

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN Y
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE
ALTA TENSIÓN 138 A 230 kV**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

MIGUEL ALFONSO VALLES BERDIA

**PROMOCIÓN
1990-I**

**LIMA – PERÚ
2007**

**“PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN Y
MANTENIMIENTO DE
TRANSFORMADORES DE ALTA TENSIÓN
DE 138 A 230 KV”**

**Un agradecimiento a mis Padres,
a mi señora esposa por su
apoyo incondicional,
a mis hijos Claudia y Rodrigo
por la constante alegría y felicidad que me dan.**

SUMARIO

La electricidad es uno de los servicios públicos mas versátiles que sirve para la iluminación de las calles, para la energía en hospitales, el transporte, energía en las casas para el funcionamiento de los artefactos eléctricos, los motores en las fábricas etc. La eficiencia y continuidad de este servicio tan preciado dependerá principalmente de la operatividad de los transformadores de potencia del sistema y esta dependerá en gran medida de la importancia que se le asigne al mantenimiento de dichos transformadores.

Este procedimiento nace de la experiencia obtenida a lo largo de los 06 últimos años en transformadores de potencia instalados en el país.

La presente tesis, pretende servir como material de consulta para estudiantes, ingenieros y técnicos encargados del mantenimiento de los transformadores de potencia de alta tensión.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	3
PRUEBAS EN FABRICA	
1.1 Prueba en los transformadores de Potencia.	4
1.11 Medida de la resistencia de los arrollamientos.	4
1.12 Medida de la relación de transformación y polaridad.	5
1.13 Medida de las pérdidas.	6
1.14 Prueba de tensión aplicada.	8
1.15 Prueba de tensión inducida.	9
1.16 Prueba de calentamiento.	10
1.17 Prueba de impulso.	11
1.2 Equipos de Protección y control.	13
1.2.1 Dispositivos de protección y control del transformador.	13
1.2.1 Relés de Protección Integral para transformador.	13

CAPÍTULO II	16
TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y SUS ACCESORIOS	
2.1 Embalaje	16
2.2 Transporte de transformadores	16
2.3 Recepción de transformadores en obra	16
2.4 Identificación de accesorios	19
2.5 Importancia del nivel de Tensión en la operación y mantenimiento de los transformadores.	23
CAPÍTULO III	37
TÉCNICAS PREDICTIVAS DE MANTENIMIENTO	24
3.1 Monitoreo de Características del aceite dieléctrico.	24
3.2 Análisis de Gases disueltos en el aceite.	26
3.3 Supervisión del relé Buchholz.	30
3.4 Análisis de Furanos.	31
3.5 Grado de polimerización (GP) y la extensión de la vida útil del Transformador	33
3.5.1 Grado de polimerización GP	33
3.5.2 Extensión de la vida útil del Transformador	33
3.6 Análisis de PCB.	34

3.7	Aplicación de Termografía infrarroja a los transformadores de potencia.	37
3.8	Detección de fallas mediante ultrasonido.	38
3.9	Medición de descargas parciales.	39
3.10	Prueba de medida de factor de potencia en bobinados.	39

CAPÍTULO IV **61**

MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS

4.1	Cambio de aceite.	41
4.2	Secado de aceite.	41
4.3	Secado del sistema eléctrico.	41
4.4	Tratamiento del aceite mediante termovacio.	42
4.5	Eliminación del lodo del aceite.	42
4.6	Eliminación del lodo depositado en el transformador.	43
4.7	Limpieza y reparación del transformador, operación que incluye el desencubado de la parte activa.	43

CAPÍTULO V

ANÁLISIS ECONOMICO **45**

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES **46**

RECOMENDACIONES **50**

ANEXO 1: Croquis de dimensiones y ubicación de accesorios del Transformador

ANEXO 2: Seguimiento de Análisis Físico Químico y Cromatográfico del aceite del transformador.

ANEXO 3: Supervisión y Mantenimiento de los Transformadores.

ANEXO 4: Análisis Cromatográfico

ANEXO 5: Falla de un transformador.

ANEXO 6: Catalogo del servicio de eliminación de transformadores con PCB

ANEXO 7: Reporte de análisis de Furanos.

ANEXO 8: Reporte de análisis de PCB

ANEXO 9: Fotos del servicio de eliminación de PCB.en Alemania.

ANEXO 10: Arquitectura del sistema de supervisión de Transformadores de potencia

ANEXO 11: Estación interfase de la supervisión de transformadores.

BIBLIOGRAFÍA

PRÓLOGO

El transformador de potencia es uno de los equipos mas importantes y mas valiosos del sistema eléctrico de potencia por lo que realizar su correcto mantenimiento para asegurar que este activo continúe desempeñando sus funciones deseadas es encargado normalmente a un ingeniero o a un grupo de ingenieros para lograr que se cumpla los objetivos del mantenimiento garantizando la competitividad de la empresa por medio de garantizar la disponibilidad y confiabilidad de las funciones del transformador.

