

U.M.S.N.H.

INGENIERÍA QUÍMICA

MEMORIA DE EXPERIENCIA
PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO QUÍMICO PRESENTA:

SILVIA CALLEJAS TREJO

ASESOR: ING: MAXIMILIANO
SÁNCHEZ CASTAÑEDA

JULIO 2011

INDICE

INTRODUCCION.....	V1
OBJETIVO.....	VII1
JUSTIFICACION.....	VIII1
CLIENTES DE LA EMPRESA.....	1X
MISIÓN Y VISIÓN DE LA EMPRESA.....	XII
LOCALIZACIÓN DE LA EMPRESA.....	XIII

CAPITULO 1 GENERALIDADES SOBRE LOS TRANSFORMADORES

1.1 Introducción.....	2
1.2 Definición de transformador.....	2
1.3 Funcionamiento del transformador.....	4
1.4 Partes del transformador.....	9
1.5 Tipos de transformadores.....	17
1.6 Características nominales de un transformador.....	22
1.7 Mantenimiento y pruebas a transformadores.....	23

CAPITULO 2 NATURALEZA Y COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS ACEITES

2.1 Introducción.....	41
2.2 Recepción, almacenamiento, manejo e instalación de los aceites aislantes.....	43
2.3 Muestreo de aceites aislantes.....	45
2.3.1 Procedimiento de muestreo.....	45
2.4 Inhibidores de oxidación para aceites aislantes.....	46
2.5 Regeneración y reacondicionamiento de aceites aislantes.....	48
2.5.1 Métodos y equipos para el reacondicionamiento.....	49
2.5.2 Métodos y equipos de regeneración.....	49
2.5.3 Mantenimiento de la empresa.....	51

11

CAPITULO 3 GUIA DE PRUEBAS PARA LOS ACEITES AISLANTES

3.1 Introducción.....	56
------------------------------	-----------

3.2 Número de neutralización (acidez).....	57
3.2.1 Determinación de acidez o número de neutralización.....	57
3.3 Tensión interfacial.....	63
3.4 Color.....	65
3.5 Contenido de agua.....	66
3.6 Contenido de gases disueltos.....	67
3.7 Rigidez dieléctrica.....	69
3.8 Factor de potencia.....	71
3.9 Contenido de BPC's.....	73
3.10 Resumen de equipo, material y sustancias requeridas.....	75
3.11 Distribución sugerida para el laboratorio.....	77
3.12 Reporte sugerido.....	78
CONCLUSIONES.....	80
GLOSARIO DE TRANSFORMADORES.....	82
BIBLIOGRAFÍA.....	85

INDICE DE TABLAS Y FIGURAS

No. De figura	Nombre	No. de página
---------------	--------	---------------

Figura 1	Transformador	2
Figura 2	Esquema de un transformador ideal	4
Figura 3	Símbolo esquemático de un transformador ideal	4
Figura 4	Representación esquemática del transformador	5
Figura 5	Relación de transformación	6
Figura 6	Esquema de transformador sencillo	7
Figura 7	Distribución de la energía eléctrica	8
Figura 8	Partes de un transformador	9
Figura 9	Núcleo magnético	10
Figura 10	Devanados de alta y baja tensión	11
Figura 11	Sistema de refrigeración	15
Figura 12	Boquillas de alta y baja tensión	15
Figura 13	Cambiadores de derivación	16
Figura 14	Transformador de potencia	17
Figura 15	Transformador de distribución	17
Figura 16	Transformador seco encapsulado	18
Figura 17	Transformador hermético	19
Figura 18	Transformador rural	19
Figura 19	Transformador subterráneo	20
Figura 20	Autotransformador	20
Figura 21	Transformador de corriente	21
Figura 22	Transformador de corriente	21
Figura 23	Conexión para prueba TTR	27
Figura 24	Conexiones del MEGGER analógico para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador	31
Figura 25	Diagrama vectorial que muestra el comportamiento de un aislamiento al aplicarle un voltaje dado.	32
Figura 26	Limpieza del transformador	51
Figura 27	Revisión del sistema de tierras	51
Figura 28	Departamento de lubricación y limpieza	52
Figura 29	Conexión del tanque al equipo de reacondicionamiento	52
Figura 30	Centrífuga del equipo de reacondicionamiento	52

		IV
Figura 29	Conexión del tanque al equipo de reacondicionamiento	52
Figura 30	Centrífuga del equipo de reacondicionamiento	52
Figura 33	Filtro prensa de 32 pasos	53
Figura 34	Muestreo en campo de aceite dieléctrico	54
Figura 35	Probador de rigidez dieléctrica en campo	54
Figura 36	Balanza analítica	61
Figura 37	Agitador magnético	61
Figura 38	Probeta	61
Figura 39	Titulación ácido-base	62
Figura 40	Tensiómetro	64
Figura 41	Piceta	64
Figura 42	Comparador de color	65
Figura 43	Coulómetro	66
Figura 44	Cromatógrafo	68
Figura 45	Extractor de gases	68
Figura 46	Equipo de vacío	68
Figura 47	Probador de rigidez dieléctrica	70
Figura 48	Regulador	70
Figura 49	Medidor de temperatura y humedad	70
Figura 50	Probador de capacitancia y disipación	72
Figura 51	Cromatógrafo para compuestos clorados.	74
Figura 52	Distribución sugerida de laboratorio	75

No. de tabla	Nombre	No. de página
Tabla 1	Voltaje de prueba para diferentes voltajes de referencia	29
Tabla 2	Valores de factor de potencia y constantes dieléctricas para diversos materiales	34
Tabla 3	Características de los compuestos probables del aceite dieléctrico	41

Tabla 4	Pruebas de recepción, investigación y mantenimiento para aceite dieléctrico	44
Tabla 5	Resumen de equipo, material y sustancias necesarias	76

INTRODUCCION

Conforme la industria eléctrica creció, la dificultad de trasladar energía de un lugar a otro fue cada vez más evidente, pues los circuitos eléctricos trabajan a base de corriente directa a bajo voltaje y esto los hace sumamente ineficientes para la transmisión. Básicamente, el transformador vino a llenar la necesidad de elevar el voltaje entre los centros de generación y las cargas junto con el cambio necesario a corriente alterna. Estos equipos pueden ser elevadores, reductores o de enlace.

Para reducir el tamaño del transformador y su costo, es necesario utilizar un buen dieléctrico. Anteriormente, había dos tipos de líquidos usados como aislantes uno, que son los aceites aislantes derivados del petróleo y otro los líquidos sintéticos aislantes (ASKARELS ó policloruros de bifenilo) que presentan algunas ventajas sobre los aceites derivados del petróleo pero cuyo uso está asociado con diferentes tipos de cáncer, alteraciones inmunológicas y dermatológicas en personas y animales además de daños irreversibles en aire y agua.

Los aceites aislantes derivados del petróleo, son básicamente usados en transformadores, para enfriar y aislar embobinados, en interruptores de circuito para extinguir el arco eléctrico, para aislar contactos y alambres conductores.

El aceite aislante es parte íntegra del equipo eléctrico, por lo tanto implica control, manejo y mantenimiento ya que debe conservar en operación las características adecuadas. El mantenimiento de los aceites aislantes se realiza con el objetivo de restaurarle sus propiedades esenciales, tanto fisicoquímicas como dieléctricas. Este tratamiento abarca un reacondicionamiento y una regeneración.

En el capítulo 1 trato algunas generalidades sobre los transformadores, abarcando los diferentes tipos que existen, sus componentes y su función.

En el capítulo 2 hago mención sobre conceptos generales de los aceites dieléctricos, incluyendo su naturaleza y composición química, la recepción, almacenamiento y manejo de los aceites su muestreo correcto, los inhibidores de oxidación que se emplean así como la regeneración y reacondicionamiento que se efectúa al aceite.

En el capítulo 3 detallo la guía de pruebas para los aceites aislantes, incluyendo definición de la prueba, método, necesidades de material, reactivos y normatividad vigente.

OBJETIVO

Implementar el laboratorio de pruebas fisicoquímicas para la empresa P.R.O.S.I.S.A. S. A. de C. V., que ofrece servicios de instalaciones eléctricas y mantenimiento industrial.

Esta empresa se crea en 1997 y al entrar en operación subcontrata los servicios del laboratorio Shem lubricantes S. A. de C. V. para efectuar el análisis de sus muestras de aceite dieléctrico, pero debido a su expansión, requiere de un laboratorio propio para mantener su competitividad y crecimiento.

Los análisis fisicoquímicos efectuados al aceite dieléctrico tienen como finalidad controlar la calidad del aceite, determinar su capacidad de servicio, diagnosticar condiciones internas del transformador, proponer medidas correctivas o recomendar los tratamientos óptimos para corregir defectos existentes o potenciales.

Un laboratorio propio permitirá a la empresa control en tiempo de entrega de resultados, confiabilidad en los mismos, repetición de cualquier prueba importante. Además, P.R.O.S.I.S.A., ampliará sus servicios al cliente, tendrá ahorro de tiempo y dinero que se emplea en la actualidad en trasladar muestras, recoger resultados, pago al laboratorio, etc; se aclararán dudas de los reportes instantáneamente y se ofertarán nuevos empleos.

JUSTIFICACION

El transformador es el equipo eléctrico con el que el usuario comete mayores abusos, lo trabaja a sobrecargas continuas, se le protege inadecuadamente y, en ocasiones, el mantenimiento es pobre.

Las pruebas que se realizan al transformador son varias y sirven para determinar su estado anticipándose a daños o averías para mantenerlo en óptimas condiciones de funcionamiento y así evitar interrupciones de energía que se traducen en importantes pérdidas económicas.

Desde el punto de vista económico, operativo y ecológico, la recuperación de aceites aislantes en o fuera de servicio es muy redituable ya que prolonga su vida útil y de forma confiable.

Durante la operación de un transformador ocurren muchos fenómenos físicos y químicos que provocan el decaimiento de las capacidades dieléctricas, sin embargo este proceso se puede acelerar por alguna anomalía. El conocer las propiedades y comportamiento químico del aceite permite tomar decisiones que optimicen costos de mantenimiento y tiempo, esto se logra con resultados oportunos y confiables de los análisis fisicoquímicos del aceite dieléctrico.

Las pruebas periódicas generan una considerable economía en el mantenimiento de equipo eléctrico ya que previenen y detectan fallas y problemas en servicio.

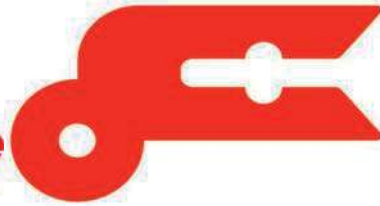
En operación, los transformadores con aceite dieléctrico son los que presentan las mejores cualidades en el mercado, ya que otros tipos (los transformadores secos) presentan altos costos en su mantenimiento, períodos más cortos de vida útil, deficiencias en el aislamiento y son más peligrosos; por lo que el análisis del aceite para prolongar su uso sigue siendo, en la actualidad, la mejor opción.

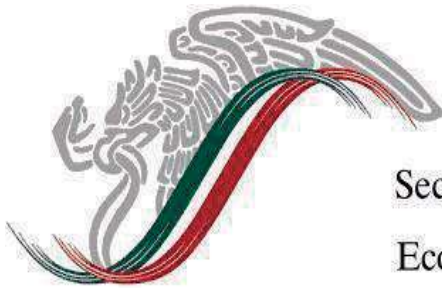
ALGUNOS CLIENTES DE LA EMPRESA





HANESbrands INC





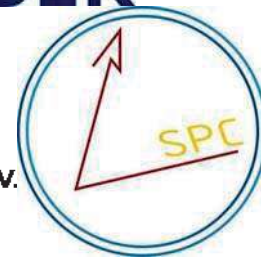
Secretaría
de
Economía



SERVICIOS INTEGRALES DE CONSERVACION, S.A. DE C.V.

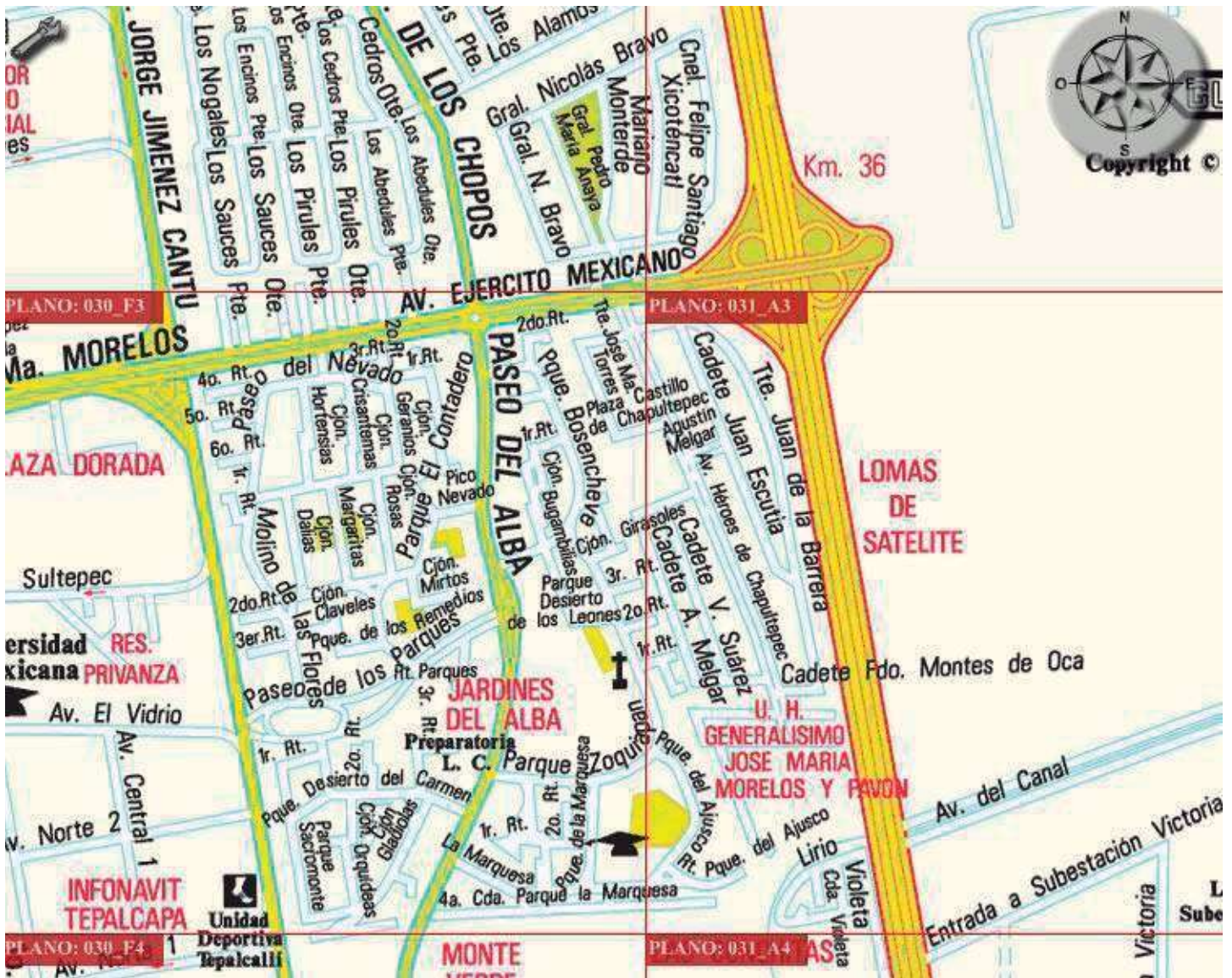


SERVICIOS INTEGRALES DE CONSERVACION, S.A. DE C.V.



MISION Y VISION DE LA EMPRESA

LOCALIZACION



Calle Parque Bosencheve No.1 y 3
Col. Jardines de Alba, Cuautitlán Izcalli, Edo. Mex.

CAPITULO 1
GENERALIDADES SOBRE LOS TRANSFORMADORES

1.1 Introducción

En el presente informe menciono, como está constituido un transformador, sus partes internas, funcionamiento, utilización, aplicaciones, pruebas y mantenimiento así como algunas formas de calcular diferentes aspectos importantes de este equipo.

En vista de que las máquinas eléctricas constituyen en gran parte la estructura básica para el desarrollo de la tecnología moderna, su análisis y estudio es de vital importancia, por ello le he dedicado un capítulo al estudio del transformador, para así tener los conocimientos necesarios del funcionamiento y características de la máquina electromagnética, que es el equipo de donde se toma la muestra del aceite, el cual es el objetivo principal de análisis para la elaboración de un laboratorio de pruebas.

1.2 Definición de transformador

Se denomina **transformador** a una máquina electromagnética que permite aumentar, disminuir o regular el voltaje o tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal, esto es, sin pérdidas, es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño, tamaño, etc.

