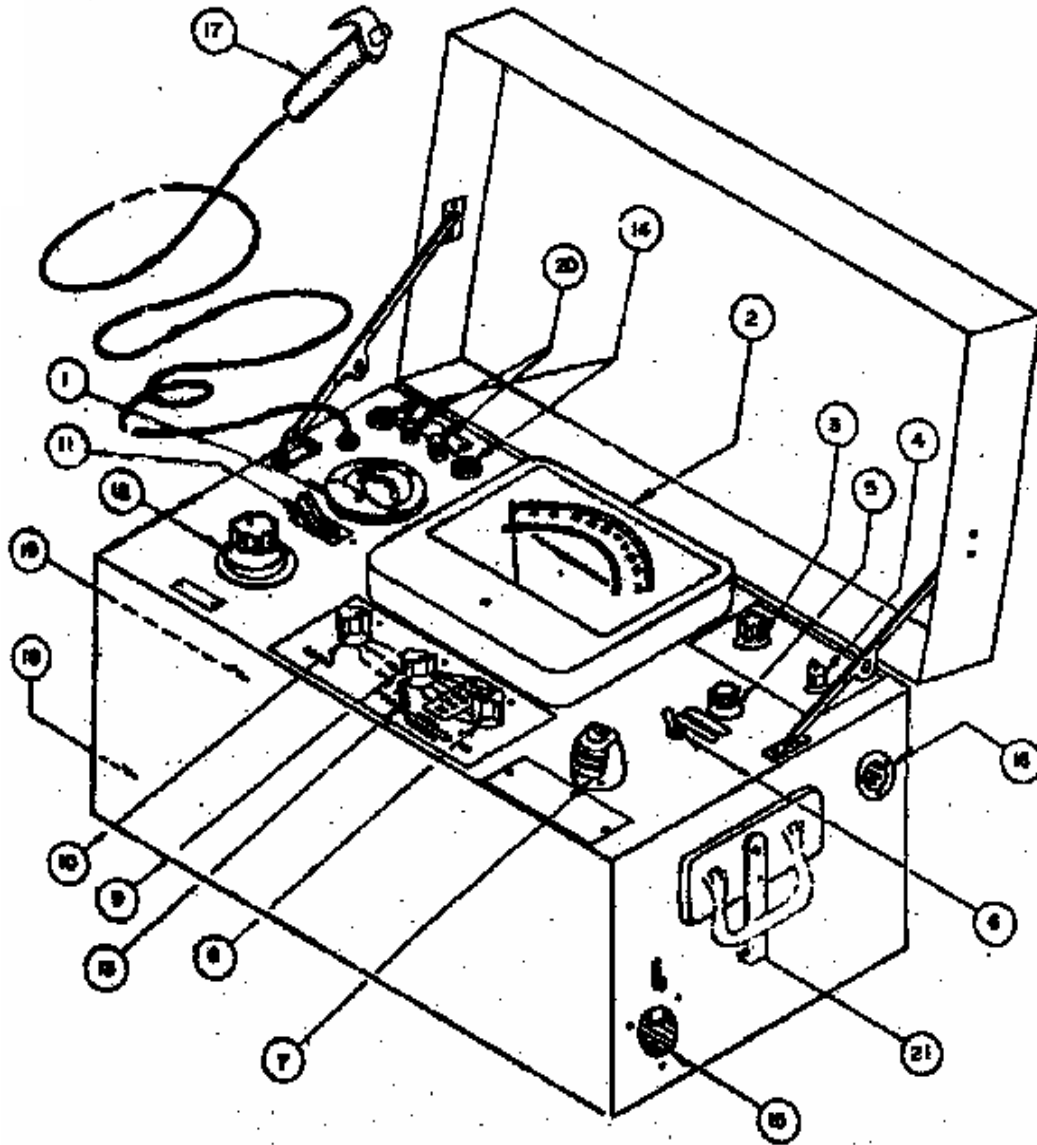


Figura 3-4 **PROBADOR DE FACTOR DE POTENCIA**
TIPO MEU - 2500

PARTES IMPORTANTES DEL PROBADOR DE FACTOR DE POTENCIA TIPO MEU-2500

1. Vóltmetro
2. Indicador de mVA y mW
3. Perilla para ajuste de medición (METER ADJ)
4. L.V. switch (Ground, Guard y UST)
5. Perilla de polaridad
6. Rev. Switch para comprobación de lecturas (directa – fuera - inversa)
7. Ajuste de miliwatts (mW ADJ)
8. Perilla para rangos de mW (mili-watts)
9. Perilla de rangos de mVA (mili-voltamperes)
10. Perilla para rangos de media (High, Med y Low)
11. Switch de encendido (on - off)
12. Perilla de rangos de voltaje
13. Switch de selector (mVA, checar y mW)
14. Focus piloto verde y rojo
15. Entrada para cable de prueba de alta tensión
16. Entrada para cable de prueba, guarda o bajo voltaje
17. Switch de seguridad
18. Entrada para conector, switch de seguridad
19. Clavija para alimentación de C.A.
20. Fusibles de protección
21. Punto para conexión a tierra del aparato.

Existen en el mercado varios instrumentos para medir el factor de potencia de los aislamientos, la más utilizada y preferida por su gran precisión es el llamado puente de pérdidas, fabricado por la Compañía Doble Engineering, en sus tipos MEU con aplicación de 2,500 volts máximo en la prueba, y MH para pruebas con 10,000 volts máximo.

Este instrumento es alimentado con una fuente de 110 volts y 60 ciclos/seg., y se toman lecturas directas de miliwatts (mW) y milivolts Amperes (mVA), con estas mediciones se calcula el factor de potencia expresado en un porciento de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\% \text{ factor de potencia} = \frac{\text{miliWatts}}{\text{Mili-volt amperes}} \times 100$$

El probador tipo MEU es para un rango máximo de 100 VA, (40 mil amperes) a 2500 volts y se pueden hacer con él, pruebas a aisladores, boquillas de interruptores y transformadores, apartarrayos, aceite aislante, transformadores de instrumentos, transformadores de potencia y algunos cables hasta de 100 m. de longitud dependiendo del calibre del conductor y espesor del aislamiento.

Los principales componentes de este probador se pueden observar en la figura 3-4 y su descripción en la relación anexa.

Con este instrumento se pueden seleccionar tres diferentes mediciones del factor de potencia de un aislamiento por medio de la perilla selectora (4) y son: Ground, Guard y UST.

Para hacer un análisis de cada una de estas mediciones, nos referimos a la figura 3-5 donde se representa el instrumento conectado a dos conductores aislados entre si y del tanque que los contiene. Al energizarse el conductor 1 por medio del cable de prueba de A.T. se producen las corrientes de fuga hacia el conductor 2 y hacia el tanque, el cual está aterrizado. Para cerrar el circuito, las corrientes fugadas al conductor 2 se conducen al aparato por el cable de guarda y las de tierra regresan por la conexión correspondiente del instrumento.

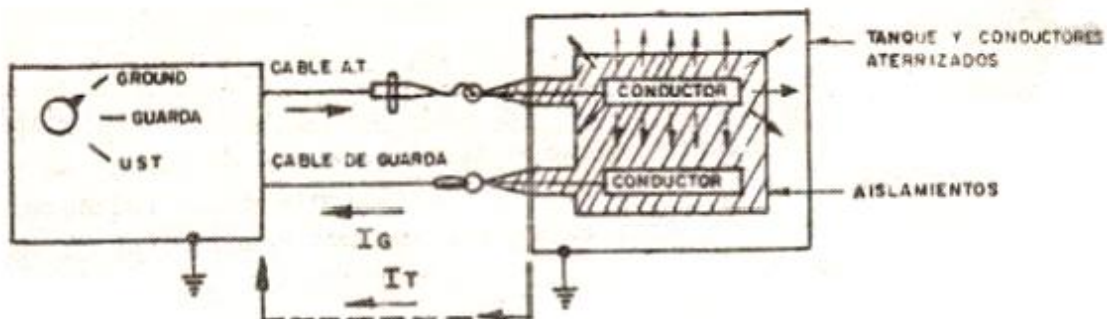
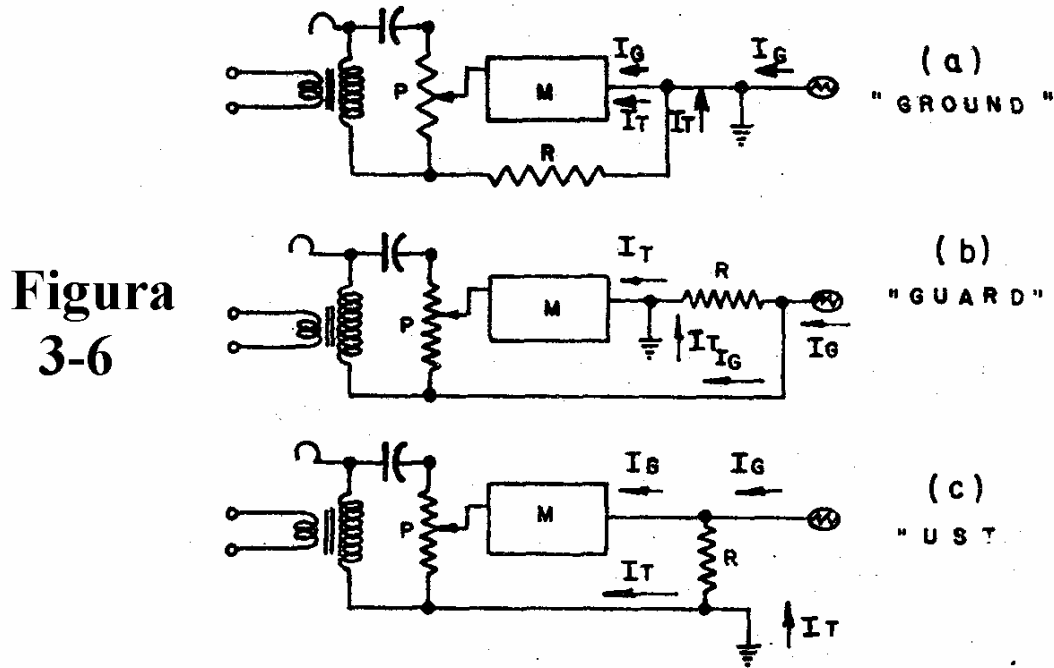


Figura 3-5

Según la posición de la perilla, el circuito selector se modifica para permitir que una u otra corriente, ó ambas sean detectadas por el circuito de medición, lo que se puede observar en los diagramas muy simplificados de las figuras 3-6 (a, b y c).



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

En Guard (guarda) la corriente del cable de guarda es discriminada al derivarse sin pasar por el circuito de medición y solamente es medida la corriente que regresa al aparato por su conexión a tierra, solo se mide T .

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

Con objeto de comprobar las lecturas, el aparato tiene un switch (6) con tres posiciones, directo, fuera e inverso; cada lectura de mVA se toma dos veces, una en cada posición (directo e inverso) y la lectura de mW además, se le determina la polaridad en cada posición por medio de la perilla de polaridad (5). Al pulsar la perilla de polaridad se observa la aguja del indicador y según sea el sentido de la deflexión se considera el signo de polaridad (+ ó -). Esta operación nos permite eliminar errores que puedan tenerse por la presencia de campos parásitos, los cuales afectan principalmente las lecturas de milliwatts.

Una vez hecho lo anterior, se procede a calcular los mVA y mW promedio utilizando las siguientes expresiones:

Dentro del campo de transformadores y reguladores de potencia es en:
Aislamientos de devanados, aceite dieléctrico y boquillas terminales.

DEVANADOS DE TRANSFORMADORES.

El método de factor de potencia es muy recomendable para detectar humedad y otras contaminaciones que producen pérdida en los devanados de los transformadores o reguladores de voltaje.

Como es una relación de pérdidas lo que se mide, el valor de factor de potencia es independiente de la cantidad de aislamiento bajo prueba.

Experimentalmente se ha comprobado que ésta prueba es más confiable, que la de resistencia de aislamiento y además está menos influenciada por la componente superficial de dispersión.

Si se quieren probar íntegramente cada uno de los aislamientos que intervienen en un transformador de potencia, es necesario tomar en cuenta que tipo de transformador es, de dos devanados tres devanados o autotransformador.

Si el transformador es de tres devanados y su terciario no tiene terminales al exterior, se trata como de dos devanados.

En un autotransformador (o regulador de voltaje) los devanados de entrada y salida se consideran como uno solo.

El aislamiento que interviene en un transformador de dos devanados, se muestra en la figura 3-7 donde se representa el aislamiento entre alto voltaje y tierra por CH, entre bajo voltaje y tierra por CL y entre alto y bajo voltaje por CHL.

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

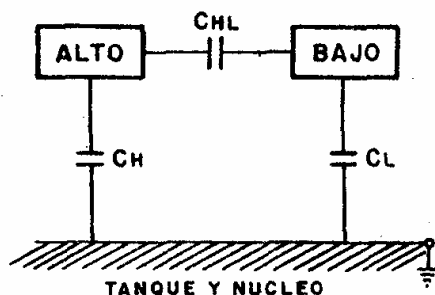


Figura 3-7

**DIELECTRICOS COMPONENTES DE
UN TRANSFORMADOR DE DOS
DEVANADOS.**

El procedimiento de prueba es el siguiente:

1. Desconectar al transformador de la parte energizada.
2. Desconectar todas las terminales externas correspondientes a los aisladores terminales.
3. Desconectar los neutros de tierra en cada devanado.
4. Poner en corto circuito cada devanado en sus boquillas terminales.
5. Dejar o poner a tierra el tanque del transformador.
6. Conectar el gancho del cable de prueba al corto circuito del devanado de AT y conectar el "caimán" del cable de guarda al corto circuito del devanado de B.T.
7. Efectuar las mediciones de milivoltamperes y miliwatts, en cada una de las posiciones del selector: Ground, Guard y en UST.
8. Invertir las conexiones de los cables, el de prueba a B.T. y el de guarda a A.T.
9. Efectuar las mediciones tal como se hizo en (7).
10. Tomar la lectura de temperatura del aceite del transformador la cual se considera igual a la del aislamiento.
11. Efectuar los cálculos para determinar el factor de potencia de cada uno de los aislamientos y corregir los valores a la temperatura base de 20° C.

Prueba No.	Devanados conectados a:			Aislamiento Investigado	
	Cable de Prueba	Cable de guarda			
		Ground	Guard		UST
1	A. T.	B. T.			$C_H + C_{HL}$
2	A. T.		B. T.		C_H
3	A. T.			B. T.	C_{HL}
4	B. T.	A. T.			$C_L + C_{HL}$
5	B. T.		A. T.		C_L
6	B. T.			A. T.	C_{HL}

Tabla 3-5

Como se puede observar en la tabla 3-5, CH se investigó con la prueba 2, CU con la prueba 5 y CHL fue investigado dos veces, con las pruebas 3 y 6. Los valores de mVA y mW de la prueba 3 deben ser aproximadamente iguales a los obtenidos en la prueba 6 y como una comprobación de que todas las pruebas fueron efectuadas correctamente, a su vez los valores de mVA y mW de las pruebas 3 y 6 se comparan con los resultados calculados de las restas de mVA y mW, de la prueba 1 menos la prueba 2 y con los de las restas de la prueba 4 menos la prueba 5.

En el caso de transformadores de tres devanados (terciario con terminales exteriores) los aislamientos que se deben probar son los mostrados en la figura 3-8.

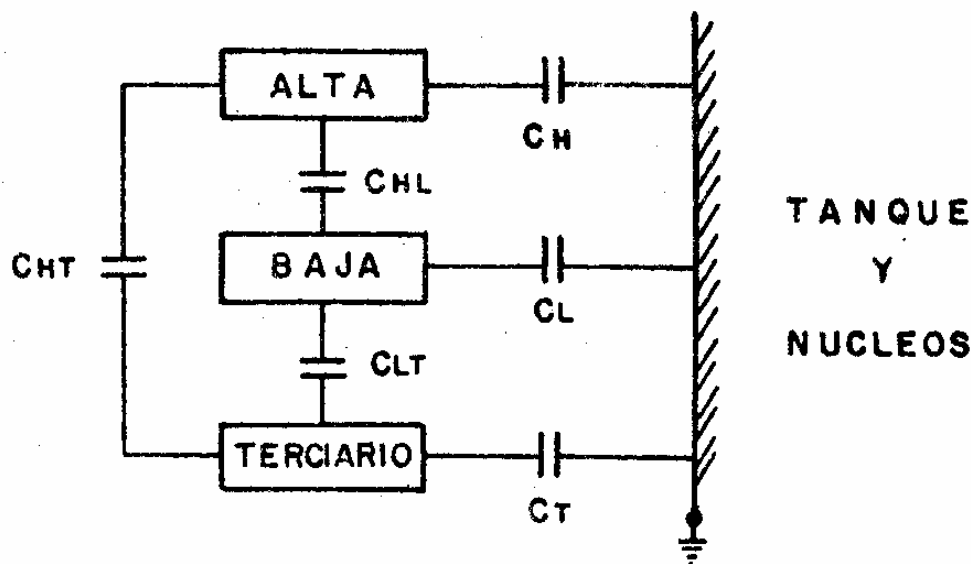


Figura 3-8

El procedimiento de prueba es similar al que se sigue en los transformadores de dos devanados, excepto en lo que se indica en los puntos 6 y 8.

Las conexiones de los devanados para cada prueba se pueden ver en la tabla 3-6 y para la ejecución se deben tomar en cuenta las siguientes instrucciones:

- Todas las pruebas se hacen con la perilla selectora en la posición "guard", la prueba 7 también se puede hacer en la posición "ground".
- La conexión de devanado a tierra es directa y no a través del aparato de prueba.

En los casos de dos devanados a guarda, se conectan entre si y al cable de guarda.

Prueba No	Devanados conectados según prueba			Aislamiento Investigado
	Energizado	A Tierra	A Guarda	
1	A. T.	B. T.	Terciario	
2	A. T.		B. T. y Terciario	
3	B. T.	Terciario	A. T.	
4	B. T.		A. T. y Terciario	
5	Terciario	A. T.	B. T.	
6	Terciario		A. T. y B. T.	
7	Todos			

Tabla 3-6

Los mVA y mW de los aislamientos entre devanados (CHL, CLT y CHT) se calculan de la siguiente forma:

- CHL A los valores obtenidos en la prueba 1 se le restan los obtenidos en la prueba 2, es decir, con mVA1 menos mVA2 y mWI menos mW2 resultan los mVA y mW de CHL (prueba 1 menos prueba 2).
- CLT Con prueba 3 menos prueba k resulta mVA y mW de CLT.
- CHT Con prueba 5 menos prueba 6 resulta mVA y mW de CHT.

Procediendo en la misma forma, si se suman los valores de las pruebas 2, 4 y 6 los resultados de mVa y mW deben ser aproximados a los obtenidos en la prueba 7 para comprobar que las pruebas fueron hechas correctamente.

A los autotransformadores y reguladores de voltaje se les determina el F.P. con el neutro de los devanados aislados de tierra y tanque, y con las boquillas terminales puestas en corto circuito. El cable de prueba (cable de A.T.) se conecta al corto circuito, el cable de guarda no se utiliza y la medición se efectúa con el Selector en "Ground".

Los valores obtenidos de factor de potencia a la temperatura de prueba deben ser corregidos a una base de 20° C.

La corrección por temperatura para el factor de potencia depende de los materiales aislantes, la estructura del aislamiento, el contenido de humedad y otros factores. No existe un conjunto de valores de corrección que puedan aplicarse a todos los transformadores, sin embargo, para transformadores de potencia se acepta utilizar los factores que aparecen en la norma ASAC57.12.90 para transformadores de potencia.

Estos valores son los siguientes
Tabla 3-7

Corrección del factor de potencia de los aislamientos	
Temperatura en °C.	Factor de corrección K
10 – (50 °F)	0.80
15 – (59 °C)	0.90
	1.00
	1.12

Interpretación de resultados.- A causa de los muchos factores de los que depende el factor de potencia, y a la falta de normas para instrumentos, mediciones y valores de corrección por temperatura, no es posible fijar los límites para considerar aceptable el factor de potencia de los aislamientos de un transformador de potencia.

Los valores específicos se obtienen de acuerdo a la experiencia.

Los transformadores de potencia que contienen aceite, pueden tener valores de F.P. del orden de 2% o menos a 20° C.

Sin embargo, Luz y Fuerza del Centro da como valor máximo un factor de 1%, la Comisión Federal de Electricidad acepta como buenos valores hasta de 3%, y I.E.M.S.A. por norma de fabricación, entrega siempre valores de F.P. menores del 1% en transformadores de potencia. Los valores anteriores son de recepción en fábrica; pero en el área de mantenimiento el factor de potencia de los transformadores de potencia que se obtiene en las pruebas predictivas pueden tener valores ligeramente superiores por ejemplo 3 ó 4% que dependiendo del tiempo y condiciones de operación se pueden considerar aceptables.

Lo interesante del mantenimiento predictivo, es llevar un historial de cada transformador con pruebas periódicas para determinar la tendencia a incrementarse el factor de potencia. Si el F.P. tiene un valor superior al límite indicado, si el incremento del valor es anormal o se produce un cambio apreciable de una prueba a otra, se deben determinar las causas antes de llegar a un valor peligroso.

Para determinar las causas de un factor de potencia anormal, es recomendable apoyarse en algunas otras pruebas, como son: resistencia de aislamiento, rigidez dieléctrica del aceite, pruebas de control del aceite, determinación de gases disueltos en el aceite y su análisis cromatográfico, pruebas de boquillas terminales y analizar el historial de cargas y temperaturas que soportó el transformador durante su operación. Una de las causas de un alto factor de potencia puede ser que el aceite del transformador contenga agua, esté oxidado, tenga lodos o sedimentos y entonces se hará necesario tratarlo o cambiarlo en caso que no se pueda regenerar.

Un caso de un banca de transformadores en que se tenían valores del orden del 15% de F.P., se logró reducir a valores del orden de 1.5% efectuándoles el cambio de aceite.

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA AL ACEITE AISLANTE.- A los líquidos aislantes se les puede probar el factor de potencia con el aparato de la Doble Engineering Co. (MEU ó MH), utilizando la "copa de prueba" (No. 23 de la figura 3-4) que traen para este fin.

En la figura 3-9 se muestra un diagrama esquemático de la forma en que se conecta el aparato a la "copa" para efectuar la prueba, y un corte de la misma.

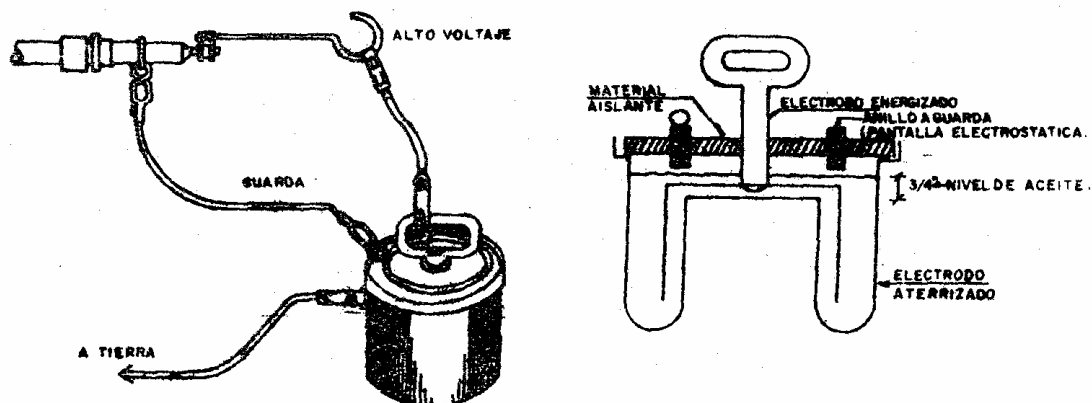


FIGURA V-9

Para efectuar la prueba, la "copa" se lava perfectamente con el mismo aceite por probar, posteriormente, teniendo mucho cuidado de no humedecerlo, y se llena con el aceite a probar hasta 3/4 arriba de la parte superior del cilindro interno y se deja reposar un corto tiempo para que desaparezcan las burbujas que se forman. Se eleva lentamente el voltaje de prueba hasta 2.5KV y se efectúan las mediciones teniendo la perilla selectora LV Switch en la posición "Ground".

Una vez hechas las mediciones y desenergizada a la "copa" se introduce en el aceite un termómetro de alcohol para tomar la temperatura en que se efectuó la prueba. Se procede a calcular el factor de potencia y el resultado se corrige a la temperatura de 20° C, empleando para ello la tabla con los factores de corrección que proporciona el fabricante del probador.

INTERPRETACIÓN DEL VALOR DE FACTOR DE POTENCIA EN ACEITE:

El aceite nuevo ó en muy buen estado normalmente tiene un factor de potencia cercano al 0.05% a 20° C. Un alto factor de potencia indica deterioración y/o contaminación con humedad, carbón, u otras materias conductoras, jabones de sodio, compuestos asfálticos, etc.

El aceite que tiene un factor de potencia hasta de 0.5% a 20° C se considera satisfactorio para el servicio.

Si se tiene un factor de potencia entre 0.5 y 2% a 20° C, se deberá dejar como dudoso e investigar la causa del valor de F.P.

Cuando el factor de potencia es superior al 2% a 20° C, se debe Investigar la causa y reacondicionar o reemplazar.

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A BOQUILLAS DE TRANSFORMADORES,

Las pruebas de factor de potencia aplicadas al aislamiento general de un transformador de potencia podría deberse a las condiciones de una o mas boquillas terminales y no precisamente al aislamiento de los devanados.

Esta situación debe ser tomada en consideración cuando se prueba el aislamiento general del transformador, sin embargo, la prueba general puede indicar solamente que una o más boquillas pueden estar en malas condiciones. Aún cuando es posible detectar boquillas defectuosas en pequeños transformadores con las pruebas del aislamiento general, el efecto de una boquilla deteriorada sobre el factor de potencia de la prueba general es menor mientras la capacidad del transformador bajo prueba es mayor.

Si las pruebas que incluyen todo el aislamiento indican que una ó más boquillas de A.T. ó B.T. están dañadas, es necesario probar cada boquilla individualmente, de tal modo que se determine cual es la dañada. Ya que no siempre es conveniente o posible hacer el mismo tipo de prueba y como todos los tipos de boquillas no son adaptables al mismo método de prueba, es necesario utilizar otros métodos que sean apropiados a las condiciones de prueba y se puedan adaptar a varios tipos de boquillas.

Algunos métodos de prueba de factor de potencia aplicables en boquillas de transformadores, se describen a continuación:

PRUEBA COMÚN.

La prueba más comúnmente aplicada, (en boquillas no instaladas), consiste en desconectar la boquilla del devanado por cualquier medio, y aplicar el voltaje de prueba entre el conductor de la boquilla y tierra para medir los mVA y mW con el selector en la posición "Ground", según se ve en la figura 3-10 (a). Esta prueba da la información concerniente a las condiciones generales de la boquilla y como es evidente no es conveniente aplicarla en trabajos de mantenimiento predictivo puesto que es necesario bajar el nivel de aceite y destapar el transformador para desconectar la boquilla del devanado.

Prueba de boquillas sin conexión a tierra (UST - Ungrounded Specimen Test)

Las pruebas "UST" son aplicadas a boquillas tipo condensador con tomas para prueba de factor de potencia. Las pruebas consisten en la medición de mVA y mW en el aislamiento entre el conductor de la boquilla, que es energizado con el cable de A.T., y el condensador o toma para prueba, al cual se conecta el cable de .B.T. teniendo el selector del aparato en la posición "UST, (ver figura 3-10 (b)).

Los resultados indican directamente la condición del aislamiento principal de la boquilla y son independientes de los aislamientos de devanados, buses, pararrayos, etc., que pueden estar conectados al conductor de la boquilla durante la prueba.