El suministro de energía eléctrica segura y estable es uno de los factores mas críticos en la actividad del tipo industrial y civil, sin suministro eléctrico todas las operaciones de la planta se paralizan, el transformador es uno de los equipos mas importantes del sistema eléctrico. La eficiencia y continuidad del servicio de electricidad tan preciado dependerá principalmente de la operatividad de los transformadores de potencia del sistema y esta dependerá en gran medida de la importancia que se le asigne al mantenimiento de dichos transformadores.

El establecer un procedimiento de supervisión y mantenimiento de transformadores de alta tensión es de vital importancia para lograr la disponibilidad y confiabilidad de las funciones del transformador.

El procedimiento del mantenimiento nace a partir de las pruebas realizadas al transformador al final de su proceso de fabricación, por eso es de suma importancia que el que estará a cargo del mantenimiento, tenga el registro de las pruebas del transformador, este informado del proceso de transporte, tenga conocimiento de los accesorios del transformador, del uso de técnicas de mantenimiento preventivo y mantenimiento predictivo que es una herramienta de planeación de mantenimiento para determinar las necesidad de realizar un mantenimiento correctivo, también es importante que conozca sobre el servicio de extensión de la vida útil del transformador.

El establecer procedimientos de mantenimiento es una actividad técnica ya que se aplican para su diseño, fórmulas, tablas y en general todos los criterios que la ciencia y la técnica ponen a disposición del profesional encargado del mantenimiento.

La experiencia a lo largo de estos años trabajando en el área de servicios de la fábrica de transformadores de potencia y que tiene filiales en varios países ha permitido desarrollar este procedimiento de supervisión y mantenimiento de transformadores de potencia.

CAPÍTULO I

PRUEBAS EN FÁBRICA Y PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

El objetivo de los ensayos en los transformadores es demostrar si están aptos para soportar los requisitos especificados y nos dan una garantía de que estos puedan operar satisfactoriamente en condiciones reales. Estas condiciones son simuladas durante las pruebas en fábrica.

Las pruebas o ensayos se pueden clasificar en :

- Ensayos de Rutina:
- Ensayos de tipo
- Ensayos especiales
- Ensayos de mantenimiento

Pruebas de rutina:

Son los ensayos que se realizan según norma y normalmente están incluidos en el costo del transformador y son:

- Medida de la resistencia óhmica de los bobinados
- Medida de la relación de transformación y polaridad
- Medida de las pérdidas en carga y de la impedancia de cortocircuito
- Medida de las pérdidas sin carga y de la corriente de excitación
- Ensayo de la tensión aplicada con fuente independiente en cada bobinado
- Ensayo de tensión inducida (para el caso de transformadores de potencia con tensión nominal mayor de 115kV se realiza la medida de descargas parciales durante este ensayo).
- Control y funcionamiento de todos los accesorios del transformador.

Pruebas tipo

Son los ensayos que se realizan a solicitud del propietario y son presupuestadas en forma separada.

- Ensayo de Calentamiento
- Ensayo de impulso
- Pruebas especiales
- Medida de la capacitancia de los bobinados
- Medida de la Impedancia de secuencia cero

1.1 Pruebas de los transformadores de potencia

La norma IEC 60076-1 dice que las pruebas deben de ser realizadas a temperatura ambiente entre 10°C y 40°C.

Las pruebas son como sigue:

1.1.1 Medida de la resistencia de los arrollamientos

Esta prueba tiene la finalidad de verificar la resistencia óhmica de los devanados. También permite detectar falsos contactos, espiras en cortocircuito, temperatura del devanado. Con la medida de la resistencia se obtiene:

- Calculo de la componente de pérdidas:

$$I^2 \times R. \quad (1.1)$$

- Calculo de la temperatura de los arrollamientos al final de la prueba de calentamiento.

Como referencia para evaluar fallas en los transformadores.

Se mide la caída de tensión (V) en los arrollamientos del transformador, alimentándolo con corriente continua (I). La resistencia se calcula por la formula:

$$R = \frac{V}{I} \quad (1.2)$$

Esta prueba se realiza con instrumentos de medición voltímetro FLUKE modelo 189 clase de precisión 0.5, Amperímetro H&B clase de precisión 0.5. La temperatura de medición corresponde a la temperatura del transformador en el momento de la medición. Como ejemplo se tiene una medición realizada en la Pos.1 del lado de AT de un transformador 220kV, 25 MVA, Bornes H1-H2 medidos a 20° C Resistencia = 5.2645 ohmios.