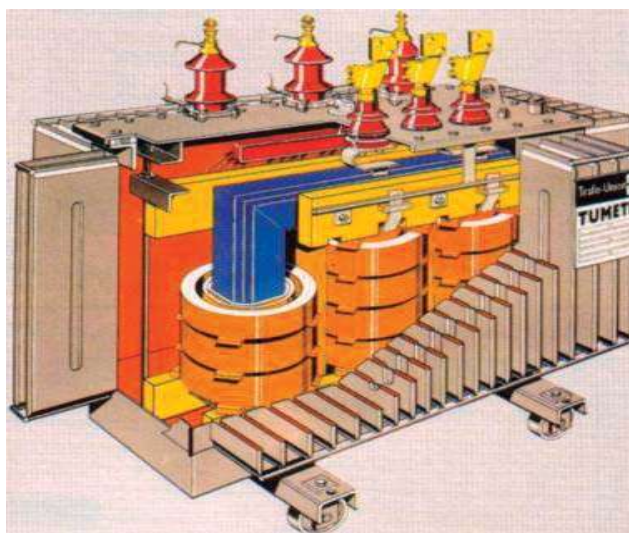


Figura 1: Transformador

De lo anterior podemos deducir que un transformador es un dispositivo que:

- a) Transfiere energía eléctrica de un circuito a otro sin cambio de frecuencia.
- b) Lo hace bajo el principio de inducción electromagnética.
- c) Tiene circuitos eléctricos aislados entre sí que son eslabonados por un circuito magnético común.

Un transformador ideal es un artefacto sin pérdidas, con una bobina de entrada y una bobina de salida. Las relaciones entre los voltajes de entrada y de salida, y entre la corriente de entrada y de salida, se establece mediante dos ecuaciones sencillas.

En el transformador que se muestra tiene N_P espiras de alambre sobre su lado primario y N_S de espiras de alambre en su lado secundario. La relación entre el voltaje $V_P(t)$ aplicado al lado primario del transformador y el voltaje $V_S(t)$ inducido sobre su lado secundario es

$$V_P(t) / V_S(t) = N_P / N_S = a$$

En donde a se define como la relación de espiras del transformador

$$a = N_P / N_S$$

La relación entre la corriente $i_P(t)$ que fluye en el lado primario del transformador y la corriente $i_S(t)$ que fluye hacia fuera del lado secundario del transformador es

$$N_P * i_P(t) = N_S * i_S(t)$$

$$i_P(t) / i_S(t) = 1 / a$$

En términos de cantidades fasoriales, estas ecuaciones son

$$V_P / V_S = a$$

$$I_P / I_S = 1 / a$$

Nótese que el ángulo de la fase de V_P es el mismo que el ángulo de V_S y la fase del ángulo I_P es la misma que la fase del ángulo de I_S . La relación de espiras del transformador ideal afecta las magnitudes de los voltajes y corrientes, pero no sus ángulos. Las ecuaciones anteriores describen la relación entre las magnitudes y los ángulos de los voltajes y las corrientes sobre los lados primarios y secundarios del transformador. En los transformadores reales sería posible decir la polaridad secundaria, solo si el transformador estuviera abierto y sus bobinas examinadas. Para evitar esto, los transformadores usan la convención de puntos. Los puntos que aparecen en un extremo de cada bobina en la figura 2 muestran la polaridad del voltaje y la corriente sobre el lado secundario del transformador. La relación es como sigue:

1.- Si el voltaje primario es positivo en el extremo punteado de la bobina con respecto al extremo no punteado, entonces el voltaje secundario será también positivo en el extremo punteado. Las polaridades de voltaje son las mismas con respecto al punteado en cada lado del núcleo.

2.- Si la corriente primaria del transformador fluye hacia dentro del extremo punteado de la bobina primaria, la corriente secundaria fluirá hacia afuera del extremo punteado de la bobina secundaria

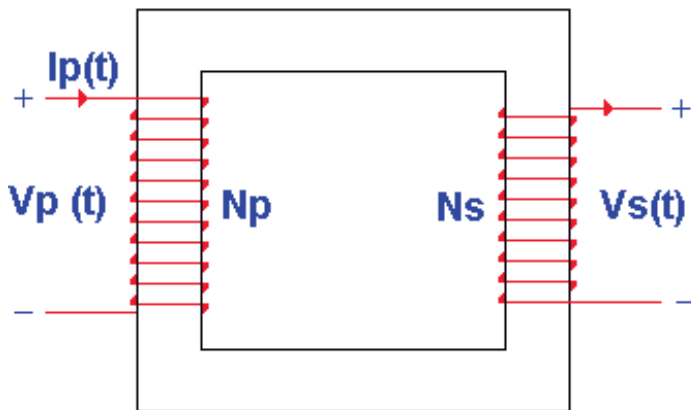
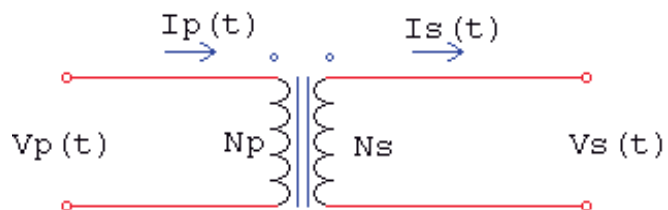


Figura 2: Esquema de un transformador ideal

Figura 3: Símbolo esquemático de un transformador ideal



1.3 Funcionamiento Del Transformador

En sus primeras experiencias sobre el fenómeno de la inducción electromagnética Faraday no empleó imanes, sino dos bobinas arrolladas una sobre la otra y aisladas eléctricamente. Cuando variaba la intensidad de corriente que circulaba por una de ellas, se generaba una corriente inducida en la otra. Este es, en esencia, el fenómeno de la *inducción mutua*, en el cual el campo magnético es producido no por un imán, sino por una corriente eléctrica.

La variación de la intensidad de corriente en una bobina da lugar a un campo magnético variable. Este campo magnético origina un flujo magnético también variable que atraviesa la otra bobina e induce en ella, de acuerdo con la ley de Faraday-Henry, una fuerza electromotriz. Cualquiera de las bobinas del par puede ser el elemento inductor y cualquiera el elemento inducido, de ahí el calificativo de mutua que recibe este fenómeno de inducción. El fenómeno de la *autoinducción*, como su nombre indica, consiste en una inducción de la propia corriente sobre sí misma. Una bobina aislada por la que circula una corriente variable puede considerarse atravesada por un flujo también variable debido a su propio campo magnético, lo que dará lugar a una fuerza electromotriz autoinducida. En tal caso a la corriente inicial se le añadirá un término adicional correspondiente a la inducción magnética de la bobina sobre sí misma.

Los transformadores son dispositivos basados en el principio de la **inducción electromagnética** y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de **hierro** al silicio. Las bobinas o devanados que se denominan *primario* y *secundario* según correspondan a la tensión alta o baja, respectivamente que se arrollan sobre un núcleo magnético común, formado por chapas magnéticas apiladas. También existen transformadores con más devanados, en este caso puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario.

Si se aplica una fuerza electromotriz alterna en el devanado primario, las variaciones de intensidad y sentido de la corriente alterna crearán un campo magnético variable dependiendo de la frecuencia de la corriente. Este campo magnético variable originará, por inducción, la aparición de una fuerza electromotriz en los extremos del devanado secundario.

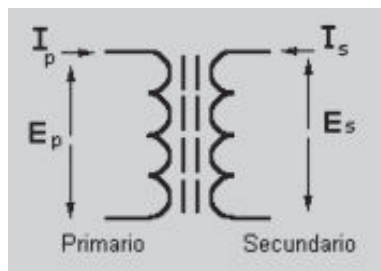


Figura 4: Representación esquemática del transformador

La relación entre la fuerza electromotriz conductora (E_p), la aplicada al devanado primario y la fuerza electromotriz inducida (E_s), la obtenida en el secundario, es directamente proporcional al número de espiras de los devanados primario (N_p) y secundario (N_s).

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

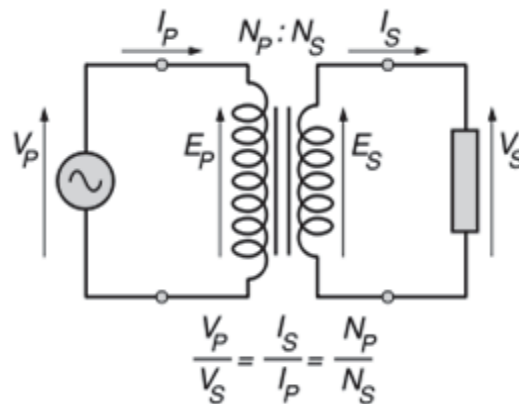


Figura 5: **Relación de transformación**

Por el bobinado primario se conecta la tensión de entrada, y por el secundario obtendremos la tensión de salida, la cual alimenta a la carga como se muestra en la figura 5.

En la figura 6 podemos observar el esquema de un transformador sencillo, en el cual dos bobinas están eslabonadas por un núcleo magnético laminado; la bobina conectada a la alimentación se llama primaria y la bobina en la cual se induce el voltaje por el principio de inducción y que alimenta a la carga se llama secundaria. La bobina primaria toma la energía eléctrica de la alimentación de corriente alterna y la bobina secundaria la recibe por inducción electromagnética para entregarla a un dispositivo eléctrico conectado a sus terminales.

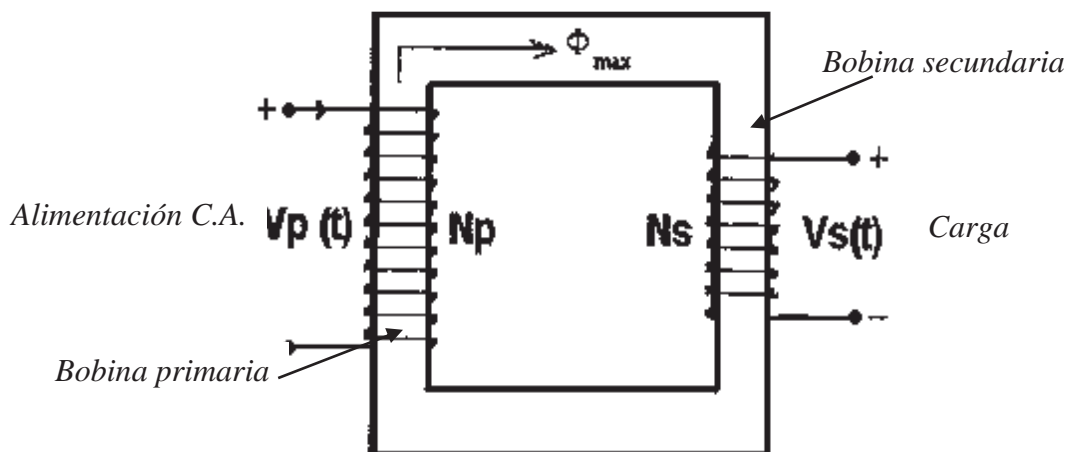


Figura 6: Esquema de transformador sencillo

Una de las principales razones por la que se emplea la corriente alterna y no la continua en la producción, transporte, distribución y consumo de la electricidad es que este tipo de corriente es muy fácil de elevar y reducir su tensión mediante el transformador. Gracias al transformador se puede aumentar la tensión antes de transportar la energía a grandes distancias por líneas de alta tensión, con el fin de reducir la intensidad. Con ellos también se puede reducir la tensión con el fin de distribuirla y consumirla a valores que sean seguros para las personas que manipulan los sistemas eléctricos. Esto lo podemos apreciar de una forma ilustrativa en la figura número 7. El transporte de una cierta cantidad de energía eléctrica por unidad de tiempo se puede llevar a cabo eligiendo la tensión a la que se realiza el transporte o la intensidad de la corriente, resultando la misma potencia eléctrica transportada siempre que el producto de estas dos magnitudes sea igual, valor que corresponderá a la citada potencia eléctrica transportada. Ahora bien, puesto que los conductores reales tienen una cierta resistencia por unidad de longitud y el transporte puede ser de centenares de kilómetros, se debe contemplar la pérdida real de potencia eléctrica que se produce en este transporte. La manera de minimizar dicha pérdida de potencia es efectuando el transporte a tensiones elevadas y con bajas intensidades de corriente, parámetros que se elegirán en función de las distancias a recorrer y la cantidad de potencia eléctrica que se quiera transportar.

Pero, en cambio, los equipos eléctricos conectados a la red no pueden operar en tensiones tan altas porque que el riesgo de una descarga eléctrica es muy alto y se hace necesario realizar la transformación de tensiones, de sde valores correspondientes a transporte, a valores de consumo, para lo cual se emplean equipos de transformación.

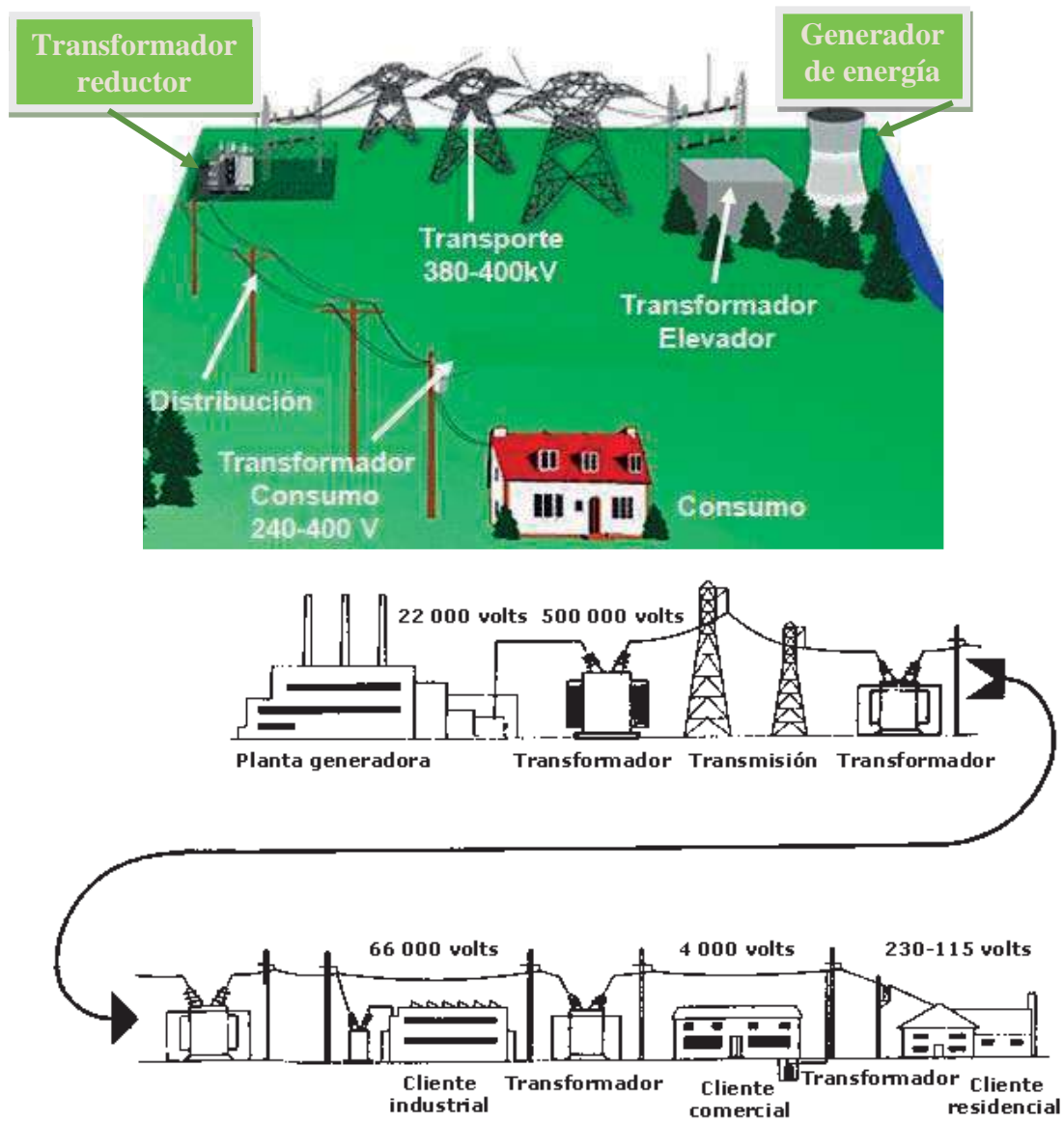


Figura 7: Distribución de la energía eléctrica

1.4 Partes del transformador

Un transformador consta de numerosas partes; algunas son más importantes que otras si n embargo todas son es enciales para un ópti mo funcionamiento de esta máquina electromagnética. Las partes las podemos observar en la figura número 6.

1. Boquilla de alta tensión
2. Boquilla de baja tensión
3. Tanque conservador
4. Relevador Buchholz
5. Válvula del filtro de aceite
6. Caratula del nivel de aceite
7. Placa de datos
8. Herraje
9. Base de apoyo
10. Bobina
11. Núcleo
12. Caja de terminales para dispositivos de protección.
13. Radiadores
14. Cambiador de derivaciones.

Podemos clasificar como partes principales a:

- a) Núcleo magnético
- b) Bobinados primario, secundario, terciario, etc.

Las partes auxiliares son

- c) Tanque, recipiente o cubierta
- d) Boquillas terminales.
- e) Medio refrigerante
- f) Conmutadores y auxiliares.
- g) Indicadores.