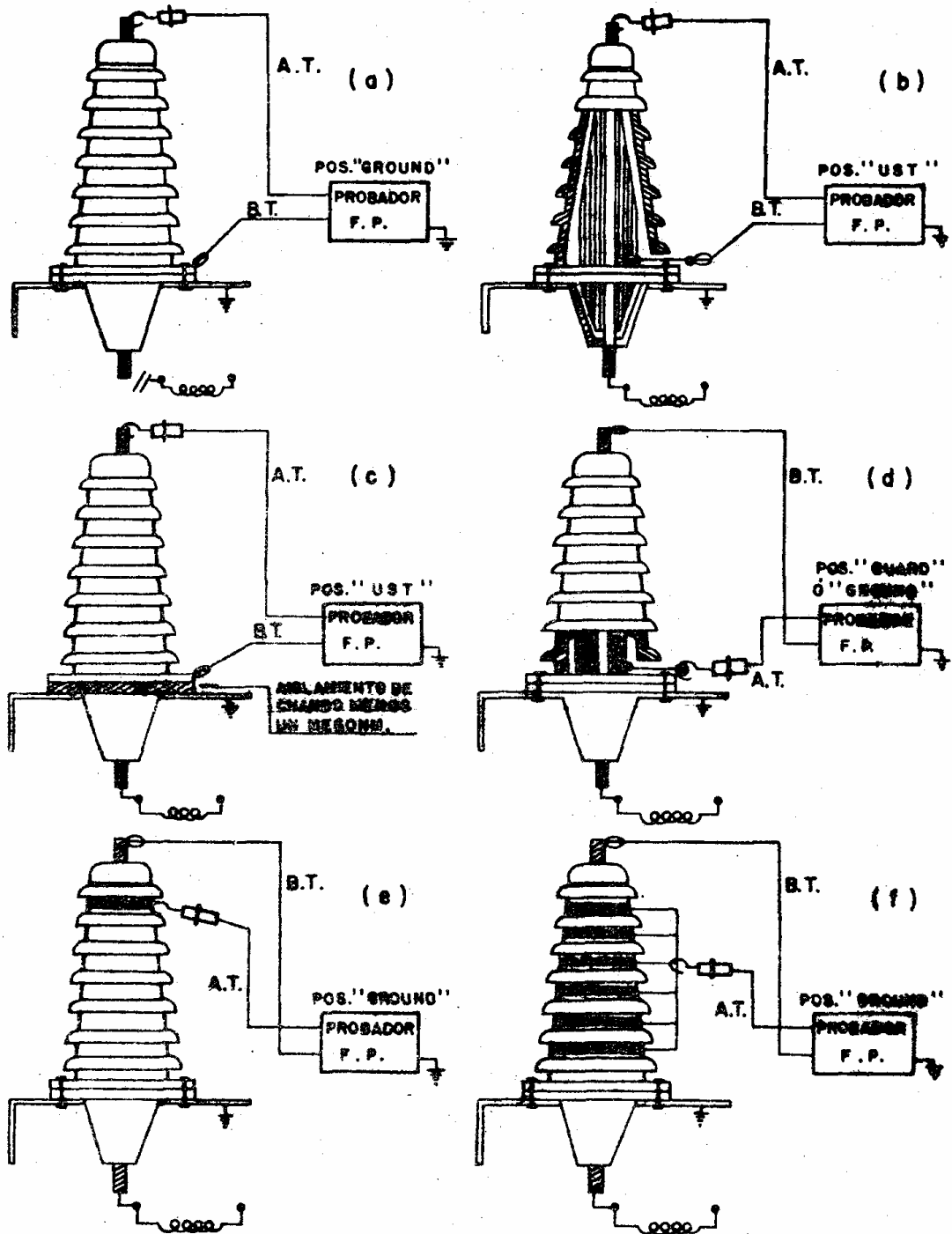
En algunos casos, boquillas de transformador no equipadas con condensador o tomas para prueba de F.P. pueden ser probadas con el método "UST" si hay posibilidad de aislar de tierra subrida de montaje. El conductor de la boquilla se energiza con el cable de prueba de A.T. y a la brida se conecta el cable B.T. teniendo el aparato con su selector en la posición "UST", (ver figura 3-10 (c)).

La resistencia del aislamiento requerido entre la brida de la boquilla y tierra, deberá ser cuando menos de un megóhm; en muchos casos, el empaque de la brida de montaje después de retirarle sus tornillos de fijación, reúne este requisito. Los resultados de esta prueba también indican directamente la condición general de la boquilla, excluyendo los aislamientos de los devanados y otros aislamientos externos conectados al conductor de la boquilla.

Al efectuar la prueba, se deberá tomar en cuenta que al energizar la terminal de una boquilla se energizan las terminales de las demás boquillas que estén conectadas al devanado del transformador, ya que están unidas eléctricamente.

AISLAMIENTO DE BOQUILLAS CON TOMAS PARA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA.

La prueba "UST" en boquillas tipo condensador con tomas, puede ser suplementada con pruebas del aislamiento entre la toma y tierra. Estas pruebas se efectúan energizando a la toma con el cable de prueba de A.T. y llevando a guarda o aterrizando el conductor de la boquilla. Si el conductor es llevado e guarda, la medición se confina al aislamiento entre la toma y tierra, y si el conductor es aterrizado, los aislamientos de la toma a tierra y de la toma a conductor son probados en paralelo. Ver figura 3-10 (d).



PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA EN BOQUILLAS DE TRANSFORMADOR

Figura 3-10

El último método puede ser preferido, puesto que, aterrizando el conductor de la boquilla se reduce el efecto de interferencia electrostática. La capacitancia del conductor a la toma es relativamente pequeña y normalmente tiene un efecto reducido sobre la medición combinada.

En boquillas con tomas para prueba de factor de potencia de bajo voltaje no se debe efectuar este tipo de prueba, debido a que los electrodos de prueba normalmente operan aterrizados y no están diseñados para resistir prueba con potencial

Pruebas de collar caliente.

Esta prueba consiste en aplicar uno ó más collares (bandas metálicas) al rededor del espacio entre campanas de la boquilla, aterrizar el conductor de la boquilla, aplicar el voltaje de prueba entre el collar o collares y tierra, y se toma la medición de mVA y mW.

Collar Caliente individual.

Estas pruebas dan información correspondiente a la condición del aislamiento en la región superior de la boquilla, ver figura 3-10(e). También, con éste método se pueden detectar condiciones superficiales desfavorables. Si una boquilla muestra un alto valor en la prueba de collar caliente individual, el collar puede bajarse paso a paso por las campanas en orden descendente para determinar hasta donde se extiende la falla hacia la parte inferior de la boquilla. Estas pruebas son más apropiadas para probar boquillas llenas de compuesto aislante; sin embargo, también se aplican en otros tipos.

COLLAR CALIENTE MÚLTIPLE.

Proporcionan un índice de la condición del aislamiento general entre la brida soporte y el cabezal de la boquilla, ver figura 3-10(f). En pruebas de collar es importante que las condiciones superficiales de la boquilla sean favorables.

CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA POR TEMPERATURA

Cuando las pruebas de factor de potencia se efectúan en boquillas instaladas en un transformador, el valor de F.P. debe ser corregido a 20° C, utilizando el promedio de la temperatura ambiente y la temperatura del aceite del transformador. No existen factores de corrección por temperatura aplicables a cualquier boquilla, estos son proporcionados por el fabricante según la marca y tipo.

En el manual del probador se proporcionan listas de corrección de algunas marcas y tipos más comunes en el mercado. Interpretación de Resultados.

Los resultados obtenidos con las pruebas deberán ser igual o aproximarse a los valores de factor de potencia que traen señalados en la placa de cada boquilla. En caso de no traer placa o que estos valores no vengán señalados, entonces se interpretarán los resultados por comparación de acuerdo a los resultados de las otras boquillas, debiendo ser similares unos a los otros, por ser boquillas del mismo tipo y capacidad.

Los resultados obtenidos en pruebas de collar de boquillas, muchas veces, no resultan del todo confiables, ya que su interpretación no se conoce por medio del cálculo del factor de potencia, el cual se puede efectuar pero no es un resultado significativo del buen estado o deterioro. La interpretación se hace directamente sobre los miliwatts o milivolt-amperes obtenidos (mW/mVA).

La variación de estos valores en comparación con los resultados obtenidos en pruebas anteriores o bien en relación con los valores de las otras boquillas a las que se les está efectuando la prueba, se comentarán y estudiarán en base a la experiencia en este tipo de pruebas con objeto de unificar criterios para llegar a una buena conclusión.

3.1.1.3 Pruebas al Aceite Aislante.

Las pruebas que se efectúan al aceite aislante de los transformadores tienen primordial importancia debido a que además de ser necesario que conserve sus propiedades físicas, químicas y eléctricas para que cumpla satisfactoriamente sus funciones de aislante y refrigerante, su degradación o contaminación pueden ser índices de anomalías imputables a los demás componentes del transformador o a una operación inadecuada del mismo, como son las sobrecargas excesivas, altas temperaturas por refrigeración deficiente, etc.

Para una eficaz ejecución de las pruebas que corresponden al aceite aislante, es conveniente mencionar algunas precauciones que se deben tener en cuenta al tomar y preparar las muestras del aceite a probar con objeto de que los resultados sean confiables, es decir, que las determinaciones efectuadas correspondan a las características reales del volumen de aceite bajo prueba y no solamente de la muestra, que pudo haber sido contaminada durante su manejo.

Recipientes para muestreo.

Se pueden utilizar frascos de polietileno, vidrio u hojalata.

Los frascos de polietileno o de vidrio pueden ser para tapón de corcho, vidrio o de rosca con empaque de corcho. Los corchos que se usan como tapones o como empaques para tapones de rosca, deberán ser nuevos y de buena calidad y deberán estar cubiertos con papel de aluminio o de estaño. No deberán usarse tapones de hule. Los tapones que se usen deberán sellar perfectamente la boca del frasco.

Los botes de hojalata con tapón roscado, empacado con un disco de corcho cubierto de papel de estaño o de aluminio soportarán un trato más rudo, deberán emplearse solamente aquellos que tienen costuras soldadas con fundente soluble en agua o en alcohol.

Los frascos de vidrio claro son los más adecuados para hacer una mejor inspección visual de impurezas, tales como agua y partículas salidas.

Preparación para el muestreo.

Los recipientes para el muestreo del aceite deben estar completamente limpios y secos, aún así deben enjuagarse con el aceite que se va a analizar, antes de tomar la muestra definitiva para realizar las pruebas.

Se enjuagan los recipientes con algún disolvente como tetracloruro de carbono, acetona, nafta o gasolina blanca, etc. que disuelva los residuos que pudiera contener y enseguida se lavan con agua y jabón. Si se emplea detergente, se deben enjuagar con agua caliente.

Después del enjuagado con agua de la llave, se deben enjuagar con agua destilada.

Se drena el recipiente de muestreo y se seca en una estufa a 110° C como mínimo una hora.

Los recipientes de polietileno solo podrán limpiarse con gasolina blanca, seguido de un enjuague con aceite de la misma muestra.

Tan pronto como se sequen y se enfríen los recipiente, se sacan del horno y se les coloca su tapón.

Los demás accesorios que se utilizan para tomar las muestras, deberán limpiarse perfectamente antes y después de usarlos.

Condiciones atmosféricas.

El muestreo deberá efectuarse en un día soleado, siempre que la temperatura del aceite sea igual o mayor a la del ambiente, con esto se evita la condensación de humedad en el aceite.

Cuando el ambiente se encuentre nublado o esté lloviendo, siendo la humedad relativa superior al 75% lo más conveniente es no muestrear y lo más recomendable es muestrear con humedad relativa inferior al 50%.

Procedimiento de muestreo.

Deberá tomarse una cantidad suficiente de muestra de acuerdo con las pruebas que se deseen efectuar. Si se desean efectuar las pruebas químicas deberán tomarse tres litros adicionales.

Para hacer el muestreo del aceite se deben tomar en cuenta las siguientes precauciones:

1. Limpiar perfectamente la válvula de drenaje de muestreo del transformador con estopa, cuidando de no dejar residuos de la misma.
2. Para que el aceite por muestrear conserve sus impurezas, no se debe drenar antes de tomar la muestra, excepto lo necesario para enjuagar el recipiente de muestreo.
3. Cuando existe una tubería en el punto de muestreo, debe tirarse un volumen igual al de la tubería antes de tomar la muestra.

4. El aceite no debe exponerse al aire por un tiempo prolongado, para evitar la contaminación por humedad.
5. El recipiente de muestreo debe enjuagarse con el aceite que se le va a realizar pruebas.
6. Se debe evitar la formación de burbujas en el aceite muestreado, para lograr esto el aceite se debe dejar resbalar por las paredes del recipiente, o usar un tubo de neopreno o similar lo suficientemente largo, para permitir que llegue al fondo del recipiente y así desplazar el aceite del fondo hacia la boca del recipiente, hay que dejar que se derrame una pequeña cantidad de aceite, para eliminar la existencia de burbujas dentro del recipiente.
7. Una vez tomada la muestra se deberá cerrar la válvula de muestreo y tapar inmediatamente en forma hermética el recipiente de muestreo.

En la figura 3-11, se observa la forma de tomar la muestra de aceite aislante con botella de vidrio.

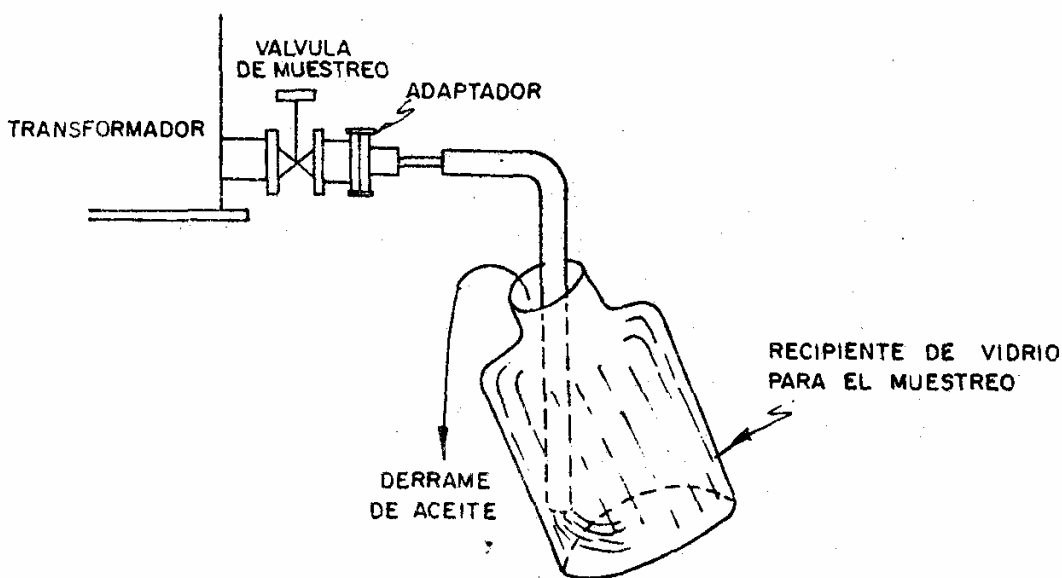


Figura 3-11

Pruebas aplicables en el campo y en el laboratorio.

En el capítulo II sección 4 fueron descritas las propiedades del aceite aislante y las pruebas que se deben efectuar para determinarlas.

Todas las pruebas pueden ser realizadas en un laboratorio adecuado que cuente con los materiales, instrumentación y aparatos requeridos.

En el caso que nos ocupa que es el mantenimiento de transformadores de potencia, las pruebas del aceite aislante se pueden clasificar en pruebas de campo y pruebas de laboratorio.

Las pruebas de campo y de laboratorio de un aceite aislante, se denominan como pruebas de control y se realizan con la finalidad de detectar principalmente la presencia de humedad, gases y productos de la degradación por oxidación, lo mismo que ciertos contaminantes extraños tales como fibras, barnices, carbón, etc.

La frecuencia para realizar las pruebas de control de un aceite aislante en servicio varía con el tipo de equipo, el régimen de carga, la importancia del equipo, los sistemas de preservación utilizados, la historia de mantenimiento, etc.

La evaluación en el laboratorio de los aceites aislantes en servicio, varían ampliamente dependiendo de la cantidad de deterioro y grado de contaminación.

Desde el punto de vista de investigación existen muchas pruebas que podrían realizarse para el control de los aceites aislantes en servicio, pero el uso de muchas de ellas por lo general es impráctico.

Pruebas de Control de Laboratorio

Las pruebas de Laboratorio que se consideran adecuadas para evaluar a los aceites aislantes en servicio, son:

1. Condición visual: Antes de iniciar el análisis del aceite aislante, es necesario hacerle una inspección visual para observar el color y el grado de limpieza que puedan indicar la presencia de agua libre de sedimentos tales como partículas metálicas, lodos insolubles, carbón, fibras, suciedad, etc. Si se detectan contaminantes insolubles, se puede obtener mayor información adicional por medio de un proceso de filtrado del aceite y posteriormente identificar el tipo de residuo.
2. Tensión de ruptura dieléctrica. Esta prueba sirve para identificar la presencia de contaminantes en suspensión tales como agua, suciedad, fibras, productos de degradación de materiales aislantes sólidos y líquidos, partículas conductoras (carbón, metal, óxidos metálicos, etc.), una o más de las cuales pueden estar presente cuando la tensión de ruptura es baja. Sin embargo, un valor alto de tensión de ruptura no indica la ausencia de todos los contaminantes.
3. Número de neutralización. Proporciona una medición de los constituyentes ácidos en general del aceite aislante. Los aceites aislantes normalmente refinados no deben contener ácidos minerales, ni álcalis libres. Sin embargo, en la práctica los aceites aislantes poseen diversas sustancias orgánicas naturales que son débilmente ácidas o sustancias que pueden sufrir alguna oxidación, formando compuestos ácidos. Un aceite aislante con un alto valor del número de neutralización, indica envejecimiento del mismo por oxidación. Un valor bajo no indica la ausencia de contaminantes en el aceite aislante. Un aceite aislante alcalino, se puede deber a los silicatos de sodio

- que usan algunos fabricantes en los aislamientos interlaminares del núcleo de transformadores.
4. Tensión interfacial. Esta prueba proporciona una forma de detectar contaminantes polares solubles y productos debido al deterioro de los materiales aislantes. La tensión interfacial decrece rápidamente durante los dos primeros años de servicio del transformador y después a un ritmo mucho más lento. Los contaminantes polares solubles y los productos de degradación del aceite aislante generalmente disminuyen el valor de tensión interfacial del mismo.
 5. Factor de potencia. Esta característica es muy sensitiva a la presencia de contaminantes solubles y productos de envejecimiento del aceite aislante. Un valor alto de factor de potencia indica la presencia de contaminantes o productos de degradación tales como agua, productos de oxidación, partículas coloidales, carbón, trazas de cobre, etc.
 6. Color. Un valor alto del color puede dar una indicación de que el aceite aislante está deteriorado, contaminado o ambos. Es una prueba estimativa, ya que un color muy oscuro en un aceite aislante se puede suponer que está envejecido. No existe una relación cuantitativa entre el color y el grado de deterioro de un aceite aislante.

Valores límite de las Pruebas de Control de Laboratorio.

Existen valores límite de las pruebas de control con el propósito de que los aceites aislantes puedan continuar en servicio, sin afectar al transformador.

Los valores anteriores son de referencia., pero en cada caso debe hacerse un estudio particular, además, un solo valor fuera del límite no siempre es significativo.

Hay que reconocer que con el conocimiento actual, no es posible determinar con una sola prueba, un criterio adecuado de laboratorio, que fije las condiciones de un aceite aislante en servicio.

Pruebas de Control de Laboratorio Adicionales, para el Estudio de Comportamiento de un Equipo Eléctrico.

En el caso del estudio de un transformador en especial, se requiere tener mayor información adicional de los parámetros de juicio del aceite aislante, para una mejor interpretación de los resultados y evaluación de las características del mismo. En estos casos se recomienda realizar las pruebas adicionales siguientes:

1. Contenido de humedad.
2. Contenido total de gases disueltos
3. Análisis cromatográfico (Si contiene gases)
4. Resistividad volumétrica.

PRUEBAS DE CONTROL DE CAMPO.

Las pruebas que son factibles de realizar en el campo y que se consideran adecuadas para evaluar a los aceites de transformadores en servicio son:

1. Condición visual
2. Tensión de ruptura dieléctrica
3. Factor de Potencia
4. Acidez
5. Compuestos polares.

Las pruebas de 1 a 3 han sido mencionadas anteriormente.

4. Acidez. Es una prueba de campo, equivalente a la prueba de número de neutralización de Laboratorio. Proporciona una medición aproximada de los constituyentes ácidos del aceite aislante.
5. Compuestos polares. Es una prueba de campo, equivalente a la prueba de tensión interfacial de laboratorio. Proporciona una medición aproximada de los constituyentes polares del aceite aislante.

Los procedimientos para efectuar las dos pruebas anteriores, se describen a continuación.

4. Acidez. Esta prueba, es un tipo de cromatografía en papel, que se realiza de la siguiente forma:
 - 1º. Se coloca un pedazo de papel filtro sobre el centro de los anillos de plástico del equipo de prueba.
 - 2º. Se colocan 3 gotas de solución Buffer en el centro del papel filtro, permitiendo su absorción.
 - 3º. Se colocan 2 gotas del aceite aislante bajo prueba en el centro de la mancha de solución Buffer y se espera su absorción.
 - 4º. Se coloca una gota del indicador de acidez en el centro de la mancha.

La forma de determinar la acidez en el campo, es como sigue:

Si la mancha es más verde que amarilla, el aceite aislante tiene una acidez menor de 0.3 mg. De KOH/g. de aceite.

Si la mancha es igualmente verde que amarilla, el aceite aislante tiene una acidez aproximadamente de 0.3 mg de KOH/g. de aceite y se puede decir que la mancha es estándar.

Si la mancha es más amarilla que verde el aceite aislante tiene una acidez mayor de 0.3 mg de KOH/g. de aceite, por lo que es necesario realizar la prueba de número de neutralización en el laboratorio.

5. Compuestos Polares.

También, es un tipo de cromatografía en papel, y su proceso es el siguiente:

- 1°. Colocar un pedazo de papel filtro sobre el centro de los anillos de plástico del equipo de prueba.
- 2°. Colocar 3 gotas del aceite aislante bajo prueba en el centro del papel filtro, permitiendo que se absorba, dejar reposar por 2 minutos.
- 3°. Colocar una gota del indicador de compuestos polares y dejar que se absorba.

La forma de determinar los compuestos polares en el campo, es observando la figura que deja la gota del indicador sobre la mancha de aceite bajo prueba. En la figura 3-12 (a, b y c) se pueden observar las tres manchas características que deja el indicador según la cantidad de compuestos polares existentes en el aceite.

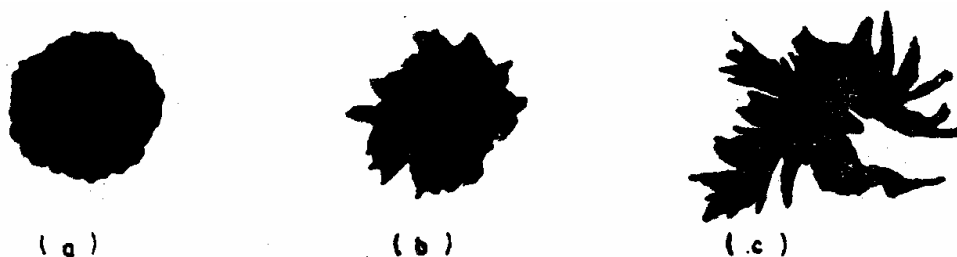


Figura 3-12

Si la orilla de la mancha es lisa figura 3-12(a), el aceite aislante tiene un bajo contenido de componentes polares.

Si la orilla de la mancha no es tan lisa y presenta ligeras irregularidades, el contenido de compuestos polares es apenas suficiente para disminuir la tensión interfacial a 18 mN/m y se puede decir que la mancha es estándar, figura 3-12(b).

Si la mancha es más irregular que la estándar, el aceite aislante tiene un valor elevado de compuestos polares, por lo que es necesario realizar la prueba de tensión interfacial en el laboratorio figura 3-12(c).

Periodicidad para realizar las pruebas de control.

Las pruebas de campo deben efectuarse periódicamente para el control en operación del aceite. La periodicidad que se recomienda es la que se indica a continuación.

Para equipos con tensiones hasta 85KV

En condiciones normales 1 vez al año

En condiciones especiales 2 veces al año.

Para equipos con tensiones mayores de 85KV
En condiciones normales 2 veces al año
En condiciones especiales 4 veces al año

Se entiende por condiciones especiales las siguientes:

Equipos sobrecargados

Equipos en los que se haya detectado deficiencias en su funcionamiento.

Equipos cuyo aceite se encuentre cerca de los valores límite para continuar en servicio, equipos en vías de experimentación.

Las pruebas de laboratorio deben efectuarse cuando las pruebas de campo den resultados fuera de los límites o presentan duda; sin embargo, cuando se dispone de recursos para efectuar las pruebas de Laboratorio en forma periódica, se obtienen resultados con mayor exactitud.

3.1.1.4 Pruebas de Polaridad y Relación de transformación de devanados

Prueba de Polaridad

La polaridad de un transformador depende de la forma como se encuentran los enrollados en el núcleo del transformador, es decir, que los flujos pueden sumarse o restarse, por lo tanto se tienen dos clases de polaridad; Aditiva y Substractiva.

Los transformadores de potencia tienen normalmente polaridad "Substractiva".

La polaridad en Un transformador de distribución no tiene importancia el como se conecte tanto en alta como en baja, pero es de vital importancia si los transformadores han de ser conectados en paralelo o en banco, en cualquiera de las conexiones de transformadores conocidas.

La práctica común americana es la de marcar las terminales con símbolos H1, H2, H3 para devanados de alta tensión; X1, X2, X3 para devanados de baja tensión. En la figura 3-13 se representan dos transformadores monofásicos de diferente polaridad, uno (a) de polaridad substractiva y el otro (b) aditiva.

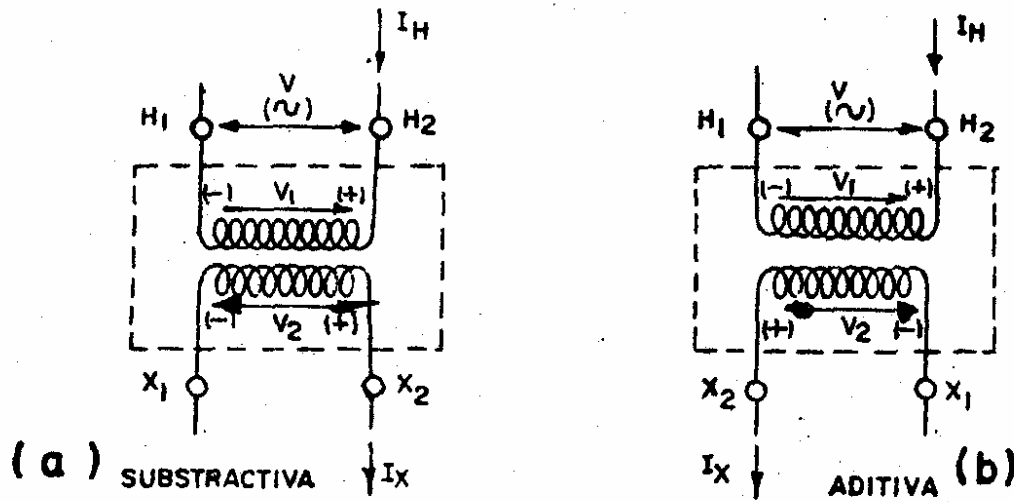


Figura 3-13

Como una regla práctica para conocer la polaridad de un transformador es que: Si H1 y X1 están adyacentes en la cubierta del tanque como se ve en la figura (a), el aparato tiene polaridad substractiva, mientras que si H1 y X2 son adyacentes la polaridad es aditiva.

Un método sencillo para determinar la polaridad en un transformador es utilizando voltímetros, como se muestra en la figura 3-14. Se alimenta el transformador como reductor con una tensión que no tiene que ser necesariamente la nominal, determinándose su valor con el voltmetro V1, se lee la tensión medida por el voltmetro V2, y si V2 es menor que V1, los voltajes se están restando y por lo tanto la polaridad es substractiva (Fig. a); Si V2 es mayor que V1, los voltajes se suman y la polaridad es aditiva (Fig. b).

Otro método de determinar la polaridad de un transformador es por "golpe inductivo", usando una fuente de corriente directa (pila) y un milivólmeter, el cual prácticamente no se usa.

También se puede determinar la polaridad por medio del aparato denominado "TTR" que básicamente se usa para determinar la relación de transformación y como consecuencia al mismo tiempo se obtiene la polaridad como se verá más adelante.

La polaridad en un transformador trifásico debe determinarse fase por fase con cualquiera de los métodos anteriores del transformador monofásico.

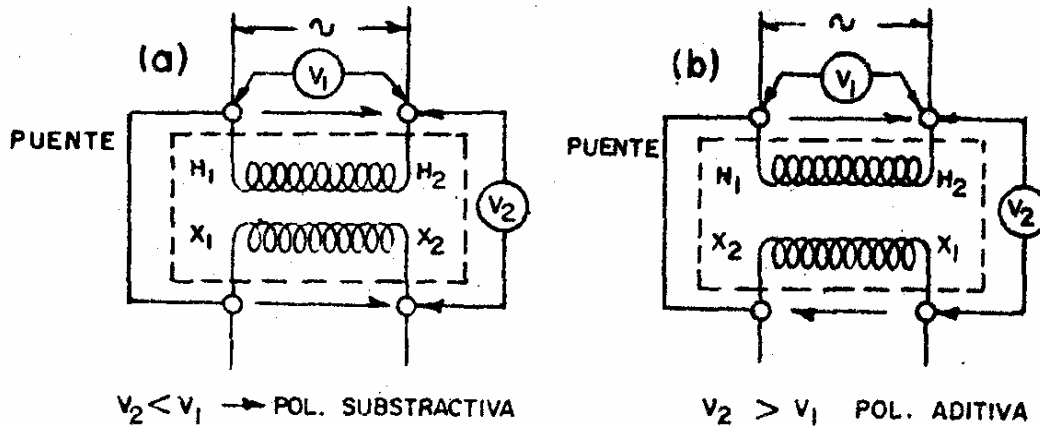


Figura 3-14

PRUEBAS DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Esta prueba se realiza con el objeto de comprobar la relación numérica entre los voltajes de vacío primario y secundario, relación que se guarda también entre el número de vueltas del devanado primario y el número de vueltas del devanado secundario. En autotransformadores y reguladores de voltaje, es la relación que resulta entre el número de vueltas activas del voltaje primario y el número de vueltas activas del voltaje secundario.

A continuación se describen varios métodos que se pueden usar para medir la relación de transformación y al final, se hará una descripción completa del método más práctico y que siempre se utiliza para la relación en los transformadores de potencia: El método del TTR (Transformer Turn Ratio).

MÉTODO DE LOS VOLTMETROS

Se utilizan dos voltímetros con transformadores de potencial. En transformadores de potencia en ocasiones es necesario utilizar transformadores de potencial, a menos que la tensión para alimentar la prueba sea muy baja. Un voltímetro se conecta en la alta tensión y el otro en la baja tensión del transformador bajo prueba. Se toman lecturas simultáneas del voltaje impreso y del voltaje inducido en el otro devanado; y después se intercambian los instrumentos y se repiten las pruebas, manteniendo el voltaje impreso en el mismo devanado. Esta prueba debe checarsse con varios valores de voltaje Impreso que difieran entre sí aproximadamente un 10%.