Ver circuito en la Figura N° 1.1

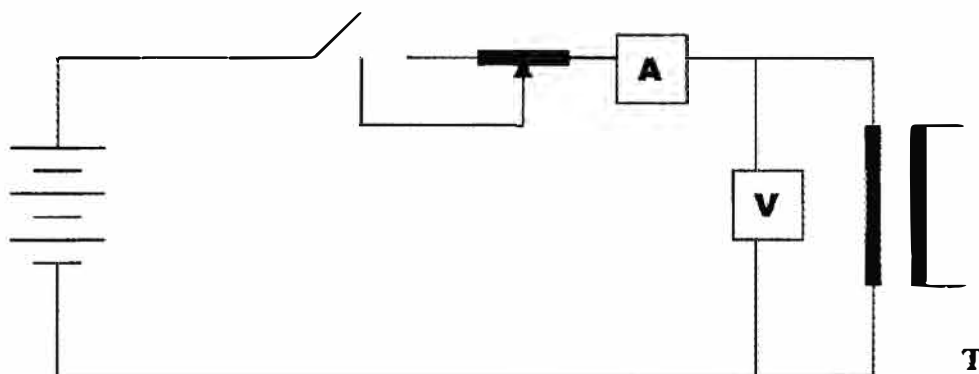


Figura N°1.1: Circuito para la medida de resistencia de los arrollamientos

1.1.2 Medida de la relación de transformación y polaridad

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

La relación de transformación es la relación del número de espiras del bobinado primario al número de espiras del bobinado secundario.

La polaridad o grupo de conexión es el desfase que se tiene entre la tensión primaria y la tensión secundaria.

Estas mediciones se efectúan con un puente de relación, que consiste en un transformador patrón cuya relación es ajustable y de polaridad conocida, con el cual se compara la relación que se obtiene del transformador en prueba.

El transformador patrón es monofásico por lo que si se quiere determinar la relación de transformación de un transformador trifásico se procede fase por fase.

También se mide esta relación con un equipo llamado TTR AVO clase de precisión 0.1 modelo TR 800.

La tolerancia para la relación de transformación es de $\pm 0.5\%$ en todas las derivaciones. Para la medición con el TTR se debe de seguir el circuito básico de la figura No 1.2, cuando el detector DET esta en balance, la relación de transformación es igual a R/R_1 . Ver Figura No1.2

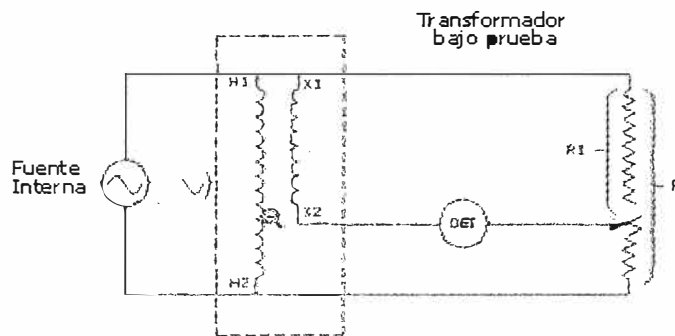


Figura N° 1.2 Circuito para medición de relación de transformación

1.1.3 Medición de las pérdidas

Las pérdidas en un transformador son las pérdidas en vacío (que comprende las pérdidas en el núcleo y pérdidas por corriente de excitación) y las pérdidas en carga (que incluye pérdidas por resistencia, corrientes parásitas en los devanados y pérdidas adicionales).

Medida de las pérdidas sin carga y corriente de excitación El objetivo es el de medir las pérdidas en el núcleo del transformador que se obtienen alimentando con tensión nominal a uno de los bobinados del transformador (normalmente el de menor tensión) y dejando el otro bobinado en circuito abierto. La norma dice que las tensiones aplicadas deben de ser prácticamente simétricas y sinusoidales. El voltaje de prueba debe de ser ajustado de acuerdo a un voltímetro de valor medio con escala para lectura en valor eficaz para onda sinusoidal, la lectura de este voltímetro es U' , al mismo tiempo se mide el valor eficaz de las mismas tensiones con voltímetros normales de valor eficaz, la lectura de este voltímetro es U . La prueba es satisfactoria si las lecturas U' y U son iguales dentro del 3% de margen, si la diferencia es mayor la validez de la prueba esta sujeto de acuerdo entre las partes. En ABB esta prueba se realiza con un analizador de potencia marca NORMA clase de precisión 0.2. La temperatura es la del transformador en el momento de la medida que corresponde a la temperatura ambiente. Ver circuito en Figura N° 1.3