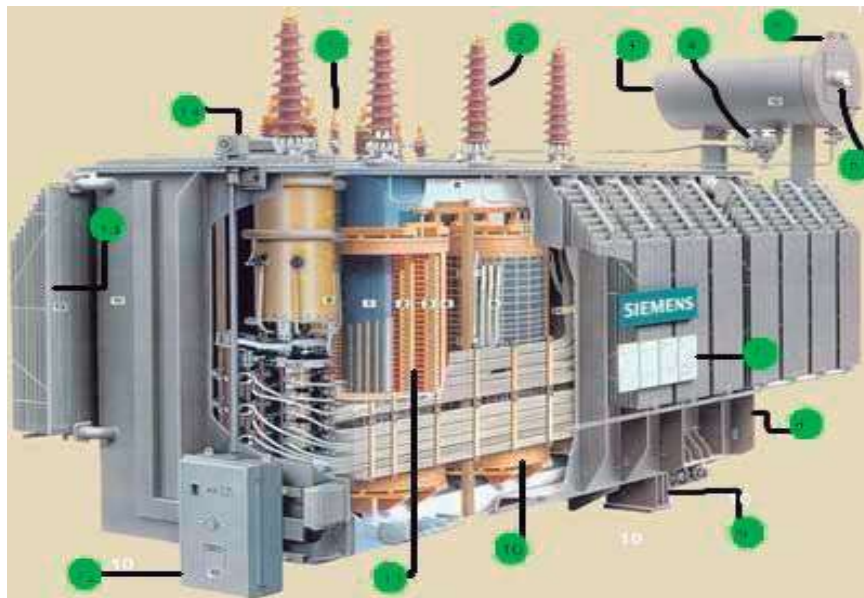


Figura 8: Partes de un transformador

Núcleo magnético. Conjunto de laminaciones de acero al silicio de baja reluctancia, con arreglo de trayectoria cerrada por donde circula el flujo magnético. Los transformadores tienen el núcleo de hierro con forma de ventana y está constituido por numerosas chapas magnéticas de diferente espesor, apiladas unas encima de otras y aisladas entre sí mediante un barniz. Para formar el paquete de chapas se utilizan tornillos o remaches, procurando que queden aislados de las chapas. Se trata adecuadamente las superficies exteriores del núcleo para evitar la corrosión.

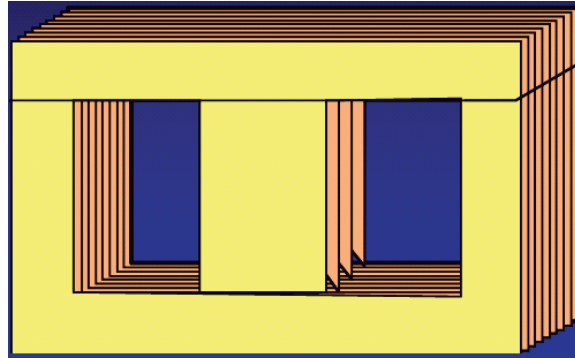


Figura 9: Núcleo Magnético

El núcleo constituye el circuito magnético que transfiere energía de un circuito a otro y su función principal es la de conducir el flujo activo.

Esta disposición reduce considerablemente las pérdidas que aparecen en el hierro por efecto de las corrientes parásitas.

Los bobinados constituyen los circuitos de alimentación y carga; pueden ser de una, dos o tres fases y, por la corriente y número de espiras, pueden ser de alambre delgado, grueso o de barra. La función de los devanados es crear un campo magnético (primario) con una pérdida de energía muy pequeña y utilizar el flujo para inducir una fuerza electromotriz (secundario).

Devanado de baja tensión. Es la parte de circuito eléctrico, construido con cobre ó aluminio, de número reducido de espiras, de baja resistencia ohmica y alta corriente, se conoce como **secundario**.

Devanado de alta tensión. Es la otra parte del circuito eléctrico, construido de cobre, de número alto de espiras, de alta resistencia ohmica y baja corriente se nombra **primario**.

Los dos bobinados aparecen arrollados sobre un carrete que abraza la columna central del núcleo.

El conductor que se utiliza para las bobinas suele ser de cobre aislado mediante un barniz.

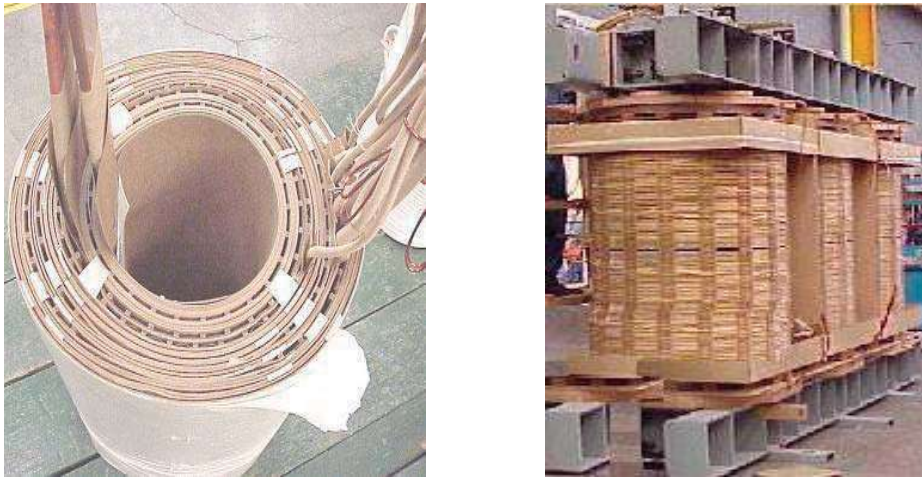


Figura 10: Devanados de Alta (izquierda) y Baja tensión (derecha)

Tanque y gabinete o recipiente es un elemento indispensable en aquellos transformadores cuyo medio de refrigeración no es el aire; sin embargo puede prescindirse de él en casos especiales. Su función es la de radiar el calor producido en el transformador, y evita pérdidas en el hierro y en el cobre. Si el calor que se produce en los transformadores no se evacua convenientemente se puede producir la destrucción de los materiales aislantes de los devanados

El calor producido por las pérdidas se transmite a través de un medio al exterior, este medio puede ser aire o bien líquido. La transmisión de calor se hace por un medio en forma más o menos eficiente, dependiendo de los siguientes valores:

La masa volumétrica.

El coeficiente de dilatación térmica.

La viscosidad.

El calor específico.

La conductividad térmica.

Los transformadores están por lo general enfriados por aire o aceite, capaz de mantener una temperatura de operación suficientemente baja y prevenir “puntos calientes” en cualquier parte del transformador. El aceite se considera uno de los mejores medios de refrigeración que tiene además buenas propiedades dieléctricas y que cumple con las siguientes funciones:

- Actúa como aislante eléctrico.
- Actúa como refrigerante.
- Protege a los aisladores sólidos contra la humedad y el aire.

La transferencia de calor en un transformador son las siguientes:

- 1) Convección.
- 2) Radiación.
- 3) Conducción.

CONVECCIÓN La transferencia de calor por convección se puede hacer en dos formas:

- a) Por convección natural.
- b) Por convección forzada.

CONDUCCIÓN Es un proceso lento por el cual se transmite el calor a través de una sustancia por actividad molecular. La capacidad que tiene una sustancia para conducir calor se mide por su “conductividad térmica”.

RADIACIÓN Es la emisión o absorción de ondas electromagnéticas que se desplazan a la velocidad de la luz representan en temperaturas elevadas un mecanismo de pérdidas de calor. En el caso de los transformadores, la transferencia de calor a través del tanque y los tubos radiadores hacia la atmósfera es por radiación. El enfriamiento de los transformadores se clasifica en los siguientes grupos:

TIPO OAS Sumergido en aceite, con enfriamiento natural. Este es el enfriamiento más comúnmente usado y el que frecuentemente resulta el más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones.

En estos transformadores, el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas, corrugadas o bien provistos de enfriadores tubulares o radiadores separables.

TIPO OA/FA Sumergido en aceite con enfriamiento propio y con enfriamiento de aire forzado. Este tipo de transformadores es básicamente una unidad OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento y por lo tanto, aumentar los KVA de salida.

TIPO OA/FOA/FOA Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento de aceite forzado-aire forzado, con enfriamiento aceite forzado-aire forzado. El régimen del transformador tipo OA, sumergido en aceite puede ser aumentado por el empleo combinado de bombas y ventiladores. En la construcción se usan los radiadores desprendibles normales con la adición de ventiladores montados sobre dichos radiadores y bombas de aceite conectados a los cabezales de los radiadores. El aumento de capacidad se hace en dos pasos: en el primero se usan la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas para lograr un aumento de 1.333 veces sobre diseño OA; en el segundo se hace trabajar a la totalidad de los radiadores y bombas con lo que se consigue un aumento de 1.667 veces el régimen OA.

TIPO 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 de aire y aceite colocados fuera del tanque. Su diseño está destinado a usarse únicamente con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando continuamente.

TIPO OW Sumergidos en aceite, con enfriamiento por agua. Este tipo de transformador está equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque, el agua de enfriamiento circula en el interior de los tubos y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente, el aceite fluye, estando en contacto con la superficie exterior de los tubos.

TIPO FOW Sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada. El transformador es prácticamente igual que el FOA, excepto que el cambiador de calor es del modelo agua-aceite y por lo tanto el enfriamiento del aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores.

TIPO AA Tipo seco, con enfriamiento propio. La característica primordial es que no contienen aceite u otro líquido para efectuar las funciones de aislamiento y enfriamiento, y es el aire el único medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas menos de 15KV y hasta 2 000 KVA.

TIPO AFA Tipo seco, con enfriamiento por aire forzado. Para aumentar la potencia del transformador AA, se usa el enfriamiento con aire forzado. El diseño comprende un ventilador que empuja el aire en un ducto colocado en la parte inferior del transformador.

TIPO AA/AFA Tipo seco, con enfriamiento natural con enfriamiento por aire forzado. La denominación de estos transformadores indica que tienen dos regímenes, uno por enfriamiento natural y el otro contando con la circulación forzada por medio de ventiladores, cuyo control es automático y opera mediante un relevador térmico.

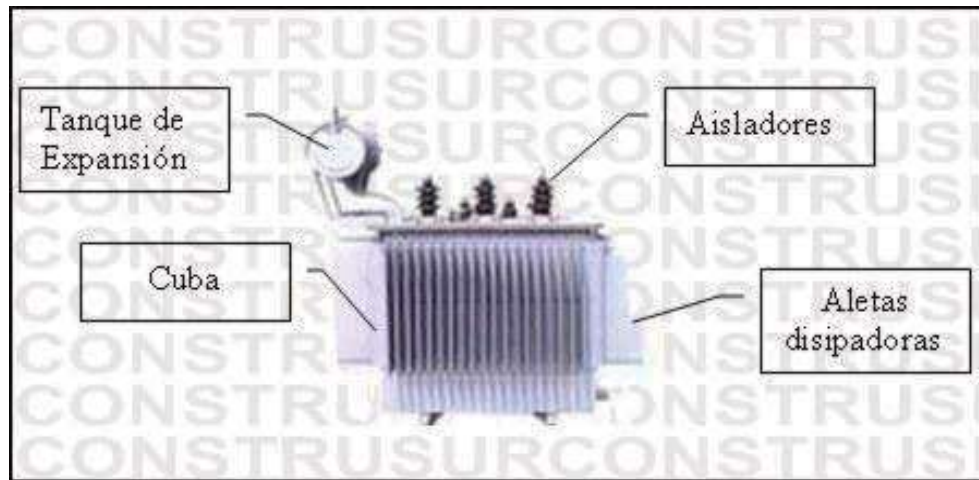


Figura 11: Sistema de refrigeración

La boquilla permite el paso de la corriente a través del transformador y evita que haya un escape indebido de corriente y con la protección contra flameo.



Figura 12: Boquillas de alta y baja tensión

Los conmutadores, cambiadores de derivación o Taps son órganos destinados a cambiar la relación de voltaje de entrada y salida, con objeto de regular el potencial de un sistema o la transferencia de energía activa o reactiva entre los sistemas interconectados. Para adecuar la relación de tensión a las condiciones del sistema, los transformadores están provistos de una bobina especial con derivaciones. La relación de tensión puede ser alterada a través de un conmutador en vacío, estando el transformador desenergizado y aterrizado, o por un conmutador de derivaciones en carga con el transformador energizado. Accionamientos motorizados son usados para operar los conmutadores, posibilitando comando local o a la distancia, inclusive con control automático de tensión.

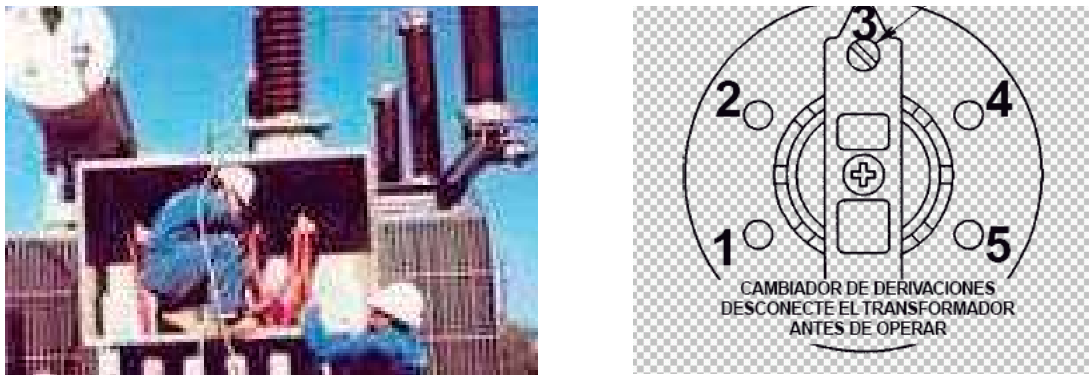


Figura 13: **Cambiadores de derivación**

Indicadores son aparatos que nos señalan el estado del transformador. Con ellos nos podemos auxiliar para ver estados de variables como nivel del líquido, temperatura, presión, así como el estado de algunas protecciones, etc.

1.5 Tipos de transformadores



Figura 14: **Transformador de potencia**

Descripción: Se utilizan para subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Son de aplicación en subestaciones transformadoras, centrales de generación y en grandes usuarios.

Características Generales: Se construyen en potencias normalizadas desde 1.25 hasta 20 MVA, en tensiones de 13.2, 33, 66 y 132 kV. y frecuencias de 50 y 60 Hz.

Transformador de potencia

Transformador de distribución

Se denominan transformadores de distribución, generalmente a los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 kVA y de tensiones iguales o inferiores a 67 000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas



para montaje sobre postes, algunos de los tamaños de potencia superiores, por encima de las clases de 18 kV, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas. Las aplicaciones típicas son para alimentar a granjas, residencias, edificios o almacenes públicos, talleres y centros comerciales.

A continuación se detallan algunos tipos de transformadores de distribución.

Figura 15: **Transformador de distribución**

Descripción:

Se utilizan en interior para distribución de energía eléctrica en media tensión. Son de aplicación en zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

Características:

Se fabrican en potencias normalizadas desde 25 hasta 1000 kVA y tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 kV. Se construyen en otras tensiones primarias según especificaciones particulares del cliente. Se proveen en frecuencias de 50-60 Hz. La variación de tensión, se realiza mediante un conmutador exterior de accionamiento sin carga.

Transformadores secos encapsulados en resina epoxi

Figura 16: Transformador seco encapsulado

Descripción:

Se utilizan en interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, en lugares donde los espacios reducidos y los requerimientos de seguridad en caso de incendio imposibilitan la utilización de transformadores refrigerados en aceite. Son de aplicación en grandes edificios, hospitales, industrias, minería, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

Características generales:

Su principal característica es que son refrigerados por aire con aislamiento clase F, utilizándose resina epoxi como medio de protección de los arrollamientos, siendo innecesario cualquier mantenimiento posterior a la instalación. Se fabrican en potencias normalizadas desde 100 hasta 2500 kVA, tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 kV y frecuencias de 50 y 60 Hz

Transformadores herméticos de llenado integral

Descripción: Se utilizan en intemperie o interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, siendo muy útiles en lugares donde los espacios son reducidos. Son de aplicación en zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

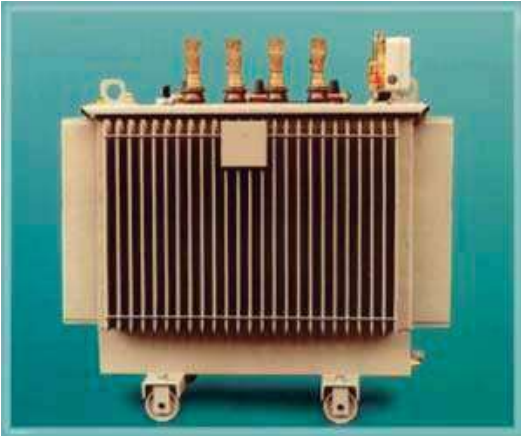


Figura 17: Transformador hermético

Características Generales:

Su principal característica es, que al no llevar tanque de expansión de aceite, no necesita mantenimiento, siendo esta construcción más compacta que la tradicional. Se fabrican en potencias normalizadas desde 100 hasta 1000 kVA, tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 kV y frecuencias de 50 y 60 Hz.

Transformadores rurales

Descripción:

Están diseñados para instalación monoposte en redes de electrificación suburbanas monofilares, bifilares y trifilares, de 7.6, 13.2 y 15 kV. En redes trifilares se pueden utilizar transformadores trifásicos o como alternativa 3 monofásicos



Figura 18: Transformador rural

Transformadores Subterráneos



Figura 19: Transformador subterráneo

Aplicaciones:

Transformador de construcción adecuada para ser instalado en cámaras, en cualquier nivel, pudiendo ser utilizado donde haya posibilidad de inmersión de cualquier naturaleza.