Las determinaciones de la relación deberán estar dentro de una tolerancia de 1%, y de no ser así, la relación deberá ser recheckada con otros instrumentos.

Para transformadores trifásicos, se puede usar alimentación monofásica o trifásica si así conviene.

MÉTODO DEL TRANSFORMADOR PATRÓN.

La forma más satisfactoria de medir la relación de un transformador de potencia es paralelándolo con un transformador patrón de relación y polaridad conocidas. Este método consiste en lo siguiente:

El aparato bajo prueba se excita en paralelo con el transformador patrón, el cual debe tener la posibilidad de variar su relación conocida dentro de un rango adecuado, y los otros dos devanados se conectan en paralelo y colocando un detector entre dos terminales de igual polaridad. Si el voltmetro detector mide algún voltaje, se varía la relación del transformador patrón hasta que el voltmetro indique que la diferencia de potencial de las dos terminales de igual polaridad es nula. En esta situación se observa la relación que tiene el transformador patrón, que deberá ser igual a la del transformador bajo prueba.

Un aparato para medir la relación de transformación y que utiliza el método del transformador patrón es el conocido como T.T.R. (Transformer Turn Ratio), siendo el más utilizado por ser muy práctico y además en forma simultánea determina la polaridad del transformador bajo prueba.

Este dispositivo es muy completo, pues incluye un generador manual de excitación, transformador patrón de polaridad y relación variable conocidas, ampermetro, voltmetro y un galvanómetro que indica la diferencia de voltajes entre el devanado de alta tensión del transformador bajo prueba y el correspondiente devanado del transformador patrón, y que normalmente se usa como detector de voltaje nulo. El diagrama eléctrico y la conexión de este dispositivo para medir polaridad y relación en una unidad monofásica se muestra en la figura 3-15.

FUNCIONAMIENTO DEL "TTR"

Haciendo referencia con la figura 3-15 el "TTR" tiene cuatro terminales exteriores; dos terminales corresponden al circuito de excitación y dos al circuito de comparación. En cada par de terminales, una está marcada con negro y la otra con rojo para identificación de la polaridad, las que tienen el mismo color son de igual polaridad.

Las terminales del circuito de excitación, se conectan a las terminales de baja tensión del transformador bajo prueba por medio de prensas de conexión y las terminales del circuito de comparación se conectan a las terminales de alta tensión por medio de "pinzas", poniendo atención de que la pinza y la prensa del mismo color sean conectadas a bornes de igual polaridad.

En el circuito de excitación, un generador de manivela de imán permanente que puede suministrar 8 volts a una frecuencia de 60 Hz. aproximadamente, es la fuente de potencia con la que se excitan simultáneamente el devanado de baja tensión del transformador bajo prueba y el devanado de excitación del transformador patrón, por lo que los voltajes aplicados VGT y VGP son Iguales.

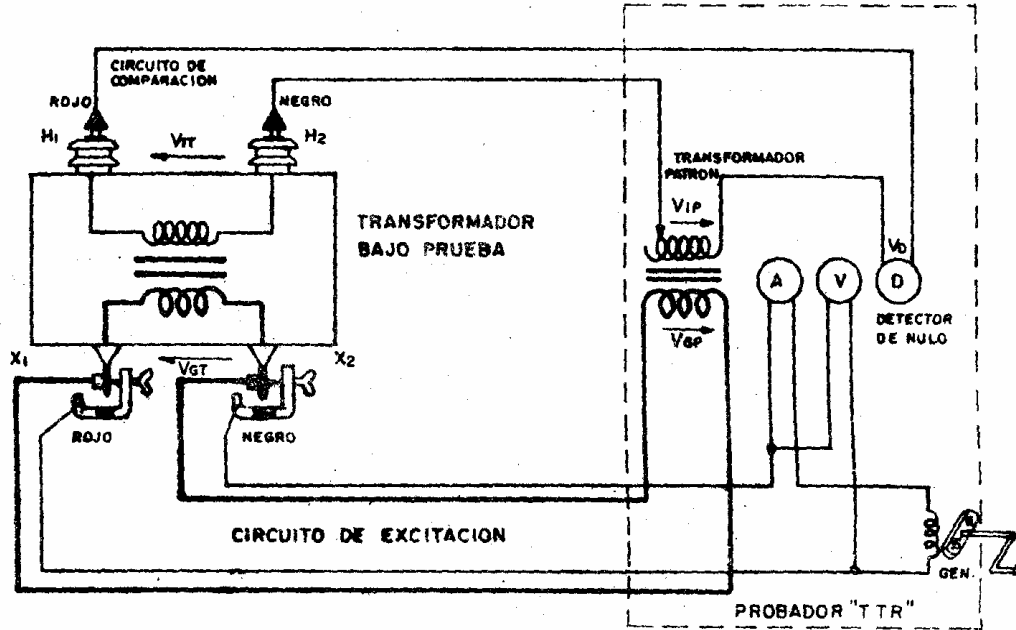


Figura 3-15 PROBADOR DE RELACION DE TRANSFORMACION "TTR"

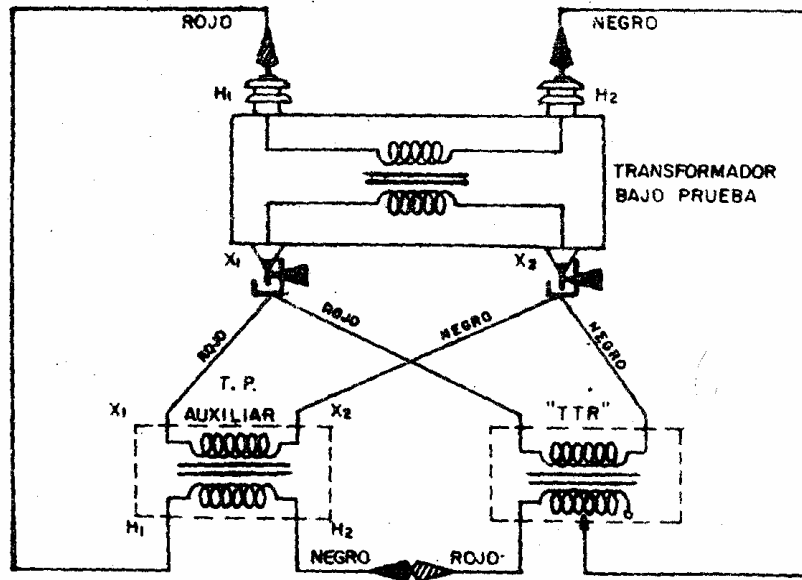


Figura 3-16 TRANSFORMADOR AUXILIAR PARA AMPLIAR EL RANGO DEL "TTR"

En el circuito de comparación, el voltaje inducido en el devanado del transformador patrón es conmutado por medio de tres cambiadores de derivaciones y un potenciómetro, controlados por las perillas del tablero, cada uno con una placa graduada de acuerdo con la relación de espiras que les corresponde controlar.

- La primer perilla (a la izquierda del tablero), registra relaciones en pasos de 10 (decenas).
- La segunda perilla registra pasos de 1 (unidades).
- La tercera perilla registra pasos de 0.1 (décimos).
- Y la cuarta perilla mueve su carátula con 100 divisiones de 0.001 de relación c/u hasta dar un total de 0.1, ésta controla al potenciómetro que está conectado a un devanado auxiliar del transformador patrón y sirve para variar el voltaje en forma constante, es decir, sin pasos. Entre la segunda y tercera perilla se tiene una marca que corresponde al punto decimal.

En serie con el devanado secundario del transformador patrón se tiene conectado el detector de nullos, que es un detector de cero energía, sensible a la corriente alterna. El circuito consta de un rectificador síncrono y un micro amperímetro con escala de cero al centro.

El voltaje conmutado en el secundario del transformador patrón (VIP) se compara con el voltaje de las terminales de alta tensión del transformador bajo prueba (VIT), formando un circuito cerrado en serie con el detector de nullos, y analizando la malla se pueden presentar las siguientes situaciones:

Si $VIP < VIT$ y la aguja del detector se deflexiona a la derecha de la marca de cero, el transformador bajo prueba es de polaridad diferente a la: marcas de sus terminales y no se puede obtener una lectura definida a menos que se inviertan las conexiones de las terminales de baja tensión (prensas) o las de alta tensión. (Pinzas).

Sí la polaridad es correcta, cuando $VIP < VIT$ la aguja del detector se mueve a la izquierda de la marca cero y cuando $VIP > VIT$, la aguja se mueve hacia la derecha. En ambos casos será necesario modificar la relación del transformador patrón hasta que sea $VIP = VIT$, con lo que resulta que $VD = VIP - VIT = 0$, y la relación del transformador patrón será igual a la del transformador bajo prueba, la cual puede ser leída en las placas graduadas de las perillas del tablero.

PROCEDIMIENTOS PARA PRUEBA DE RELACION CON “TTR”

- 1º. Verificar si el aparato está en buen estado y comprobar los ajustes del detector y los cuadrantes indicadores:
 - a) Ajustar en cero la aguja del detector,
 - b) Comprobar la relación cero.
 - c) Comprobar la relación unitaria.

- 2º. Conectar el aparato tal como se muestra en el diagrama esquemático de la figura 3-15, tomando en cuenta la polaridad del transformador bajo prueba. Por ejemplo: pinza roja a H1, prensa roja a X1, -pinza negra a H2 y prensa negra a X2.
- 3º. Poner los cuatro cuadrantes indicadores de modo que la lectura sea cero (000.000). Girar despacio la manivela del generador 1A a 1/2 vuelta y la aguja Indicadora se debe mover rápidamente hacia la izquierda. Si la aguja se mueve hacia la derecha, las conexiones se encuentran invertidas, o bien el transformador tiene polaridad incorrecta, por lo que se deberán intercambiar las conexiones de A.T. ó de B.T.
- 4º. Una vez comprobada la polaridad del transformador, se procede a girar despacio la manivela mientras se va aumentando la relación con la perilla del primer cuadrante, hasta que la aguja indicadora se mueva hacia la derecha. Se regresa la perilla un paso y se deja en la posición más alta donde la aguja del detector se movió hacia la izquierda.
- 5º. De la misma manera se aumenta la relación con la segunda y tercera perilla del tablero sucesivamente.
- 6º. Se aumenta la relación con la perilla del cuarto cuadrante (ajuste fino), hasta equilibrar la aguja del detector en la marca cero. En este último ajuste, la velocidad del generador se aumenta y se sostiene de modo que se tenga una excitación de 8 volts aproximadamente.
- 7º. La relación del transformador bajo prueba, se lee" entonces directamente en las carátulas indicadoras, por ejemplo: Cuando la lectura de los indicadores es (11)(8).(7) (63), la relación resultante es de 118. 763.

NOTA.- Al iniciar el ensayo, la diferencia de relación del transformador bajo prueba con respecto al patrón da lugar a una corriente elevada, por lo que la manivela del generador se siente forzada, pero conforme se igualan las dos relaciones la excitación se reduce y su valor será casi nulo si la prueba es bien ejecutada y si el transformador está en buenas condiciones.

T.P. AUXILIAR PARA AMPLIAR EL RANGO DEL "T.T.R"

Los probadores de relación de transformación comerciales, normalmente tienen un rango máximo en la medición de 130. En el caso de transformad con relación mayor, se hace uso de un transformador de potencial como aliar para ampliar el rango del "T.T.R", el cual por lo común tiene opción seleccionarse una relación conocida de 100 ó 200 y su polaridad es identificada en sus cables de conexión en forma similar al "T.T.R.". El diagrama esquemático de conexiones se presenta en la figura V-16.

Analizando los circuitos de la figura, se puede deducir que la relación del transformador bajo prueba será entonces la suma de la lectura obtenida en el "TTR" más la relación del T.P. auxiliar (100 ó 200).

PRUEBA DE RELACIÓN A TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Para encontrar la relación de un transformador trifásico, debe tomarse en cuenta su diagrama vectorial, con el propósito de determinar la correspondencia de fases y tratar como monofásico cada fase del trifásico. Las relaciones que se deben comprobar son precisamente entre los devanados cuyo acoplamiento magnético corresponde a una misma columna del núcleo, por ejemplo: según se ve en los diagramas de la figura 3-17, la correspondencia que existe entre los devanados es (H3-H1 con XO-X1), (H1-H2 con XO-X2) y (H2-H3 con XO-X3).

PRUEBA DE RELACIÓN A AUTOTRANSFORMADORES Y REGULADORES DE VOLTAJE

En autotransformadores y reguladores de voltaje, la prueba de relación se debe hacer fase por fase y en todas las derivaciones y posiciones que posean los devanados.

En el caso de autotransformadores la relación que se debe medir es: $H0X0-H1/H0X0-X1$, siendo H0X0 la terminal común de los circuitos primario y secundario, la cual para formar los bancos trifásicos en estrella se conecta al neutro.

Para reguladores de voltaje, el lado de la fuente se toma como primario y el lado de la carga como secundario, independientemente que el cambiador tenga la posición de subir o de bajar voltaje.

Las conexiones del "T.T.R." para efectuar las pruebas de la fase 1 de un regulador trifásico se presentan en la figura 3-18. Para probar las otras fases el procedimiento es dejar en la misma posición las terminales conectadas al neutro y solamente se requiere pasar la "pinza" y la "prensa" de los bornes de la fase 1 a los correspondientes en la fase 2 y así mismo, en la fase 3.

En los casos que no es accesible la terminal del neutro, las relaciones se prueban entre gases, es decir, S1- S2 contra L1 - L2, S2 - S3 contra L2 - L3 y S3 – S1 contra L3 – L1.

NECESIDAD DE COMPROBAR LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y DETECCIÓN DE FALLAS CON EL "T.T.R."

En transformadores, autotransformadores y reguladores de voltaje nuevos o reparados, los valores de relación obtenidos deberán coincidir con los calculados a partir de la relación de voltajes nominales en vacío y por norma no deben diferir de estos más de un $\pm 0.5\%$.

En general, a cualquier equipo de transformación se le debe comprobar la relación en todas sus fases y en todas las derivaciones y posiciones de sus devanados antes de la puesta en servicio, aún cuando haya estado operando en otro banco o circuito.

En el caso de revisiones o reparaciones que afecten conexiones y ajuste o cambio de contactos en los cambiadores de derivaciones sin carga o bajo carga, es requisito indispensable efectuar pruebas completas de relación de transformación.

Los transformadores de potencia que han estado operando correctamente, no siempre es necesario comprobar su relación periódicamente, a menos que se efectúe algún cambio de relación por medio de su ó sus cambiadores de derivaciones sin carga. Es a criterio de quién programa el mantenimiento decidir si se comprueba o no la relación de transformación.

Algunas fallas que provocan funcionamiento anormal o la operación de las protecciones del transformador y que no son detectadas con las pruebas convencionales del aislamiento, en ocasiones se determinan en la medición de la relación de transformación. Las fallas que más frecuentemente se determinan con esta medición son: Corto circuito entre espiras de A.T. o B.T., apertura del circuito en bobinas o conexiones de A.T. o B.T., daños en los contactos de las derivaciones de cambiadores en vacío o bajo carga, defectos en el cambiador bajo carga (trabamientos, indicación incorrecta de la derivación, contactos fuera de posición etc)

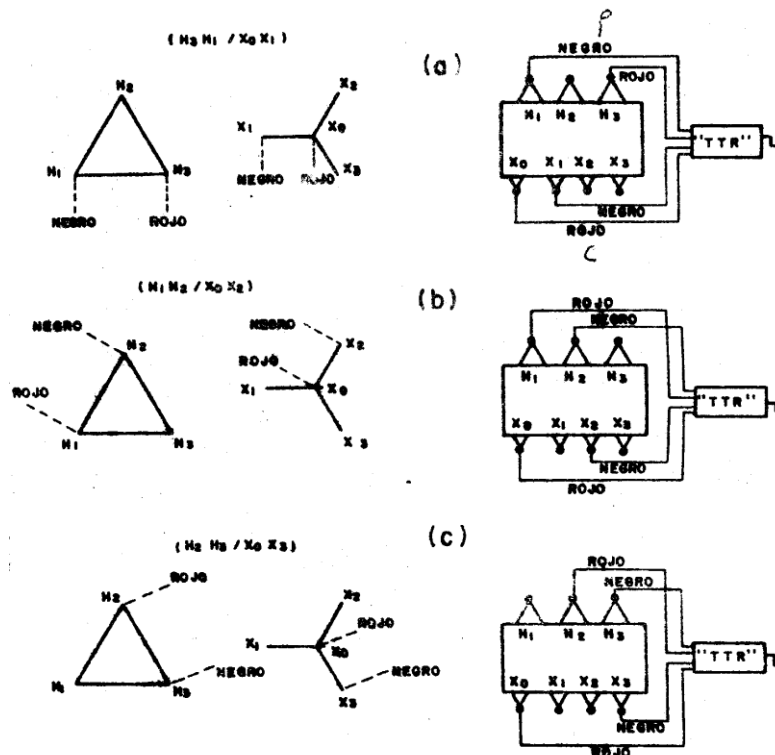


Figura 3-17 (a,b,c)

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION A UN TRANSFORMADOR TRIFASICO.

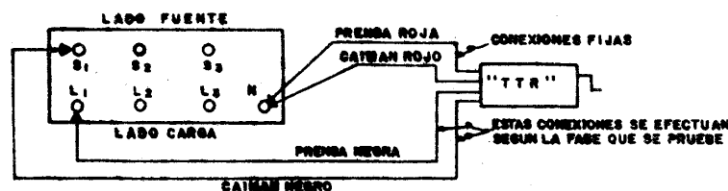


Figura 3-18

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION A UN REGULADOR TRIFASICO.

Las fallas son detectadas con el "T.T.R." cuando:

- a) La relación medida es apreciablemente diferente de la calculada
- b) No hay respuesta en el detector de nulos,
- c) La corriente de excitación es excesiva,
- d) La aguja del detector de nulo no se estabiliza,
- e) La aguja del detector siempre se deflexiona a la derecha aún cuando se pruebe con otra polaridad, además de incrementarse ligeramente la corriente de excitación a medida que se aumenta la lectura de relación.

3.1.1.5. Prueba Dieléctrica de Tensión Aplicada.

Esta prueba, que podemos considerar como prueba dieléctrica tiene como objeto el demostrar que el aislamiento, ya sea en calidad de los materiales utilizados o en la adecuada colocación y observancia fiel de las distancias dieléctricas críticas, puede soportar, sin causar una destrucción total o parcial del transformador, las sobretensiones para las cuales está diseñado y por consecuencia comprobar que no existe falla en el aislamiento entre devanados y entre devanados y tanque o tierra. En síntesis, con esta prueba se demuestra la calidad de la resistencia del aislamiento entre el devanado sometido a prueba y todos los otros devanados o partes metálicas del transformador, que deben estar conectados a tierra.

Debido a la existencia de una gran variedad de valores nominales para los transformadores de potencia, se ha establecido el concepto de "clase de aislamiento" que nos da la relación entre el voltaje nominal y los valores de prueba asociados. En la norma CCONNIE.2.1-2 de transformadores de potencia se dan los valores en KV para la prueba a baja frecuencia (tensión aplicada) de acuerdo a la clase de aislamiento que se trate.

La prueba en sí, consiste en aplicar durante 1 minuto, entre un devanado y los demás devanados y tierra una tensión normalizada de acuerdo a la clase del aislamiento de dicho devanado, procurando que la frecuencia eléctrica de la tensión aplicada sea lo más cercano posible a 60 cps. Para esto, se hace uso de un transformador elevador especial libre de corona, que permite aplicar la tensión gradualmente desde un valor cero hasta el valor de prueba. Para verificar esta prueba, todas las terminales exteriores del devanado a probar se unen y se conectan a la terminal de línea del transformador de prueba mientras que todas las demás terminales de los otros devanados, el núcleo y el tanque se aterrizan y se conectan a la otra terminal del transformador de prueba. Para efectuar estas conexiones se puede utilizar alambre de cobre delgado (no menor de 3 mm de diámetro).

El procedimiento para medir el voltaje que debe aplicarse es utilizar un voltmetro de esferas calibrado para una abertura entre esferas correspondiente al voltaje de prueba de la clase de aislamiento. Al aplicar tensión a las esferas e ir aumentando paulatinamente llega un instante en el cual sobreviene la descarga entre ellas cuya tensión de aparición es proporcional al diámetro de las mismas, a la separación entre ellas y a otros factores relacionados con el medio ambiente. Los puntos de las esferas que están más cercanos uno del otro se llaman puntos de flameo.

Una vez conectado el transformador bajo prueba, el transformador de prueba y las esferas previamente abiertas al valor requerido, se inicia la aplicación de la tensión de prueba a partir del valor menor posible y se va incrementando gradualmente a no menos de 3 KV/seg. hasta el instante en que sobre viene el flameo en las esferas. La tensión para la cual ocurrió el flameo es la tensión real de prueba y es la que debe aplicarse durante 1 minuto.

Después de logrado el flameo de las esferas, se incrementa la apertura entre éstas en un 10% para utilizarlas como dispositivo de protección. De nuevo se inicia el incremento de tensión hasta leer el valor obtenido en el flameo previo y se sostiene este valor por un minuto, al cabo del cual se reduce nuevamente a cero la tensión.

En la figura 3-19, tenemos el diagrama eléctrico de ésta prueba. Aquí podemos ver que el transformador bajo prueba se puede representar como una capacitancia cuyo dieléctrico está constituido por aceite, cartones aislantes papel, cintas de algodón, micarta, madera, porcelana, etc.

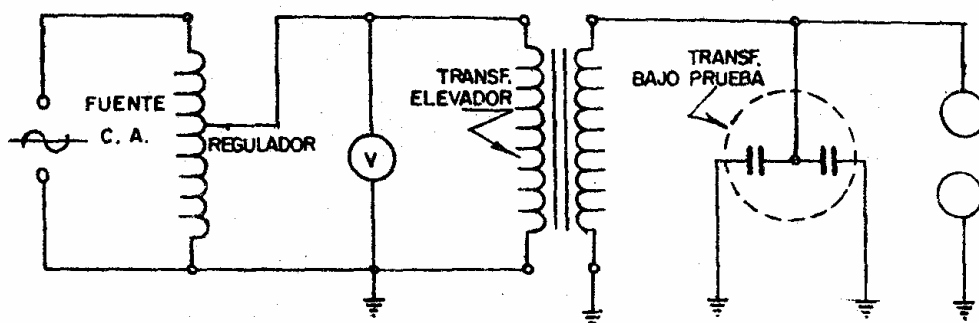


Figura 3-19 DIAGRAMA ELECTRICO DE LA PRUEBA DE TENSION APLICADA

3.1.1.6. Prueba Dieléctrica de Tensión Inducida

Esta prueba, considerada también como prueba dieléctrica es una prueba de sobre tensión que se aplica para probar el aislamiento entre vueltas, capas, secciones y guías de los devanados, y también para determinar si alguna de las pruebas anteriores, en las que se ha sometido al transformador a tensiones entre devanados y tierra, ha dañado el aislamiento de los devanados.

Normalmente esta prueba consiste, en inducir en los devanados del transformador bajo prueba una tensión con un valor del 200% de la tensión nominal del mismo. Sin embargo esta prueba también se utiliza para dar prueba de aplicado cuando se tiene aislamiento graduado o reducido en el neutro, es decir, cuando la prueba de aplicado no se puede efectuar para la clase del aislamiento de las terminales de línea.

Cuando los transformadores tienen un devanado que suele aterrizar para operación en sistemas con neutro aterrizado, el aislamiento de éste puede ser reducido, y debe tenerse especial cuidado para evitar esfuerzos electrostáticos elevados entre las partes del devanado

y tierra. En transformadores monofásicos con una terminal del devanado de alta tensión sólidamente aterrizada, se debe aterrizar una terminal del devanado de baja tensión para evitar esfuerzos elevados en la prueba de inducido.

Como en esta prueba se está aplicando una tensión en vacío elevada, la frecuencia de ésta debe ser también lo suficientemente elevada para evitar que la corriente de excitación del transformador bajo prueba exceda del 30% de la corriente nominal. A medida que es mayor la frecuencia utilizada, es mayor la severidad de la prueba, por lo que se ha establecido que el tiempo de duración de la prueba no sea mayor de 7200 ciclos de la frecuencia utilizada y debiendo ser ésta no menor de 120 Hz. El voltaje se comienza a aplicar desde el valor mínimo posible y se vá incrementando uniformemente hasta el valor completo de la prueba en no menos de 15 segundos. Se sostiene el valor pleno el tiempo especificado y se reduce hasta el valor mínimo en no menos de 5 segundos.

La corriente de carga incrementada correspondiente a la alta frecuencia de la prueba, y el alto voltaje de la prueba de inducido en los transformadores de potencia, pueden producir una elevación grande de voltaje ya que la reactancia del transformador es incrementada por la frecuencia. De aquí que para una onda impresa de voltaje de forma senoidal, el voltaje inducido en el devanado de alta tensión puede ser mayor que el correspondiente a la relación de transformación. A causa de esto se conecta un vóltmetro de esferas entre la terminal de alta tensión y tierra, el cual sirve para conocer la tensión de prueba correcta si se hace una calibración previa como en la prueba de aplicado y que puede utilizarse durante la prueba como explosor para protección contra sobre tensiones sí se le da una abertura 10% mayor de la normal para la calibración.

A continuación tenemos el diagrama eléctrico de esta prueba

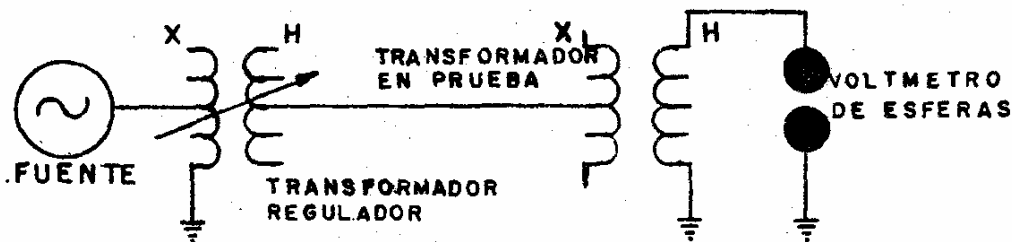


Figura 3-20

En esta prueba es deseable tener el cambiador de derivaciones en la posición en la que se abarque el devanado completo, aunque el esfuerzo al que se ven sometidas las espiras es menor por tenerse menos volts por vuelta que en el caso de tener el cambiador en la posición de mínimo devanado. También es conveniente, después de la prueba, hacer un chequeo rápido de la relación de transformación para asegurar que los esfuerzos dieléctricos no hayan dañado o abierto alguna conexión que pudiera haber estado floja o débil.

3.1.1-7 Prueba de Impulso.

Ya mencionamos anteriormente que el aislamiento es parte vital en los transformadores de potencia y que una buena medida de su eficacia en su respuesta a esfuerzos eléctricos. Hasta 1937 se les sometía a pruebas de baja frecuencia (aplicado e inducido), pero a medida que se han estudiado los fenómenos de sobrevoltajes producidos por perturbaciones atmosféricas y maniobras en los sistemas eléctricos, se ha llegado al convencimiento de que el transformador puede quedar sujeto a distribuciones internas de tensión que no guardan un comportamiento lineal definido por la relación de volts por vuelta, como en el caso de la prueba de inducido, sino presentan también distribuciones que son función inicialmente de las capacitancias de los devanados y finalmente de la inductancia de los mismos. Estos conceptos han originado la prueba llamada de Impulso cuyo objeto es el estudiar el comportamiento del aislamiento del transformador en combinación con sus parámetros L y F durante condiciones severas tales como transitorios eléctricos. Con este sistema de pruebas, las clases de aislamiento que originalmente se basaban en el valor nominal de tensión de operación del transformador, se modificaron, quedando ahora referidas a lo que conocemos como Nivel básico de Impulso, que es un nivel de referencia expresada en voltaje cresta de Impulso con una onda normalizada no mayor de 1.5×40 microsegundos, y de la cual se requiere que los transformadores, conforme a estos niveles deban soportar los valores de prueba dados en la tabla V-9.

En conclusión, el objeto de la prueba de impulso es comprobar que la estructura aislante de un transformador está diseñada para soportar en la zona de 0 a 10^5 microsegundos de la curva de tensión-tiempo del aislamiento, los sobrevoltajes transitorios ocasionados por descarga atmosférica, maniobras, fallas, etc. en el sistema donde va a operar el transformador. De lo anterior lo que más cuidado y atención requiere es el transitorio ocasionado por descargas atmosféricas, transitorio que puede representarse por tres formas de onda básicas: Onda completa, onda cortada y frente de onda.

Si una perturbación atmosférica viaja por una línea y llega al transformador su forma de onda se aproxima a la de la onda completa, la cual es una onda que se eleva desde cero hasta un valor cresta en 1.2 microsegundos y decae a un valor igual a la mitad de la cresta en 50 microsegundos.

La misma onda anterior puede flamear (el término lo podemos definir como brincar o saltar o crear un arco entre parte viva y tierra) un aislador después de alcanzar la cresta y entonces la onda se simula con la "onda cortada" que se escoge un 15% mayor en magnitud que la completa. En la prueba, esta onda se provoca flameando dos electrodos.

TABLA 3-9

Si se tiene una descarga muy severa directamente o muy cerca de alguna terminal del transformador, el sobrevoltaje se puede elevar pronunciadamente hasta que ocurre el flameo que provoca un colapso brusco y repentino de la tensión. Este tipo de onda se denomina "Frente de onda".