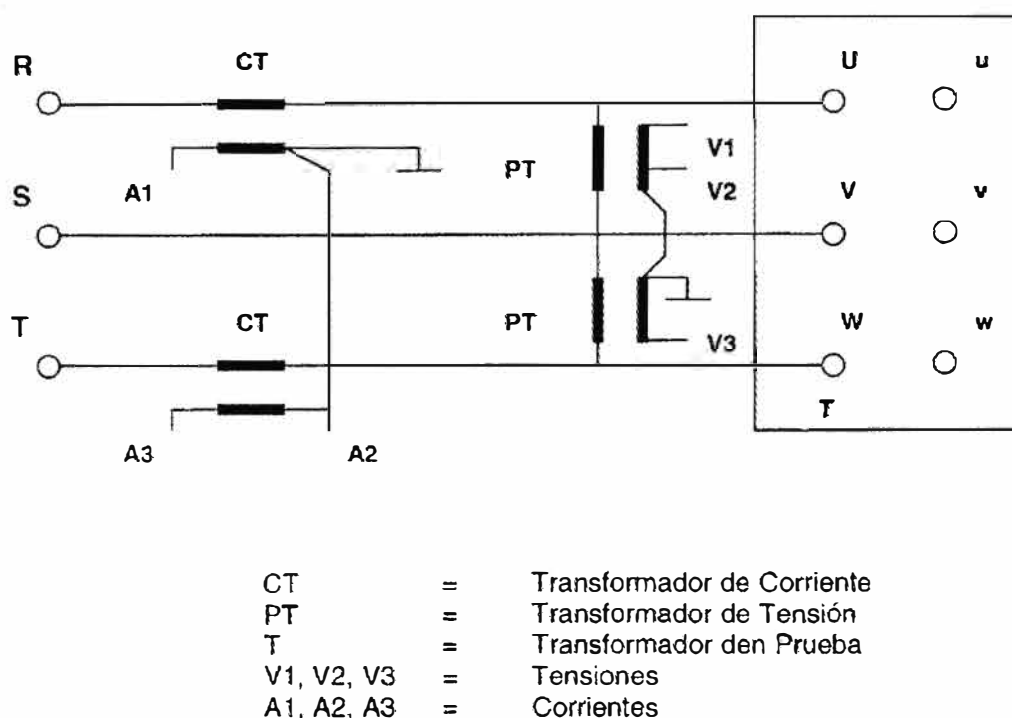


Figura 1.3: Prueba de pérdida sin carga y corriente de excitación

Medida de las pérdidas en carga y de la impedancia de cortocircuito El objetivo es el de medir las pérdidas que se obtienen en los bobinados del transformador cuando un bobinado se pone en cortocircuito y por el otro bobinado se le hace circular la corriente nominal del transformador con una determinada tensión. La medida que se puede realizar, haciendo circular una corriente entre el 25% y el 100% del valor nominal, luego del cual se efectúa la corrección de estos valores a corriente nominal. Cuando el transformador tiene mas de dos bobinados, la medida de las pérdidas e impedancia se realiza por pares de bobinados, esta prueba se realiza con un analizador de potencia marca NORMA clase de precisión 0.2 Ver circuito en la Figura N° 1.4