Características: Potencia: 150 a 2000KVA Alta Tensión: 15 o 24,2KV Baja Tensión: 216,5/125; 220/127; 380/220; 400/231V.

Autotransformadores

Los autotransformadores se usan normalmente para conectar dos sistemas de transmisión de tensiones diferentes, frecuentemente con un devanado terciario en triángulo. De manera parecida, los autotransformadores son adecuados como transformadores elevadores de centrales cuando se desea alimentar dos sistemas de transporte diferentes. En este caso el



devanado terciario en triángulo es un devanado de plena capacidad conectado al generador y los dos sistemas de transporte se conectan al devanado, autotransformador. El autotransformador no sólo presenta menores pérdidas que el transformador normal, sino que su menor tamaño y peso permiten el transporte de potencias superiores.

Figura 20: Autotransformador

Transformador de corriente tt/cc

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control. Ciertos tipos de transformador es de corriente protegen a los instrumentos al ocurrir cortocircuitos. Los valores de los transformadores de corriente son:

Carga nominal: 2.5 a 200 VA, dependiendo su función.

Corriente nominal: 5 y 1A en su lado secundario. Se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser: 600/5, 800/5, 1000/5.

Usualmente estos dispositivos vienen con un amperímetro adecuado con la razón de transformación de los transformadores de corriente, por ejemplo: un transformador de 600/5 está disponible con un amperímetro graduado de 0 - 600A.

Figura 21: Transformador de corriente



Transformador de potencial tt/pp: Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados. Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

Figura 22: Transformador de corriente

1.6 Características nominales de un transformador

Es importante conocer los datos característicos que es necesario aportar para realizar la adquisición de un transformador para una determinada aplicación. Seguidamente indicamos los más relevantes:

- Potencia nominal en KVA.
- Tensión primaria y secundaria.
- Regulación de tensión en la salida.
- Grupo de conexión.
- Frecuencia.
- Normas de aplicación.
- Temperatura máxima ambiente.
- Altitud de instalación sobre el nivel del mar.
- Accesorios principales.
- Instalación en interior o intemperie.

Rendimiento de un transformador

Se puede decir que el rendimiento de un transformador es la relación entre la potencia suministrada a la carga por el secundario (P2) y la potencia absorbida de la red por el primario (P1) expresada en tantos por ciento. La potencia nominal de un transformador es el producto de su tensión nominal primaria por la corriente primaria:

$$S_n = V_n \times I_n$$

Se entiende por tensiones y corrientes nominales los valores para los cuales ha sido proyectado el transformador.

La potencia nominal de un transformador es un valor de referencia y está fijado desde un punto de vista térmico.

Cuando nosotros exigimos a un transformador que trabaje a una potencia superior a la nominal, este se calienta excesivamente.

1.7 Mantenimiento y pruebas a transformadores

Actuar y detectar a tiempo antes de que ocurra una falla se traduce en un ahorro económico dentro de cualquier empresa por ello es necesario realizar varios servicios de mantenimiento y prevención a los transformadores. El mantenimiento se basa en la planeación y el seguimiento de los equipos durante su periodo de vida útil, para obtener el máximo aprovechamiento de su operación y predecir la necesidad del cambio del mismo. En el presente trabajo hablaremos de dos tipos de mantenimientos, el mantenimiento predictivo y el mantenimiento preventivo que son los tipos de mantenimientos que nos interesan ya que existe un tercer tipo, el de nominado mantenimiento correctivo, el cual implica un cambio total de algún componente del equipo o en su defecto cambiar en su totalidad el transformador.

Mantenimiento predictivo:

Mediante el servicio de inspección general del puesto de transformación, se realiza un diagnóstico del estado de funcionamiento del transformador. En base al resultado de este procedimiento se elaboran las recomendaciones pertinentes y se efectúan reparaciones menores si así fuese necesario como cambio de conectores, cambio de empaquetaduras y ajuste de conexiones flojas. Este tipo de mantenimiento en los transformadores nos sirve para predecir posibles fallas, las herramientas que utilizamos para este tipo de mantenimiento básicamente las dividimos en tres:

1. Evaluación del equipo: Levantamiento técnico.
2. Determinación de su estado actual.
3. Entrega de informe técnico, base del historial del equipo.

Mantenimiento Preventivo:

La necesidad del mantenimiento preventivo en las instalaciones eléctricas, tanto en las de Alta, Media y Baja tensión se multiplica en función de los daños que podría ocasionar su parada por avería cuando se trata de instalaciones públicas y privadas.

Tratándose de costosos equipos, su revisión debe efectuarse con la periodicidad establecida en su proyecto de instalación, adecuándola en todo momento a las especiales características de su utilización, ubicación, etc.

A partir de que el equipo se encuentra en condiciones de operación, la realización de un mantenimiento preventivo rutinario es primordial para que la máquina este en condiciones de suministrar hasta el 100 % de potencia sin correr riesgos o interrupciones del suministro de energía.

Detallamos unos consejos básicos y generales para la realización del mantenimiento:

- Planificar el trabajo con antelación a la parada y desconexión del transformador de la Red, solicitando los permisos y efectuando todos los avisos necesarios.
- Recopilar toda la información técnica relativa al Transformador y sus equipos (ventiladores, sistemas de control y seguridad, etc.)
- Revisar todo el protocolo de seguridad necesario, incluyendo los equipos necesarios: puestas a tierra, señalizaciones, etc.
- Seleccionar el personal necesario para la tarea de mantenimiento entre los capacitados para ello, así como los medios materiales y herramientas, vehículos, grúas, etc.

El programa del mantenimiento preventivo se basa en la realización de tareas las cuales mencionamos a continuación:

1. Desconectar el equipo de la Red de tensión, tomando todas las medidas necesarias establecidas en el protocolo. Las más habituales son: Puesta a tierra del equipo, Bloqueo de todas las posibles conexiones entrantes y salientes, delimitación y marcado del área de trabajo.
2. Comprobación del sistema de seguridad por sobre temperatura.
3. Comprobación del sistema de seguridad por sobre presión interna del transformador.

4. Comprobación de los sistemas de sobrecorriente, fuga a tierra, diferencial, etc. en función del tipo y modelo del transformador.
5. Comprobación del resto de indicadores, alarmas ópticas y/o acústicas.
6. Análisis químicos y eléctricos del aceite aislante
7. Mantenimiento del filtro de Silicagel
8. Revisión periódica de las protecciones
9. Comprobación del nivel de aceite, así como posibles fugas.
10. Prueba de Rigidez Dieléctrica del Aceite; la muestra debe tomarse de la parte baja del transformador, mediante la válvula de muestreo.
11. Comprobación, limpieza y ajuste de todas las conexiones eléctricas, fijaciones, soportes, guías y ruedas, etc.
12. Comprobación y limpieza de los aisladores, buscando posibles grietas o manchas donde pueda fijarse la suciedad y/o humedad.
13. Comprobación en su caso del funcionamiento de los ventiladores, así como limpieza de radiadores o demás elementos refrigerantes.
14. Limpieza y pintado del chasis, carcasas, depósito y demás elementos externos del transformador susceptibles de óxido o deterioro.

Pruebas a transformadores

Los transformadores sumergidos en aceite han sido ampliamente aceptados por su versatilidad y seguridad. Los hay de tipo poste, tipo estación y tipo subestación. En todos ellos hay un conjunto de elementos que mantienen operando al transformador y para saber que sucede dentro de este sistema, este aceite se somete a una serie de pruebas de laboratorio que contribuyen a que el transformador proporcione la operación deseada por un período de tiempo satisfactorio.

Entre las pruebas que se le realizan a un transformador tenemos las siguientes:

- | | |
|---|---|
| a) Pruebas de Relación de Transformación (TTR) | g) |
| b) Pruebas de Resistencia de Aislamiento (Megger) | h) Cromatografía de gases disueltos en el aceite |
| c) Pruebas de Factor de Potencia | i) Análisis de Contenido de PCB's |
| d) Pruebas de Resistencia Óhmica | j) Proceso de Filtrado y Desgasificado al alto vacío |
| e) Revisión de Cambiadores de Tap's | k) Inspección y pruebas de accesorios y equipos propios |
| f) Análisis Físico Químicos al aceite. | l) Cambio de Aceite |

Pruebas de relación de transformación (TTR)

El objetivo de esta prueba es verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del tap de un transformador están dentro de la tolerancia de medición.

Instrumentos de medición y normas de referencia Las presentes especificaciones están referidas a lo estipulado en las normas: IEEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers". NMX-J-116-1996-ANCE "Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación"

Método de prueba.

Existen 3 métodos de prueba para la determinación de la relación de transformación:

- a) El método del voltímetro.
- b) El método de comparación.
- c) El método del puente.

La presente especificación está referida al método del puente para conocer la relación ya que es el método más preciso de los 3 y no se requiere de un segundo transformador de condiciones idénticas al de prueba, por lo que esta prueba se aplica fácilmente en el campo.

Procedimiento.

La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap's) para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación ó % de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos transformadores se deberá determinar para todos los tap's y para todo el devanado.

Para la medición con el TTR se debe seguir el circuito básico de la figura 12, cuando el detector DET está en balance, la relación de transformación es igual a $R / R1$

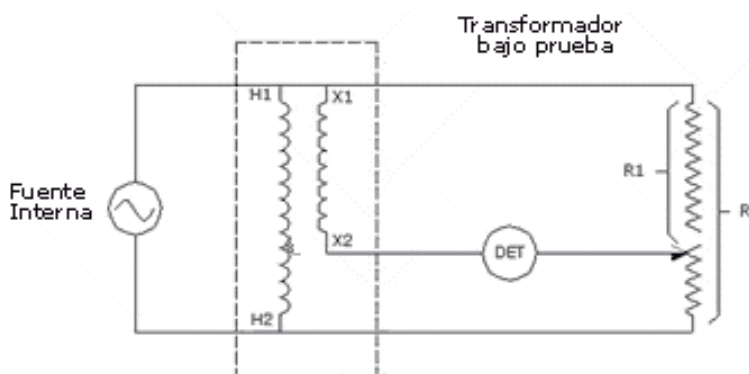


Figura 23: Conexión para prueba TTR

Criterios de aprobación.

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser de $\pm 0.5\%$ en todas sus derivaciones.

Reporte de presentación de resultados.

El reporte de presentación de resultados de la prueba de relación de transformación está elaborado en base a los datos del reporte del cual se compone la "hoja de campo de pruebas a transformadores". Posteriormente, para el análisis de los resultados se presenta una tabla que contenga de manera resumida si el transformador cumple o no con la norma respecto a la prueba de relación de transformación.

Prueba de resistencia de aislamiento

El objetivo de esta prueba es verificar que los aislamientos del transformador bajo prueba, cumplen con la resistencia mínima soportable, bajo la operación a la que serán sometidos, y probar si la conexión entre sus devanados y la tierra es la adecuada, para avalar un buen diseño del producto, sin defectos. Los instrumentos de medición que se emplean en esta prueba dependen del grado de exactitud de la lectura de la resistencia de aislamiento que se quiera conocer.

Procedimiento El significado de la resistencia de aislamiento generalmente requiere de cierta interpretación y depende básicamente del diseño, sequedad y limpieza de los aislantes que envuelven al transformador. El procedimiento de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador está descrito en la norma IEEE C57.12.90 y contiene básicamente los siguientes puntos claves:

- La temperatura de los devanados y del líquido aislante deben estar cercanos a 20° C.
- Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante.
- Todos los devanados deben de estar cortocircuitados.
- Todas las boquillas del transformador deben estar en su lugar.
- Todas las terminales que no se consideran en la prueba así como la carcasa y el tanque deberán conectarse a tierra mientras se aplique el voltaje de prueba.
- Deben seguirse las indicaciones de cada instrumento de medición dependiendo del que se trate teniéndose como mínimas las siguientes:

Megger analógico. Primeramente se debe seleccionar el voltaje de prueba de acuerdo a la tabla 1 que son las recomendaciones del fabricante ya que no se cuenta con normas publicadas que contengan una especificación más detallada:

Tabla 1. Voltaje de prueba para diferentes voltajes de referencia.

Voltaje nominal de referencia (V)	Voltaje de prueba (V)
Menos de 115	250
115	250 o 500
230	500
460	500 o 1000

Como una regla general, el voltaje de prueba debe ser aplicado hasta que se registre una lectura que no cambie en un margen de 15 segundos o la lectura final que observa en el transcurso de 60 segundos. En circuitos capacitivos se deberá ejercer la tensión de prueba por un minuto o más si es necesario completar la carga de la muestra. La norma IEEE 43-1974 marca que es imposible de especificar el valor de la resistencia de aislamiento que debe ser medida para la cual un devanado fallará eléctricamente.

La figura 24 muestra el diagrama elemental de conexiones del Megger analógico, donde el devanado bajo prueba puede ser cualquiera de los ya mencionados antes. Una vez terminadas las conexiones se debe girar la palanca a una velocidad tal que la aguja del instrumento se estabilice y se encienda el led de color verde y tomar la lectura. Si el led de color rojo se enciende significa que el valor medido se deberá multiplicar por 10.

El voltaje aplicado para la medición de la resistencia de aislamiento a tierra deberá ser incrementado en un tiempo no mayor a 15 segundos y después de ser retenido en su valor de prueba durante un minuto y se deberá reducir gradualmente en no más de 5 segundos a un valor de un cuarto o menos del valor máximo que se haya registrado.

Las pruebas de resistencia de aislamiento deberán realizarse con los circuitos de igual voltaje conectados entre sí y los circuitos de diferente voltaje deberán ser probados por separado, por ejemplo:

- Alta tensión vs. Baja tensión
- Alta tensión vs. Tierra
- Baja tensión vs. Tierra
- Neutro vs. Tierra (En el caso de que el neutro no esté conectado directamente a tierra)

Esta prueba se realiza con la finalidad de incrementar la exactitud del estado de prueba de los aislamientos de un transformador, y en el caso de que no sea suficiente con la prueba de resistencia de aislamiento, se recomienda la [prueba de índice de polarización](#) y [prueba de índice de absorción](#).

La prueba debe ser interrumpida inmediatamente si la lectura de la corriente comienza a incrementarse sin estabilizarse.

Podrían presentarse descargas parciales durante las pruebas de resistencia de aislamiento que puedan causar al transformador bajo prueba y también arrojar resultados erróneos en los valores de las lecturas de medición, para este caso se deberá hacer una pausa y continuar posteriormente con la prueba.

Después de que la prueba haya sido completada se deberán aterrizar por un periodo de tiempo suficiente para liberar cualquier carga que haya quedado atrapada.

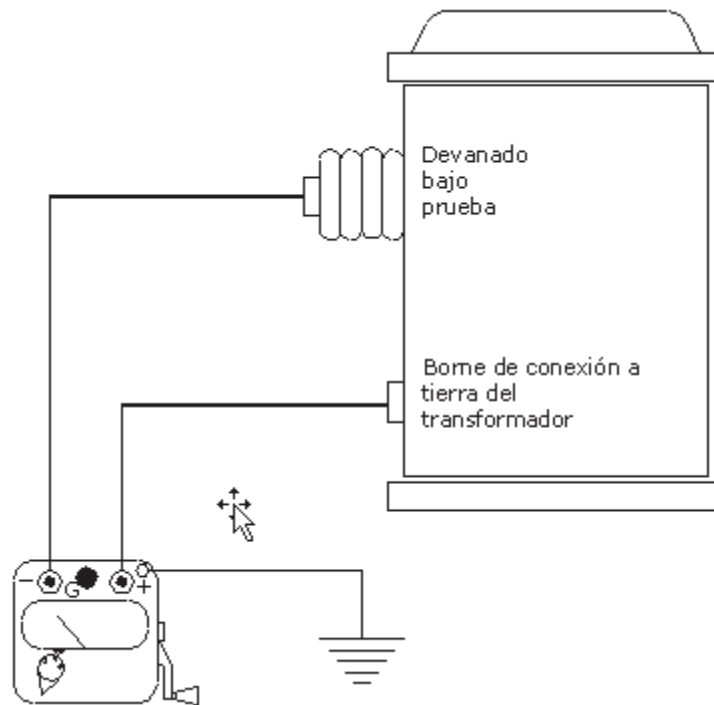


Figura 24: Conexiones del Megger analógico para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador.

Criterios de aprobación No hay una buena cifra para determinar si una lectura de una resistencia de aislamiento es buena o mala, pero una buena guía es la de considerar 1 MW por cada 1000 Volts de prueba aplicados como una cifra mínima.

Prueba de factor de potencia a los aislamientos.

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en por ciento, que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle una corriente de un voltaje determinado, es en sí, una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos.

Debido a la situación de no ser aislantes perfectos, además de una corriente de carga puramente capacitiva, siempre los atravesara una corriente que está en fase con el voltaje aplicado (I_r), a esta corriente se le denomina de pérdidas dieléctricas, en estas condiciones el comportamiento de los dieléctricos queda representado por el siguiente diagrama vectorial.