Estas ondas son muy diferentes en duración y en velocidad de variación del voltaje, y consecuentemente, producen diferentes reacciones en los devanados del transformador. La

onda completa, por su duración relativamente larga, permite que se desarrollen oscilaciones mayores en el devanado y esfuerzos no sólo entre vueltas y secciones, sino también altos voltajes entre devanados y tierra. La onda cortada, por su poca duración, produce esfuerzos en las terminales y extremos de los devanados debidos a su amplitud, y en el corte, debido al cambio brusco, crea esfuerzos mayores entre vueltas y secciones. La onda cortada en el frente, es aún más corta de duración y produce voltajes muy elevados en los extremos de los devanados entre devanado y tierra y por su corte brusco crea esfuerzos muy elevados entre vueltas y secciones en los extremos de los devanados.

En la prueba de impulso se somete al transformador a este tipo de onda que se generan en el llamado generador de impulso y se aplican a cada terminal del transformador de acuerdo al nivel de aislamiento. Normalmente se aplican en este orden:

1. onda reducida (de 50 a 70% de la plena)
 2. ondas cortadas en el valor de tensión y tiempo de corte de acuerdo al NBI.
1. onda plena o completa de 1.5 X 40 microsegundos.

El generador de impulso utilizado para estas pruebas consiste esencialmente de capacitores arreglados para conexiones serie paralelo que se cargar con corriente directa mediante rectificadores y se descargan a través de una red cuya función es dar forma a la onda de descarga.

La fuente usual de C.D. para cargar los capacitores es un rectificador doble. Su circuito básico es:

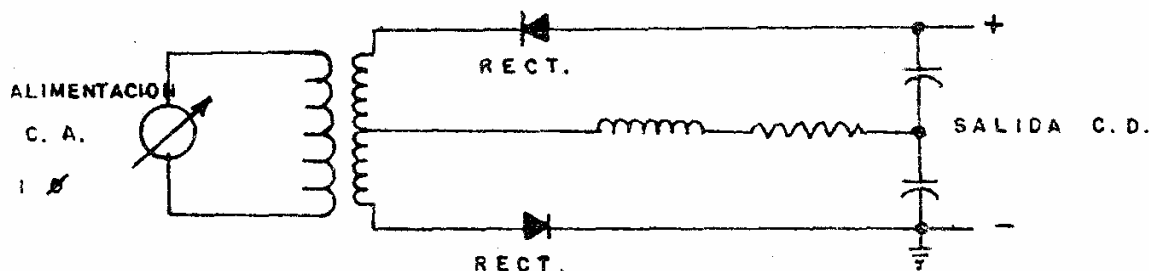


Figura 3 - 2 1

Y el arreglo preferido para voltajes de cualquier magnitud es el llamado "circuito de Marx", que se muestra en la figura 3-22

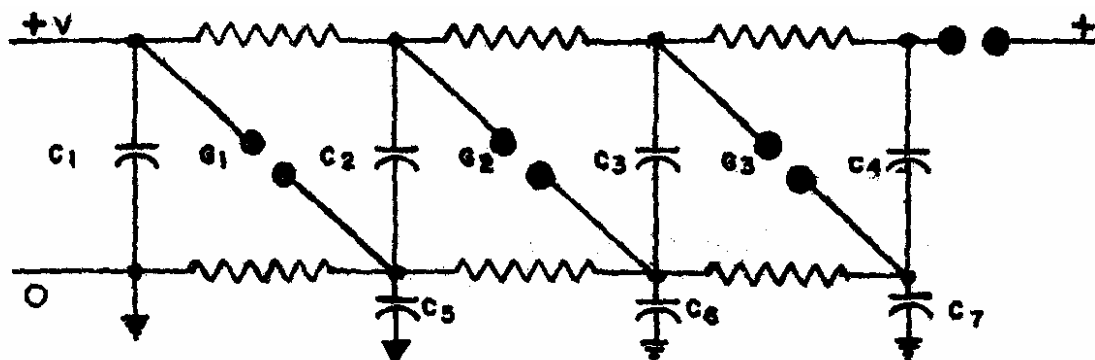


Figura 3-22

Para la función de carga, los capacitores están en paralelo, a través de resistores que separan cada banco. La carga es progresiva, con el capacitor más cercano al rectificador alcanzando el voltaje pleno primero, y los capacitores siguientes cargándose después hasta que el más lejano quede con el voltaje pleno. Cuando el circuito se dispara, todos los pasos quedan sin serie mediante los explosores mostrados.

3.1.1.8 Medición de Resistencias Ohmicas de Devanados.

La prueba de medición de resistencias eléctricas de los devanados de los transformadores de potencia es de primordial importancia efectuarla durante la recepción en fábrica, pues es realmente el factor que nos ayudará a determinar las pérdidas propias del transformador por efecto Joule cuando se encuentre en operación, pérdidas que en transformadores de gran potencia llegan a ser hasta de cientos de Kilowatts. En labores propias de mantenimiento, en ocasiones se recurre a ésta prueba para comprobar la resistencia de los devanados y detectar algún falso contacto en las conexiones de los devanados o en los cambiadores de derivaciones, si se han tenido problemas de calentamientos excesivos o generación de gases en el transformador.

Estos valores de resistencia también se utilizan para los cálculos de la temperatura de los devanados al llevar a cabo la prueba de temperatura, que después se describirá.

Existen varios métodos para la medición de resistencias, siendo los más usuales el método de caída de potencial y el de puente. De estos, el preferido por su precisión es el método de puente.

Dentro de los dispositivos utilizados en este método, el más aceptado es el llamado "puente de Kelvin".

Este puente está diseñado especialmente para medir con precisión resistencias muy bajas, que normalmente son las que se tienen en transformadores. Los rangos de mediciones que se obtienen con este tipo de puente van desde 0.0001 hasta 10 ohms. El método de medición de estos puentes es muy similar al de los puentes de Wheatstone, o sea, que el valor medido se obtiene por comparación de parámetros conocidos del puente, siendo la única excepción un brazo deslizante de alambre de material especial, que debe recibir una atención esmerada. Este alambre debe limpiarse a menudo con un trapo limpio, y debe evitarse el uso de tela áspera o lija, porque esto dañaría la precisión del puente.

Con el puente de Kelvin, los probadores no necesitan tomar en cuenta la resistencia propia de las líneas o de otras conexiones.

Las mediciones son independientes de la corriente, pero a mayor corriente (dentro de la capacidad de seguridad del brazo deslizante), es aún mayor la sensibilidad del puente y más precisa la lectura obtenida. Para reducir errores en las lecturas, deben seleccionarse previamente las relaciones de modo tal que las lecturas siempre queden después del primer valor en el brazo de clavijas seleccionadoras.

Estas mediciones de resistencias se conocen normalmente como "resistencia en frío".

Es de primordial importancia leer simultáneamente con la resistencia la temperatura de los devanados. Es una práctica aceptada y reconocida considerar la temperatura de los devanados igual a la temperatura del aceite del transformador, si previamente este aceite ha estado en reposo un tiempo de 4 a 8 horas y no se ha hecho circular corriente por los devanados.

Las resistencias deben medirse entre terminales de los devanados del transformador y pueden tomarse lecturas para todas las posiciones del cambiador de derivaciones, pero sin embargo es suficiente tomar las resistencias en la posición de voltajes nominales del aparato y en la posición conocida como "posición de máximas pérdidas" que es la correspondiente a la menor tensión del devanado.

Cuando el transformador es monofásico no es necesario hacer ninguna consideración adicional a la resistencia medida, pero si el transformador es trifásico, y debido a que las conexiones de sus devanados son internas, existen dos casos:

- a. Devanado en conexión Y.- Para este caso la resistencia por fase del transformador es igual a la resistencia medida entre terminales dividida entre 2.
- b. Devanado en conexión Δ .- Para este caso la resistencia por fase del transformador es igual a la resistencia medida entre terminales multiplicada por 1.5.

Como los cálculos para las pérdidas deben referirse a una cierta temperatura de operación, y se considera a esta temperatura como de 75° C cuando la elevación permisible es de 55° C y 85° C cuando la elevación es de 65° C, los valores de resistencia medidos a cierta temperatura deben corregirse a las temperaturas de operación del transformador indicadas (75° C y 85° C).

3.1.1.9 Prueba de Medición de Pérdidas en el Núcleo y Corriente de Excitación.

El objeto de estas pruebas es conocer las pérdidas que presenta el transformador cuando se opera sin carga, pérdidas que se consideran exclusivamente como pérdidas del núcleo causadas por la histéresis y las corrientes parásitas en la laminación.

Las pérdidas del núcleo, también conocidas como pérdidas en vacío, guardan una función directa con el voltaje, con la forma de onda de éste y con la frecuencia. La frecuencia y el voltaje se determinan fácilmente con el uso de instrumentos ordinarios de medición, pero si la forma de onda del voltaje aplicado no es senoidal, los valores medidos no van de acuerdo a los valores que se obtendrían con una onda senoidal. Si el voltaje que se aplica es de forma aguda, (pico) con un factor de forma mayor de 1.11, se obtienen pérdidas más bajas que con onda senoidal, y si el voltaje aplicado es de forma aplanada con factor de forma menor de 1.11, las pérdidas obtenidas son mayores que las correspondientes al valor senoidal.

En la práctica, y sobre todo cuando se trabaja con transformadores de potencia, resulta muy difícil obtener de la fuente de alimentación una forma exacta senoidal.

Existen tres métodos para hacer estas mediciones, pero quizá el más importante de todos es el método conocido como de "vóltmetro de tensión media" ó "vóltmetro medio" y es el que se utiliza en fábrica por su exactitud. Este vóltmetro medio, en su forma común consta de un elemento de tipo D' Arsonval con un rectificador de onda completa. Si el voltaje nominal de excitación se aplica midiendo con este vóltmetro y se conserva la frecuencia nominal, se puede decir que la máxima densidad de flujo en el núcleo corresponde a la excitación nominal de forma senoidal, aunque el voltaje real aplicado puede estar distorsionado. Si se mantiene la máxima densidad de flujo en el núcleo se asegura que las pérdidas por histéresis del núcleo correspondan al voltaje nominal de forma senoidal.

Las pérdidas por histéresis son directamente proporcionales a la frecuencia aplicada y a alguna función de la densidad de flujo, siendo esta última directamente proporcional al valor medio del voltaje aplicado. Las pérdidas por corrientes parásitas o de Eddy, son proporcionales al cuadrado de la frecuencia para una inducción dada, y al cuadrado del valor efectivo del voltaje aplicado.

Entonces, la prueba normalmente se efectúa aplicando al transformado voltaje nominal, cuyo valor debe ser medido con el vóltmetro medio, y las pérdidas en vacío las determinan las lecturas de los wáttmetros. De esta manera se determina la máxima densidad de flujo y por lo tanto la componente de histéresis de las pérdidas. La corrección para la componente de las pérdidas corrientes parásitas es proporcional a:

$$K = \left[\frac{V \text{ eficaz}}{V \text{ medio} \times 1.11} \right]^2$$

Y de lo anterior se tiene que:

$$\text{Pérdidas reales con onda senoidal} = \frac{\text{Pérdidas medidas} \times 100}{W_h + K W_e}$$

Donde W_h = Pérdidas por histéresis en porcentaje de las totales

W_e = Pérdidas por corriente de Hedí o parásitas en %

En una forma práctica más simplificada, el vólmetro medio está calibrado en función del valor eficaz, y entonces

$$K = \left[\frac{V \text{ eficaz}}{V \text{ medio}} \right]^2$$

Y para una inducción dada (este valor es dato específico para cada transformador):

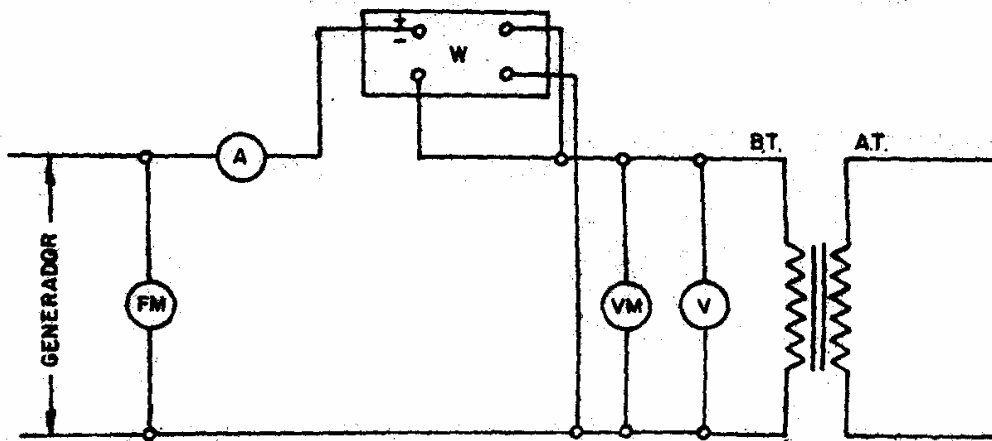
$$W_s = \frac{\text{Pérdidas medias}}{W_h + K W_e}$$

W_h y W_e en por unidad

La corriente de excitación en transformadores de potencia a voltaje nominal y frecuencia nominal generalmente varía entre 3 y 10% del valor de la corriente nominal. Los voltamperes de excitación son el producto de la corriente de excitación y el voltaje empleado en la prueba puede suponerse que las pérdidas en vacío no exceden el 1% del valor nominal de potencia del transformador.

En la figura 3 – 23 se presentan las conexiones propias de esta prueba para transformadores monofásicos.

El voltmetro debe conectarse lo más cerca posible de la alimentación y el wáttmetro entre ambos con su bobina de potencial en el lado de carga de la bobina de corriente. Se deben tomar las lecturas simultáneas en todos los instrumentos y aunque teóricamente los amperes deben leerse con el circuito de potencial de los wáttmetros y voltmetros abiertos, en la práctica no existe una diferencia apreciable. Finalmente, se desconecta la carga (el transformador bajo prueba) y se miden las pérdidas $I^2 R$ de las dos bobinas de potencial en los wáttmetros. Estas pérdidas se conocen como TARA y deben restarse a las pérdidas totales medidas del transformador para obtener sus pérdidas reales en vacío.



FM.- Frecuencímetro W.- Wattmetro
 VM.- Voltmetro medio A.- Ampérmetro
 V.- Voltmetro

Figura 3-23.- Conexiones para medir pérdidas en vacío y corrientes de excitación de unidades monofásicas.

3.1.1.10 Prueba de Medición de Pérdidas en el Cobre e Impedancia.

En esta prueba se tiene como objetivo principal determinar las pérdidas bajo carga del transformador, para poder determinar si su operación es eficiente y también conocer el comportamiento en cuanto a pérdidas en las posiciones del transformador, principalmente en la nominal y en la posición llamada de "máximas pérdidas".

Esta medición se hace para todos los rangos de capacidad del transformador, es decir, si el aparato es OA, FA1, FA2, la medición se hace para las tres capacidades. Para esta medición dado que su duración es corta, no es necesario tener operando el equipo da enfriamiento, pero si tener el aparato con aceite a su nivel correcto y facilidad de leer la temperatura del mismo. Las pérdidas bajo carga son las causadas por la circulación de la corriente de carga en el transformador, e incluyen las pérdidas por efecto Joule 1 llamadas pérdidas $I^2 R$, las pérdidas por corrientes de Eddy causadas por el flujo disperso en los conductores, y las pérdidas por histéresis y corrientes de Eddy provocadas por el flujo disperso en el tanque, terminales y núcleo de transformador. Las pérdidas por corrientes de Eddy e histéresis usualmente se les denomina "pérdidas indeterminadas"

Cuando se conocen los valores de resistencia óhmica y de corrientes nominales de los devanados de alta y baja tensión, las pérdidas $I^2 R$ pueden calcularse directamente. En la medición, en los wáttmetros se determinan simultáneamente las pérdidas $I^2 R$ y las pérdidas indeterminadas. El método que se emplea es cortocircular, generalmente el devanado secundario y excitar al otro devanado a frecuencia nominal y con un voltaje tal que se provoque la circulación de corriente de plena carga en el transformador. Los wáttmetros, conectados adecuadamente al circuito, indican el total de pérdidas $I^2 R$ e indeterminadas : plena carga. El voltaje aplicado que se necesita para producir la circulación de la corriente nominal en el transformador con un devanado en corto circuito, se conoce como "voltaje de Impedancia" o caída por Impedancia del transformador. Esta normalmente se expresa en porciento del voltaje nominal para una temperatura dada.

Cuando se excita el transformador, la corriente debe medirse de preferencia en el devanado excitado. Sin embargo, no hay prácticamente una diferencia apreciable entre los valores en porciento de las corrientes en el devanado excitado y en el devanado en corto circuito porque el voltaje de impedancia a través del devanado excitado es un pequeño porcentaje del voltaje nominal (de 2 a 15%) y la corriente de excitación es pequeña. Por ejemplo, en transformadores que tienen aproximadamente un 10% de corriente magnetizante a voltaje nominal, un voltaje de impedancia del 10% produce una corriente de excitación mucho menor de 1%, la cual es despreciable.

Los pasos más comunes en la prueba son:

- a) Determinar en forma aproximada la corriente y el voltaje de impedancia de los devanados que van a excitarse.
- b) Poner en corto circuito el otro devanado del transformador, usando un cable lo suficiente robusto como para conducir sin dificultad la corriente nominal. En los devanados de bajo voltaje y elevada corriente, puede experimentarse el problema de obtener un corto circuito que tenga una resistencia y reactancia lo suficientemente alta como para ser apreciable comparada con la impedancia del transformador. Pueden llegarse a tener varios volts de caída en el cable que forma el corto circuito si este lleva una corriente fuerte y especialmente si está colocado sobre la cubierta del transformador.
- c) Se conectan los instrumentos como se muestra en la figura 3-24
- d) Se ajusta el voltaje para tener la corriente de plena carga, y se leen los vóltmetros, ampérmetros, wáttmetros y frecuencímetros simultáneamente.
- e) Inmediatamente después de las lecturas anteriores se toma la lectura de la temperatura del aceite del transformador.

Las pérdidas de carga obtenidas en la prueba deben corregirse a una temperatura especificada mediante la separación de las componentes $I^2 R$ e indeterminadas. Las pérdidas $I^2 R$ se incrementan con la temperatura al incrementarse la resistencia eléctrica. Su corrección es

Formulas189

La temperatura a que se corrigen las pérdidas puede ser $T = 75^{\circ}\text{C}$ o a $T = 85^{\circ}\text{C}$, de la sobre elevación de temperatura de diseño de los aislamientos, 55 o 65°C . Cuando en lugar de cobre se tiene aluminio como componente de los devanados, -el coeficiente 234.5 se cambia por 225.

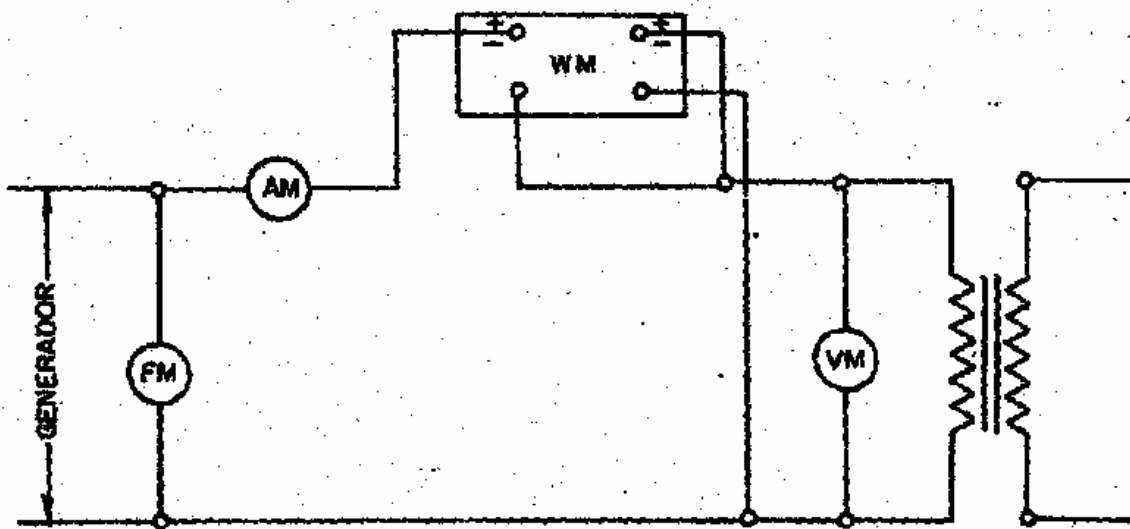


Figura 3-24 Conexiones para medir pérdidas de carga e impedancia

3.1.1.11 Prueba de temperatura.

Entre los factores que afectan la vida de los aislamientos de los transformadores, el más determinante es el de la temperatura. Cuando se tienen temperaturas mayores de 105°C , la tendencia de los aislamientos a volverse quebradizos se acelera y como en operación se tienen que soportar esfuerzos mecánicos, aumenta la probabilidad de que los aislamientos se rasquen propiciando fallas dieléctricas y cortos circuito; Por ésta razón, es importante comprobar que el transformador bajo prueba no exceda la temperatura garantizada en operación con la carga para la que es diseñado. El objeto de la prueba de temperatura es comprobar esos valores

Existen varios métodos para efectuar esta prueba, pero el método que en particular se utiliza con transformadores de potencia es el método de carga simulada por corto circuito, método que permite utilizar las mismas conexiones y circuitos de prueba de la prueba de medición de pérdidas en el cobre e impedancia y que nos permite, también obtener con cierta exactitud los valores de gradientes de temperatura cobre-aceite y aceite-ambiente que no son sino simples diferencias de temperaturas como veremos después. En esta prueba deben imperar las condiciones que vimos anteriormente, principalmente en lo que respecta a

los claros que deben existir alrededor del aparato bajo prueba y al tipo de enfriamiento que éste tenga, o sea, debe tener completo y funcionando su enfriamiento requerido de acuerdo a la capacidad nominal que se esté probando, esto es: Radiadores si es tipo OA, Radiadores y ventilador si es FA, y Radiadores, ventiladores y bombas si es tipo FOA

Ésta prueba no se hace en todos los transformadores que se fabrican, sino a petición del comprador o cuando se trata de un nuevo diseño, modificación a algún diseño anterior o si se tienen dudas respecto a la temperatura que se tendrá en su operación. La prueba se hace para cada capacidad nominal del aparato. El transformador debe tener aceite hasta el nivel adecuado y si la unidad tiene conservador, este debe estar lleno hasta su nivel. La temperatura del ambiente se puede medir con varios termómetros o termopares colocados en diferentes puntos alrededor de la unidad a una distancia de 2 metros y a una altura aproximada un poco mayor de la mitad de la altura de la unidad. Para poder tener una buena base de comparación, se prefiere utilizar cuando menos 3 ó 4 "ambientes". Estos termopares o termómetros se colocan en recipientes con aceite para obtener con más veracidad la temperatura ambiente con respecto al transformador. También se registra la temperatura del aceite superior del aparato con un termopar o un termómetro de alcohol que se sumerge unos cinco centímetros en el aceite. En ocasiones se mide la temperatura del tanque o de partes metálicas que se considera pueden calentarse debido a la circulación de corriente en el aparato.

Normalmente, se pone en corto circuito el devanado de baja tensión del transformador y se alimenta la energía por el devanado de alta tensión con cables suficientemente gruesos para poder soportar una corriente un poco superior a la de carga nominal, ya que se alimenta el transformador con sus watts totales de pérdidas (cobre + hierro) en la posición de máximas pérdidas (a 75°C). Para lograr en un tiempo menor una temperatura estable en el aparato, se puede recurrir a sobrecargar éste eléctricamente o restringir su enfriamiento manteniendo cerradas las válvulas de los radiadores o dejando sin operar los ventiladores y bombas del sistema de enfriamiento. Debe tener cuidado que la sobrecarga eléctrica no exceda el 150% de la capacidad del transformador para evitar un daño por calentamiento excesivo.

El calentamiento forzado se prolonga hasta tener una temperatura de aproximadamente 45°C en el aceite superior para cuando el aparato está diseñado para una elevación de 55°C o 55°C cuando la elevación esperada sea de 65°C. Una vez alcanzada esta temperatura se pone a funcionar el enfriamiento correspondiente a la prueba y se continúa la prueba hasta que la temperatura del aceite superior no varía más de 1°C y la temperatura del ambiente o enfriamiento no varía mas de 1.5°C en la misma dirección durante 3 horas consecutivas. (La temperatura ambiente o de enfriamiento debe ser mayor de 10°C y menor de 40°C).

Cuando se logra la condición anterior, se dice que la temperatura del aceite ya se ha estabilizado. Las diferencias de temperatura entre el aceite y el ambiente en el período de estabilización se conocen como "elevación del aceite sobre el ambiente". Cuando ya estabilizó la temperatura del aceite, y ya que se están sobrecargando y por consecuencia, sobrecalentando los devanados, se reduce la corriente de carga al valor nominal y se conserva durante 1 horas, transcurridas las cuales se procede a hacer "el corte de prueba". Las temperaturas más críticas en los transformadores se producen en los devanados, por lo que es necesario determinar dichas temperaturas durante la prueba. La temperatura del

cobre (ó aluminio) se determina a partir de la medición de la resistencia por medio de la propiedad de variación de la resistencia con la temperatura (coeficiente de temperatura del material) y el procedimiento más usual al medir la resistencia en caliente o "al corte", es primero medir el devanado de alta tensión y después el de baja tensión. El puente para medir las resistencias al momento del corte debe estar preparado y ajustado con anticipación al valor aproximado de la prueba. En el instante adecuado, la persona al mando de la prueba debe dar la orden para abrir los interruptores de alimentación al transformador, y del enfriamiento y arrancar el cronómetro para lecturas de tiempo, mientras simultáneamente deben desconectarse los circuitos en el transformador en los puntos previamente planeados y conectar las líneas de medición de resistencia a las terminales del devanado hecho lo cual se energiza el puente y se toman todas las lecturas posibles en un tiempo de 8 minutos contando a partir del instante del corte, pero el primer valor medido debe tomarse dentro de los primeros 4 minutos posteriores al instante del corte.

Con estos valores, se traza una curva que contiene en las ordenadas los valores de resistencia medidos, y en las abscisas el tiempo. Por extrapolación de la curva es posible obtener el valor de la resistencia en el instante del corte.

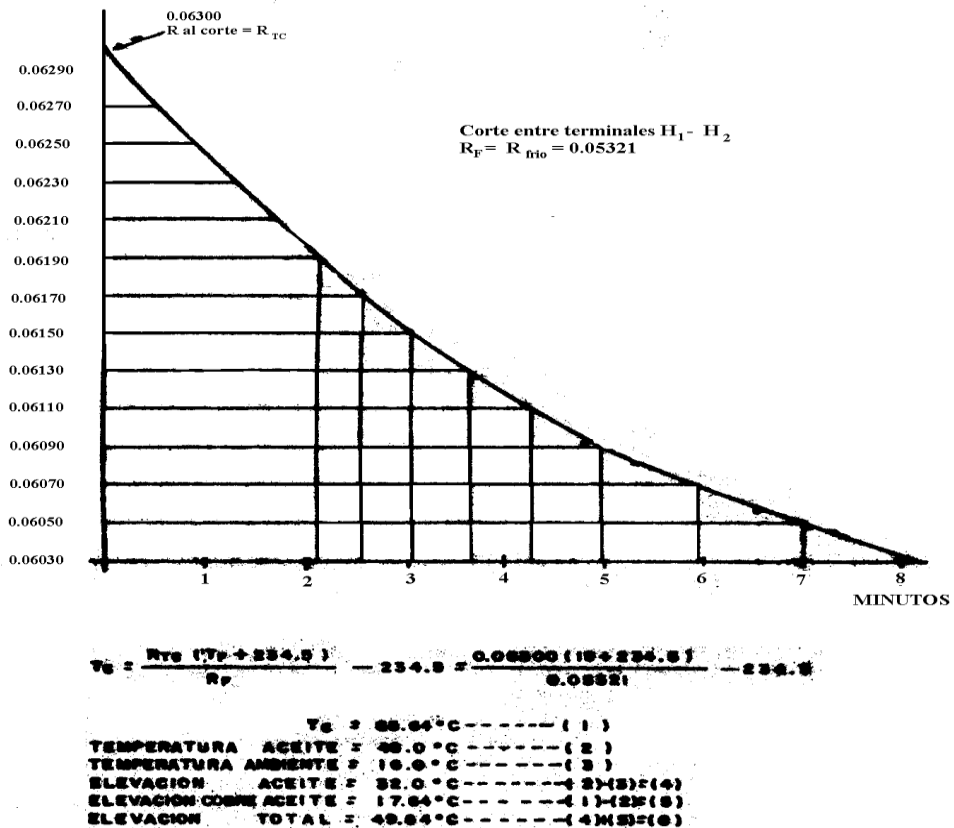


Figura 3-25

CURVA RESISTENCIA-TIEMPO PARA EL CORTE DE UN DEVANADO EN PRUEBA DE TEMPERATURA.

El gradiente del devanado se obtiene calculando primero la temperatura del cobre en el momento del corte y restándole a ésta la temperatura del aceite.

te. (gradiente cobre-aceite).

La elevación total de devanado es la suma del gradiente cobre-aceite y el gradiente aceite - ambiente o elevación del aceite.

En el ejemplo de la gráfica, figura 3-25. podemos ver un corte de la prueba de temperatura en el devanado de alta tensión de un transformador de potencia diseñado para una elevación de 55°C. Esta prueba debe hacerse con los valores nominales de frecuencia y pérdidas totales, sin embargo se permite efectuar correcciones si los valores difieren de los nominales. Los transformadores se diseñan para operar a una cierta altura sobre el nivel del mar. Si el transformador se prueba a una altura distinta a la nominal, se deben considerar los factores de corrección correspondientes.