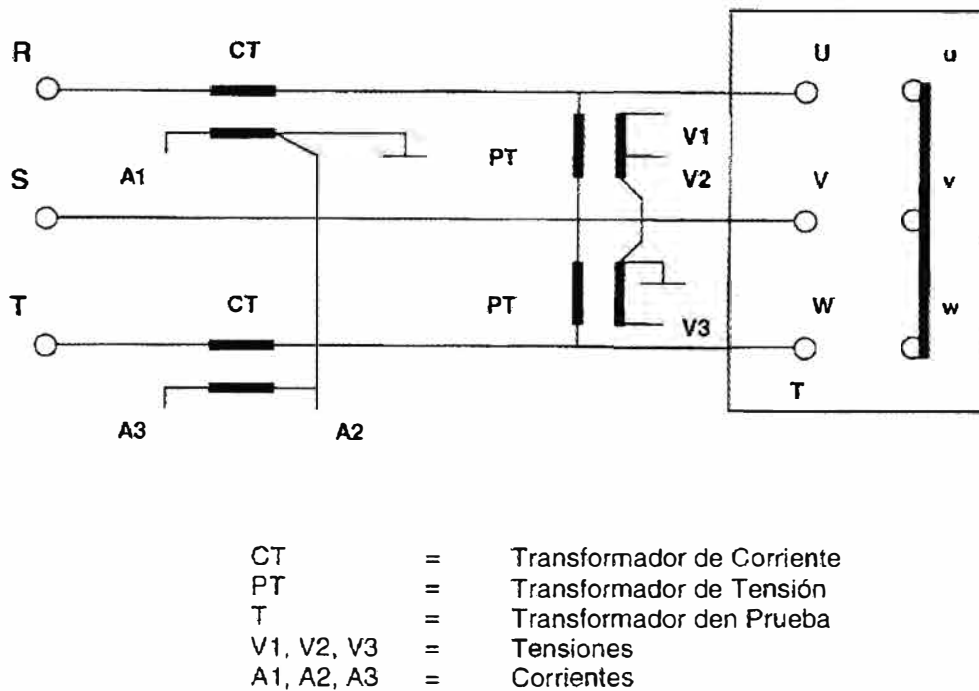
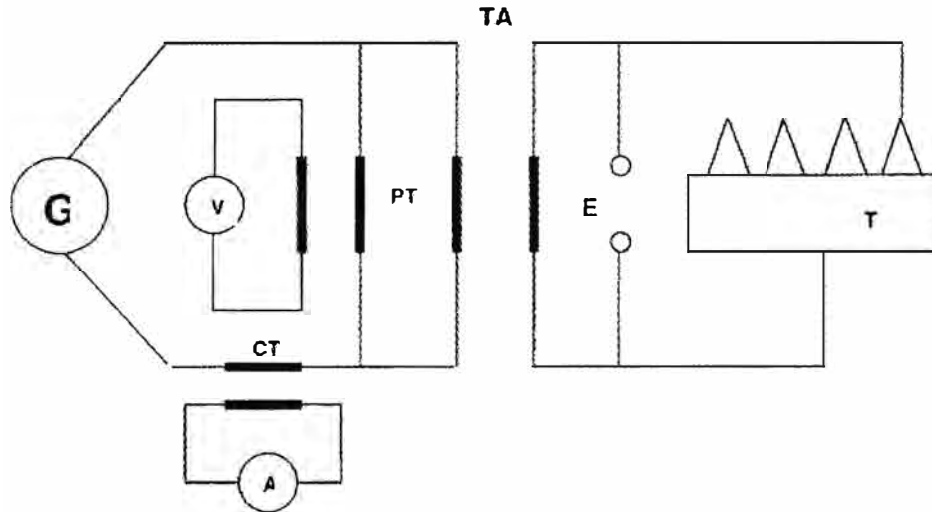


Figura N° 1.4 Prueba de pérdida en carga e impedancia de cortocircuito

1.1.4 Prueba de tensión aplicada

Esta prueba se efectúa para determinar la suficiencia de los aislamientos y distancias de cada arrollamiento con respecto a masa (núcleo, tanque y otros arrollamientos conectados a masa). Esta prueba se efectúa aplicando tensión, con una fuente externa, a cada arrollamiento con respecto al núcleo y tanque conectados a tierra, La tensión debe de aumentarse gradualmente y sin interrupción desde cero hasta el valor de prueba en menos de 01 minuto, esta tensión luego se mantiene con el valor de prueba durante 01 minuto. El valor de la prueba esta relacionada a la exigencia del diseño, al valor nominal de cada bobinado y se encuentra determinado por la norma IEC 60076-3, en el caso de un transformador de tensión 138 kV le corresponde un tensión de prueba de 275 kV, a una tensión de 220kV le corresponde una tensión de prueba de 325kV. Si el aislamiento del borne de neutro no es capaz de resistir esta prueba, entonces se desconecta del devanado. Todos los terminales que no se prueban deben de estar a tierra. Durante la prueba no deben haber indicios de falla, oscilaciones anormales en la tensión aumento de corriente,

ruidos en el transformador, etc., esta prueba se realiza con instrumentos digitales YEW modelo 2504 clase 0,25 Ver circuito en la Figura N° 1.5.



G	=	Generador con tensión regulable.
TA	=	Transformador de adaptación.
PT	=	Transformador de tensión.
CT	=	Transformador de corriente.
E	=	Espinterómetro de esferas.
V	=	Voltímetro y transformador de tensión para medición.
A	=	Amperímetro.
T	=	Transformador en prueba.

Figura N°1.5: Prueba para ensayo de tensión aplicada

1.1.5 Prueba de tensión inducida

El objetivo de esta prueba es la de verificar la suficiencia de los arrollamientos entre todos los puntos donde se induce la tensión, esto es entre espiras, entre capas, entre derivaciones, entre salidas, etc. Para la prueba se aplica el doble de la tensión nominal durante 01 minuto y durante la prueba no debe haber indicios de falla. Para que el núcleo no se sature y evitar una densidad de flujo y una corriente de excitación excesivas por la aplicación del doble de la tensión nominal, se requiere una frecuencia de 120 Hz., esta prueba se realiza con instrumentos digitales YEW modelo 2504 clase 0,25 Ver Figura N° 1.6