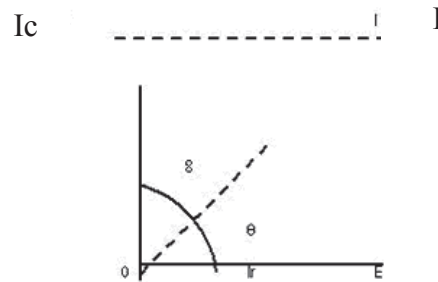


Figura 25: Diagrama vectorial que muestra el comportamiento de un dieléctrico al aplicar un voltaje V .

I_r	Corriente de pérdidas
I_c	Corriente de carga.
I	Corriente resultante de I_c más I_r .
V	Voltaje aplicado.

Para aislamientos con bajo Factor de Potencia, (I_c) e (I) son substancialmente de la misma magnitud y la corriente de pérdidas (I_r) muy pequeña, en estas condiciones el ángulo θ es muy pequeño y el Factor de Potencia estará dado entonces por:

$$FP = \cos \theta \quad \text{y} \quad \text{prácticamente} = \frac{I_r}{I}$$

De lo anterior se desprende que el Factor de Potencia siempre será la relación de los Watts de pérdidas (I_r), entre la carga en Volts - Amperes del dieléctrico bajo prueba (I).

El método de medida del equipo de prueba, se fundamenta, en un circuito puente de resistencias y Capacitores.

Con el conocimiento de los valores de la corriente de carga, el voltaje de prueba y la frecuencia, la capacitancia del aislamiento puede ser determinada de la siguiente manera.

$$C = (I \text{ Sen } f / V) = I / V$$

La capacitancia de aislamientos secos no es afectada apreciablemente por la temperatura; sin embargo en los casos de aislamientos húmedos o contaminados, esta tiende a incrementarse con la temperatura.

Tomando en consideración que la reactancia de los aislamientos es predominantemente capacitiva y las pérdidas eléctricas reducidas, la magnitud de la corriente de carga puede calcularse por:

$$I = V / \omega C \quad \text{ó} \quad VA = V^2 / \omega C$$

I =	Magnitud de la corriente de carga.
V =	Potencial aplicado.
ω =	Velocidad angular ($2\pi f$).
C =	Capacitancia.

De las fórmulas anteriores puede determinarse la máxima capacitancia que un equipo de prueba puede aceptar para obtener mediciones confiables.

Los cables de potencia de gran longitud, pueden tener una capacitancia que excedan a los 26,500 picofaradios del medidor, se recomienda hacer el cálculo previo del valor de la capacitancia del cable de que se trate, para poder efectuar la prueba de factor potencia.

En equipos con capacitancias mayores que los valores límites calculados para el medidor de 10 KV., deben ser probados a voltajes menores.

Entre los factores que afectan la prueba y tienden a aumentar el valor de factor de potencia de los aislamientos de una manera notable son: la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética.

Método de medición. La prueba consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, medir la potencia en Watts que se disipa a través de él y medir la carga del mismo en Volts - Amperes. El Factor de Potencia se calcula dividiendo los Watts entre los Volts - Amperes y el resultado se multiplica por 100.

Consideraciones Para la interpretación de resultados de prueba, es necesario el conocimiento de valores básicos de Factor de Potencia de materiales aislantes. Como referencia, se presentan valores de Factor de Potencia y constantes dieléctricas de algunos materiales en la siguiente tabla:

Tabla 2: Valores de factor de potencia y constantes dieléctricas para diversos materiales.

MATERIAL	% FP A 20°C	CONST. DIELECTRICA.
Aire	0.0	1.0
Aceite	0.1	2.1
Papel	0.5	2.0
Porcelana	2.0	7.0
Hule	4.0	3.6
Barniz Cambray	4.0 - 8.0	4.5
Agua	100.0	81.0

EQUIPO	% F.P. a 20° C
Boquillas tipo condensador en aceite	0.5
Boquillas en compound	2.0
Transformadores en aceite	1.0
Transformadores nuevos en aceite	0.5
Cables con aislamiento de papel	0.3
Cables con aislamiento de barniz cambray	4.0 - 5.0
Cables con aislamiento de hule	4.0 - 5.0

El principio fundamental de las pruebas es la detección de algunos cambios de la característica del aislamiento, producidos por envejecimiento y contaminación del mismo, como resultado del tiempo y condiciones de operación del equipo y los producidos por el efecto corona.

Prueba de resistencia ohmica.

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia, etc.; ésta prueba nos detecta esos puntos.

En general, ésta se utiliza en todo circuito eléctrico en el que existen puntos de contacto a presión deslizables, tales circuitos se encuentran en interruptores, restauradores, dedos de contacto de reguladores, o de cambiadores de derivaciones y cuchillas seccionadoras..

Resistencia Ohmica de Devanados. Esta prueba tiene la finalidad de verificar la Resistencia Ohmica de los Devanados. Con su aplicación se detectan los falsos contactos y espiras en corto circuito al compararse con los datos anteriores en caso de no tenerlos considerarlos como iniciales.

Recomendación Para el análisis de los resultados del conjunto de pruebas, se integra el expediente de cada equipo, para vigilar su tendencia durante su vida en operación, haciendo uso de los formatos establecidos.

Revisión de cambiadores de TAP'S

REPARACIONES MENORES. Son aquellas comunes y factibles de realizarse en campo a los componentes de un transformador y equipo afín.

Las fallas se pueden presentar en los elementos siguientes del transformador:

- Cambiador de derivaciones.
 - Bajo carga
 - Sin carga (desenergizado).

- Transformadores de corriente.
 - Núcleo y bobinas.
 - Boquillas y guías.

- Tanque principal.
- Tanque conservador.
- Indicador de temperatura de devanado.
- Termómetro de aceite
- Indicador de temperatura del punto más caliente (Hot - Spot).
- Indicador de temperatura de devanado.
- Medidor de relación sobrecarga temperatura o relé de imagen térmica.
- Relé Buchholz.
- Relé de sobrepresión.
- Relé de presión súbita.
- Dispositivos y / o equipos de preservación de aceite.
- Radiadores.
- Ventiladores.
- Bombas de recirculación de aceite.
- Indicadores de flujo.
- Gabinetes de control.
- Válvulas.
- Purgas de aire (Boquillas, tanques y radiadores).

Cambiador de Derivaciones (de TAP's).

Bajo Carga:

Los problemas más frecuentes se presentan en el Diversor (Diverter Switch) y se recomienda:

Revisar mecanismos de mando comprobando su sincronismo.

Revisar el diagrama de alambrado de control

Inspección, limpieza y cambio de aceite.

Sin Carga (desenergizado):

Revisar mecanismos de mando sobre todo cuando se trata de operación en grupo.

Revisión de contactos y articulaciones internas.

Inspección y pruebas de accesorios y equipos propios

Fallas en el equipo auxiliar: Se debe tener la certeza que el equipo auxiliar de protección y medición funcione correctamente, por lo que se debe reapretarse la tornillería. Los aisladores o bushings deben estar limpios y al menor signo de deterioro, deben reponerse.

El tanque debe estar limpio, sus juntas no deben presentar signos de envejecimiento y se debe corregir de inmediato cualquier fuga. Sobre este particular, conviene hacer notar que en el caso de fuga y debido a que en el interior del tanque se tienda hacia una presión negativa, la humedad y el aire serán atraídos al interior del transformador.

Se debe revisar que no existen rastros de carbón en el interior del tanque y que tampoco presente señales de "abombamiento", Si notamos rastros de carbón, o señal es de "abombamiento", debemos desconectar el transformador y tratar de determinar las causas que lo hayan generado.

Resultados

Del análisis de fallas en transformadores, podemos determinar que salvo en el caso de sobretensiones ocasionados por rayos, todas las demás fallas se pueden prevenir con un buen mantenimiento de nuestro transformador y si la falla está en proceso, un buen registro de mantenimiento y estudio del mismo podrá detectarla a tiempo.

Lo eficiente del servicio dependerá de la periodicidad del mismo. Si bien es reconocido que un mantenimiento preventivo realizado en plazo de cada año, es un buen servicio para el transformador en aceite, creemos que éste será mejor si disminuimos el tiempo transcurrido entre uno y otro, y el otro del mismo dependerá de si se lleva o no un registro de operaciones y resultados. En nuestra operación de mantenimiento, debemos verificar lo siguiente:

- Pruebas Eléctricas a Transformador.
- Revisar termómetro.
- Verificar nivel del aceite.
- Limpiar tanque y bushings.
- Verificar que no hay fugas.
- Verificar que las juntas sellan bien y estén en buen estado.
- Aprieta general de tornillería y conexiones:
- Verificar que sigue bien ventilando el cuarto en el que se aloja el transformador.
- Verificar que no hay trazos de carbón, ni desprendimiento de gases o humos.
- Tomar una muestra adecuada de aceite para verificar sus características.

Por supuesto que nuestra labor de mantenimiento preventivo, basada en una periodicidad adecuada y en el análisis de sus resultados, contribuirá a lograr que el transformador opere adecuadamente, al prevenir fallas en éste. Esto último es muy importante, pues el tener un transformador fuera de servicio se traduce al menos en una paralización parcial de operaciones y por lo tanto en pérdidas de producción.

En vista de que los transformadores son eslabones vitales en la operación normal de hogares, grandes empresas industriales y comerciales, es necesario garantizar su funcionamiento continuo, esto sólo se logra con un programa regular de inspecciones, pruebas y mantenimiento de rutina, también es recomendable contar con una subestación móvil que asegure el servicio durante condiciones de mantenimiento o emergencias.

Nota: Las pruebas relacionadas con el aceite como: [Análisis Físico Químicos al aceite](#), [Cromatografía de gases disueltos en el aceite](#), [Análisis de Contenido de PCB's](#), [Cambio de Aceite](#) etc, se mencionan en los siguientes capítulos dedicados al aceite y sus características en un transformador.

CAPITULO 2
NATURALEZA Y COMPOSICION QUIMICA DE LOS ACEITES
 AISLANTES

2.1 Introducción

Los aceites son hidrocarburos derivados del petróleo que, como su nombre lo dice, tienen carbono e hidrógeno como componentes principales además, impurezas inherentes a estos derivados como azufre y nitrógeno. La mezcla tiene hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos cuya proporción varía de acuerdo con el aceite crudo del que se destilan y del método de refinación. Estos son datos importantes para el fabricante del transformador ya que este equipo funciona como un sistema y todos sus materiales deben trabajar como tal, el aceite debe ser compatible con el sistema de diseño y debe tener las características físicas, químicas y eléctricas aceptables para su buen funcionamiento. El carbono, al unirse en los compuestos orgánicos lo hace con enlaces covalentes es decir compartiendo un par de electrones y formando una molécula totalmente neutra o no polar, de gran estabilidad química y de poca afinidad a las partículas iónicas que en este caso son los contaminantes. Las parafinas o alcanos $C_n H_{2n+2}$ sólo contienen ligaduras simples entre carbono y carbono, son notablemente estables e inertes frente a muchas sustancias, como su nombre indica tienen falta de afinidad o reactividad los que se encuentran en el aceite son de alto peso molecular. La siguiente tabla muestra algunos de los parafínicos que pudieran estar en el aceite.

Tabla 3: Características de los compuestos probables del aceite dieléctrico

COMPUESTO	NOMBRE	T. DE FUSION ° C	T. DE EBULL. ° C	PESO ESP. Grs / c.c.
$C_{10} H_{22}$	Decano	- 29.7	174.0	.729
$C_{11} H_{24}$	Undecano	- 25.6	195.8	.740
$C_{12} H_{26}$	Dodecano	- 9.6	216.3	.749
$C_{13} H_{28}$	Tridecano	- 6.0	230.0	.757
$C_{14} H_{30}$	Tetradecano	5.5	251.0	.764
$C_{15} H_{32}$	Pentadecano	10.0	268.0	.769
$C_{16} H_{34}$	Hexadecano	18.1	280.0	.775
$C_{17} H_{36}$	Heptadecano	22.0	303.0	.777

Los hidrocarburos nafténicos o asfálticos se encuentran formando anillos, son altamente saturados, tienen puntos de ebullición más altos que los alcanos por lo que tienen mayor estabilidad y resistencia a la temperatura, y menor tendencia a la gasificación. Estos compuestos tienen una densidad mayor que los alcanos porque la molécula es más compacta, lo que origina una mayor cantidad de masa por unidad de volumen. Esta prueba es utilizada para identificar un crudo. La tabla anterior también contiene a estos compuestos sólo con la diferencia que los nafténicos son ciclados.

Los hidrocarburos aromáticos o serie del benceno son compuestos orgánicos con forma de cadena cerrada o anillo, sus carbonos se unen por enlaces covalentes dobles, alternados con enlaces sencillos. La cantidad y tipo de componentes aromáticos debe limitarse para no aumentar la acción solvente del aceite para materiales aislantes, como empaques y barnices, sin embargo, son necesarios ya que éstos determinan la resistencia a la oxidación del aceite y la resistencia a la gasificación bajo presiones eléctricas. Los aromáticos presentan los puntos de ebullición más altos.

Otra característica es la excensión de los compuestos de azufre corrosivo capaz de reaccionar con metales como el cobre, el cual se ioniza y eleva el factor de potencia debido a su acción catalítica y al efecto de mesomería, que consiste en la orientación definida de las moléculas orgánicas ante un campo eléctrico resultado de las cargas eléctricas positivas o negativas que generan un momento bipolar que se mide mediante el factor de potencia.

Los aceites crudos se clasifican atendiendo al hidrocarburo que se encuentra en mayor proporción dentro de la mezcla. Se usan como crudos básicos para la refinación del aceite, tres tipos: de base parafínica, de base nafténica y de base mixta (parafino – nafténica). La práctica prueba que el mejor aceite es una mezcla que posee en mayor proporción compuestos nafténicos (56% y 58%), combinados con hidrocarburos parafínicos (38% y 40%) y una menor proporción de aromáticos (4% y 6%) ya que contenidos altos de estos compuestos pueden ocasionar la solvencia de empaques, barnices, etc. La cantidad de azufre y nitrógeno no debe ser mayor de 10 p.p.m.

Las propiedades físicas y cualidades de un aceite aislante, dependerán de la relación de hidrocarburos aromáticos y de hidrocarburos saturados que contenga y su vida útil está determinada por su contenido de antioxidantes naturales y de contaminantes indeseables.

2.2 Recepción, almacenamiento, manejo e instalación de los aceites aislantes.

Reglas para el manejo de aceite nuevo o regenerado.

- 1.- Los recipientes que contengan al aceite deben estar libres de humedad y otros contaminantes.
- 2.- No se manejan aceites bajo condiciones adversas de clima como lluvia o con altos porcentajes de humedad relativa.
- 3.- Debe excluirse del equipo usado para el manejo y tratamiento del aceite, todo material de hule o caucho natural y sus derivados, los ductos por los que fluye el aceite deben fabricarse con materiales que no ataquen o sean atacados por el aceite como el neopreno.
- 4.- El aceite no se debe almacenar en tanques metálicos o manejarse a través de bombas que tengan algún recubrimiento interno que pueda atacar o ser atacado por el aceite.
- 5.- El aceite deberá ser propiamente muestreado y probado antes de usarlo y si es necesario deberá dársele tratamiento previo antes de adicionarlo al transformador.

El aceite se puede almacenar por cualquier período de tiempo, en un local bajo techo, si las barricas están a la intemperie, se deberán colocar paradas con los tapones hacia abajo para que el peso del aceite ejerza presión sobre el tapón evitando que la barrica respire durante los cambios extremos de temperatura, también podrán colocarse en forma horizontal a fin de obtener los anteriores resultados.

Las barricas deben colocarse en viguetas o plataformas a varias pulgadas del suelo para evitar posibles contactos con el agua. Existen tanques de almacenamiento provistos de un colchón de nitrógeno sobre la superficie, a una presión de 0.2 Kg/cm^2 , o aceites que se pasan a través de filtros prensa o de cámaras de vacío, para desgasificarlos.

Es de suma importancia separar las barricas, en que se va a manejar el aceite, conservando los tanques en buenas condiciones para el aceite nuevo o regenerado.

Las pruebas que normalmente se efectúan a los aceites aislantes se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4: Pruebas de recepción, investigación y mantenimiento para aceite dieléctrico

GRAVEDAD ESPECIFICA	R	I	
VISCOSIDAD	R	I	
PUNTO DE INFLAMACION °C	R	I	
PUNTO DE ANILINA °C	R	I	
PUNTO DE ESCURRIMIENTO	R	I	
NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN	R		M
TENSIÓN INTERFACIAL	R		M
COLOR	R		M
CLORUROS Y SULFATOS	R	I	
AZUFRE CORROSIVO	R	I	
AZUFRE TOTAL %	R	I	
CONTENIDO DE AGUA	R		M
CONTENIDO DE GASES DISUELTOS			M
CONTENIDO DE GAS COMBUSTIBLE		I	M
P.F.V.O. (FACTOR DE POTENCIA VALUADO POR OXIDACION)	R	I	
ESTABILIDAD A LA OXIDACION	R	I	
CARBONES AROMATICOS	R	I	
RIGIDEZ DIELECTRICA	R		M
RESISTIVIDAD	R		M
FACTOR DE POTENCIA	R		M

Las pruebas son de recepción (R), y únicamente se efectúan al comprar el producto, investigación (I), se efectúan en casos extraordinarios, de mantenimiento (M) que se realizan con el objetivo de garantizar el buen funcionamiento del aceite en el transformador.