3.1.1.12 Determinación del Contenido de Gas Disuelto en el Aceite.

En el llenado de equipos eléctricos, es deseable, que el aceite aislante que va a ser utilizado, tenga un contenido de gases bajo, para evitar formación de espuma y burbujas que puedan provocar ionización de gases. Este procedimiento proporciona un método simple para medir el contenido total de gases en el aceite y puede ser utilizado como prueba en trabajos durante el llenado, el control y el mantenimiento en servicio.

El analizador de contenido de gas disuelto en aceite ha sido desarrollado por S.F. Bowser Co. en Hamilton Ontario, con el fin de obtener un método directo y fácil, que sea portátil y de aplicación en el campo.

Principio.

Una muestra de aceite se introduce lentamente dentro de una cámara de alto vacío, donde los componentes volátiles y gases disueltos del aceite son extraídos de una delgada película de aceite según va fluyendo sobre los lados de la cámara.

El alto vacío es obtenido por una columna barométrica de mercurio contenida en un frasco, el cual puede ser movido de arriba hacia abajo en relación con la cámara de vacío. El frasco y la cámara de vacío están conectadas entre si por una manguera flexible, como se muestra en la figura 3-26(a).

Los gases extraídos son comprimidos en la cámara de vacío sostenida a presión atmosférica. Los gases condensables presentes se condensarán dentro del líquido. Los gases no condensables permanecerán sobre el nivel de aceite en forma de una burbuja de gas y puede ser medido su volumen en la parte estrecha superior de la cámara de vacío calibrada en mililitros.

Debido a la limitada área de contacto entre el aceite y los gases desarrollados y a un tiempo de contacto muy corto, el proceso de redisolución de gas en el aceite es muy lento y la lectura directa muy exacta comparada con una lectura indirecta.

Construcción

El Instrumento consiste de una cámara de vacío con un grifo de tres pasos, una botella conteniendo aproximadamente 4.5 Kg. de mercurio, tubos flexibles "de Tygon" y accesorios menores.

La cámara de 100 ml. de capacidad puede ser construida de accesorios estandard de laboratorio ó hecha especialmente de partes de vidrio Pirex fundidas para eliminar la posibilidad de fugas en las juntas. El croquis de la -figura 3-26(b) muestra las dimensiones principales de la cámara.

Operación.

El conjunto del instrumento deberá estar hermético al vacío. Esto se puede verificar cerrando el grifo y haciendo vacío completo sobre la cámara por varios minutos, con la botella de mercurio en su posición inferior.

El aire acumulado por fugas puede ser medido de la misma manera que el gas extraído del aceite.

La muestra de aceite se Introduce dentro de la cámara de vacío tomándola de un sistema a presión de aceite ó de una jeringa, a través del grifo de tres pasos en su parte superior. Bajando la botella de mercurio el aceite es chupado dentro; levantando la botella el aceite puede ser expulsado a través de un tubo capilar, cambiando la posición del grifo de tres vías. De esta manera el mercurio se usa como una bomba para hacer fluir el aceite en el sistema antes de que se tome la lectura de contenido de gas.

Para la medición de contenido de gas, se cierra el grifo de tres pasos y se coloca la botella de mercurio en su posición más baja. Esto generará completo vacío en la cámara. Se abre lentamente el grifo a la posición B, parcialmente abierta hasta que la muestra de aceite, aproximadamente 40 ml., fluye lentamente como una delgada película sobre las paredes de la cámara de vacío y desgasificada en vacío completo.

Levantando la botella de mercurio a la posición 3, donde la presión en la cámara es Igual a la atmosférica. El gas desarrollado es atrapado en la parte estrecha de la cámara y su volumen puede ser leído directamente sobre la escala.

Para contenido de gas abajo de 0.5% la burbuja es muy pequeña para ser -medida exactamente. Cuando la presión es igualada se abre el grifo de tres pasos a la posición C y expulsa la burbuja de gas a través del tubo capilar lleno de aceite, dejando así después de la operación de fluir el aceite en el sistema. La longitud de la burbuja de gas puede otra vez leerse directamente como por ciento de contenido de gas soluble no compresible en aceite por volumen.

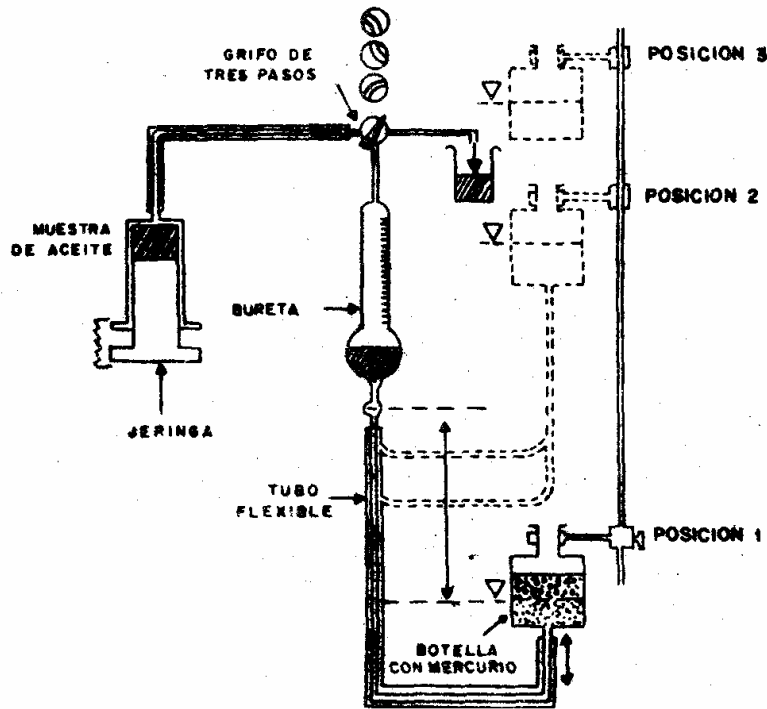


Figura 3-26(a)

DIAGRAMA DE OPERACION DEL ANALIZADOR DE CONTENIDO DE GASES EN ACEITE

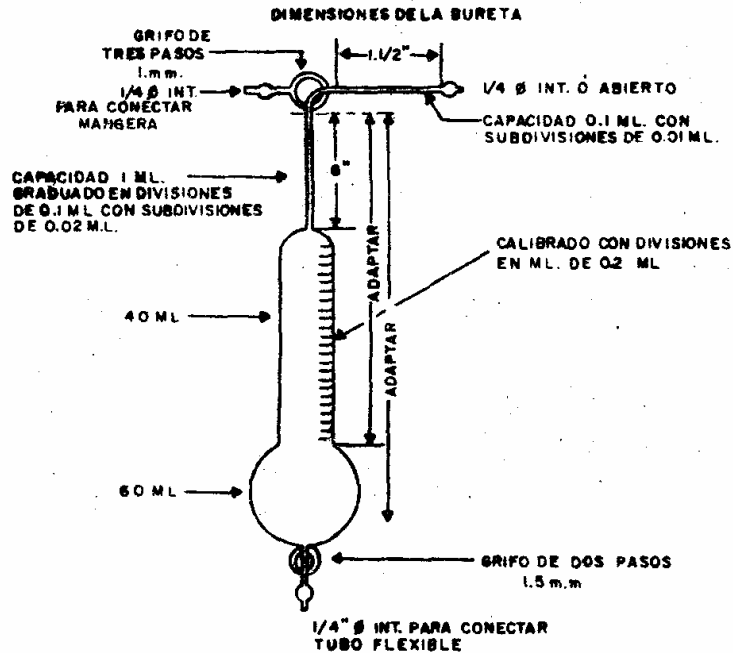


Figura 3-26(b)

DIMENSIONES DE LA CAMARA DE VACIO DEL ANALIZADOR DE CONTENIDO DE GASES

3.1.1.13 Análisis Cromatográfico de Gases Disueltos en el Aceite para Detectar Fallas Incipientes en Transformadores.

Durante la operación normal de los transformadores de potencia, pueden surgir fallas incipientes que aumentan la degradación de los aislamientos y del aceite. Este tipo de fallas son difíciles de detectar y el aparato al principio no siempre presente síntomas de funcionamiento anormal, pero con el tiempo, aparte del deterioro del aceite y los aislamientos, pueden ocasionar fallas más graves, sorpresivas y fuera de control, que provoquen la operación de las protecciones u obliguen a retirar del servicio al transformador. Cuando los materiales de un transformador se descomponen químicamente debido a los dos tipos principales de fallas, térmicas (sobrecalentamiento), y dieléctricas (descargas parciales y arqueo) se generan gases, combustibles en su mayoría, en función de la naturaleza y severidad de las fallas.

Debido a que los gases producidos son bastantes solubles en el aceite y que existe una tendencia muy pequeña a que emigren hacia la zona del gas sobre el aceite en los transformadores sellados, una cantidad muy grande de ellos debe producirse antes de que aparezcan en esa zona o en la parte colectora de gas de los relevadores Buchholz en donde pueden determinarse como total de gases combustibles (TGC) por medio de un aparato marca Snifer usado en la Compañía con una técnica convencional de rastreo de la evolución de gases. Además de esta limitación de altas concentraciones, este equipo no puede separar un gas combustible de otro ni tampoco determinar CO₂ y oxígeno (no combustibles), que pueden encontrarse en el aceite. Todo esto ofrece resultados engañosos al tratar de evaluar fallas incipientes en los transformadores. Este tipo de análisis de gases combustibles del total de gases libres (como porcentaje del contenido total), no tiene las ventajas del análisis de gases disueltos en el aceite, por medio de la cromatografía de gases, con el que se pueden dar diagnósticos que aportan información valiosa sobre el tipo de falla que los produjo o que los están produciendo y las medidas a considerar para corregirlas en lo que se agrupa como detección de fallas incipientes en los transformadores.

Muestreo del aceite

Para tener muestras representativas del aceite para analizar los gases disueltos, se usan jeringas hipodérmicas de vidrio o cilindros metálicos siguiendo una técnica muy similar en ambos casos. Las jeringas que se usan son de 50 ml. de capacidad que permiten la obtención de aceite suficiente para varios análisis. Es importante asegurarse que al tomar la muestra se purgue la tubería y la jeringa para eliminar completamente las burbujas de aire que hubieran quedado en los espacios de válvulas y pivotes.

Extracción de los gases

Una vez que la muestra se encuentra libre de burbujas se procede a extraer los gases. Para este paso del análisis se usa un equipo extractor que utiliza el mismo principio del analizador del contenido de gas disuelto en el aceite descrito en la sección 12. Del gas extraído del aceite se toma una muestra con una jeringa especial para inyectarla al cromatógrafo.

Análisis cromatográfico de gases disueltos (ACGD).

El análisis cromatográfico puede presentar pequeñas dificultades y realizarse por procedimientos diferentes dependiendo de la marca y tipo de cromatógrafo. En el laboratorio

de Compañía de Luz se cuenta con un cromatógrafo marca Hewlett Packard modelo 5830 con controladores de flujo, columnas, válvulas y detectores, que son específicas para analizar los gases producidos en el aceite por fallas de los transformadores. Por medio de una sola inyección de una parte de los gases extraídos se obtienen un cromatograma y la concentración impresa de todos los gases presentes.

De los gases extraídos, el componente principal de la mezcla es el N₂ que normalmente constituye más del 95%. Los otros componentes pueden variar en composición de algunas ppm hasta algún porcentaje de la mezcla dependiendo del tipo de falla, pero ya que el objetivo de esta prueba es la detección de fallas incipientes el rango de algunos gases generados cae en la categoría de las ppm y para otros es tan pequeño que no se consideran para el análisis de las muestras, reduciéndose dicho análisis para los siguientes gases: Hidrógeno H₂, Oxígeno O₂, Nitrógeno N₂, Metano CH₄, etano C₂H₆, monóxido de carbono CO, dióxido de carbono CO₂, etileno C₂H₄, y acetileno C₂H₂. A sus diferentes tiempos de retención los gases son detectados y determinados, para los tres primeros por el detector de conductividad térmica (DCT) y los restantes por el detector de ionización de flama (DIF).

Resultados. Cálculos y diagnóstico

Es importante para interpretar los resultados del ACGD entender los procesos que generan los gases y el significado de los diferentes números que se obtienen.

Los tres diferentes tipos de fallas que se presentan en los transformadores, sobrecalentamiento, corona y arqueo, pueden identificarse al comparar los gases extraídos de la muestra de aceite, por lo que es conveniente explicar como se generan cada uno de ellos.

a) Acetileno C₂H₂.- Este gas casi siempre es un síntoma de la condición de arqueo, ya que en ésta se producen temperaturas mayores de 500°C que son requeridas para producir un enlace triple entre átomos de carbono. Puede también formarse bajo condiciones similares de fuertes sobrecalentamientos en algunos puntos.

b) Etileno C₂H₄ (Sin acetileno). Se produce por degradación térmica y aún a temperaturas bastante moderadas puede producirse en grandes cantidades.

c) Monóxido y dióxido de carbono CO y CO₂.- Son producidos por el envejecimiento térmico del papel o por descargas parciales en el aislamiento sólido.

d) Hidrógeno H₂.- Se puede producir por arqueo, descargas parciales en el aceite, como producto de electrólisis junto con el oxígeno en los aceites contaminados con agua y por descomposición térmica del aceite.

e) Metano CH₄, Etano C₂H₆ y Etileno C₂H₄.- Esta mezcla resulta de la descomposición térmica del aceite a temperaturas menores de 250°C.

La presencia de cada gas no es exclusiva para cierto tipo de falla ya que una combinación de ellos se presenta en condiciones simuladas de laboratorio muy cercanas a las que se conocen en los transformadores, permitiendo su aplicación como criterio para el diagnóstico utilizando como base la presencia de cierto gas "clave". La tabla 3-10, muestra algunos valores para el porcentaje de los gases que se producen por fallas en relación al total de gases combustibles.

Al conocer las concentraciones de cada gas se puede ya saber el tipo falla y ampliar su conocimiento para asegurar su naturaleza. Para esto los gases generados han sido tabulados, arreglados en niveles de concentración y rearrreglados en varias relaciones de un gas a otro y eventualmente relacionados como causa y efecto.

Existen diferentes métodos para la interpretación de los resultados, el descrito anteriormente es el más simple, pero el método de Rogers es el que más ventajas presenta. Este método utiliza una técnica de relaciones de gases formando un código que puede identificar un tipo de falla más específicamente que los que dan los diagnósticos en base a la presencia o ausencia de gases claves. Las relaciones de gases y los códigos modificados se muestran en las tablas 3- 11 y 3-12.

Tablas 3- 10, 3 -11 y 3- 12

El método de Rogers es el que más ventajas presenta por lo que se ha utilizado inicialmente en el Laboratorio en combinación con los criterios para análisis de gases combustibles y su velocidad de formación.

Para establecer los valores de los niveles normales y anormales para cada gas existe mucha discrepancia, ya que es necesario considerar el tipo de aceite, el del transformador, su tiempo en servicio, la aparición de fallas anteriores, etc. La tabla 3-13 muestra una guía para considerar los niveles de cada gas. El TGC da también una idea de las medidas que deben tomarse ciertos niveles según se muestra en la tabla 3-14.

Tablas 3-13, 3- 14,

Para establecer la tendencia de la acumulación del TGC, se considera que es baja para un envejecimiento normal, moderada cuando hay un aumento menor del 10 por ciento y rápida cuando es mayor.

3.1.1.14 Análisis de los Gases Acumulados en el Relevador Buchholz

Separación de Gases en equilibrio.

La cantidad de gas disuelto admisible en un aceite aislante depende de la temperatura, la presión absoluta y la naturaleza del gas.

La transferencia de gas puede ocurrir, sin existir falla, cuando el aceite se encuentra saturado con el gas empleado en el sistema de conservación y cambia su punto de equilibrio al variar la presión o la temperatura. Esta condición es indeseable por el peligro latente que representa la formación de burbujas en el seno del aceite y su posible paso por zonas de alta intensidad de campo eléctrico.

Otra forma de transferencia de gas ocurre cuando el punto de saturación se alcanza en un tiempo largo con el gas generado en forma continua por una falla incipiente. El aceite se sobresatura y transfiere parte de su gas disuelto a la cámara o al Buchholz para conservar su punto de equilibrio.

Cuando el gas se separa del aceite en condiciones de equilibrio las proporciones entre los gases disueltos en el aceite y los del Buchholz o la cámara del transformador guardan la misma relación si sus concentraciones se refieren al porcentaje de saturación y al porcentaje de volumen respectivamente.

Separación desequilibrada.

Cuando la cantidad de gas producida por una falla no tiene suficiente tiempo para ser disuelta en su totalidad, por el aceite, en su trayectoria del punto de falla a la superficie del aceite o al Buchholz se tiene la separación desequilibrada.

La concentración de los gases libres son inversamente proporcionales a sus solubilidades y siempre son menores a las encontradas en solución en el aceite.

Las fallas que producen este tipo de separación de gases, generalmente progresan mas rápidamente que las incipientes.

3.1.1.15 Registro de Impactos Durante el Transporte de Transformadores

Durante el transporte de un transformador, es conveniente verificar que no sufra trato rudo que pueda ocasionar daños en sus componentes Internos, para esto se le instala un instrumento llamado registrador de impactos.

El registrador de impactos se usa para registrar el tiempo, la magnitud y la dirección de choques y vibraciones. Actualmente tiende a normalizarse el uso de este dispositivo por los fabricantes de grandes transformadores momento de ser embarcados, para que cuando arribe el transformador a su destino se pueda tener un registro con la información del trato a que se sometió el transformador durante el transporte.

La información que proporciona este dispositivo es por medio de una cinta de papel que está graduada en zonas de impacto y horas, en la cual aparecen los trazos de las agujas impresoras, indicando la hora y magnitud de le impactos.

3.1.1.16 Prueba de Fugas

Esta prueba debe hacerse antes del llenado preliminar cor aceite, y como regla general cada vez que un transformador se destapa o se va a someter a un proceso de vacío. Las ventajas de un vacío elevado se reflejan en el tiempo y grado de secado de los aislamientos, de aquí que el éxito de un buen vacío está en la ausencia de fugas de todo el sistema de vacío, por lo que para detectarlas se inyecta nitrógeno gradualmente, seco, hasta 0.5 Kg/cm^2 ; se aplica jabonadura en tuberías, válvulas, soldaduras, tapones, bridas y juntas para detectar las fugas que en caso de haber se deben corregir.

3.1.1.17 Medición de Vacío

Definición de vacío.- En sentido estricto, espacio totalmente exento de materia. En sentido mas amplio, en la técnica y en la física, un estado de rarefacción más o menos acentuada del gas contenido en un recipiente.

Para obtener vacío en una cámara, éste se obtiene mediante la extracción de aire por medios mecánicos (bombas), lo cual resulta en una presión interna absoluta menor que la atmosférica.

La terminología de vacío algunas veces causa confusión debido a que las unidades en que se mide pueden estar referidas a la presión del recipiente con respecto al cero absoluto de presión o a la diferencia de las presiones del recipiente y la atmosférica.

La relación entre las diferentes unidades de medición es la siguiente:

0 " Hg de vacío = 1 atmósfera = 14.7 PS i - 29.92 " Hg absoluta = = 760 mm Hg absoluta (al nivel del mar).

En las mediciones de vacío muy próximo al cero absoluto de presión se utilizan las siguientes unidades:

1 mm Hg. absoluto = 1000 micrones Hg. absoluto = 1 torr.

Existen varios tipos de medidores usualmente utilizables para medir vacío en términos de presión absoluta cuando se secan y llenan transformadores en el campo.

Los dos más comunes son el medidor de termocoples y el medidor McLeod. Medidor de termocople.

Este tipo de medidor consiste de un par de termocoples alojados en un tubo metálico o de vidrio que se inserta en el sistema de vacío. Cualquier variación en la presión causa un cambio en la temperatura del termocople resultando un cambio en el voltaje generado en milivolts, que está calibrado en unidades de presión absoluta de aire seco.

Este medidor es portátil y de lectura continua, trabaja con 110 V.C.A. tiene una exactitud en la lectura de 2% de la escala total, sobre un rango de presión de 1 micrón a 20 torr.

Medidor de McLeod.

Este instrumento por su exactitud sirve como patrón de referencia en mediciones de vacío y se usa para calibrar otros medidores. Es un instrumento de vidrio alojado en una caja de plástico, contiene mercurio y mide presión absoluta. Su principio de operación se basa en la ley de Boyle Mariotte, en que a temperatura constante, el producto del volumen de una masa gaseosa por la presión es constante ($P_1 V_1 = P_2 V_2$). En la práctica un volumen conocido de la muestra del gas es comprimido con el mercurio en un tubo capilar de vidrio, la presión absoluta total se lee en una escala calibrada. Para prevenir la entrada de vapores condensables en el tubo capilar que puedan causar lecturas erróneas, cuenta con una trampa de vapor que también evita que el mercurio emigre hacia el sistema de vacío.

Medidor de Bourdon

Es mecánico del tipo de carátula, su calibración es independiente de la naturaleza del gas, se usa para medir vacío no muy riguroso (arriba de 5 m.m. de Hg). Consiste de un tubo espiral o diafragma conectado por un mecanismo -articulado a una aguja, la indicación la da sobre la carátula. El tubo se conecta al sistema que se va a evacuar y cualquier cambio en la presión causa -un movimiento del tubo y un cambio en la posición de la aguja.

En un proceso de vacío, es conveniente instalar uno de cada uno de estos vacuómetros para abarcar todos los rangos de lectura y el McLeod para tenerlo de referencia y supervisar las bombas de vacío y el equipo.

3.1.1.18 DETERMINACIÓN DE LA HUMEDAD RESIDUAL EN LOS AISLAMIENTOS DE TRANSFORMADORES Y DE LA HUMEDAD RELATIVA DEL MEDIO AMBIENTE.

Como se vio anteriormente, la presencia de humedad en los aislamientos afecta seriamente sus características dieléctricas y ha sido causa de falla en gran cantidad de transformadores. Es por esto que se requiere tomar todas las precauciones posibles para evitar la contaminación de humedad en el equipo.

Si se va a efectuar algún trabajo o revisión en el interior de un transformador, es importante hacer una buena medición de la humedad relativa en el medio ambiente antes de destaparlo para no exponerlo a condiciones atmosféricas adversas, ya que la cantidad de humedad absorbida por los aislamientos es función de la humedad relativa del medio ambiente y del tiempo de exposición.

El porcentaje de humedad relativa del medio ambiente no deberá ser mayor de 60 para tomar la decisión de destapar un transformador. La H.R. se obtiene a partir de la medición de la temperatura de punto de rocío del aire.

La determinación de humedad residual en los aislamientos debe efectuarse en los transformadores en el momento en que se reciben en el sitio de instalación o antes si es posible, y después del armado de sus accesorios se hará otra determinación previa a llenado final de aceite dieléctrico.

A transformadores ya en operación, a veces se requiere determinarles la humedad residual cuando las pruebas dieléctricas a sus aislamientos y las pruebas de control del aceite indican la posible contaminación interna con agua.

También, cuando un transformador que por razones de mantenimiento preventivo o correctivo se va a exponer su interior al medio ambiente por un período más o menos prolongado, se le debe determinar la humedad residual antes de destaparlo y previamente al llenado de aceite.

Método para determinar la humedad residual en los aislamientos de transformadores.

En la actualidad no hay un método para medición directa del agua residual en un aislamiento de muy pequeñas fracciones, y estas son determinadas de la relación en la tabla de equilibrio de presión de vapor humedad residual, conocida como carta de Piper, la cual se muestra en las figuras 3-27 y 3-28.

Para la determinación de la humedad residual utilizando la carta de Piper se procede en la siguiente forma:

1o. Al transformador sin aceite se le efectúa un vacío riguroso y se le inyecta nitrógeno de alta pureza hasta alcanzar una presión positiva de 0.35 Kg/cm² (5 lbs/pulg²). En esas condiciones se deja en reposo un mínimo de 24 horas para permitir que el nitrógeno alcance un grado de humedad igual que la superficie de los aislamientos del transformador.

2o. Se mide la temperatura de punto de rocío del nitrógeno con un aparato apropiado, para lo cual por medio de una válvula instalada sobre la cubierta del transformador se toma la muestra de nitrógeno haciendo lo fluir en forma constante a través del aparato de medición o de su elemento sensor, dependiendo del principio de funcionamiento.

3o. Con la presión que tiene en ese momento el transformador y la temperatura de punto de rocío, se entra a la figura 3-27 para determinar la presión de vapor de agua que corresponde a ese punto de rocío. Con la presión de vapor de agua y la temperatura del nitrógeno en el interior del transformador al momento de hacer la prueba de punto de rocío, se entra a la figura 3-28 para determinar el porcentaje de humedad residual.

Es importante hacer notar que una sola medición no es suficiente porque puede conducir a errores, por lo que es conveniente hacer un mínimo de seis pruebas antes de llegar a un resultado confiable.

De los datos requeridos para la determinación de la humedad residual, son relativamente fáciles de obtener la temperatura y la presión del nitrógeno, pero para determinar la temperatura de punto de rocío es preciso utilizar alguno de los instrumentos especialmente diseñados para este tipo de medición, los conocidos se describen a continuación:

- 1). Copa para medición por condensación a baja temperatura.
- 2). Medidor del punto de rocío "Alnor"
- 3). Higrómetro marca Panametric.

- 1). Copa para medición por condensación a baja temperatura.-

Este instrumento es el más simple de los tres y se basa en la propiedad que tiene la humedad de condensarse al bajar la temperatura del nitrógeno hasta el punto de rocío. Consiste en un vaso o copa de metal con la superficie exterior cromada y pulida al espejo, va montada y sellada en una pequeña cámara de modo que la parte pulida queda en el interior de la misma. La cámara de material rígido que envuelve a la copa tiene una conexión para permitir la entrada del flujo de nitrógeno y otra para descargarlo a la atmósfera, así como una mirilla de cristal para observar la formación de rocío en el espejo de la copa.

Para efectuar la determinación del punto de rocío, la válvula instalada en la parte superior del tanque del transformador se conecta al instrumento por medio de un tubo de cobre flexible para hacer fluir el nitrógeno en forma constante por el interior de la cámara. Al mismo tiempo la copa se llena con acetona, se coloca un termómetro de alcohol con rango de 80°C a 20°C y se van adicionando pequeños trozos de hielo seco para ir bajando en forma gradual la temperatura del material de la copa de modo que el flujo de nitrógeno en contacto con ella al llegar a la temperatura del punto de rocío se condensa su humedad empañando el espejo. La temperatura indicada en el termómetro al momento de condensarse la humedad del nitrógeno, se determina temperatura de punto de rocío.

- 2). Medidor de punto de rocío "AINOR"-.

A diferencia de la copa, en este equipo en lugar de bajar la temperatura, se aumenta la presión de la mezcla vapor de agua-nitrógeno para provocar la condensación de la humedad. Su funcionamiento es de naturaleza electromecánica y la determinación del punto de rocío, se hace por tanteo, es decir, se hacen varias pruebas del nitrógeno, el cual se comprime en el interior a un valor de presión dado con una pequeña bomba manual y posteriormente por medio de una válvula se libera haciéndolo pasar a una cámara de niebla, la cual tiene una ventana de observación por donde se ve si se forma o no neblina. La mecánica de este aparato consiste en hacer algunas pruebas variando a la presión que se comprime la mezcla hasta que se encuentre la transición de la última presión en que se formó la niebla y la primera presión en que no hubo formación de neblina. Las lecturas que se obtienen se ven en una escala graduada en valores de razón de presión que se denominan valor "Q". Con el promedio de los valores "Q" de transición y la temperatura que marca el termómetro del aparato se entra a un calculador circular que forma parte del equipo y ahí se determina el punto de rocío de la mezcla.

- 3). Higrómetro marca Panametric.

Este es un equipo de operación electrónica y es capaz de medir puntos de rocío en aceite, en gases y en otros líquidos con el mismo bulbo de prueba. Su efectividad cubre un amplio rango dinámico utilizable, pudiendo medir puntos de rocío, de + 20°C a - 110°C con un tiempo de respuesta muy rápido.

Tiene capacidad para seis terminales, lo que significa que se pueden efectuar las mismas pruebas simultáneamente en varios puntos conmutando los controles en forma adecuada.

Su exactitud y precisión son excelentes y las pruebas no se afectan por grandes concentraciones de gases, por temperatura ambiente o por presión ambiente.

Como se puede observar es un equipo muy completo y su operación resulta muy sencilla.

Las mediciones se efectúan por medio de bulbos sensores los que se insertan en una camisa para su protección y se conectan eléctricamente a una terminal que sale del higrómetro, normalmente se usa con el bulbo sensor una funda que hace las veces de cámara por la que circulan los fluidos y de esta manera le tiene una medición constante. En el caso que nos ocupa la funda del bulbo sensor se instala en la válvula correspondiente del transformador para hacer circular por ella el flujo constante de nitrógeno que se va a medir y se obtiene una lectura en la carátula graduada del aparato, esta lectura se lleva a la gráfica del bulbo que se está utilizando (cada -bulbo tiene su propia gráfica de acuerdo con el número de serie que lleva -marcado) y de esta manera se determina el punto de rocío de la medición.

Método para determinar la Humedad Relativa del Medio Ambiente.

Partiendo de la definición de humedad relativa (H.R.), que es "La relación entre la presión del vapor de agua contenida en el aire y la presión del vapor saturante a la misma temperatura".

$$H.R. = \frac{P_w}{P_s}$$

Donde

P_w = Presión de vapor de agua para el punto de rocío del aire (mm da Hg).

P_s = Presión del vapor saturante a la temperatura ambiente (m m de Hg).

La humedad relativa se obtiene en forma indirecta a partir de la temperatura del bulbo seco (ambiente) y la determinación de la temperatura del punto de rocío del aire, cuyos datos se llevan a la carta sicrométrica de la figura 3-29 para determinar el porciento de H.R.