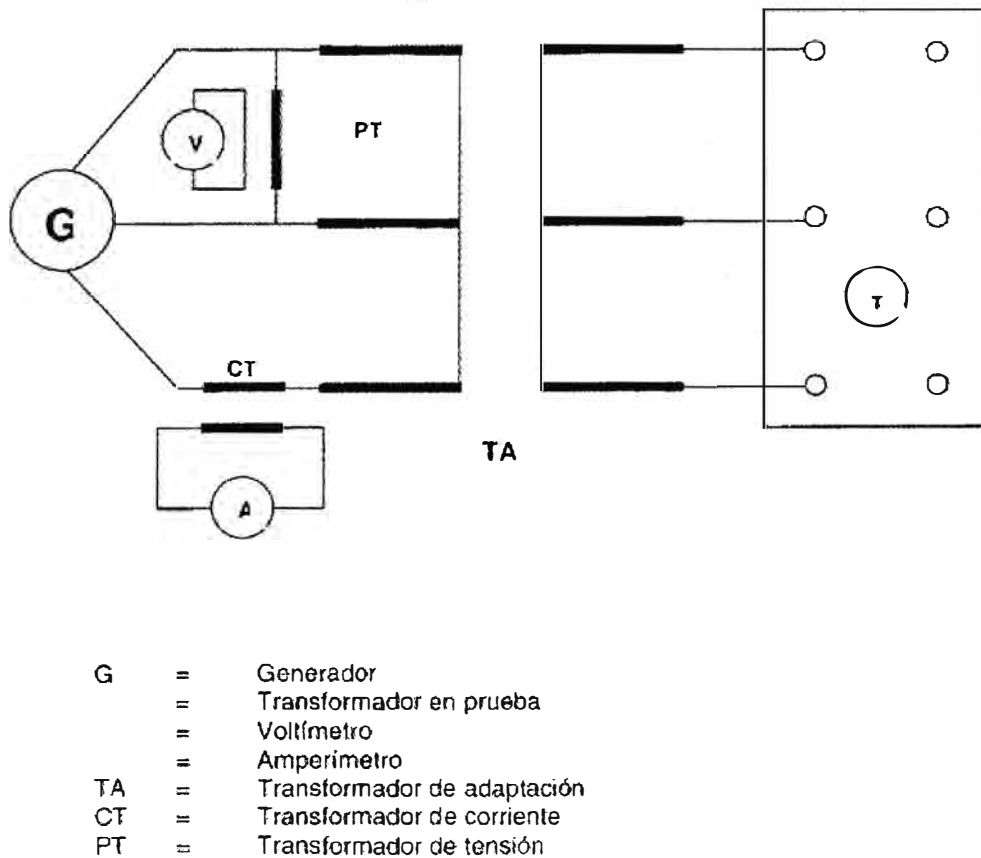
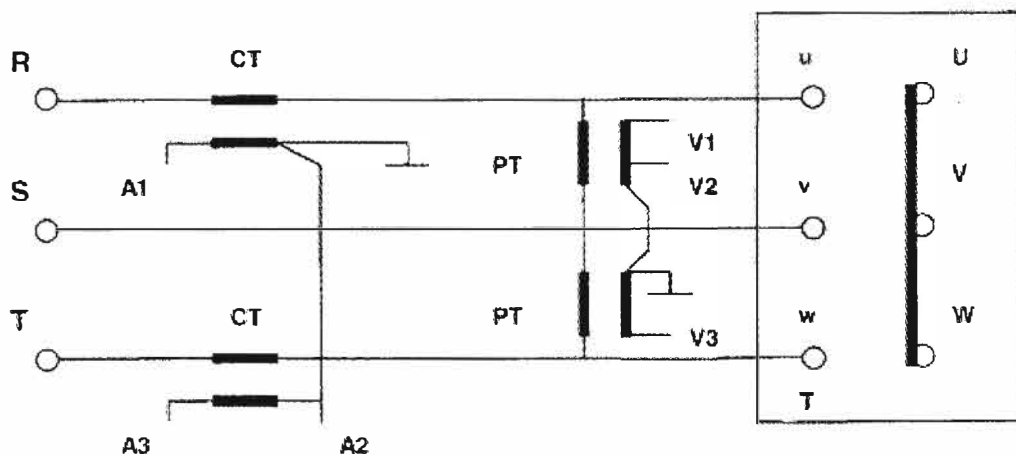