El aceite que va a ser adicionado a un transformador recibe un tratamiento previo de centrifugación de acuerdo a la norma NMXJ389ANSE2005.

2.3 Muestreo de aceites aislantes.

Los resultados obtenidos en la prueba de cualquier aceite dependen directamente de las condiciones en que se haya tomado la muestra a fin de que ésta sea verdaderamente representativa.

La gran mayoría de las pruebas efectuadas al aceite son desarrolladas por la ASTM por lo que es conveniente seguir el método estandarizado por dicha asociación que contempla lo siguiente:

Sólo se obtendrán muestras de aceites reposados para evitar errores debidos a la emulsificación por traslado y movimiento.

Los recipientes usados para muestreo pueden ser de polietileno o vidrio con tapones que ajusten perfectamente. Queda excluido el uso de tapones de hule. Se prefiere el uso de recipientes transparentes para observar color, sedimentos o partículas suspendidas y se recomienda un recipiente de vidrio con color si la muestra va a exponerse a la luz por un período de tiempo.

Para efectuar el total de las pruebas de mantenimiento se requiere un galón de aceite que será depositado en recipientes de tamaño adecuado llenándolos completamente para evitar que el aire quede dentro de éstos.

Para el lavado de los recipientes se puede usar tetracloruro de carbono (es peligroso al inhalarlo o al contacto con la piel), gasolina blanca o éteres de petróleo. Los recipientes limpios y cerrados, deberán almacenarse en un área libre de contaminación.

Es esencial una completa identificación de las muestras ya sea mediante etiquetas pegadas al recipiente o atadas al mismo.

2.3.1 Procedimiento de muestreo.

Este procedimiento determina la calidad de la muestra obtenida, igualmente influye la temperatura ambiente y la humedad. Es conveniente que las muestras de aceite tengan la misma temperatura del aire circundante o, de ser posible, más alta ya que el aire frío condensa la humedad de una atmósfera húmeda. Es conveniente no muestrear cuando la humedad relativa sea superior al 75% ni cuando llueve.

Deberá tenerse sumo cuidado al tomar la muestra, de no tocar con las manos ni al aceite ni las partes del frasco que entrarán en contacto con él ya que esto arrojará resultados completamente erróneos. Es recomendable enjuagar cuando menos una vez el recipiente donde se va a efectuar la prueba con el mismo aceite.

Los tanques de los transformadores e interruptores normalmente están provistos de conexiones de drenaje o válvulas de muestreo que están en el punto más bajo a fin de drenar los lodos o sedimentos a muestrear, es importante que la muestra sea de lo peor del aceite, del fondo donde se acumula toda impureza y contaminación.

La válvula de muestreo, debe ser enjuagada y drenada para asegurarse que la muestra no será de la porción almacenada en la tubería, sin embargo, es importante reportar si se encontraron cantidades apreciables de sedimento, lodos, partículas de carbón o agua que pueden estar presentes después de que el tubo de muestreo se ha vaciado.

Cuando va a muestrearse aceite de equipo energizado, se debe cuidar que el nivel del aceite en el equipo no descienda abajo del nivel mínimo de operación, así mismo si se añade aceite de repuesto o cuando se filtra el aceite, se deberá dejar transcurrir suficiente tiempo antes de muestrear para obtener una muestra representativa.

Para los transformadores pequeños, barricas y carros tanques desprovistos de válvulas de muestreo existen ladrones de muestreo cuyo manejo es similar a la válvula.

2.4 Inhibidores de oxidación para aceites aislantes.

El aceite mineral derivado del petróleo posee una alta estabilidad química, entonces son los factores externos, con los que tiene contacto los que influyen para que el aceite reaccione, propiciando la oxidación y posteriormente su degradación. Igualmente influyen las impurezas de azufre, oxígeno y nitrógeno que son difíciles de eliminar por muy eficiente que sea el método de refinación usado.

Los transformadores sumergidos en aceite deben estar perfectamente sellados para evitar fugas y contaminaciones del exterior, sobre todo de aire húmedo, además, el llenado debe ser a vacío.

La oxidación del aceite aislante se desarrolla en proporción a la cantidad de oxígeno involucrado que proviene del medio externo o que es emitido por el mismo aceite.

El oxígeno reacciona con los compuestos del aceite hasta que se agota en su totalidad formando un hidropéroxido intermedio que luego reacciona formando moléculas polimerizadas que constituyen los lodos es decir, ácidos, jabones insolubles y dióxido de carbono.

Los ácidos que se forman, perjudican en dos formas: son conductores entre sí y ayudan a retener el agua.

Los lodos producen una capa sólida entre los conductores, impidiendo o retardando la circulación del aceite con lo que disminuye su capacidad de disipar el calor.

La oxidación produce un aceite espeso con materia suspendida con mayor viscosidad y evaporación de compuestos volátiles.

En el aceite, los compuestos aromáticos son los inhibidores naturales de la oxidación, cuando se agotan en un aceite usado se pueden adicionar inhibidores sintéticos los cuales son capaces de reaccionar con los compuestos de degradación del aceite, dando como resultado sustancias inertes.

Los inhibidores sintéticos que han mostrado los mejores resultados al entrar en operación son de tres tipos:

Tipo fenólico

Tipo amínico

Tipo desactivador metálico

El tipo fenólico es sólido e insoluble en agua, pero soluble en el aceite, no se polariza ni se ioniza en el agua, es estable a condiciones normales de presión y temperatura, en el aceite actúa como antioxidante al suprimir la secuencia de radicales libres, convirtiéndolos en moléculas estables mientras que el radical antioxidante que resulta es relativamente inerte.

El tipo amínico presenta un mecanismo de reacción similar.

El tipo desactivador metálico evita, desde el principio, la propagación de las cadenas de radicales libres, previniendo la formación de hidroperóxidos. Químicamente son compuestos organometálicos, es decir moléculas formadas por un complejo orgánico combinado con un ión metálico ya sea el fósforo, cromo, bismuto, antimonio o estaño.

En la práctica, se puede añadir una mezcla de antioxidante y desactivador en una proporción adecuada para que uno reaccione con los hidroperóxidos y el otro desactive los metales catalíticos.

Es necesario regular la proporción de las cantidades mezcladas, ya que los desactivadores metálicos son compuestos polares que pueden aumentar el factor de potencia, en cantidades no tolerables por el aceite.

Para mejorar la capacidad aislante del aceite es mejor el tratamiento físico que el tratamiento químico porque al adicionar sustancias se restituyen por períodos cortos las propiedades aislantes y se impiden tratamientos físicos posteriores al aceite por lo que disminuyen significativamente su vida útil.

2.5 Regeneración y reacondicionamiento de aceites aislantes.

El reacondicionamiento es la eliminación de la humedad y los contaminantes insolubles suspendidos en el aceite.

La regeneración es el tratamiento por medio del cual se absorben los productos de degradación disueltos en el aceite y se le restituyen algunos compuestos químicos que se volatilizan durante su servicio.

El reacondicionamiento se efectúa básicamente en aceites nuevos para instalarlos en óptimas condiciones. La regeneración, es más completa y se realiza a los aceites usados, la magnitud del proceso depende de los análisis efectuados.

Para tomar la decisión de rechazar o regenerar un aceite se debe tomar en cuenta:

- A) Costo de los materiales filtrantes así como de los inhibidores y su proceso de mezclado.
- B) Mantenimiento del equipo de tratamiento y su amortización.
- C) Costo de almacenaje y transportación del aceite.
- D) Costo de pruebas de laboratorio y pérdidas de aceite.
- E) Costo total del proceso contra calidad del producto final.
- F) Costo del aceite nuevo contra costo del aceite tratado.

2.5.1 Métodos y equipos para el reacondicionamiento.

El equipo mecánico usado para la eliminación de agua y sólidos del aceite contaminado incluye algunos tipos de filtros, centrífugas y deshidratadores al vacío.

En el aceite, se usan los filtros prensa que operan forzando al aceite a través de una serie de materiales absorbentes como papeles, lonas o una combinación de asbesto-celulosa. El papel absorbe gran cantidad de agua hasta alcanzar el equilibrio con el contenido de agua del aceite, entonces, es necesario cambiar el papel y repetir hasta alcanzar la mayor eliminación posible. Es recomendable filtrar a temperaturas bajas, ya que el coeficiente de solubilidad del agua se incrementa con la temperatura. El proceso de filtración se vuelve más eficiente al incluir capas de filtro a yuda con tierras diatomáceas (Celite) que son inertes y aumentan el tiempo de uso de los papeles ahorrando tiempo de tratamiento. El celite se encuentra en diferentes diámetros de partículas por lo que la eliminación de sólidos es gradual, iniciando con los de mayor tamaño, y al final se eliminan partículas tan finas como el carbón (4 a 5 micras de diámetro) que son producto del arco eléctrico.

Las centrífugas se usan para eliminar grandes cantidades de sólidos, por lo que no son adecuadas para los aceites, además no pueden eliminar el agua disuelta ni los contaminantes con densidad igual o similar al aceite y son hasta cierto punto inductores de humedad.

El tratamiento al vacío es muy recomendable, ya que la aplicación de calor y vacío reduce efectivamente el contenido de agua, gases y contaminantes volátiles del aceite, se pasa primero al aceite a través de filtros prensa y tierras antes de pasarlo a la cámara de vacío.

2.5.2 Métodos y equipos de regeneración.

Los métodos de regeneración pueden restaurar al aceite deteriorado, dejarlo en condiciones muy semejantes a las originales, pero no pueden restituirle sus inhibidores de corrosión naturales, por lo que al proceso de regeneración debe seguirse la adición de un inhibidor sintético.

Existen varios métodos para la regeneración de aceites aislantes, el tipo de equipo que resulta más económico y capaz de operar para un sistema dado, depende de la cantidad de aceite a regenerar, de las facilidades que puedan ser adaptadas y proporcionadas al sistema y los resultados de los análisis efectuados al aceite.

Generalmente la cantidad de materiales a usar en cualquier proceso de regeneración está regulada por los valores de las pruebas químicas como acidez, tensión interfacial y contenido de carbonos aromáticos. La calidad del aceite obtenido determina las pruebas eléctricas como el factor de potencia, la rigidez dieléctrica y la resistividad.

Entre los sistemas de regeneración está la percolación por gravedad, es muy simple y emplea tres tanques. El tanque más alto contiene el aceite a procesar el de en medio la tierra Fuller y el de abajo colecta el aceite que gotea del lecho de tierra. El proceso continúa sin atención excepto por el control de pruebas realizado para observar el mejoramiento.

Otro sistema de regeneración es la percolación por presión, similar a la percolación por gravedad, con la variante que al aceite se le bombea a través de la tierra, este mecanismo es capaz de procesar grandes volúmenes de aceite en períodos cortos de tiempo realizando los cambios de tierra necesarios. Este método generalmente se incorpora al uso de filtros prensa, de deshidratadores al vacío, o ambos para totalizar la regeneración.

En el método por contacto se utiliza tierra Fuller activada. El aceite se introduce dentro de una cámara mezcladora a la cual se le aplica calor, la mezcla se agita aproximadamente una hora y media, luego se bombea a un filtro prensa. Este método es económico pero no se recomienda en aceites inhibidos porque sus antioxidantes se descomponen alrededor de los 100° C, además este proceso tiende a formar azufre corrosivo en los productos finales, razón por la que es poco usado.

Los resultados de las pruebas muestran evidentes mejorías cuando el aceite es decantado, ya que se precipitan los sólidos más gruesos, también ayuda a separar el agua, la cual se sedimenta con los lodos, por diferencia de densidad en la parte inferior del tanque de decantación. Este proceso se acelera con el uso de un agitador mecánico para precipitar las partículas suspendidas o mediante la dosificación de un floculante dieléctrico.

Los aceites pueden haberse degradado de diferentes maneras dependiendo del aparato en que se usan y de las fallas que se verificaron en los mismos, de tal forma, un aceite usado en un interruptor puede tener mucha carbonización producida por el arqueo eléctrico, y un aceite usado en un transformador de alto voltaje, pudo haberse contaminado solubilizándose por las altas temperaturas a las que operan a los materiales con que tenía contacto, entonces el proceso de regeneración debe ser diferente.

2.5.3 Mantenimiento de la empresa

El mantenimiento que P.R.O.S.I.S.A brinda a sus clientes abarca diferentes servicios como libranza interna, puesta a tierra de alimentadores y equipos, mantenimiento a cuchillas, revisión y limpieza de apartarrayos, mantenimiento al desconectador, limpieza general del equipo, inspección del transformador, prueba de Megger, proceso de reacondicionamiento al aceite dieléctrico, etc.



Figura 26: **limpieza del transformador**



Figura 27: **revisión del sistema de tierras**



Figura 28: **departamento de lubricación y limpieza**

El tratamiento al aceite dieléctrico de un transformador en servicio, se realiza con la finalidad de mejorar su capacidad aislante, eliminando carbón pesado y lodos e inicia cerrando válvulas, quitando tapones del tanque del transformador y conectando este tanque al equipo de reacondicionamiento.



Figura 29: **conexión del tanque al equipo de reacondicionamiento**

Posteriormente, el aceite se saca del tanque del transformador para ser precalentado hasta 48°C y pasa a la centrifuga del equipo de reacondicionamiento para eliminar carbón y lodos.



Figura 30: **centrifuga del equipo de reacondicionamiento**

Después de salir de la centrifuga, el aceite pasa al proceso de secado y desgasificado que se verifica a vacío, expulsando los gases que se pudieran recolectar al ambiente, ya que su cantidad es mínima.



Figura 31: **tanque con charolas para secado y desgasificado**



Figura 32: **indicadores de presión y temperatura para el tanque.**

Por último el aceite se hace pasar al filtro prensa, donde se efectúa un proceso de microfiltración con carbón coloidal para retener y eliminar sólidos microscópicos.



Figura 33: **filtro prensa de 32 pasos**

Antes de regresar el aceite al tanque del transformador se toman las muestras de campo que se enviarán al laboratorio.

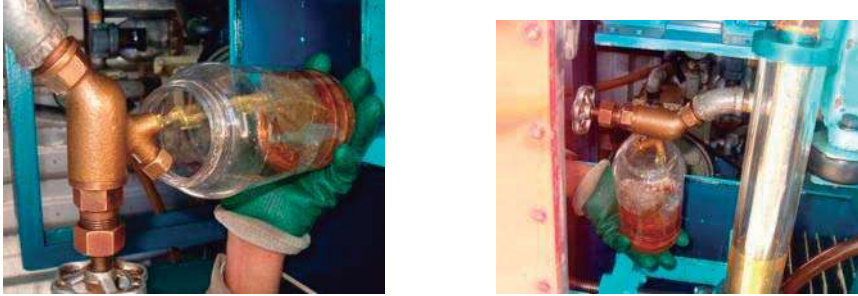


Figura 34: muestreo en campo de aceite dieléctrico

Para verificar en que condiciones se deja trabajando al aceite dieléctrico en el transformador, se realiza una prueba de rigidez dieléctrica en campo tomando la muestra y dejándola reposar para disminuir la presencia de aire por burbujas formadas.



Figura 35: probador de rigidez dieléctrica en campo.

El resultado obtenido se compara y se reporta con los valores del laboratorio para realizar las observaciones y recomendaciones pertinentes, además de continuar con la elaboración del historial del transformador en operación.

CAPITULO 3
GUIA DE PRUEBAS PARA LOS ACEITES AISLANTES

3.1 Introducción

Las pruebas y métodos de análisis los ha desarrollado y estandarizado prácticamente en su totalidad la ASTM

P.R.O.S.I.S.A. realiza algunas pruebas al recibir el aceite que proviene de un transformador en operación, para asegurar al equipo eléctrico contra las fallas debidas a la contaminación o deterioro del aceite. La contaminación puede deberse a los componentes de los bushings, barnices de los aislamientos, jabón de sodio de la laminación del núcleo, carbón resultante de un arco eléctrico y contaminación por humedad. El deterioro de un aceite depende del tipo de crudo, método de refinamiento y adición de inhibidores de corrosión. La proporción de su deterioro también dependerá del uso que se le dé al aceite en los diferentes aparatos, la temperatura de operación, contaminación, exposición a la atmósfera y a la luz entre otros factores.

Las pruebas que ordena la empresa al laboratorio para el control de los transformadores son:

NUMERO DE NEUTRALIZACION

TENSION INTERFACIAL

COLOR

CONTENIDO DE AGUA

CONTENIDO DE GASES DISUELTOS

RIGIDEZ DIELECTRICA

FACTOR DE POTENCIA

CONTENIDO DE BPC's

3.2 Número de neutralización (acidez).

El número de neutralización para aceites en servicio, proporciona una medida de los constituyentes ácidos del aceite. Detecta contaminación por sustancias que han tenido contacto con él y que revelan la tendencia a los cambios químicos que degradan al aceite. Cuando el número de neutralización resulta alcalino en lugar de ácido, indica la presencia de un contaminante alcalino que puede provenir del aislamiento o del laminado de los núcleos del transformador.

Los principales problemas en el uso de aceites aislantes, se originan por la presencia de agua o por oxidación, por lo tanto esta prueba se usa como guía general para regenerar o rechazar un aceite.