El punto de rocío del aire puede ser medido con cualquiera de los aparatos descritos que se utilizan para determinar punto de rocío en transformadores.

Otro instrumento que se puede utilizar para medir la humedad relativa del medio ambiente es el llamado sicrómetro de honda, el cual se describe a continuación.

Sicrómetro de honda.

Consiste en dos termómetros de vidrio montados sobre una base metálica la que a su vez está fija a una manivela por medio de un pivote para que pueda oscilar cuando se le gire manualmente, a uno de los termómetros se le coloca una mecha de tela mojada con agua destilada en la punta (bulbo húmedo) y el otro se deja normal (bulbo seco). Después que se ha mojado la mecha del termómetro del bulbo húmedo, el sicrómetro se gira rápidamente en el aire durante medio minuto aproximadamente, entonces se para y se leen las lecturas en los dos termómetros de inmediato, y estas lecturas se llevan a la carta sicrométrica de la figura 3-29 en donde se obtiene el porciento de H.R.

3.1.1.19 Pruebas de Accesorios

Dentro del mantenimiento predictivo también deben efectuarse algunas pruebas a los accesorios auxiliares de los transformadores de potencia, como son: El sistema de enfriamiento, el sistema de preservación del aceite, el cambiador de derivaciones bajo carga y los dispositivos de control, señalización, indicación, alarma, etc.

En estas pruebas se incluyen: La medición de la tensión de alimentación y los amperes de carga de los motores de bombas y ventiladores del sistema de enfriamiento y del motor del cambiador de derivaciones; así como el funcionamiento correcto de cada uno de los dispositivos, atendiendo el estado ó ajuste de los valores en que deben accionarse sus contactos para enviar las señales de operación de otros accesorios o la señal de alarma al módulo correspondiente.

A los transformadores de potencial y de corriente que estén incluidos en la unidad, se les deben medir la relación de transformación de las bobinas y la resistencia de los aislamientos.

3.12 ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.

Los datos obtenidos en cada una de las pruebas que se efectúan a un transformador o regulador, ya sea en condiciones de operación normal, anormal o en situación de falla, en ocasiones no definen el estado del componente probado, si son analizados aisladamente, por lo que deben relacionarse con los resultados de las demás pruebas para poder llegar a un diagnóstico confiable que defina el estado general del aparato y de cada uno de sus componentes, así como en caso de contaminación, degradación o falla determine las causas que la originan.

De la misma forma, un solo ciclo de pruebas puede arrojar datos que no precisan si hay degradación o contaminación de los componentes internos del aparato, debido a que los valores obtenidos están dentro de los límites establecidos o se ha aceptado por necesidad del servicio que siga operando con alguno o más de los valores razonablemente fuera de dichos límites. Pero si se ha llevado un historial de pruebas periódicas, es factible determinar alguna tendencia que nos lleve a una investigación más completa e incluso que justifique una intervención de mantenimiento preventivo.

3.1.3 SISTEMAS DE REGISTRO, CONTROL Y ESTADÍSTICA DE LOS REPORTE DE PRUEBA Y DEL MANTENIMIENTO APLICADO.

En páginas anteriores se ha visto la importancia que tiene conocer en cualquier momento el estado que guarda el equipo instalado en un sistema de energía eléctrica, para predecir el grado de confiabilidad que puede tener durante su operación.

Las pruebas efectuadas en forma aislada no representan una información indicativa del comportamiento del equipo durante el servicio ni las condiciones de operación a que se ha estado sometiendo.

De aquí la necesidad de llevar un registro riguroso de los datos obtenidos en las pruebas y en las intervenciones de mantenimiento preventivo hechas a cada equipo en particular, si es posible desde la fecha de instalación, incluyendo los valores de prueba con los que entraron en operación. El término recomendable de cada período de prueba a transformadores y reguladores es anual pero en ocasiones las condiciones de operación no permiten sacar de servicio el equipo, por lo que se debe aprovechar cualquier libranza que se haga aún cuando sea antes o después del tiempo recomendado.

Para un buen control, se requiere que las hojas de reporte de cada prueba contengan los correspondientes datos de identificación, ubicación y las principales características de placa. Una vez que se han analizado los reportes de un ciclo de pruebas efectuadas a un determinado equipo se deberá hacer un extracto de los valores que son susceptibles de afectarse en caso de contaminación, degradación o falla incipiente de los componentes internos del aparato, estos reportes se guardan en un archivo clasificado por subestación, por servicio y por aparato. Los valores extractados se vacían en las tarjetas de registro correspondientes de pruebas periódicas anteriores que se han efectuado al aparato en cuestión para comparar y determinar si existen variaciones de importancia o aumento de la

tendencia de desviación con respecto a los valores iniciales o los que normalmente se han obtenido.

Si los registros de una o más pruebas diferentes han sido afectados por alteraciones notables, se deberán analizar en forma individual y colectiva con el propósito de encontrar una posible relación que tengan entre sí para determinar con más o menos precisión la "anomalía" o falla incipiente que los está afectando y de esta forma obtener un criterio que justifique la necesidad de realizar algún trabajo de mantenimiento preventivo e/o implantar un programa con periodos de pruebas específicas de control más frecuente, con objeto de comprobar si el problema quedó resuelto o si se permite dejar en servicio el equipo en condiciones de operación confiable.

Las pruebas a las que se recomienda llevar registro estadístico son las que se relacionan con los aislamientos de los devanados, la degradación del aceite dieléctrico y la determinación de gases disueltos en el aceite.

Aislamientos de los devanados: Resistencia de aislamiento.

índice de polarización índice de absorción dieléctrica. Factor de potencia.

Aceite: Apariencia visual, contenido de humedad, tensión de ruptura dieléctrica, número de neutralización, tensión interfacial y factor de potencia.

Gases disueltos en el aceite: Contenido total, en porciento

Análisis cromatográfico Contenido total de gases combustibles, en porciento.

3.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento preventivo de los componentes internos de un transformador está prácticamente supeditado a las decisiones tomadas en base a los datos obtenidos en las pruebas y en cierta medida al comportamiento del aparato en operación, a excepción de los cambiadores de derivaciones bajo carga cuyo mantenimiento se programa de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

Solo en caso de que las pruebas o el comportamiento del aparato así lo indiquen, se deberán programar cuidadosamente los trabajos de mantenimiento preventivo que se requieran efectuar en el interior del mismo, estos trabajos normalmente pueden consistir en lo siguiente:

Cambiar el aceite 6 extraerlo del tanque del aparato para someterlo al proceso que se amerite, como es: Filtración, deshidratación, desgasificación o regeneración de sus propiedades físicas y químicas.

Limpieza del sedimento precipitado en las bobinas, el núcleo y el tanque. El sedimento accesible debe quitarse cepillándolo, frotándolo con un trapo o raspándolo y posteriormente se debe efectuar un lavado con aceite nuevo y limpio bajo presión, utilizando un filtro o prensa.

Revisión de las estructuras aislantes y los aislamientos de las bobinas y sus conductores terminales.

Inspección de las conexiones eléctricas, chocando los aprietes.

Revisión de los cambiadores de derivaciones sin carga, poniendo atención en el estado de los contactos y la presión en las áreas de contacto. Proceso de secado.

El mantenimiento preventivo de las partes externas del transformador generalmente se deriva de las observaciones efectuadas por el personal de operación encargado de la subestación, durante sus inspecciones de rutina (diariamente revisan el estado general del

equipo), y la revisión más detallada realizada por el personal de mantenimiento aprovechando el libramiento del equipo durante la realización de las pruebas de programa.

Estas actividades de inspección pueden dar lugar a algunos de los siguientes trabajos: Limpieza, pintura, reposición del nivel de aceite, secado o cambio de la sílica gel del equipo de respiración, sellado de fugas de aceite, reparación de defectos en las boquillas terminales, reparación y ajuste de los diferentes dispositivos de indicación, control, señalización, y alarma, etc.

Independientemente de las inspecciones, los motores de los ventiladores del sistema de enfriamiento se deben revisar y lubricar cuando menos una vez al año y en el caso de transformadores equipados con radiadores del tipo "panal" o de tubos alelados, es recomendable sopletearlos y lavarlos una o dos veces al año con el propósito de conservar la capacidad de enfriamiento en óptimas condiciones.

3.2.1. CONTROL Y VIGILANCIA DE LA OPERACIÓN

Un factor determinante para prevenir situaciones anormales que en un momento dado puedan influir en la confiabilidad del equipo es el control y vigilancia que se tenga durante la operación.

En las subestaciones atendidas permanentemente por personal de operación, llevan registros de lecturas tomadas cada hora que incluyen la carga en amperes y las temperaturas del aceite y los devanados, además de observar que los voltajes de la subestación se encuentren dentro de los rangos acepta, dos.

Si en los informes mensuales proporcionados al Departamento de Mantenimiento hay algún equipo con indicación de sobrecargas y/o temperaturas anormales, se deberá investigar y tomar las medidas preventivas que procedan, como sería solicitar el descargue a la oficina de operación correspondiente, chocar el sistema de enfriamiento, verificar los indicadores de temperatura y si se considera necesario programar las pruebas que se juzguen pertinentes para comprobar si el aparato fue o no afectado por esa situación anormal.

Un auxiliar efectivo en la vigilancia constante durante la operación de transformadores y reguladores, es el sistema de alarmas, mediante el cual las situaciones de alerta o de emergencia son detectadas en cuanto se presentan enviando la señal respectiva al tablero principal de la subestación y en el caso de subestaciones telecontroladas donde no se cuenta con personal, las señales de alarma son transmitidas además a la central donde se controla la operación del sistema.

Todas las situaciones anormales que no pueden ser controladas por los operadores de 9ª subestación son reportadas a los ingenieros de operación sistema, quienes a su vez pasan el reporte al Departamento de Mantenimiento, donde de acuerdo con la-urgencia del caso, se procede a la atención inmediata o se programa para atenderse en el momento más conveniente.

3.2.2 FRECUENCIA DE LAS INSPECCIONES PERIÓDICAS

No existe una regla general que se pueda aplicar para determinar alguna frecuencia de inspección, ya que durante la operación de transformadores y reguladores en cualquier momento pueden surgir situaciones anormales imprevistas que no son detectadas en el sistema de alarmas, por alguna falla en el envío de la señal o por quedar fuera de la supervisión de los circuitos de alarma; es por esto que las inspecciones del equipo deben hacerse lo más frecuentemente posible para tener mayores probabilidades de descubrir desperfectos que si no son atendidos oportunamente pudieran dar lugar a condiciones de operación desfavorables para el aparato o propiciar una falla severa que lo retire del servicio.

Esta necesidad queda cubierta en las subestaciones que tienen personal de operación, ya que las inspecciones prácticamente son constantes, y en las subestaciones telecontroladas los Ingenieros del Departamento de Operación de Subestaciones regularmente practican visitas de inspección a cada una de ellas.

Independientemente de las inspecciones anteriores, es conveniente que por parte del Departamento de Mantenimiento, se programen visitas de inspección a transformadores y reguladores cuando menos cada tres meses, en las que se deben hacer las siguientes observaciones:

- Nivel de aceite considerando temperatura
- Fugas probables de aceite
- Presión o vacío en la cámara superior (N2 ó aire)
- Presión en la botella de N2
- Bushings o boquillas
- Porcelana (roturas, flameos y suciedad)
- Nivel de aceite
- Conexiones exteriores Sistema de enfriamiento
- Vibraciones anormales
- Fugas de aceite
- Operación de bombas y ventiladores
- Gabinete de control (Estado de los dispositivos y su alambrado). Nivel del relevador buchholz y purgar posibles gases
- Deshidratadores (recipientes de sílica)
- Termómetros (De aceite y devanados). Tomar lecturas de temperatura máxima y regresar la aguja junto a la de indicación instantánea.
- Cambiador de derivaciones bajo carga. Verificar funcionamiento correcto Comprobar la operación electromanual y el control automático del voltaje (si tiene).
- Efectuar limpieza en partes no peligrosas.
-

Observaciones de tipo especial, deberán ser anotadas en forma explícita, sobre todo si se observa algo anormal; procurando hacer el reporte correspondiente lo antes posible.

3.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Un control estricto de la operación y la aplicación oportuna y efectiva del mantenimiento predictivo y preventivo es evidente que reducen significativamente la probabilidad de falla en el equipo y por consiguiente la necesidad de efectuarle trabajos de mantenimiento correctivo. Aún cumpliéndose lo anterior la posibilidad de falla persiste debido a factores no detectados durante el mantenimiento predictivo y preventivo, imputables a deficiencias de diseño, calidad de fabricación y envejecimiento de los aislamientos, lo que al complementarse con las condiciones especiales que eventualmente suelen ocurrir como son los sobrevoltajes y sobrecorrientes de origen externo al transformador, en un momento dado pueden llegar a afectarlo provocando la falla.

A diferencia del mantenimiento predictivo y preventivo aplicado a transformadores y reguladores, la necesidad de realizar trabajos de mantenimiento correctivo surge cuando alguno de sus componentes se daña parcial o totalmente.

La mayoría de las fallas que ocurren en componentes accesorios no vitales del transformador aún cuando deben atenderse lo antes posible no afectan seriamente la confiabilidad del aparato o el servicio que presta, las reparaciones resultan relativamente sencillas y por lo común no se requiere libramiento. No se presenta la misma situación en los casos de fallas que afectan partes fundamentales del aparato o que se localizan en el interior del tanque principal, ya que si no implican el inmediato o inminente retiro de servicio del aparato puede tenerse una operación deficiente o poco confiable y se requieren una serie de pruebas y análisis para la detección, comprobación y ubicación de los daños antes de bajar el nivel de aceite y destapar el tanque para revisar el interior; los trabajos de revisión interna y de reparación requieren a su vez procedimientos más o menos especializados, - además de precauciones especiales para no contaminar o humedecer los aislamientos sólidos y el aceite.

3-3.1. TIPOS DE FALLAS Y PROCEDIMIENTOS CORRECTIVOS.

La existencia de una falla puede presentarse en tres formas típicas:

- 1.- Fallas incipientes detectadas solamente mediante el mantenimiento predictivo.
- 2.- Fallas leves que afectan el funcionamiento normal del aparato o reducen sensiblemente su confiabilidad.
- 3.- Fallas severas que por sus efectos ocasionan la operación de las protecciones desconectando el equipo de inmediato o cuyo libramiento a voluntad debe ser efectuado cuanto antes.

Al tenerse conocimiento de la existencia de una falla, la actitud que debe asumirse depende de la forma en que se presenta:

En el caso de fallas incipientes, una vez que son detectadas se deben hacer investigaciones exhaustivas antes de tomar la decisión de efectuar una revisión en el interior del tanque principal del equipo.

Se deberá tomar en cuenta su historial de pruebas e intervenciones de mantenimiento preventivo que haya tenido así como las condiciones de operación a que se ha sometido (sobrecargas, sobretensiones, altas temperaturas, disturbios, operaciones del cambiador de derivaciones bajo carga, etc.).

De acuerdo con el criterio que se forme en el análisis de los datos obtenidos que tengan una posible relación con la falla, es conveniente implementar un programa de pruebas periódicas dirigidas exclusivamente a confirmar y determinar la ubicación de la falla y la tendencia que

tenga a desarrollarse con el propósito de valorar la conveniencia de la intervención correctiva.

El procedimiento usado en fallas incipientes, en ocasiones también es conveniente aplicarlo en ciertos casos de faltas leves donde el aparato puede seguir en operación sin exponerse a mayores daños y si el servicio que presta no se afecta de manera importante.

Para la atención de fallas que ponen fuera de servicio el equipo, los pasos a seguir deben estar encaminados en primera instancia a normalizar lo antes posible las condiciones de capacidad y operación de la subestación, buscando para tal efecto la solución que represente menor tiempo, según la urgencia y las opciones más convenientes que se tengan.

Ejemplos:

- a) Si es banco de transformadores monofásicos y se cuenta con uno extra, conectarlo en lugar del dañado.
- b) Efectuar la reparación en su base de instalación.
- c) Retirar el dañado de su base y preparar uno de reserva para sustituirlo.
- d) Retirar el dañado de su base e instalar una unidad móvil de transformación de características adecuadas.
- e) Efectuar la reparación en algún lugar adecuado de la subestación.
- f) Desmantelarlo y enviarlo a taller especializado.
- g) Coordinar la reparación con el fabricante si está dentro de garantía.
- h) En caso de regulador de voltaje también se puede tener la opción de desconectarlo y "puentearlo" dejando el servicio sin regulación

Los procedimientos que se siguen para efectuar las reparaciones deben estar de acuerdo a la ubicación y severidad de los daños, así como a las condiciones y facilidades que se tengan en el lugar de Instalación.

Un procedimiento que se recomienda aplicar cuando para efectuar las reparaciones es necesario bajar el nivel de aceite, destapar e introducirse en el tanque principal, debido a que los daños se localizan en su interior o en las boquillas terminales, es el que se expone en el siguiente programa de trabajo donde sólo se enumeran los principales eventos que se deben cubrir:

- 1.- Desconectar por alta y baja tensión.
- 2.- Comprobación de la falla mediante pruebas de: Aislamientos, continuidad y relación de transformación de los devanados y si existen gases en el relevador buchholz determinar cualitativamente si son o no explosivos.
- 3.- Investigación de la ubicación y posible causa de la falla, en base a su historial de mantenimiento predictivo, preventivo y a las pruebas actuales de aislamientos, devanados y aceite, así como a los resultados que se obtengan en la determinación del contenido de gases disueltos en el aceite y su análisis cromatográfico.
- 4.- Bajar aceite inyectando nitrógeno simultáneamente.
- 5.- Medir contenido de humedad residual.
- 6.- Inspección interna (previa ventilación del nitrógeno)
- 7.- Proceder con la reparación de la falla si es reparable en la subestación. En caso contrario desmantelar los accesorios para enviar el aparato principal al taller especializado.

- 8.- Limpieza interna y lavado con aceite limpio.
- 9.- Hacer vacío, romperlo inyectando nitrógeno y sellar fugas.
- 10.- Medir contenido de humedad residual.
- 11.- Proceso de secado según contenido de humedad
- 12.- Llenado final de aceite
- 13.- Pruebas finales.
- 14.- Conectar por alta y baja tensión.
- 15.- Excitar y observar el transformador.

* Entre los eventos así 4 al 12 el aceite deberá someterse a un tratamiento de filtración, deshumidificación y desgasificación y si es necesario a un proceso de regeneración de sus características físicas y químicas, antes del llenado final del aparato.

3.3-2 CAUSAS POSIBLES DE FALLA EN LAS BOBINAS, AISLAMIENTOS Y NUCLEO

En los transformadores, la causa más frecuente de falla son los aislamientos; las fallas de conducción son poco frecuentes, pero cuando se presentan, dañan directamente a los aislamientos cercanos y en general puede decirse que son interdependientes en ese aspecto.

Los aislamientos durante la operación pueden verse sometidos a elevadas temperaturas por tiempos prolongados, lo que ocasiona en ellos algo que puede llamarse endurecimiento; además sufren esfuerzos mecánicos que pueden ser debidos a cortos circuitos, a los mismos cambios de temperatura y/o a la propia vibración de trabajo. Esto reduce considerablemente la vida de los aislamientos; el endurecimiento no ocasiona en forma notable la pérdida de propiedades dieléctricas, pero con los esfuerzos mecánicos puede ocasionar grietas que constituyen un camino de falla, por lo que es recomendable tomar esto en cuenta al hacer las inspecciones internas.

Los problemas en los transformadores casi siempre son debido a condiciones eléctricas, ya que por carecer de piezas móviles, los problemas mecánicos pueden reducirse a la consistencia misma del transformador; tanto de los núcleos como de los devanados y soportes de los conductores; las excepciones se destinan a los que tienen circulación forzada y/o cambiadores de derivación con carga. No se quiere decir que se desprecien los puntos de vista mecánicos, porque inclusive en la operación normal los devanados y el transformador en general, están sometidos a las vibraciones motivadas por la corriente alterna; las condiciones especiales que se adicionan a las anteriores y que debe soportar el transformador son los sobrevoltajes, ya sea por descargas atmosféricas o por variaciones bruscas de cargas fuertes; además las sobrecorrientes que soporte directamente. En general, con un transformador bien diseñado y ensamblado, puede enfocarse la atención exclusivamente a las condiciones eléctricas.

En el aspecto de aislamiento los puntos más vulnerables son los siguientes:

- a). Espiras adyacentes
- b). Aceite aislante
- c). Bushings o boquillas con el tanque.
- d). Devanados adyacentes en la misma fase.
- e). Devanados con el núcleo (generalmente el de B.T.).
- f). Devanados de una y otra fase.

En algunos casos la conducción anormal es fuente de fallas en los transformadores y los puntos más vulnerables en este aspecto son:

- a). Soldaduras en los conductores, cambiadores, etc.
- b). Conexiones defectuosas con boquillas.
- c). Carbonización o mala operación de los cambiadores.
- d)- Espiras de los devanados.
- e). Falsos contactos en las tomas de los cambiadores.

Otras fallas o defectos que ocasionan problemas en la operación, son las que se deben a las siguientes causas típicas:

- a). Desintegración del aislamiento de los pernos del núcleo, debido a las altas temperaturas y/o aplicación de material aislante inapropiado.
- b). Condiciones debidas al núcleo, como laminaciones fuera de posición, acomodo impropio u otros defectos de fabricación.
- c). Tierras secundarias de la estructura del núcleo, con la consiguiente circulación de corriente, aterrizaje de los pernos del núcleo, etc.
- d). Objetos metálicos extraños (tornillos, pernos, cuñas, cinchos de cero, etc). dejados accidentalmente en el acomodo del núcleo; con el sobrecalentamiento resultante y daños posibles.
- e). Chisporroteo y calentamiento en abrazaderas no aterrizadas u otras partes metálicas flotantes, adyacentes a la estructura con potencial de tierra o neutro.
- f). Empalmes incorrectos en las conexiones de las bobinas o grupos de los devanados.
- g). Deterioro térmico del aislamiento sólido o celulosa debido a gran aumento de temperatura.

3.4 ALGUNAS ACTIVIDADES BÁSICAS PARA LA APLICACIÓN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO.

3.4.1 PRECAUCIONES NECESARIAS PARA EFECTUAR TRABAJOS EN EL INTERIOR DE UN TRANSFORMADOR

Se ha visto anteriormente que la cantidad de humedad absorbida por los aislamientos de un transformador es función de la humedad relativa del medio ambiente, de aquí la importancia de extremar los cuidados de no exponer el interior de un transformador a condiciones atmosféricas adversas. Cuando se requiere sacar el aceite de un transformador, es recomendable sustituir, el espacio desalojado con nitrógeno seco para evitar la entrada de humedad, a su vez un transformador que se encuentre bajo vacío sólo se le deberá romper inyectándole nitrógeno seco o metiendo aceite en buenas condiciones.

El porcentaje de humedad relativa en el medio ambiente no deberá ser mayor de 60 antes de tomar la decisión de destapar un transformador y aún cumpliéndose esto, es necesario llevar un registro del número de horas que se tenga abierto con objeto de determinar la duración del proceso de vacío máximo permisible para extraer la humedad superficial absorbida durante la exposición a la atmósfera y en su caso la humedad introducida por el persona durante maniobras de inspección, conexiones o reparaciones.

La duración del proceso de vacío es de 48 horas, más 8 horas por cada hora que haya estado expuesto a la atmósfera.

Otra medida preventiva que se recomienda si el transformador va a destaparse en un lugar abierto, es la instalación de una caseta o carpa sobre el registro a destapar con objeto de evitar los efectos de algún cambio imprevisto del clima o la entrada de polvo.

Para permitir acceso de personas al interior de un transformador con atmósfera de nitrógeno, previamente deberá expulsarse éste gas inerte introduciendo aire seco, hasta asegurarse que hay cuando menos un 16% de contenido de oxígeno, lo cual se puede verificar con un aparato llamado Fyrite.

Toda persona que pretenda entrar al tanque de un transformador, debe estar equipada con ropa de trabajo limpia y con sus zapatos cubiertos con "botas" de jerga o lona, deberá vaciar sus bolsillos y quitarse cualquier objeto que pueda caerse al interior, como son: Anteojos, peine, dinero, pulseras, anillos, plumas, etc. Cualquier herramienta de mano o material que se requiera utilizar, solamente podrá introducirse en el tanque si previamente, se amarra al extremo de una cuerda que a su vez esté sujeta a la muñeca o cinturón del operario o en alguna otra cosa, de tal forma que se evite dejarse por olvido y se pueda recuperar en caso de caída accidental.

3.4.2 PROCESOS Y SECADO EN TRANSFORMADORES.

3.4.2.1 IMPORTANCIA DEL SECADO. La preparación de transformadores para la puesta en servicio es una operación sumamente importante, en especial cuando la tendencia actual en diseño

de transformadores es hacerlos más compactos y reducir los niveles de aislamiento. Una parte determinante de ésta preparación es el secado.

El secado de un transformador antes del ensayo ó antes de la puesta en servicio, tiene una influencia considerable, no solamente para el funcionamiento futuro, sino también para la vida del transformador. El factor importante en el proceso de secado de transformadores es el agua residual permisible en los aislamientos.

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

3.4.2.2 IMPORTANCIA DEL ACEITE SECO. La importancia del aceite seco en el proceso de llenado de transformadores es un factor muy importante. Cuando el agua total presente en el aceite no sea menor que el agua residual de los aislamientos, tendremos resultados insatisfactorios. El aislamiento de celulosa tiene una alta afinidad por el agua y el aceite húmedo contribuye a aumentar el agua residual en el aislamiento.

3.4.2.3 CRITERIOS DE CONTENIDO DE HUMEDAD. De datos obtenidos de diferentes autores de artículos dedicados a este campo, se determina que no existe un criterio definido que indique un límite aceptable del contenido de humedad en los aislamientos de transformadores. Los límites propuestos varían de 0.2 a 0.5% o menos por peso de los aislamientos secos y hasta 1.0% de humedad superficial por peso. Otras informaciones establecen que: Un 3% de contenido de humedad no disminuye los niveles de ignición de corona y valores menores a 2.5% de humedad por peso del aislamiento no mejoran el valor dieléctrico notablemente.

Durante el secado en fábrica se extrae la humedad de los aislamientos celulósicos hasta alcanzar valores muy bajos como 0.1 a 0.3%, no obstante dichos aislamientos secos absorben la humedad cuando el transformador está expuesto a la atmósfera durante la preparación para el transporte y en el curso del montaje en el sitio de instalación.

La humedad superficial de los aislamientos debe ser extraída por medio de un secado en el campo, el valor que se considera deseable obtener después de un secado en el campo es 0.5 por ciento. No obstante existen ciertas dificultades para extraer la humedad hasta 0.5 por ciento; se necesitan equipos -especiales y muy costosos. Numerosas experiencias sobre montaje de transformadores de 154 y 275 KV, muestran que solo en un porcentaje muy pequeño se llega a 0.5 por ciento de humedad después del secado.

Así que después de los resultados de investigación anteriormente realizada y de las experiencias tenidas, se recomiendan los siguientes valores -como criterios de contenido de humedad en la región superficial:

- A). 500 KV, menos de 0.5 por ciento.
- B). 154-275 KV, menos de 1 por ciento.
- C). Abajo de 154 KV, menos de 2 por ciento.

En condiciones de servicio, los aislamientos de papel se calientan hasta 80 ó 90°C, la humedad de la zona superficial se difunde en toda la masa de aislamiento hasta lograr una repartición en todo el conjunto, es por esto que transformadores de pasada manufactura que fueron puestos en servicio teniendo humedad superficial en los aislamientos arriba del valor de 0.5 por ciento están operando satisfactoriamente. Sin embargo con las tendencias actuales de diseño es necesario aplicar procesos de secado efectivos que reduzcan la humedad superficial a valores menores de los recomendados.

3.4.2.4 SECADO EN EL CAMPO.

Suponiendo que un transformador ha llegado a la subestación perfectamente seco, entonces la función de aplicar el vacío para llenar con aceite es eliminar el aire y gases que queden en los devanados y re impregnar los devanados, siendo un vacío de unos cuantos mm. de Hg. suficientes por aproximadamente unas 24 horas para grandes transformadores de altos voltajes (transformadores con un volumen de aceite de 10,000 a 20,000 galones); el humedecimiento en pequeñas cantidades como resultado de exposición a la atmósfera puede eliminarse con el vacío siempre y cuando las facilidades en el campo sean las adecuadas.

En esta operación, el transformador es vaciado a unos pocos m.m. de Hg. y el vacío, sostenido por varias horas; un criterio de técnica y operación de buen vacío es que con el cierre (corte) de la bomba de vacío, el valor de pérdidas de vacío en el transformador deberá ser insignificante; manteniendo un vacío de este orden, el aceite seco es entonces arrojado y rociado dentro del tanque por la parte superior. De esta manera y así tratado, el transformador puede ya ser energizado, terminando la operación.

También, y no obstante el mejor cuidado en el embarque y manejo del equipo, alguna reabsorción de humedad puede efectuarse en el transformador, especialmente por las partes exteriores de los ensambles de aislamiento que están expuestas; sin embargo, la humedad en el aislamiento en pequeñas cantidades, resultado de exposición limitada a la atmósfera, puede ser eliminada con gran dificultad en el proceso de vacío, suponiendo que las facilidades de vacío disponibles en el campo son adecuadas.

En el caso de que el aislamiento ha sido sobre expuesto a la atmósfera ó que la concentración de agua, no obstante de que ha entrado en pequeñas cantidades ha afectado partes vitales tales como terminales y devanados, entonces es necesario efectuar un secado completo Esta operación puede requerir calor adicional a las buenas facilidades de vacío, en tales circunstancias, conviene tener datos adicionales del fabricante, tales como: vacío que soporta el tanque sin deformarse, datos del aceite usado etc.