Figura N°1.6: Prueba de tensión inducida

1.1.6 Prueba de calentamiento

El objetivo de esta prueba es el de determinar el calentamiento final de los bobinados y del aceite respecto al medio ambiente, en condiciones nominales de funcionamiento. En los laboratorios generalmente se emplea el método de cortocircuito. Este método se basa en que el calentamiento del aceite respecto al medio ambiente se debe a las pérdidas totales del transformador o sea a la suma de las pérdidas nominales de los bobinados y del núcleo y que el calentamiento de los bobinados respecto al aceite se debe solo a las pérdidas de los bobinados. Por este motivo para determinar el calentamiento del aceite, poniendo en cortocircuito uno de los bobinados, se alimenta por el otro bobinado con una tensión de manera que se obtenga las pérdidas totales, hasta que se estabilice el calentamiento del aceite respecto al medio ambiente y ese momento se realizan las mediciones. Se considera que el calentamiento se ha estabilizado cuando no sube más de 1°C durante tres

horas. Después de determinado el calentamiento del aceite, se hace circular la corriente nominal en los bobinados para determinar el calentamiento de los mismos respecto al aceite. Aproximadamente la prueba de calentamiento dura unas quince horas. Para determinar el calentamiento de los bobinados se usa el método de variación de resistencia y extrapolando una serie de mediciones de resistencia después de haber desconectado el transformador se traza una curva para obtener la resistencia en el mismo instante de la desconexión. El calentamiento del aceite se determina tomando la diferencia entre la temperatura del punto mas caliente y la temperatura del medio ambiente que rodea al transformador en prueba. En caso de no obtenerse las pérdidas totales la prueba de calentamiento se puede realizar hasta con un 80% de las pérdidas totales. esta prueba se realiza con un analizador de potencia marca NORMA clase de precisión 0.2 Ver Figura N° 1.7



CT	=	Transformador de Corriente
PT	=	Transformador de Tensión
T	=	Transformador den Prueba
V1, V2, V3	=	Tensiones
A1, A2, A3	=	Corrientes