La prueba de acidez en el campo y el punto de contaminación son pruebas que se realizan en el campo, sin embargo, no sustituyen a las pruebas de laboratorio ya que son pruebas semicuantitativas que no son suficientes para decisiones de rechazo o regeneración de aceites.

Con la prueba de acidez se determina la cantidad de miligramos de hidróxido de potasio requeridos para neutralizar la acidez de un gramo de aceite, la acidez representa el contenido de ácidos formados por la oxidación, que a su vez es responsable de la formación de lodos.

A continuación se transcribe el método D-947 ASTM para determinar acidez, que es el más usado actualmente.

3.2.1 Determinación de acidez o número de neutralización.

A continuación se describe el método D-974-01 ASTM para determinar el número de neutralización en miligramos de hidróxido de potasio por gramos de aceite.

En un matraz Erlenmeyer de se colocan 2 gramos de muestra de aceite oscuro o 20 gramos de aceite claro y se le añaden 100 c.c. de solvente de titulación y 0.5 c.c. de indicador, y sin tapar agitar hasta una completa disolución de la mezcla en el solvente.

Si la mezcla toma color amarillo naranja, titular con solución 0.1 N de KOH a una temperatura inferior a 30° C.

El KOH se añade lentamente y agitando continuamente para dispersarlo en la mezcla, evitar contaminación por CO₂ del ambiente, el punto final de la titulación lo da un cambio de naranja a verde o verde cafésoso que debe persistir por 15 segundos, si se regresa, verter 2 gotas de solución 0.1 N de HCl y observar si vuelve.

NOTA: Aunque es poco común, si la mezcla toma color verde o verde oscuro al añadir el indicador, se lleva a cabo la titulación como en el párrafo anterior, pero usando HCl 0.1 N y titular hasta que el color cambie a naranja, ya que medimos alcalinidad.

Dado que el solvente de titulación usualmente contiene ácidos débiles e impurezas que reaccionan con los componentes alcalinos de la muestra, es necesario medir la acidez de este solvente, por lo tanto se hace un blanco con 100 c.c. de solvente de titulación, 0.5 c.c. de indicador y se titula con solución 0.1 N de KOH, añadiéndolo lentamente y cambia de naranja a verde.

PREPARACION DE REACTIVOS

SOLVENTE DE TITULACION

500 c.c. de tolueno, más 5 c.c. de agua destilad, más 495 c.c. de alcohol isopropilico anhidro.

INDICADOR

Aforar 10 grs. De p-naftol-benzeina en un litro de solvente de titulación.

SOLUCION DE KOH ALCOHOLICA 0.1 N

Se llevan 6 grs. De KOH sólido a un litro de alcohol isopropilico anhidro (que contenga menos de 0.9 % de agua), se vierten en un matraz de dos litros y se calienta la mezcla de 10 a 15 minutos, suavemente y agitando para evitar la formación de sólidos, se añaden 2 gramos, al menos de Ba(OH)₂ y se calienta de nuevo por 5 ó 10 minutos.

Se enfría a temperatura ambiente, dejando reposar por algunas horas, se filtra el líquido sobrecalentado a través de un embudo de porcelana, evitando al máximo la contaminación por CO₂, durante la filtración.

Se guarda la solución en un recipiente, evitando contacto con corcho, hule, caucho o algún lubricante saponificable, protegiendo con algún tubo protector de humedad ya sea con soda lime o soda asbesto.

Estandarizar frecuentemente, lo suficiente para detectar cambios de 0.0005 N.

NOTA: Para simplificar cálculos, tanto KOH como HCl pueden ser ajustados ya que 1.00 c.c. es equivalente a 5 mgr de KOH. El NaOH y H₂SO₄ pueden reemplazar al KOH y al HCl respectivamente.

SOLUCION DE HCl ALCOHOLICA 0.1 N

Afore 9 c.c. de solución concentrada de HCl (g. e. 1.19) a un litro de solución concentrada de HCl (g.e. 1.19) a un litro de solución alcohólica isopropílica anhidra (conteniendo menos de 0.9 % de agua).

Estandarizar frecuentemente, lo suficiente para detectar cambios de normalidad de 0.0005 N.

Preferentemente por titulación electrométrica de aproximadamente 8 c.c. (cuidadosamente medidos) de solución de KOH 0.1 diluida con 125 c.c. de CO₂ libre de agua.

INDICADOR DE ANARANJADO DE METILO

Disolver 1 gramo de anaranjado de metilo en 100 c.c. de agua destilada.

CALCULOS

$$\text{Acidez } \text{mgr de KOH} / \text{grs de aceite} = \frac{(A - B) * N * 56.1}{W}$$

A= mlts. De KOH gastados para titular la muestra

B= mlts. De KOH gastados para titular el blanco

N= normalidad del KOH

W= gramos de muestra usados.

$$\text{Alcalinidad mgs de KOH / grs} = \frac{(E * n + F * N) * 56.1}{W}$$

E= mlts de HCl para titular la muestra

n = normalidad del HCl

F= mlts de KOH requeridos para titular la acidez del blanco

N= normalidad del KOH

W= grs de muestra usados.

El equipo, material y sustancias para realizar esta prueba es:

BALANZA ANALÍTICA

MEDIDOR DE TEMPERATURA

AGITADOR MAGNÉTICO

PARRILLA

MATRAZ ERLLENMEYER DE 500 ml.

MATRAZ AFORADO DE 1 lt.

MATRAZ DE 2 LTS.

PROBETA DE 100 ml.

BURETA

PICETA

VASOS DE PRECIPITADOS

SOPORTES

PINZAS PARA SOPORTE

EMBUDO DE PORCELANA

PAPEL FILTRO

RECIPIENTE CON TUBO PROTECTOR DE HUMEDAD

TERMÓMETRO

TOLUENO

ALCOHOL ISOPROPÍLICO ANHIDRO

KOH (SE PUEDE SUSTITUIR POR Na OH)

HCl (SE PUEDE SUSTITUIR POR H₂ SO₄)

INDICADOR DE P-NAFTOL-BENZEÍNA

INDICADOR DE ANARANJADO DE METILO

Ba (OH)₂

AGUA DESTILADA.



Figura 36: **balanza analítica**



Figura 37: **agitador magnético**



Figura 38: **probeta**

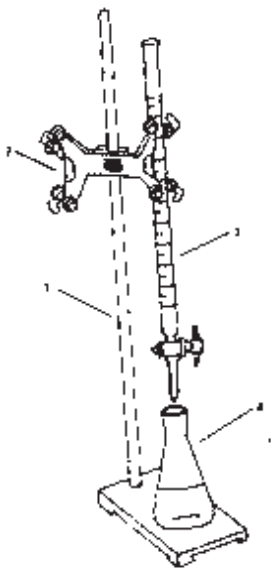


Figura 39: **titulación ácido-base**

3.3 Tensión interfacial.

La tensión interfacial entre un aceite aislante y el agua, es una medida de la fuerza molecular existente entre ellos (expresada en dinas/cm), la atracción entre las moléculas de agua en la interfase está influenciada por la presencia de moléculas polares en el aceite, de tal forma que la presencia de mayor número de estos compuestos disminuye la tensión interfacial.

Es un medio para detectar contaminantes polares solubles y productos de deterioro en suspensión (lodos o sus predecesores), ciertamente la prueba no puede diferenciar la procedencia del contaminante, pero en teoría, es una medida de la concentración de compuestos bipolares en el aceite.

El método más conocido es el D-971, mediante un aparato conocido como tensiómetro de la Cenco DuNou y, de uso exclusivo de los laboratorios. Consiste en colocar en un cristalizador de 50 a 75 ml de agua destilada, sumergiendo el anillo de platino del aparato en el agua y se mide la tensión superficial del agua, cuyo valor oscila entre 71 y 72 dinas/cm. Es necesario obtener este valor, ya que es propiamente una calibración del aparato. Si se obtiene un valor más bajo puede deberse al agua sucia, o contaminación en el anillo o en el cristalizador.

Luego se sumerge el anillo en el agua, y se vierte encima del agua, tanto aceite como sea necesario para formar una capa de aproximadamente 1 cm y se dejan transcurrir 30 segundos, se jala el anillo y se registra la lectura en el punto de ruptura. ASTM aconseja filtrar el aceite, en la práctica se ha demostrado que esto es innecesario.

También está el método D-2285-90 ASTM, que consiste en determinar el tamaño de una gota formada en la muestra de aceite. Esta prueba se hace tanto en el laboratorio como en el campo, ya que lo único que se requiere es un lugar firme para apoyar el aparato durante la prueba. El aparato es una microbureta montada sobre una aguja hipodérmica despuntada, que contiene agua destilada, la cual se sumerge aproximadamente $\frac{1}{4}$ de pulgada dentro de la muestra de aceite, los tamaños de las gotas de agua formadas en el aceite se miden directamente en las graduaciones de la perilla, en la misma forma en que se lee un micrómetro, ambas cantidades se localizan en una tabla donde se encuentran los valores de tensión interfacial corregidos por densidad.

Al inicio de la prueba se calibra el tensiómetro con agua destilada, ya en la prueba, es importante inyectar la muestra sin burbujas de aire y esperar la formación de la gota entre 45 y 60 segundos para soltarla y tomar la lectura, repetir hasta obtener cinco lecturas para sacar el promedio y sustituir en la fórmula que también considera el valor inicial de la calibración. Esta prueba se efectúa a 25° C (con un grado por encima o por debajo, como tolerancia). Existen aceites con contaminantes hidrofílicos donde no es posible la formación de la gota, obviamente la fácil formación de una gota grande de aceite en el vaso indica alta tensión interfacial.

El equipo, material y sustancias necesarias para realizar esta prueba es:

TENSIÓMETRO

MEDIDOR DE TEMPERATURA.

VASO DE PRECIPITADOS 50 ml.

PICETA

AGUA DESTILADA



Figura 40: **tensiómetro**



Figura 41: **piceta**

3.4 Color.

El color de un aceite aislante se determina por medio de la luz transmitida y es expresado por un valor numérico basado en la comparación con una serie de colores estándar. El color de un aceite aislante nuevo es generalmente aceptado como un índice del grado de refinamiento del mismo, es una prueba aproximada, de poco significado, pero un cambio marcado de color entre los períodos de prueba es importante.

En general el aceite nuevo de PEMEX, que es el que se usa en la empresa, es amarillento y tiene un valor de color debajo de 0.5 en escala D-1500-91 ASTM, usando el comparador Hellige-Hand-color, que se emplea también en campo, en combinación con un examen visual.

A medida que los aceites se deterioran en uso, el color se hace gradualmente más oscuro, hay muchas sustancias en los transformadores y en los interruptores que oscurecen el aceite sin perjudicar su utilidad, lo cual se puede comprobar efectuando la demás pruebas.

Una elevación repentina del color puede significar que un bushing lleno de compound tiene una fuga, o que se ha producido un arqueo formando carbón y que el humo, producido por el flama, oscureció el color del aceite.



Figura 42: **comparador de color**

3.5 Contenido de agua.

El agua es uno de los principales antagonistas del aceite aislante y puede estar presente en varias formas, por esto, es necesario evaluar los efectos de la humedad sobre el aceite, la presencia de agua puede ser descubierta por inspección visual en forma de gotas separadas del aceite o como nube dispersa a través del aceite, el agua en solución no puede ser detectada visualmente y normalmente se determina mediante procesos físicos o químicos.

Los métodos D-1315, “DETERMINACION DE AGUA EN ACEITES AISLANTES POR MEDIO DE EXTRACCION” e ICC-34 “DETERMINACION DE AGUA MEDIANTE EL METODO DE KARL FISHER” son usados para la determinación del agua contenida en el aceite y dependiendo de las condiciones de la muestra y el método de análisis, estos resultados son significativos para estimar el contenido de agua en p.p.m. que no siempre pueden detectarse mediante las pruebas dieléctricas.

Mediante el Coulómetro se realiza una titulación yodimétrica. La muestra se pesa y se inyecta al equipo, previamente verificado con agua destilada y se obtiene la lectura del yodo gastado en dos pruebas para obtener el promedio de las lecturas y realizar los cálculos. Un aceite en servicio debe contener un máximo de 30 ppm para continuar en operación.

El equipo, material y sustancias necesarias para realizar la prueba es:

COULÓMETRO

BALANZA ANALÍTICA

VASO DE PRECIPITADOS

MATRAZ ERLLENMEYER

AGUA DESTILADA.



Figura 43: coulómetro

3.6 Contenido de gases disueltos.

El método D-831 ASTM se efectúa para la eliminación de gases disueltos en la muestra de aceite mediante vacío, introduciendo al aceite en una cámara de vacío y el porcentaje de gases en el aceite se puede cuantificar por el volumen de aceite admitido a la cámara, la temperatura, la presión producida y el volumen ocupado por el gas a condiciones estándar de presión y temperatura.

El método D-1827, se efectúa purgando los gases disueltos en el aceite mediante CO_2 esta prueba es muy utilizada en aceite usado de equipos de alto voltaje y los resultados representan el volumen del gas, por cien volúmenes de aceite.

En el laboratorio, la concentración de gases se realiza en dos pasos: extracción y análisis cromatográfico. A continuación se describe el método D-3612 ASTM a efectuarse en el laboratorio. La muestra se recolecta en una bala de acero inoxidable o en una jeringa especial, siendo la primera opción mejor por minimizar el contenido de aire en la recolección y se inyecta a un matraz que se conecta a vacío. La muestra se agita durante 10 minutos, recolectando el gas obtenido en el extractor de gases, posteriormente la cantidad de gas recolectada se cuantifica liberando mercurio y nivelando la bureta del extractor. Del gas recolectado se toma 1mml que se inyecta al cromatógrafo que fue previamente calibrado y finalmente se analizan los datos proporcionados por este equipo para realizar las observaciones y recomendaciones pertinentes.

En el laboratorio se calcula el factor de dilución considerando la temperatura y presión a la que se efectuó la prueba, así como la cantidad de gas recolectado y la cantidad de aceite analizado. Los gases que se pueden recolectar son hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, metano, monóxido y dióxido de carbono, etileno, etano, acetileno, propileno y n-butano, su presencia puede indicar diversas anomalías en el transformador, por ejemplo la presencia de hidrógeno indica que se presentó una corona en el transformador, la presencia de hidrógeno y acetileno indica un arqueo en el equipo, la presencia de etano y etileno revelan sobrecalentamiento en el equipo y el metano indica celulosa degradada en el transformador.

El equipo y material para realizar esta prueba es:

CROMATOGRAFO CON DETECTOR DE CONDUCTIVIDAD TERMICA Y DE IONIZACIÓN DE FLAMA

REGULADOR

AGITADOR MAGNÉTICO

EQUIPO DE VACÍO

MEDIDOR DE PRESIÓN

MEDIDOR DE TEMPERATURA

EXTRACTOR DE GASES

SOPORTES

PINZAS PARA SOPORTE

MATRAZ ERLLENMEYER DE 500 ml.



Figura 44: **cromatógrafo**



Figura 45: **extractor de gases**



Figura 46: **equipo de vacío**

3.7 Rigidez dieléctrica.

Es una de las pruebas más frecuentes e importantes, la rigidez dieléctrica es una medida de la capacidad del aceite para soportar esfuerzos eléctricos sin falla, es el mínimo voltaje al que ocurre un arqueo o descarga eléctrica entre dos electrodos metálicos bajo condiciones de prueba, también indica la presencia de agentes contaminantes como agua, partículas conductoras en el líquido y suciedad. Sin embargo, una alta rigidez dieléctrica no indica la ausencia de tales contaminantes.

El método D-1816 prescribe el uso de electrodos esféricos cuya sensibilidad a pequeñas cantidades de contaminantes es alta y es útil para aceites nuevos.

El método D-877-87 ASTM es generalmente útil para aceites en servicio, la prueba se efectúa en un aparato de la “General Electric” que consiste en un transformador de potencial, un regulador de voltaje, un voltímetro indicador, un interruptor y la copa patrón de la prueba. Esta copa es un recipiente de bakelita dentro del cual se alojan dos electrodos en forma de discos de una pulgada de diámetro separados entre sí 1 / 10 de pulgada con las caras perfectamente paralelas, la prueba se realiza llenando la copa con aceite hasta cubrir perfectamente los electrodos, se cierra el interruptor del aparato, habiéndolo conectado previamente a una fuente de C. A. a 125 Volts.

El voltaje se va incrementando gradualmente en el aparato mediante el regulador, aproximadamente a una velocidad de 3 KV / seg. hasta que el aceite contenido entre los electrodos falle, consistiendo esto en el brinco entre los electrodos del arco eléctrico con el cual se cortocircuitan abriéndose el interruptor de alimentación a la fuente de energía eléctrica.

Se efectuarán hasta cinco pruebas de ruptura a cada muestra de aceite, dejando reposar la muestra de dos a tres minutos después de cada prueba, los valores obtenidos se promediarán y el promedio obtenido será el representativo de la muestra. Este promedio es válido siempre que ninguna prueba sea diferente en 5 KV de las demás, si existe una variación mayor deberán efectuarse más pruebas con nuevas muestras.

La prueba se debe efectuar a temperaturas no menores a 20 ° C y humedad relativa controlada no mayor al 60%.