3.4.2.5 SECADO DESPUÉS DE UN TIEMPO DE OPERACIÓN.

Cuando un transformador ha estado trabajando mucho tiempo en el campo y se tiene la seguridad de que tiene un notable contenido de humedad, antes de que puedan ocurrir fallas lamentables deberá ser desconectado y sometido a un proceso de secado a fin de dejarlo en las mejores condiciones posibles de operación.

La humedad que absorbe del medio ambiente un transformador en servicio se debe en principio a que su sistema de "respiración" o sellado ha fallado; esta humedad se incorpora por efecto de las dilataciones y contracciones térmicas del aceite aislante que provienen de las variaciones de la temperatura ambiente y de la carga. Esta humedad se disuelve en el aceite y arriba del límite de saturación se mantiene en suspensión o se precipita al fondo del tanque; la humedad del aceite a su vez se transfiere al papel aislante por ser este más higroscópico hasta llegar a una condición de equilibrio del contenido de humedad del aceite y del papel aislante.

3.4.2.6 DIVERSOS PROCESOS DE SECADO Y SUS PRINCIPALES VENTAJAS Y O DESVENTAJAS.

Cuando se ha determinado que los componentes internos de un transformador están húmedos, deberá ser aplicado uno o más métodos de secado dependiendo de los recursos y facilidades que se tengan disponibles. Desde luego la mejor opción será aquella en que el porcentaje de humedad residual permisible sea obtenido en menos tiempo de secado.

A continuación se ilustran algunos de los principales métodos de secado en fábrica y en el campo, señalando las ventajas y desventajas que tienen

1.- SECADO CON ALTO VACIO AUXILIADO CON CALIENTE ATOMIZADO SIMULTANEO POR MEDIO DE ACEITE CALIENTE ATOMIZADO.

Este método emplea un sistema de recirculación de aceite caliente a través del transformador parcialmente lleno mientras se mantiene simultáneamente una presión absoluta extremadamente baja en el interior del tanque del transformador. Los efectos combinados de temperatura elevada y la baja presión absoluta, permiten la rápida, eficiente y económica remoción de la humedad absorbida. El esquema ilustrativo de este método se ve en la figura 3-30.

Para poder aplicar este método se requiere que el tanque del transformador esté diseñado para soportar el vacío absoluto y se encuentre libre de fugas.

El transformador debe contener un pequeño volumen de aceite, las conexiones de tuberías externas deberán haber sido retiradas y sellados los huecos que dejen con bridas ciegas.

El aceite es extraído del fondo del tanque mediante una bomba adecuada para trabajar en condiciones de vacío con presión absoluta de 500 micrones, es recirculado a través de un cambiador de calor donde se calienta a una temperatura de 70°C; se hace pasar por un filtro donde son retenidas las partículas en suspensión y por último el aceite es descargado en el interior del transformador mediante varias toberas convenientemente distribuidas que atomizan, el aceite caliente aproximadamente a 60°C directamente sobre el núcleo y los devanados. El aceite al ser calentado y después descargado al transformador en circuito cerrado y en operación continua, hace que el calor se transfiera penetrando lentamente en el núcleo, y bobinas mientras el transformador está bajo vacío.

Cuando se cuenta con una unidad desgasificadora y deshidratadora al alto vacío de aceite aislante, es conveniente intercalarla en el circuito de recirculación para aumentar la eficiencia del secado.

También se puede acondicionar un local de madera forrado interiormente con láminas lisas de asbesto; siendo las dimensiones de dicho local mayores a las del transformador para que este se pueda alojar en su interior. Como un medio adicional de calentamiento es conveniente instalar entre el tanque y las paredes del local un número adecuado de lámparas infrarrojas con el propósito de que se ayude a que el transformador obtenga la temperatura de 60°C en un tiempo menor y que se eviten al máximo las pérdidas por dispersión del calor.

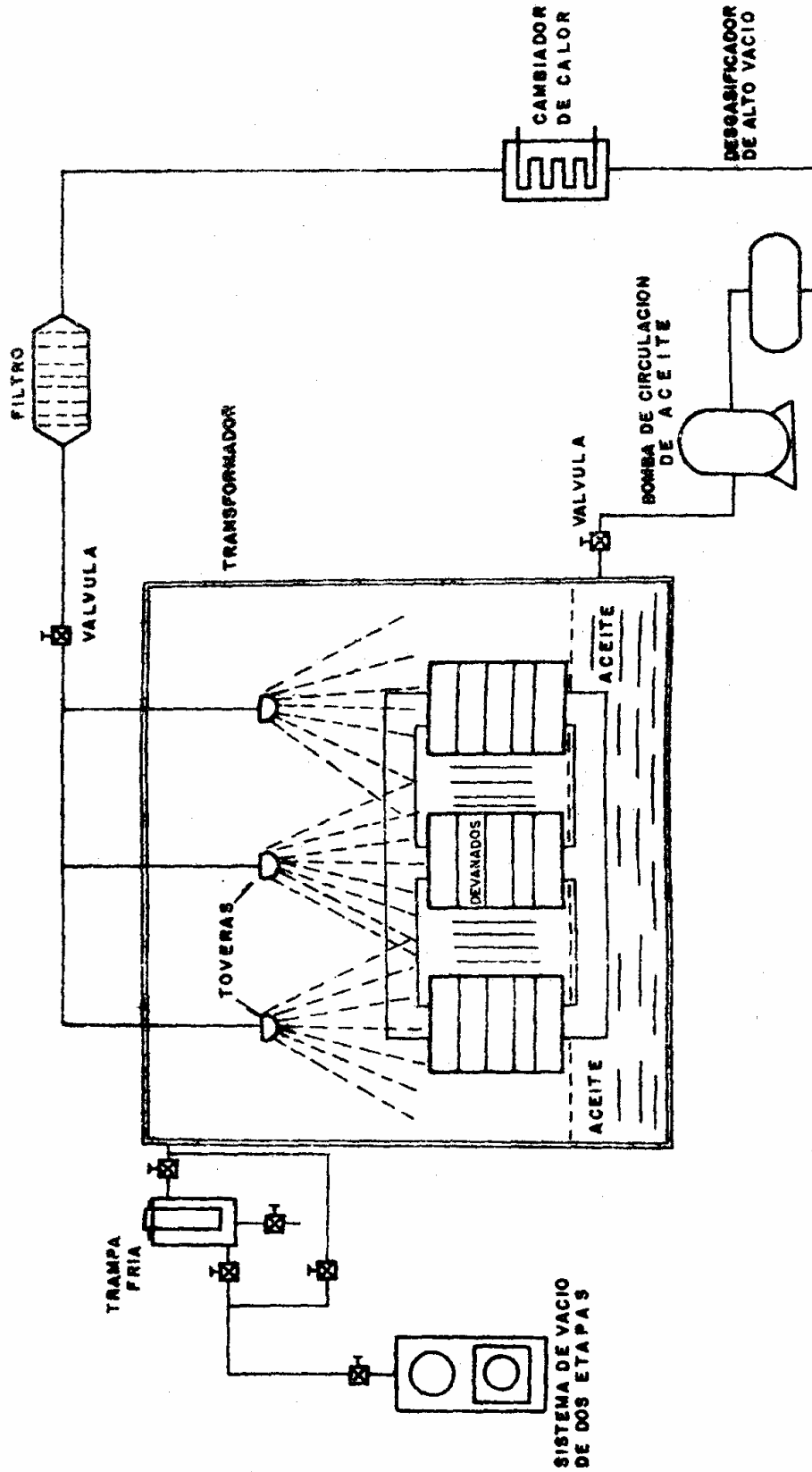


Figura 3-30 SECADO CON ALTO VACIO AUXILIADO CON CALENTAMIENTO SIMULTANEO POR MEDIO DE ACEITE CALIENTE ATOMIZADO

El vacío dentro del tanque del transformador se efectúa y es sostenido a un valor de presión absoluta menor de 1.0 mm de Hg. mediante una bomba de vacío con desplazamiento de unos 120 PCM y capaz de alcanzar una presión absoluta a brida ciega de 10 micrones.

Para mejorar la obtención del vacío durante el proceso de secado es una buena práctica la aplicación de una trampa fría, que en la actualidad resulta indispensable para extra altos voltajes y transformadores de gran potencia. -Una trampa fría tiene dos propósitos:

Primero, reducir la contaminación del aceite lubricante de la bomba de vacío con lo que se incrementa la eficiencia para alcanzar el vacío necesario

Segundo, permitir determinar el avance del secado de los aislamientos del transformador por mediciones periódicas de la cantidad de condensados removidos.

La cantidad total de agua en los aislamientos puede calcularse conociendo el peso de los aislamientos y suponiendo un contenido de humedad. Compara; do el peso de condensados acumulados contra el peso calculado se puede estimar las condiciones del secado.

La trampa fría consiste en dos cilindros metálicos concéntricos, uno está insertado en el otro. El cilindro Interno se llena con hielo seco y un anticongelante comercial como acetona o cloruro de metileno.

El cilindro exterior contiene dos conexiones que permiten instalarla en la línea de vacío entre el transformador y la bomba de vacío. Los vapores extraídos del transformador al pasar por la trampa son puestos en contacto con la superficie superfría (aprox. - 20°C) y ahí se condensan.

Para disminuir las pérdidas en la línea y aumentar la velocidad del secado, la trampa fría deberá instalarse tan cerca del tanque del transformador como sea posible. El agua es extraída de los aislamientos, cuando la presión en el tanque se ha reducido abajo de la presión de vaporización del agua en dicho aislamiento. Después que la presión residual en el transformador ha sido reducida al punto en que el agua está siendo extraída, el contenido de agua residual del aislamiento puede determinarse de la relación en la tabla de equilibrio de presión vapor, conocida como carta de Piper, la cual se muestra en la siguiente tabla No. 3-15.

TABLA 3-15

Entre las ventajas principales de éste método tenemos:

- a). Prácticamente todo el devanado del transformador está sometido a un alto vacío, lo que permite una evaporación más rápida y uniforme en todo el devanado.
- b). Debido a que es un mismo pequeño volumen de aceite el que se está recirculando, no existe el riesgo de introducir aire o humedad, como en los métodos en que se utiliza una columna de aceite que cubre todo el devanado y que es recirculado.
- c). Es más fácil tener un criterio para determinar el grado de humedad, ya que conociendo el vacío que se tiene en el tanque del transformador y conociendo la temperatura a que está el devanado, se puede encontrar el % de humedad por medio de las curvas de equilibrio de humedad. Con esto, inclusive se puede estimar el tiempo de secado y determinar si existen fugas o cualquier otra falla que obstaculice el secado debido al control de temperatura y vacío que debe llevarse.
- d). Debido a que en éste método se puede instalar la trampa fría, es fácil obtener el agua condensada y medirla. Esto nos da un criterio más real para determinar cuando el transformador esta seco. El agua obtenida es casi exclusivamente de los devanados

porque debido a que es un pequeño volumen de aceite el que se recircula a un alto vacío, este aceite es rápidamente deshidratado y desgasificado.

Una recomendación necesaria en éste proceso es que se requiere que tanto el transformador como la línea de vacío se sellen perfectamente.

2.- CALOR POR CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

En este método se utilizan los propios arrollamientos para generar el calor necesario en el secado; para ello se corto circuito un arrollamiento y se alimenta el otro a baja tensión. No es necesario sacar el transformador de su tanque, pero este deberá estar lleno de aceite hasta el nivel correcto. Si el transformador está provisto de conservador, habrá que rebajar el nivel de aceite hasta que quede justamente debajo de la tapa, pero las bobinas deben estar sumergidas en el aceite.

El voltaje a aplicar es la tensión de impedancia correspondiente al arrollamiento que haya de ser excitado, y la corriente tomada de la fuente será la corriente de plena carga de este arrollamiento. La tensión de impedancia suele estar indicada en la placa de características en porcentaje y puede ser alimentado cualquiera de los arrollamientos. Los bornes del otro arrollamiento se pondrán en corto circuito por medio de cables o conductores adecuados para la corriente de plena carga del arrollamiento en corto circuito.

La tensión de impedancia puede ser excedida hasta en 15% durante el periodo de calentamiento, es decir, mientras la temperatura del aceite en la parte alta del tanque sea menor de 80°C. Por encima de esta temperatura la tensión de impedancia no debe ser excedida en mas de un pequeño porcentaje, y la temperatura del aceite no debe exceder de 90°C.

Se puede aplicar una tensión algo menor que la de Impedancia, pero la cantidad de calor generado será bastante menor y el periodo de calentamiento será más largo.

Deberán extremarse los cuidados para evitar que la temperatura de los devanados y aislamientos alcance valores peligrosos, la temperatura de los devanados no deberá exceder de 95°C. Durante el proceso deberán hacerse con cierta frecuencia mediciones de la resistencia de los devanados y registrarse la temperatura del aceite.

Las válvulas de los radiadores quedarán cerradas para reducir al mínimo el calor necesario, con excepción en el caso de transformadores con enfriamiento por medio de circulación forzada de aceite y aire, las bombas deberán estar trabajando cuando el transformador se está calentando, pero los ventiladores o cualquier otro medio de refrigeración deberá estar fuera de servicio. La circulación del aceite a través de los arrollamientos contribuye al secado.

Para la extracción de los vapores y la humedad que se desprende de los devanados y del aceite, es adaptada una bomba de vacío a una válvula adecuada en el punto más alto del tanque.

La figura ilustrativa de este proceso se muestra en la figura 3-31.

En éste método se tienen las siguientes desventajas:

- a). El vacío aplicado durante el secado no es muy efectivo por la columna de aceite en el tanque.
- b). Existe el peligro de sobrecalentamiento excesivo en el aislamiento de los devanados debido a los "puntos calientes" sobre los que no se tiene ningún control.
- c). Debido a la diferencia de presiones entre la parte superior e inferior de los aislamientos, el secado no será uniforme.
- d). No siempre es posible disponer de la capacidad y voltaje requeridos para que circule la corriente nominal por los devanados.

3.- CALOR POR CIRCULACIÓN CON ACEITE CALIENTE.

Este método requiere un filtro de aceite adecuado, una bomba de vacío y un calentador que sea capaz de calentar el aceite a una temperatura aproximada de 85°C el cual estará circulando en el tanque del transformador hasta que se obtiene una indicación de que el secado de los aislamientos ha sido terminado. El transformador se llena con aceite cubriendo el núcleo y devanados y el aceite se hace circular a través del filtro prensa y las válvulas superior e inferior del propio tanque. Con objeto de reducir pérdidas de calor por radiación, se deberán cerrar las válvulas de los radiadores y bloquear eléctricamente los ventiladores para disminuir el tiempo de secado y el calor requerido.

Con este método, la humedad se remueve a través del filtro de aceite. Cuando se utiliza un filtro prensa, la cantidad de extracción de agua dependerá del grado de saturación del papel filtro, el cual deberá estar extremadamente seco y se deberá cambiar frecuentemente si se espera que el método sea efectivo.

La bomba de vacío que se acopla al transformador es para extraer los gases y la humedad que se desprende de los devanados y del aceite por el calentamiento.

Este proceso se ilustra con la figura No. 3-32.

Este método tiene algunas desventajas como son:

- a). El vacío aplicado durante el proceso no es muy efectivo por la columna de aceite en el tanque.
- b). Debido a la diferencia de presiones entre la parte superior e inferior de los aislamientos, el secado no resulta uniforme.
- c). La humedad es extraída por medio del aceite y esta extracción está limitada por la saturación del aceite.
- d). Al utilizar el filtro se corre el riesgo de airear el aceite.
- e). Al terminar el secado, el aceite queda con mucha agua en solución.

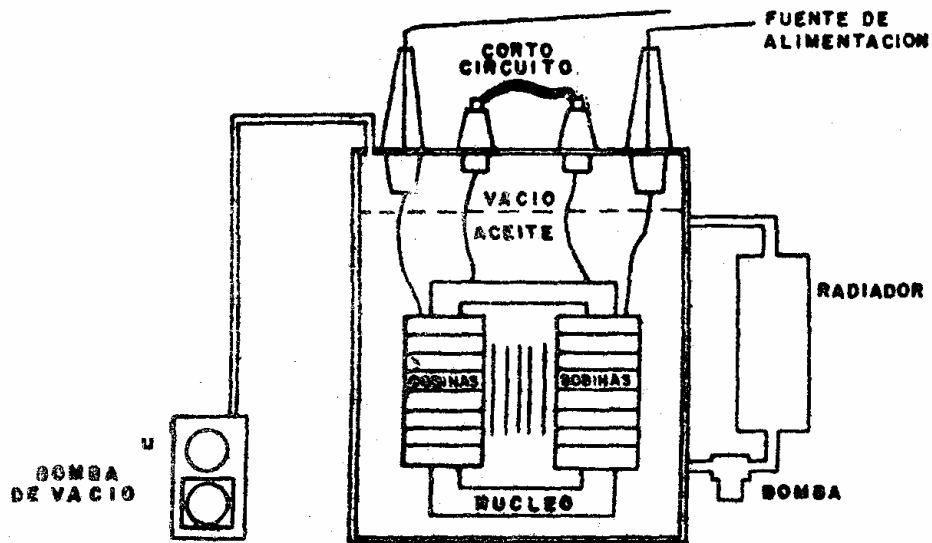


FIG. Nº V-31
SECADO CON CALOR POR CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

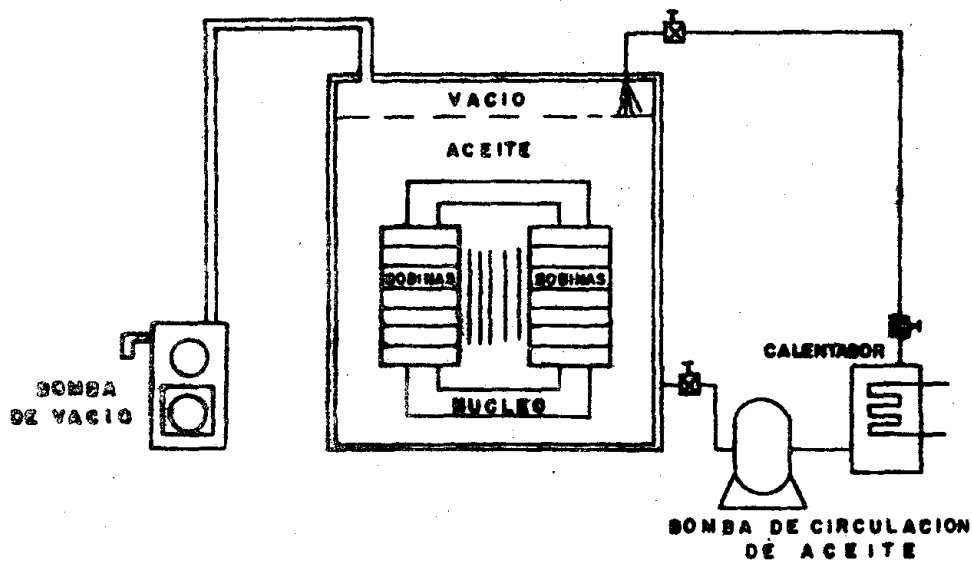


FIG. Nº V-32
SECADO CON CALOR POR CIRCULACION CON ACEITE CALIENTE

NOTA:

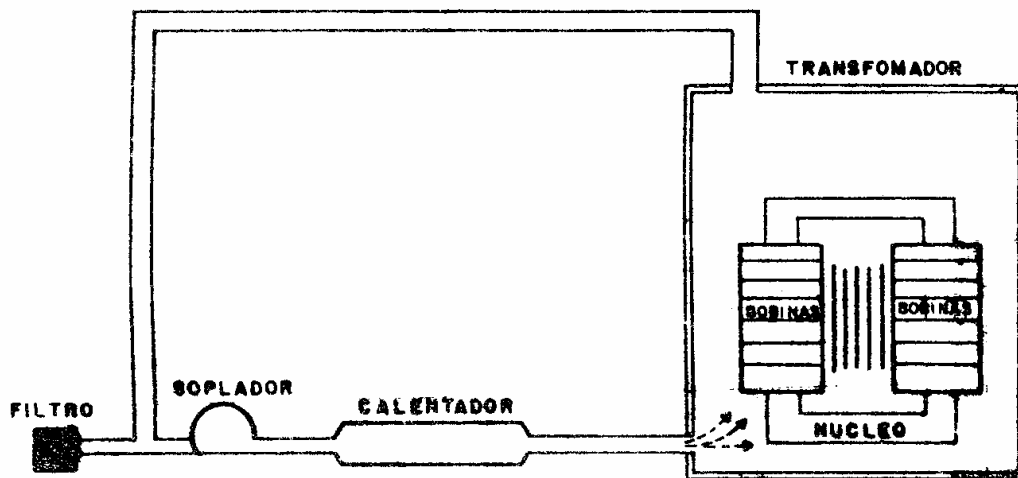
Cuando se aplican los procesos 2 y 3, en ocasiones se pretende darles más efectividad interrumpiendo el periodo de calentamiento, para bajar el aceite y aplicar vacío. Una vez que se han alcanzado las temperaturas deseadas en el aceite y los devanados, se desenergiza el transformador y/o se para la circulación de aceite caliente, el aceite se drena del tanque, se cierran las válvulas para sellar el tanque y de inmediato se arranca la bomba de vacío, este vacío, se continuará hasta que la temperatura baje lo suficiente para considerar que ya no es muy efectivo y se procede a repetir el proceso de calentamiento vacío hasta que la extracción de agua del transformador se estabilice y se obtenga el grado de secado deseado.

4.- SECADO CON AIRE CALIENTE.

Este método se efectúa inyectando el aire (calentando por medio de resistencias) con un soplador por la compuerta de vaciado del tanque y extrayéndolo por la parte superior con un extractor. Una gran cantidad de calor puede introducirse en el transformador circulando aire caliente y la temperatura alcanzarse rápidamente. Este método es usado para el secado de transformadores de gran tamaño, en las fábricas y en el campo cuando se dispone del equipo. El secado por este método es complementado por el secado de vacío; después de parar la circulación de aire caliente, el tanque es sellado y aplicado el vacío.

El diagrama ilustrativo de este método se ve en la figura número 3-33. Este procedimiento presenta también varios inconvenientes como son:

- La temperatura del aire alrededor del transformador está desigualmente repartida y para que la media sea suficientemente elevada, es preciso inyectar aire a una temperatura peligrosamente grande,
- Los aislantes del transformador, y especialmente los cilindros y cuñas de papel bakelizado, soportan mal la acción en seco de una temperatura elevada.
- Debe tenerse el equipo adecuado de aire caliente, para tener la certeza de que el aire entre completamente seco



3.4.3 REACONDICIONAMIENTO Y REGENERACIÓN DEL ACEITE AISLANTE,.

El mantenimiento del aceite aislante en condiciones de operación satisfactorias puede involucrar el tratamiento del aceite, con la finalidad de restaurar las propiedades dieléctricas y químicas esenciales. Tales tratamientos comúnmente se les llama proceso de reacondicionamiento y proceso de regeneración.

Como se mencionó anteriormente, existen varios factores que afectan la vida útil del aceite aislante, como son: humedad, temperatura, oxígeno, catalizadores, etc.

El aceite aislante generalmente se encuentra sujeto a calentamiento, oxidación y algunas veces a la humedad. El calor en presencia de oxígeno produce un cambio físico y químico gradual en el aceite aislante; la magnitud de este cambio depende de la temperatura, tiempo y de la acción catalítica de los metales del equipo en que se encuentre presente. Una alta temperatura durante un corto tiempo, afectan las características del aceite aislante, principalmente aumentando la acidez orgánica y formando lodos, los cuales por lo general se pueden imitar, dependiendo del estado en que se encuentre el aceite, mediante un proceso de reacondicionamiento y regeneración.

3.4.3.1 REACONDICIONAMIENTO DEL ACEITE AISLANTE.

El proceso de reacondicionamiento se define como la acción de un medio mecánico para eliminar agua, gases y sólidos en el aceite aislante; para ello se utilizan varios tipos de equipos como filtros, centrifugas y deshidratadores al vacío.

3.4.3.2 FILTROS.

Los diferentes filtros que existen, incluyendo el filtro prensa común, varían algo en su forma, pero se basan en el principio de forzar el aceite aislante a base de presión a pasar a través de un material absorbente, tal como papel filtro. Filtros de este tipo son capaces de eliminar carbón, agua, lodos, etc., cuando se encuentran en suspensión, pero no pueden eliminarlos efectivamente cuando están disueltos o en forma coloidal. Estos filtros no eliminan el aire y de hecho tienden a airear el aceite aislante.

La capacidad del filtro para eliminar el agua depende de que tan seco se encuentre el elemento filtrante, por lo tanto se debe cambiar el elemento filtrante constantemente y secarlo en estufas adecuadas.

3.4.3.3. CENTRIFUGAS

Otro medio de eliminación de contaminantes libres y en suspensión en el aceite, tales como carbón, agua, lodos, etc., es una centrifugación continua. En general, la centrifuga puede manejar concentraciones mayores de contaminantes, que un filtro convencional pero no puede remover algunos contaminantes en forma completa como en el filtro.

Por lo tanto, la centrifuga se usa generalmente para limpiezas burdas, en donde grandes cantidades de aceite aislante contaminado va a ser manejado. Con frecuencia a la salida de la centrifuga se instala un filtro para lograr una limpieza efectiva.

UNIDAD DESHIDRATADORA Y DESGASIFICADORA AL VACIO

El deshidratador y desgasificador al vacío es un medio eficiente para reducir hasta valores muy bajos el contenido de gases y agua en un aceite aislante. Actualmente hay dos tipos de deshidratadores al vacío para uso general. El principio básico de operación es el mismo para ambos, es decir, el aceite aislante es expuesto a un alto vacío y en ciertos casos se emplea el calentamiento principalmente con los aceites más viscosos para facilitar el desprendimiento de gases mediante la reducción de viscosidad. El calentamiento del aceite no se aconseja efectuar como objeto de facilitar la deshidratación, ya que es más difícil eliminar el agua soluble de un aceite que el agua que se encuentra libre. El calentamiento del aceite causa que el agua libre, entre en solución.

En un método, la exposición del aceite se efectúa por atomización a través de una boquilla dentro de una cámara de vacío.

Con el otro tipo de deshidratador al vacío, el aceite es forzado a fluir sobre una serie de deflectores dentro de la cámara de vacío para formar películas delgadas de tal manera que una gran superficie sea expuesta al vacío.

La eliminación de partículas sólidas se efectúa por medio de un filtro instalado al principio del proceso. El elemento filtrante no requiere tener propiedades absorbentes

Existen en el mercado unidades modulares diseñadas específicamente para tratamiento al alto vacío de deshidratación y desgasificación de aceite. Una unidad se forma como un sistema en paquete, con el equipo requerido en -el proceso ensamblado sobre una base estructural que inclusive si se desea -puede ser montada en un remolque para su transportación al lugar donde vaya a utilizarse (unidad móvil). El equipo incluido en una unidad es acoplado y controlado de tal manera que su funcionamiento se coordina de acuerdo a las necesidades del proceso.

En la figura número 3-31 se representa el diagrama esquemático de un sistema típico de purificación de aceite aislante.

Unidades de éste tipo deben ser capaces de cumplir las siguientes especificaciones, que consisten en obtener en una sola pasada a partir de las condiciones iniciales las características del aceite purificado siguientes;

- a). Eliminación del contenido de agua en el aceite de 100 PPM para obtener aceite con un máximo de 10 PPM.
- b). Aceite con una cantidad de gases de 12% sobresaturado para obtener un contenido de gases disueltos de 0.25% máximo, (en volumen).
- c). Las partículas en suspensión deberán ser de 0.5 micrones máximo.