El equipo y material necesario para efectuar la prueba es:

APARATO PARA MEDIR RIGIDEZ DIELECTRICA: NMX-J123

MEDIDOR DE TEMPERATURA

MEDIDOR DE HUMEDAD O HIGRÓMETRO

REGULADOR

VASO DE PRECIPITADOS DE 250 ml.



Figura 47: **probador de rigidez dieléctrica**



Figura 48: **regulador**



Figura 49: **medidor de temperatura y humedad**

3.8 Factor de potencia.

Eléctricamente, esta es la prueba más importante a efectuar, pues proporciona una idea completa y clara de las condiciones de contaminación y deterioro del aceite.

El factor de potencia es la razón de la potencia disipada en miliwatts al producto de los milivolt-ampers de entrada al sistema, es decir, la medida del coseno del ángulo de fase o al seno del ángulo de pérdidas entre un potencial sinusoidal aplicado al aceite y su corriente resultante.

Con la prueba del factor de potencia, se determinan las pérdidas de las propiedades dieléctricas en el aceite, ya que la contaminación es propiamente por sus sustancias polares, que permiten la fuga de corriente a través de él, además dichos contaminantes se hacen más notorios a altas temperaturas, debido a su activación cinética.

Para determinar el factor de potencia con el método D-924-92 ASTM, se emplea el equipo de prueba MEU2500 que es un probador de capacitancia y disipación (milivoltampers y miliwatts), con una celda especial, que es esencialmente un capacitor utilizando como dieléctrico al aceite de prueba.

Para efectuar esta prueba, lavar la celda para pruebas con la muestra y llenarla hasta $\frac{3}{4}$ partes de su volumen total, posteriormente, deberá conectarse el equipo en todas las puntas de prueba o terminales y se realiza la prueba; es importante acceder al pedal de seguridad integrado al equipo para prevenir descarga directa al aumentar el voltaje. Aún cuando el equipo puede alcanzar 1200 volts, por seguridad no se incrementa hasta este límite. Inmediatamente se toman las lecturas y la temperatura del aceite, esta prueba se repite a 100° C, calentando el aceite en un tiempo máximo de 15 minutos para que no se degrade. Es importante considerar que los valores varían ampliamente con el incremento de la temperatura y la humedad del ambiente. Para calcular el resultado se considera el promedio de las lecturas obtenidas, la humedad relativa y la temperatura.

El equipo y material necesario para realizar esta prueba es:

PROBADOR DE CAPACITANCIA Y DISIPACIÓN

REGULADOR

PARRILLA

MEDIDOR DE TEMPERATURA

MEDIDOR DE HUMEDAD RELATIVA

VASO DE PRECIPITADOS DE 500 ml.

TERMÓMETRO

CUBO METÁLICO Y REJILLA (PARA LAVAR LA CELDA CON LA MUESTRA).



Figura 50: **probador de capacitancia y disipación**

3.9 Contenido de BPC's

Los bifenilos policlorados ó hidro carburos aromáticos clorados fueron usados como refrigerantes dieléctricos para transformación, protección, distribución y utilización de energía eléctrica, tienen altos puntos de ignición, resistencia a la oxidación y absorción de humedad, por lo que fueron muy empleados como sustitutos del aceite mineral hasta que diversas investigaciones sanitarias revelaron que la exposición a estos compuestos causó en personas diversos tipos de cáncer, así como malformaciones en recién nacidos de madres afectadas, por lo que la OMS lo calificó como material de alta toxicidad y peligroso para la vida humana ya que, por su alta estabilidad química y por no ser biodegradable, puede permanecer en el ecosistema indefinidamente, convirtiéndose en un peligro potencial y perenne por lo que es fundamental detectar su presencia y concentración en los transformadores en operación. En México, el Reglamento relativo a Residuos Peligrosos establece que cualquier material que contenga Bifenilos Policlorados en concentraciones mayores de 50 ppm es un residuo peligroso de conformidad con la Norma Oficial Mexicana NOM-052-ECOL/93.

En el laboratorio, la detección de bifenilos policlorados se realiza por medio del cromatógrafo, calibrando previamente con aroclor concentrado al equipo y observando las características del aceite ya que si la muestra está sucia, se limpia con ácido sulfúrico, centrifugando y decantando la mezcla para poder analizarla en el cromatógrafo, posteriormente se elijen los 3 picos representativos para realizar los cálculos, considerando la afectación por dilución si es que se limpió la muestra. En el reporte se especifica si el aceite cumple con la norma, al no presentar concentraciones mayores de 50 p.p.m. y en caso de no encontrar bifenilos policlorados se debe reportar, no detectado, para considerar el mínimo margen de error en la prueba.

El equipo, material y sustancias para realizar la prueba son:

CROMATÓGRAFO CON DETECTOR DE CAPTURA DE ELECTRONES (ESPECIAL PARA COMPUESTOS CLORADOS)

REGULADOR

SOFTWARE

COMPUTADORA

CENTRÍFUGA

VASO DE PRECIPITADOS

TUBO DE ENSAYO

PIPETA

PERILLA

H₂SO₄ concentrado.

AROCLOR 12-42

AROCLOR 12-54

AROCLOR 12-60



Figura 51: cromatógrafo para compuestos clorados

CONCLUSIONES

En la actualidad, el desarrollo industrial y el crecimiento en la población hacen que la energía eléctrica sea considerada como un recurso indispensable para la existencia y el progreso de la humanidad, por lo tanto, los equipos involucrados en su generación, transformación y distribución se convierten en prioridad para su adecuado abastecimiento. El transformador es el equipo más importante de inducción debido a sus múltiples aplicaciones en la distribución de la energía eléctrica por lo que es indispensable supervisar continuamente su adecuado funcionamiento, en el mercado se ofertan transformadores que optimizan el uso mínimo de materiales y espacio garantizando el buen funcionamiento del equipo, sin embargo, los abusos en operación disminuyen considerablemente el tiempo de vida útil del transformador, por lo que es indispensable un adecuado y continuo mantenimiento para detectar fallas y operar con seguridad al equipo. De las experiencias recabadas al laborar en P.R.O.S.I .S.A S. A. de C. V. y al conformar el presente trabajo concluyo lo siguiente:

- En el transformador se encuentran trabajando juntos, con diferentes funciones, metal, papel y aceite mineral. El metal contiene y conduce. El papel, proporciona resistencia mecánica, resistencia dieléctrica y espaciamiento dieléctrico. El aceite proporciona resistencia dieléctrica, enfriamiento y protege al papel.
- El aceite que se utiliza en los transformadores es un compuesto orgánico, éste se oxida y degrada por lo que no proporcionará sus funciones al transformador. Un aceite oxidado puede contener gas peróxido, ácidos solubles en agua, ácidos de peso molecular bajo, ácidos grasos, agua, alcoholes, jabones metálicos, aldehídos, cetonas, lacas y lodos de asfaltenos que destruyen al papel y forman depósitos de lodo que causan aumentos de temperatura, destrucción acelerada del papel, descargas por arco y falla.
- Es necesario monitorear periódicamente el funcionamiento del transformador y sus componentes; ya que no hay manera de impedir la formación de productos de degradación por la oxidación del aceite, pero sí es posible remover estos compuestos con el reacondicionamiento para el aceite y

complementando este tratamiento con el análisis en laboratorio para garantizar una adecuada y segura operación del transformador.

- Monitorear el estado del aceite representa diversos beneficios económicos ya que es menor costoso el reacondicionamiento y análisis del aceite que el reemplazo de un transformador o de toda un área que se afectó por un accidente.
- Desde el aspecto ecológico, el tratamiento y reutilización del aceite conlleva al uso racional y consciente de un derivado del petróleo que es un recurso no renovable y de múltiples aplicaciones para la humanidad; por lo que, los diversos beneficios del laboratorio justifican su instalación.
- La empresa tiene la posibilidad de recuperar la inversión inicial en un lapso no mayor a 30 meses considerando la cantidad de muestras que, en la actualidad, envía a SHEM para su análisis y los gastos que estos envíos representan.
- En el lapso de 30 meses no se consideró la inversión con la que cuenta la empresa para la implementación del laboratorio (valor del área disponible para el laboratorio, las instalaciones eléctricas e hidráulicas, además de artículos y mobiliario de oficina y accesorios para resguardar información y equipo, etc.) sólo el costo del material y equipo que es necesario adquirir para uso exclusivo de las pruebas antes detalladas. La cotización presentada a la empresa es de

GLOSARIO DE TRANSFORMADORES

TRANSFORMADORES DE TIPO SECO EN BAJA TENSION

Estos transformadores tienen capacidad desde 5KVA hasta 150KVA, no contaminan, y son libres de mantenimiento. Se instalan en centros comerciales, edificios de oficinas, hospitales, centros turísticos, industria cementera, textil, siderúrgica, petroquímica, con procesos electrónicos, etc.

TIPOS DE TRANSFORMADORES SECOS:

- **TRANSFORMADORES SECOS VERSÁTILES:**

Son los que tienen una amplia gama de tensiones disponibles en un sólo equipo, es decir, un transformador reductor o elevador puede tener hasta cinco modalidades de entrada o salida. Se aplican en sistemas de distribución de baja tensión donde una parte de la carga tiene una tensión diferente al suministrado, por ejemplo, sistemas de aire acondicionado, de iluminación, equipos médicos, entre otros. Un transformador seco elevador versátil con capacidad de 75 KVA, conexión D-Y, elevación de temperatura 150° C, devanado Cu-Cu y gabinete tiene un costo de \$26, 877.00 sin impuestos.

- **TRANSFORMADORES SECOS DE AISLAMIENTO:**

Separan magnéticamente una carga especial del sistema de distribución general, eliminando distorsiones de onda senoidal.

- **TRANSFORMADORES SECOS CON FACTOR K:**

El factor K es una constante que indica la capacidad del transformador para alimentar cargas no lineales (hornos de inducción, drive, sistemas de cómputo) sin exceder la temperatura de operación para la cual se diseñó. El factor, además, K cumple la función de indicar la capacidad de soportar corrientes armónicas, mientras se mantiene operando dentro de la temperatura para la cual está diseñado.

- **AUTOTRANSFORMADOR:**

En estos equipos, la tensión de entrada y de salida están eléctricamente conectadas (un solo devanado), en tanto que en el transformador es tan separadas. Se usan en industria con problemas de regulación de tensiones. Son más económicos, su impedancia tiende a cero, en consecuencia, no hay caída de tensión. Trabajan como elevadores y reductores además de ser compactos.

- **TRANSFORMADORES ENCAPSULADOS DE BAJA TENSIÓN:**

Están diseñados para trabajar en ambientes corrosivos o húmedos proporcionando mayor seguridad. Su mantenimiento es prácticamente nulo y como no producen gases tóxicos no causan daño ambiental.

TRANSFORMADORES TIPO SECO DE MEDIA TENSIÓN

Estos transformadores se usan en lugares donde las subestaciones están dentro de edificios (sótanos o azoteas), como pueden ser hospitales, edificios de oficinas, hoteles, centros comerciales, etc. Se fabrican en capacidades desde 45 hasta 2500 KVA.

- **TRANSFORMADORES SECOS DE MEDIA TENSIÓN ENCAPSULADOS**

Están diseñados para trabajar en ambientes corrosivos o húmedos, deben garantizar un alto grado de seguridad, mantenimiento mínimo y bajo impacto ambiental.

TRANSFORMADORES TIPO POSTE, ESTACIÓN Y SUBESTACIÓN

- **TRANSFORMADORES TIPO POSTE**

Encuentran su aplicación en sistemas de distribución aéreos, pueden ser monofásicos y trifásicos.

- **TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE**

Se deben fabricar bajo las normas NMX-J116 y NMX-J284. Los tipos de estos transformadores son:

- **TIPO ESTACIÓN:** Que se aplican en sistemas con acometida aérea y normal en centrales eléctricas de generación y distribución. Se fabrican elevadores y reductores.

- TIPO SUBESTACIÓN: Se fabrican en gabinetes y se acoplan a través de sus gargantas a las subestaciones compactas y tableros de distribución. Pueden ser para servicio interior o exterior. Un transformador tipo subestación con enfriamiento OA en aceite, capacidad de 300KVA, conexión D-Y, elevación de temperatura 65° C, devanado Cu- Cu, cuesta en el mercado \$116,790.00, sin impuestos.
- DE POTENCIA: Se utilizan para la generación o transporte de energía eléctrica a través de redes de alta tensión, pueden ser elevadores o reductores.

TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL

Se utilizan en sistemas de distribución subterráneos, como centros comerciales, fraccionamientos residenciales, hoteles, centros turísticos y lugares donde la continuidad del servicio es un factor determinante. Se fabrican en diseños de frente muerto, por lo que deben ser seguros y estéticos. Hay monofásicos, trifásicos, de operación radial y de operación anillo. Un transformador tipo pedestal con operación radial, enfriamiento OA en aceite, conexión D-Y, elevación de temperatura 65° C, devanado Cu - Cu, y capacidad de 75 KVA tiene un costo en el mercado de \$72, 522.00 sin impuestos.

SUBESTACIONES MÓVILES VERSÁTILES

Se utilizan para asegurar el servicio durante condiciones de mantenimiento, durante emergencias o para aumentar temporalmente la capacidad suministrada. Se fabrican en diferentes tipos, capacidades y tensiones.

FIG. 52: DISTRIBUCIÓN SUGERIDA PARA LABORATORIO

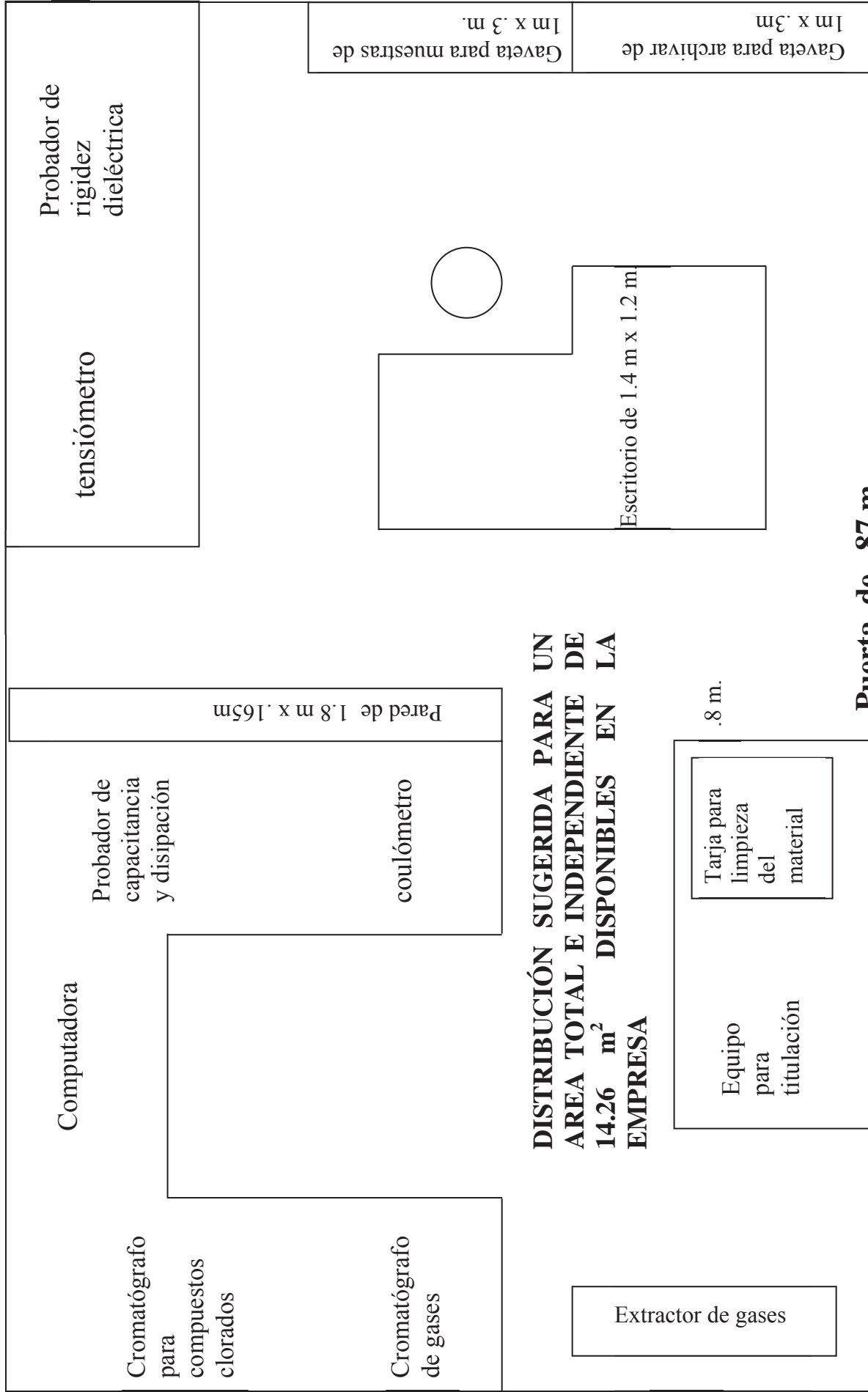
1.6 m.

.4 m.

.8 m.

1 m

.8 m.



DISTRIBUCIÓN SUGERIDA PARA UN AREA TOTAL E INDEPENDIENTE DE 14.26 m² DISPONIBLES EN LA EMPRESA

Puerta de .87 m