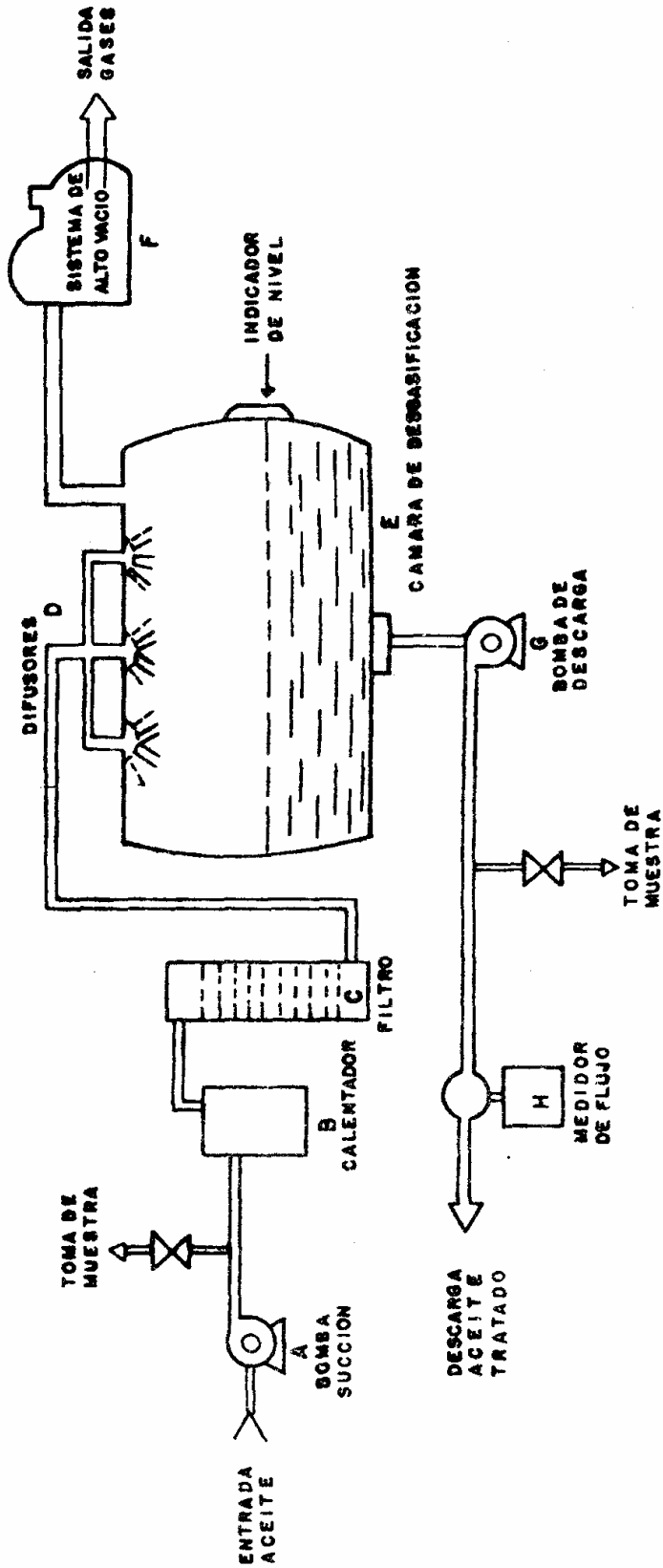


Figura 3-34 SISTEMA TIPOICO DE DESGASIFICACION Y DESHIDRATAEION DE ACEITE AISLANTE

3.4.3.5 REGENERACIÓN DEL ACEITE AISLANTE...

El proceso de regeneración se define como la eliminación de productos de deterioro del aceite aislante, utilizando en el proceso ya sea sustancias químicas o medios absorbentes, que dan como resultado cambios físicos y químicos en beneficio del aceite; incluyen varios tipos de procesos como son: medios absorbentes (tierra fuller, alúmina, bentonita, etc.), tomando en cuenta los métodos de percolación por presión, percolación por gravedad y proceso de contacto. Existen otros procesos menos utilizados para la regeneración de aceites aislantes como son: regeneración con fosfato trisódico, regeneración con silicato de sodio carbón activado y percolación mediante derivador termosifón.

En los tratamientos de regeneración de aceite aislante es conveniente tener la ayuda de un ingeniero químico, de preferencia especializado en éste campo

CONCLUSIONES

En resumen, la aplicación de mantenimiento preventivo debe ser programada tomando como base los datos estadísticos y concluyentes obtenidos de pruebas, inspecciones y observaciones efectuadas en intervenciones anteriores; a excepción de algunos trabajos cuya ejecución esta especificada en las recomendaciones de mantenimiento dadas por el fabricante, como son los casos de revisión de contactos y mecanismos de operación de los cambiadores de derivaciones bajo carga, lubricación de motores, etc.

Por lo general el mantenimiento preventivo aplicado en forma oportuna y eficiente resulta más económico que las consecuencias de una falla y el mantenimiento correctivo correspondiente.



Aislamiento funcional: aislamiento necesario para asegurar el funcionamiento normal de un aparato y la protección fundamental contra los contactos directos.

Aislante: Un material aislante es aquel que, debido a que los electrones de sus átomos están fuertemente unidos a sus núcleos, prácticamente no permite sus desplazamientos y, por ende, el paso de la corriente eléctrica cuando se aplica una diferencia de tensión entre dos puntos del mismo. Material no conductor que, por lo tanto, no deja pasar la electricidad.

Amperímetro: Aparato que mide la intensidad de la corriente eléctrica cuando lo intercalamos con un hilo conductor.

Amperio: Unidad que mide la intensidad de una corriente eléctrica. Su abreviatura es A, y su nombre se debe al físico francés André Marie Ampere.

Autoseccionador: aparato que abre un circuito automáticamente en condiciones predeterminadas, cuando dicho circuito está sin tensión.

Bobina: Arrollamiento de un cable conductor alrededor de un cilindro sólido o hueco, con lo cual y debido a la especial geometría obtiene importantes características magnéticas.

Borne: Cada uno de los botones de metal a los que se une los hilos conductores de un aparato eléctrico.

Buscapolos: Destornillador para comprobar la existencia de corriente al encenderse una lámpara de neón que tiene en su interior.

Cables rígidos: Cables que se utilizan para transportar energía y que tienen la particularidad de estar instalados entre las canalizaciones fijas hasta los enchufes.

Caja de conexiones: En electricidad, caja empotrable o de superficie destinada a alojar empalmes de cables. También caja de empalmes.

Caja de elementos: En electricidad, caja empotrable destinada a alojar los interruptores, bases, etc. Si no va empotrada y va atornillada se denomina zócalo.

Calibrador: Herramienta que sirve para determinar el calibre (grosso) del los alambres.

Canalización: conjunto constituido por uno o varios conductores eléctricos por los elementos que los fijan y por su protección mecánica.

Cargas lineales: La mayor parte de las cargas eléctricas se tipifican como cargas convencionales; estas se comportan linealmente, lo cual significa que al aplicar una tensión, la forma de onda de la corriente conserva esa misma forma, aunque en general estará desplazado en el tiempo un ángulo (j).

Cautín (soldador): Aparato para soldar con estaño.

Central eléctrica: conjunto de instalaciones utilizadas directa e indirectamente para la producción de energía eléctrica.

Central Hidroeléctrica: Es aquella central donde se aprovecha la energía producida por la caída del agua para golpear y mover el eje de los generadores eléctricos.

Central térmica: Instalación donde se obtiene energía eléctrica a partir del carbón (hulla, antracita o lignito). A veces también cubre las centrales que usan derivados del petróleo.

Circuito: es la trayectoria que sigue una corriente eléctrica para desplazarse del polo negativo al polo positivo del generador del voltaje o fuerza electromotriz (fem.). Circuito eléctrico es aquel que, con elementos colocados por el ser humano, tales como conductores, componentes electrónicos, configurados de tal forma para llevar a cabo una función. Puede decirse que el circuito eléctrico más corto es un conductor que une los 2 polos de una fuente eléctrica, es obvio que esto no tiene sentido práctico, más bien se define como corto circuito.

Coefficiente de falta a tierra: es el coeficiente UPF/UP, siendo UPF la tensión eficaz entre una fase sana del punto P y tierra durante una falta a tierra, y UP la tensión eficaz entre cualquier fase del punto P y tierra en ausencia de falta. La falta a tierra referida puede afectar a una o más fases en un punto cualquiera de la red.

Capacitor eléctrico: Dispositivo que almacena pequeñas cantidades de electricidad. Su capacidad se mide en faradios.

Capacitor electrolítico: Componente electrónico que almacena corriente continua.

Conductor: Son los elementos metálicos, generalmente cobre o aluminio, permeables al paso de la corriente eléctrica y que, por lo tanto, cumplen la función de transportar la "presión electrónica" de un extremo al otro del cable. Material que opone mínima resistencia ante una corriente eléctrica. Los materiales que no poseen esta cualidad se denominan aislantes.

Conductores activos: los destinados normalmente a la transmisión de energía eléctrica.

Conector: Pieza destinada a establecer conexiones debidamente aisladas y a prueba de humedad.

Conector RCA: Tipo de conexión utilizada para las señales de audio y vídeo.

Consumo energético: Gasto total de energía en un proceso determinado.

Corriente: Movimiento de electricidad por un conductor. Es el flujo de electrones a través de un conductor. Su intensidad se mide en Amperios (A).

Corriente de contacto: corriente que pasa a través del cuerpo humano cuando está sometido a una tensión.

Corriente de defecto a tierra: es la corriente que en caso de un solo punto de defecto a tierra, se deriva por el citado punto desde el circuito averiado a tierra o a partes conectadas a tierra.

Corriente Eléctrica Alterna: Es el flujo de corriente en un circuito que varía periódicamente de sentido.

Cortacircuitos: En electricidad, dispositivo para producir un corte en la corriente cuando se produce un cortocircuito o una sobrecarga eléctrica. Este corte se produce al fundirse un fusible.

Corte omnipolar: corte de todos los conductores activos. Simultáneo, la conexión y desconexión se efectúa al mismo tiempo en el conductor neutro o compensador y en las fases o polares. No simultáneo, la conexión se establece a antes.

Cortocircuito: Contacto accidental de dos cables con distinta polaridad.

Desoldador: Aparato que succiona el estaño de un componente electrónico para poder desmontarlo y sustituirlo si es el caso.

Diferencial: En electricidad, interruptor de seguridad, que corta la corriente al producirse una descarga a tierra o al contacto de una persona con un polo positivo.

Diodo: Componente electrónico que deja pasar la corriente de una batería cuando se conecta el ánodo al positivo y el cátodo al negativo, oponiéndose al paso de corriente si se conecta al contrario.

Distribución: Incluye el transporte de electricidad de bajo voltaje y la actividad de suministro de la electricidad hasta los consumidores finales.

Disyuntor: interruptor automático por corriente diferencial. Se emplea como dispositivo de protección contra los contactos indirectos, asociado a la puesta a tierra de las masas.

Electroimán: Es la magnetización de un material mediante la electricidad.

Elementos conductores: todos aquellos que son susceptibles de propagar un potencial.

Emplazamiento peligroso: espacio en el que una atmósfera explosiva está presente en tal cuantía, como para requerir precauciones especiales, en la construcción, instalación y utilización del material eléctrica.

Energía: La energía es la capacidad de los cuerpos o conjunto de éstos para efectuar un trabajo. Todo cuerpo material que pasa de un estado a otro produce fenómenos físicos que no son otra cosa que manifestaciones de alguna transformación de la energía.

Capacidad de un cuerpo o sistema para realizar un trabajo. La energía eléctrica se mide en kilowatt-hora (kWh).

Energía alternativa: Energía procedente de fuentes no convencionales, por ejemplo, la energía solar y la eólica.

Energía atómica o nuclear: La que mantiene unidas las partículas en el núcleo de cada átomo y que, al unirse dos núcleos ligeros para formar uno mayor (reacción de fusión) o al partirse en dos o más fragmentos un núcleo muy pesado (reacción de fisión) es liberada en forma de energía calorífica o radiante. Aprovechamiento del calor desprendido en la reacción de fisión de elementos radioactivos para generar vapor que, a su vez, mueve una turbina que da lugar a energía eléctrica.

Energía eólica: Energía cinética del aire, es producida por los vientos y se aprovecha en los molinos de viento en los aerogeneradores. También se utiliza para la generación de electricidad en las centrales eólica. Generación de energía eléctrica debido al movimiento de las aspas de los generadores por la velocidad del viento, en zonas donde éste es fuerte.

Energía geotérmica: Obtención de calor para calefacción y para producción de energía eléctrica mediante el uso del vapor producido por las altas temperaturas del interior de la Tierra. El calor interno de nuestro planeta produce el derretimiento de las rocas y el calentamiento de las aguas subterráneas y los gases subterráneos calientan el agua de las capas inferiores, la que emana a la superficie en forma de vapor o líquido caliente. Estas erupciones, intermitentes, normalmente las encontramos en zonas volcánicas y se conocen con el nombre de géiser.

Energía hidráulica: Energía originada mediante turbinas por el aprovechamiento de la presión que se produce en un salto de agua por la diferencia de alturas. Fuerza viva de una corriente o de una caída de agua que se aprovecha en forma de energía mecánica para mover maquinarias o producir energía eléctrica.

Energía Hidrotérmica: Resulta por la caída de temperatura de un cuerpo, entre un manantial frío y otro caliente. En una central de este tipo se emplea el agua caliente de la superficie del mar y la fría del fondo. Como el agua no es lo suficientemente caliente se emplea un líquido de ebullición muy baja, para vaporizarla (cloruro de etilo), cuyo vapor accionará un turboalternador, como en las centrales termoeléctricas.

Energía Mareomotriz: Se aprovecha el flujo y reflujo del agua del mar, cerrando con una presa -provista de turboalternadores- la entrada de un río en puntos donde las mareas sean suficientemente importantes.

Energía Química: Suministrada por reacciones químicas. Ejemplos de ellas: los explosivos, las pilas eléctricas.

Energía Radiante: Es la energía de las ondas electromagnéticas: rayos gamma, equis y ultravioleta; rayos luminosos e infrarrojos, ondas hertzianas.

Energía solar: Energía producida mediante el efecto del calor del sol en una placa solar. Se usa principalmente en hogares para calentar agua y para calefacción, y en instalaciones de alumbrado en carreteras mediante una batería que se carga durante el día. Proviene del sol y se produce por la fusión de los núcleos atómicos de hidrógeno, componente principal del Sol.

Energía Térmica: Energía calorífica producida por la combustión en las máquinas térmicas de hulla, petróleo, gas natural y otros combustibles.

Estañar: Soldar dos metales con estaño.

Fotocélula: interruptor cuya acción de conectar o desconectar está comandada por una célula fotoeléctrica.

Fuente de energía: aparato generador de energía eléctrica.

Halógeno: metaloide de la familia del cloro.

Hub: es un accesorio que se usa para conectar un caño de acero flexible a una caja o tablero.

Hz: símbolo de la unidad de frecuencia "hertz".

Ignitor: elemento del circuito auxiliar de las lámparas halógenos metálicos. Su misión es la de emitir un pulso de alta tensión para el encendido.

Iluminación artificial: aquella que se logra a través de aparatos de luz.

Iluminación combinada: combinación de dos o más métodos de alumbrado.

Ignitor: elemento del circuito auxiliar de las lámparas halógenos metálicos. Su misión es la de emitir un pulso de alta tensión para el encendido.

Iluminación artificial: aquella que se logra a través de aparatos de luz.

Iluminación combinada: combinación de dos o más métodos de alumbrado.

Iluminación de emergencia: Iluminación que debe entrar en funcionamiento automático y permitir, en caso de falla del alumbrado general o cuando la tensión de éste baje a menos del 70% de su valor nominal, la evacuación segura y fácil del público al exterior; solamente podrá ser alimentado por fuentes propias de energía y deberá poder funcionar durante un mínimo de una hora, proporcionando en el eje de los pasos principales una iluminación adecuada.

Iluminación decorativa: sistemas de iluminación dedicados a iluminar lugares o sitios que se quieren mostrar con detalles, tanto sea de formas, como color o diseño.

Incandescencia: Sistema en el que la luz se genera como consecuencia del paso de una corriente eléctrica a través de un filamento conductor.

Inducción: Producción de corrientes llamadas corrientes inducidas en un circuito bajo la influencia de un imán o de una corriente. Influjo recíproco de las corrientes eléctricas sobre los imanes.

Instalación de Alta Tensión: tensiones por encima de 33.000V

Instalación de Baja Tensión: tensiones entre 50V y 1.000V

Instalación de Media Tensión: tensiones entre 1.000X y 33.000V

Instalación de Muy Baja Tensión: tensiones hasta 50V

Instrumento de medida: Conjunto formado por el sistema de medida, la caja del mismo y los accesorios incorporados.

Interruptor: Aparato de poder de corte destinado a efectuar la apertura y/o cierre de un circuito que tiene dos posiciones en las que puede permanecer en ausencia de acción exterior y que corresponden una a la apertura y la otra al cierre del circuito. Puede ser unipolar, bipolar, tripolar o tetrapolar.

- **Unipolar:** Interruptor destinado a conectar o cortar un circuito formado por 1 cable.
- **Bipolar:** Interruptor destinado a conectar o cortar un circuito formado por dos cables. Puede ser un vivo y el neutro o dos fases.
- **Tripolar:** Interruptor destinado a conectar o cortar un circuito formado por tres cables.
- **Tetrapolar:** Interruptor destinado a conectar o cortar un circuito formado por 4 cables.

Lámpara incandescente: Fuente de luz, cuyo funcionamiento se basa en el principio de la incandescencia.

Lámpara fluorescente: Las lámparas fluorescentes tubulares es en realidad una lámpara de descarga de vapor de mercurio de baja presión, en la cual la luz se produce mediante el empleo de polvos fluorescentes que son activados por la energía ultravioleta de la descarga.

Línea general de distribución: Canalización eléctrica que enlaza otra canalización, un cuadro de mando y protección o un dispositivo de protección general con el origen de canalizaciones que alimentan distintos receptores, locales o emplazamientos.

Luminaria: Aparato que sirve para repartir, filtrar o transformar la luz de las lámparas, y que incluye todas las piezas necesarias para fijar y proteger las lámparas y para conectarlas circuito de alimentación.

Núcleo magnético: Una cantidad de material ferroso que se coloca en una bobina o en un transformador para que nos proporcione un trayecto mejor que el aire para un flujo magnético incrementando, por lo tanto, la inductancia de la bobina y aumentando el acoplamiento.

Pantallas: Son los elementos metálicos generalmente de cobre, materializados en forma de cintas o alambres aplicados en forma helicoidal o cintas corrugadas, que tienen como objeto proteger al cable contra interferencias exteriores, darle forma cilíndrica al campo eléctrico, derivar a tierra una corriente de falla, etc. En el caso de los cables aislados con papel impregnado o de altísima tensión para uso enterrado, esta protección esta

formada por una envoltura (vaina) continua y estanca de plomo o aluminio.

Potencia: Es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Se mide en Watt (W) o kilovatio (kW).

Potencia nominal de un motor: Es la potencia mecánica disponible sobre su eje, expresada en vatios, kilovatios o megavatios.

Potencia activa: Es la que efectivamente se aprovecha como potencia útil en el eje de un motor, la que se transforma en calor en la resistencia de un calefactor, etc.

Potencia reactiva: Es la que los campos magnéticos de los motores, de los reactores ó balastos de iluminación etc. intercambian con la red sin significar un consumo de potencia activa en forma directa.

Potencia aparente: Es la que resulta de considerar la tensión aplicada al consumo y la corriente que éste demanda, esta potencia es lo que limita la utilización de transformadores, líneas de alimentación y demás elementos componentes de los circuitos eléctricos.

Punto a potencial cero: Punto del terreno a una distancia tal de la instalación de toma de tierra, que el gradiente de tensión resulta despreciable, cuando pasa por dicha instalación una corriente de defecto.

Punto mediano: Es el punto de un sistema de corriente continua o de alterna monofásica, que en las condiciones de funcionamiento previstas, presenta la misma diferencia de potencial, con relación a cada uno de los polos o fases del sistema.

Punto neutro: Es el punto de un sistema polifásico que en las condiciones de funcionamiento previstas, presenta la misma diferencia de potencial, con relación a cada uno de los polos o fases del sistema.

Protecciones eléctricas: Se trata de delgadas capas de material sintético conductor que se coloca en los cables de aislación seca de XLPE de tensión superior o igual a 3,3 kV y en los de ERP a partir de 6,6 kV. La capa inferior, colocada entre el conductor y el aislante, tiene por objeto hacer perfectamente cilíndrico el campo eléctrico en contacto con el conductor, rellenando los huecos dejados por los alambres que constituyen las cuerdas. La capa externa cumple análoga función en la parte exterior de aislamiento y se mantiene al potencial de tierra.

Protecciones mecánicas: Son las armaduras metálicas formadas por alambres o flejes de acero o aluminio (para cables unipolares).

Receptor: Aparato o máquina eléctrica que utiliza la energía eléctrica para un fin particular.

Red de distribución: El conjunto de conductores con todos sus accesorios, sus elementos de sujeción, protección, etc., que une una fuente de energía o una fuente de alimentación de energía con las instalaciones interiores o receptoras.

- **Privadas:** Son las destinadas, por un único usuario, a la distribución de energía eléctrica de Baja Tensión, a locales o emplazamientos de su propiedad o a otros especialmente autorizados por la Dirección General de la Energía.

- **Públicas:** Son las destinadas al suministro de energía eléctrica en Baja Tensión a varios usuarios. En relación con este suministro generalmente son de aplicación para cada uno de ellos, los preceptos fijados en los Reglamentos Electrotécnicos de Baja Tensión, así como los Reglamentos de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía que pudieran existir en cada país.

Sistema simétrico homopolar. Sistema equilibrado homopolar.

Sistema simétrico inverso. Sistema equilibrado inverso.

Sistema sinusoidal. Sistema eléctrico constituido por una red sinusoidal.

Sistema trifásico. [ing. *three-phase system*] **1** Conjunto de tres sistemas monofásicos con sus generadores conectados en estrella o en triángulo. **2** Conjunto ordenado de tres funciones sinusoidales de la misma frecuencia o de sus tres fasores.

Sistema trifásico equilibrado. [ing. *balanced three-phase system*] Sistema trifásico cuyas tensiones e intensidades están equilibradas.

Solución de un dipolo. Cualquier par posible de valores (v,i) de su tensión e intensidad.

Por ejemplo, el conjunto de todas las soluciones de una fuente de tensión de 10 V es $(10,i)$, sin ninguna restricción para i . Si existe una relación tensión-intensidad del dipolo, el conjunto de soluciones del dipolo es el conjunto de pares (v,i) que satisfacen su relación tensión-intensidad. Por ejemplo, el conjunto de soluciones de

una resistencia R , cuya relación tensión intensidad es $v= Ri$ es el conjunto de todos los pares $(v, i=i/R)$, donde v puede ser cualquier valor. El conjunto de todas las soluciones de una autoinducción de valor L , cuya relación tensión-intensidad es $v = L \frac{di}{dt}$, es el conjunto de todos los pares $(v, i = \frac{1}{L} \int v dt)$.

Sobrepresión interna: Se denomina protección por sobrepresión interna aquella en la que las máquinas o materiales eléctricos están provistos de una envolvente o instalados en una sala en la que se impide la entrada de los gases o vapores inflamables, manteniendo en su interior aire u otro gas ininflamable a una presión superior a la de la atmósfera exterior.

Tensión: Potencial eléctrico de un cuerpo. La diferencia de tensión entre dos puntos produce la circulación de corriente eléctrica cuando existe un conductor que los vincula. Se mide en Volt (V), y vulgarmente se la suele llamar voltaje.

Tensión a tierra: Tensión entre una instalación de puesta a tierra y un punto a potencial cero, cuando pasa por dicha instalación una corriente de defecto.

Tensión de contacto: Diferencia de potencial que durante un defecto puede resultar aplicada entre la mano y el pie de la persona, que toque con aquélla una masa o elemento metálico, normalmente sin tensión.

Tensión de defecto: Tensión que aparece a causa de un defecto de aislamiento, entre dos masas, entre una masa y un elemento conductor, o entre una masa y

tierra.

Tensión nominal: Valor convencional de la tensión con la que se denomina un sistema o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para los sistemas trifásicos se considera como tal la tensión compuesta.

Tensión nominal de un aparato: Tensión prevista de alimentación del aparato y por la que se designa. También gama nominal de tensiones o intervalo entre los límites de tensión previstas para alimentar el aparato.

Tensión nominal de un conductor: Tensión a la cual el conductor debe poder funcionar permanentemente en condiciones normales de servicio.

Vainas exteriores: La mayoría de los cables poseen vainas exteriores que forman una barrera contra la humedad y las agresiones mecánicas externas. Según la propiedad que se quiera resaltar, estas vainas pueden ser de diferentes materiales. Así pueden ser de PVC para cables de uso general y con el agregado de aditivos especiales adquiere características de resistencia a la propagación del incendio, al frío, a los hidrocarburos o de reducida emisión de gases tóxicos - corrosivos (RETOX). También pueden ser de Polietileno para cables de uso enterrado que requieran una buena resistencia contra la humedad o de Polietileno Clor-sulfonado (Hypalon) cuando se requiera flexibilidad y resistencia a las aceites.

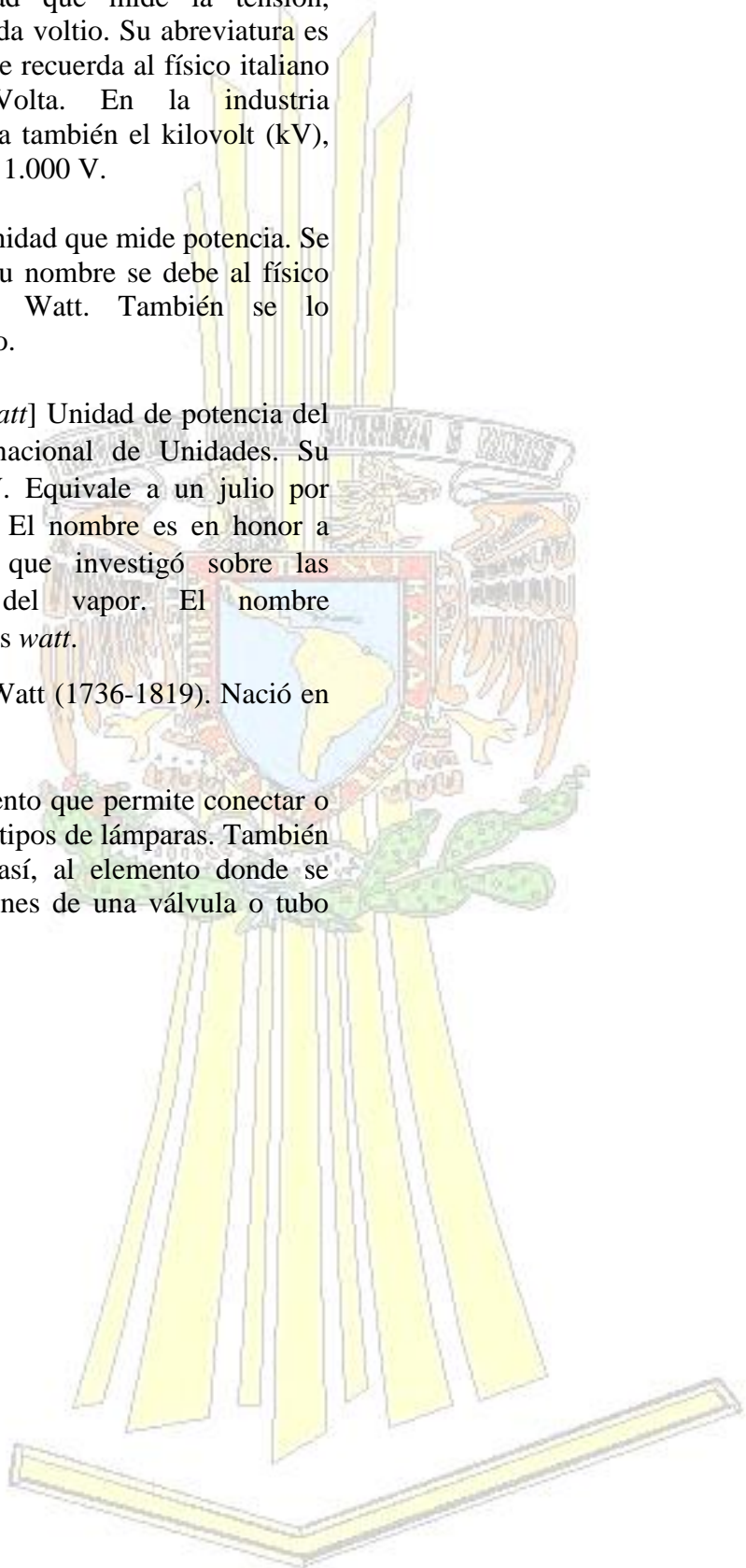
Voltio: Unidad que mide la tensión, también llamada voltio. Su abreviatura es V, y su nombre recuerda al físico italiano Alessandro Volta. En la industria eléctrica se usa también el kilovolt (kV), que equivale a 1.000 V.

Vatio: Es la unidad que mide potencia. Se abrevia W y su nombre se debe al físico inglés James Watt. También se lo denomina vatio.

watio. [ing. *watt*] Unidad de potencia del Sistema Internacional de Unidades. Su símbolo es W. Equivale a un julio por segundo (J/s). El nombre es en honor a [James Watt](#), que investigó sobre las aplicaciones del vapor. El nombre internacional es *watt*.

Watt. James Watt (1736-1819). Nació en Greenock

Zócalo: Elemento que permite conectar o montar, cierto tipos de lámparas. También se denomina así, al elemento donde se insertan los pines de una válvula o tubo electrónico.



CATALOGO COMPENDIADO PRODUCTOS DE DISTRIBUCIÓN Y DE CONTROL.
Septiembre, 2006.
Schneider Electric S.A Square D

Roberto Espinosa y Lara
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
Ed. Limusa S.A. de C.V.
México, D.F. 1990.

G. Enríquez H., *Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales*,
Editorial LIMUSA, Grupo Noriega Editores, 1991.

J. Altuve F., "Introducción a los Relevadores y Sistemas Digitales de
Protección", Curso Tutorial, II Simposio Iberoamericano sobre Protección de
Sistemas de Potencia, Monterrey N. L., México, 1993

Servicios Especializados de Ingeniería de Protecciones Eléctricas, "Curso de
Protecciones Eléctricas Dirigido al Personal Técnico de Campo", Central Ciclo
Combinado Tula, Comisión Federal de Electricidad. Agosto 1996.

R. Méndez A., P. A. Rojano M., G. Báez R., "Análisis de las Protecciones de
Sobrecorrientes en los Bancos de Autotransformadores de 400/230/13.5 kV
(Estrella/Estrella/Delta)", Gerencia de Aseguramiento de la Calidad, Subdirección de
la Calidad, LFC, 1999.

S. Hernández G., "Aplicación de Relevadores Direccionales de Tierra en la
Protección de Autotransformadores de Potencia", Departamento Ingeniería
Eléctrica., Gerencia de Planeación e Ingeniería, CIA. De Luz y Fuerza del Centro,
1986.

M. B. Quiroz M., "Conclusiones y Recomendaciones Sobre la Instalación de los
Reactores en el Terciario de los Autotransformadores en las Subestaciones
Victoria y Sta. Cruz", Departamento Ingeniería Eléctrica, Gerencia de Planeación
e Ingeniería, CIA. De Luz y Fuerza del Centro, 1983

www.codumex.com.mx

www.luz.philips.com

www.nacobre.com.mx

www.bticino.com