Figura N. 1.7: Circuito para la prueba de calentamiento

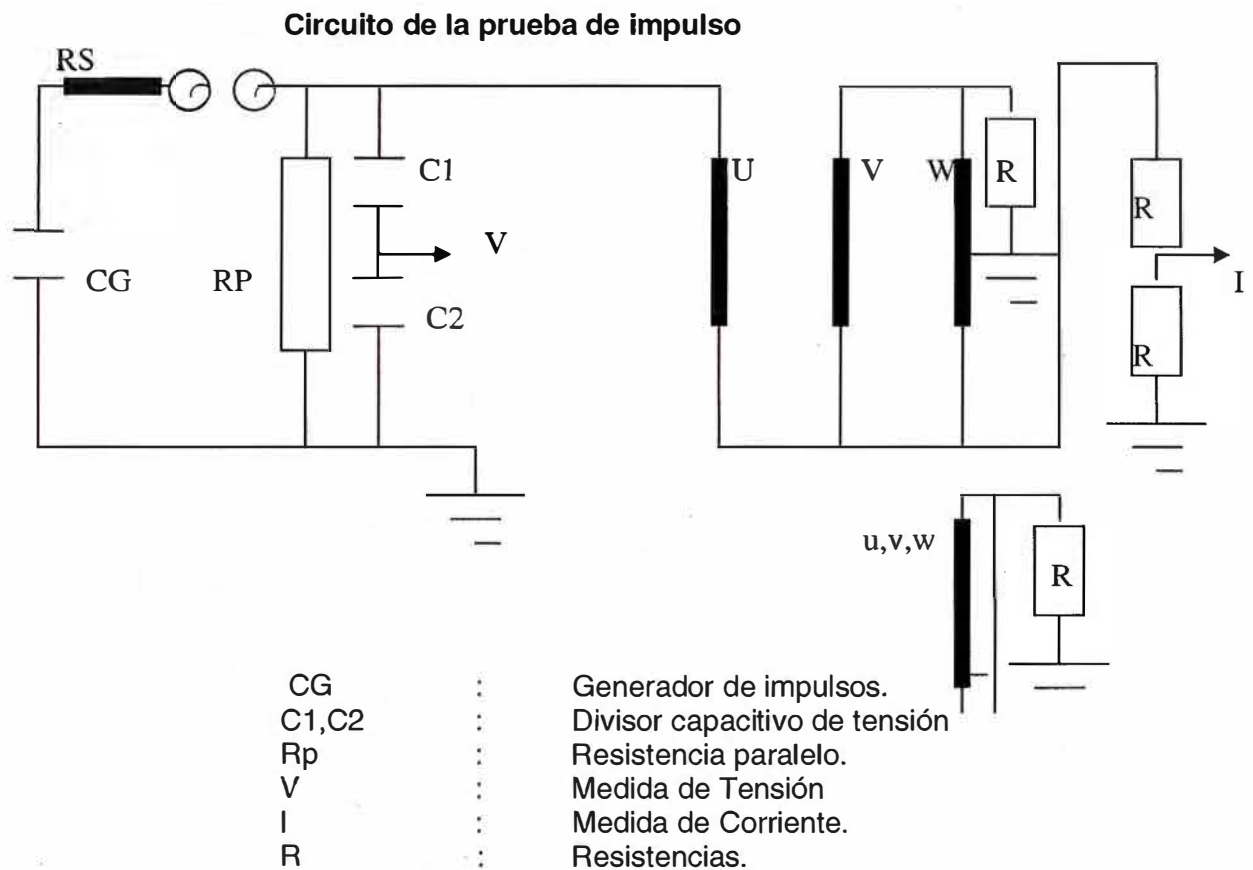
1.1.7 Prueba de impulso

Debido a los fenómenos de origen atmosférico se generan sobretensiones internas en los bobinados de transformadores que exigen a los aislamientos de

manera muy diferente a las pruebas de baja frecuencia. Mientras que a baja frecuencia la distribución de la tensión es uniforme, con la sobretensión de origen atmosférico hay mayor acumulación de esfuerzos a la entrada del bobinado. Las sobretensiones de origen atmosférico se presentan en forma de impulso de media onda, con una subida rápida de la tensión y una bajada más lenta, por lo que las prueba que simulan éstas sobretensiones se llaman Pruebas de Impulso. Durante las sobre tensiones de origen atmosférico se puede tener Ondas de Impulso Plenas y Ondas de Impulso Cortadas (son las que no logran completarse por la actuación de algún descargador o por falla del sistema las cuales hacen que la tensión caiga ú oscile alrededor de cero con un valor más reducido). Las Normas IEC PUB 76 y ANSI C57-12.90 consideran ondas de impulso con las siguientes características: (tiempo de frente) 1.2 useg. 50 useg. (tiempo de cola). Para el desarrollo de la prueba de impulso se deben de tener oscilogramas de referencia de la tensión, con valor entre el 50 y 70% de la tensión nominal de prueba, donde se puede apreciar y medir el tiempo que media entre el valor pico alcanzado y la mitad de este valor a la bajada de la onda (tiempo de cola). También se deben registrar oscilogramas de corriente tomadas por intermedio de shunts. A continuación se aplican las Ondas plenas respectivas sin que sea alterada la forma de onda inicial de referencia ya que si se altera puede indicar que existe algún problema de transformador. La experiencia muestra que observando y comparando los oscilogramas de referencia y de falla se puede determinar la razón de la alteración de la forma de la onda y que se puede mencionar como:

- Falla del borne de línea a tierra en aceite.
- Falla a la entrada al bobinado en prueba.
- Falla de un ducto de aceite.
- Falla de porcentaje de bobinado por presencia de material extraño.

Las ondas truncadas someten a esfuerzos el aislamiento entre espiras próximo al extremo de la línea y las ondas completas someten a esfuerzos el asilamiento entre la parte media del devanado y tierra. Esta prueba se realiza con el equipo HAEFELY, 1200 kV, 60 kjoules, clase de precisión 0.2 Ver Figura N° 1.8



Oscilogramas de la prueba

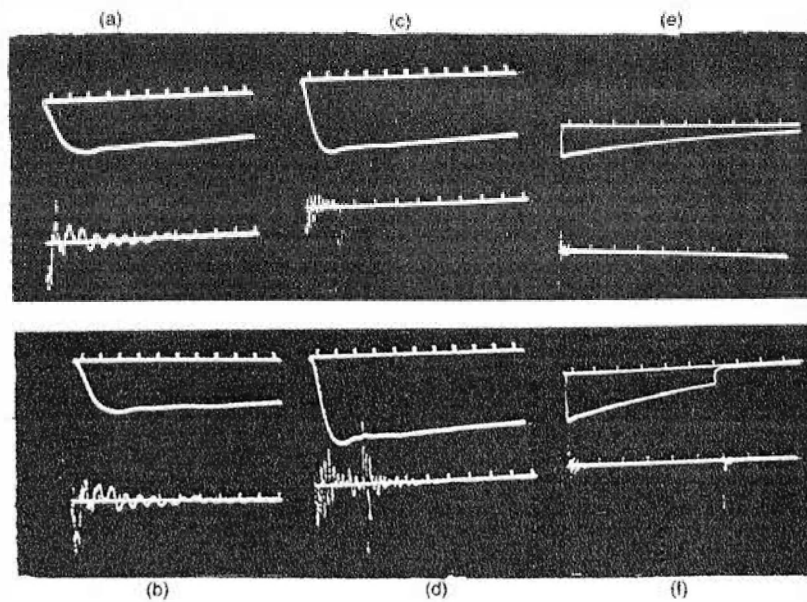


Figura N ° 1.8 Circuito de la prueba de aislamiento o impulso y oscilogramas de la prueba

Nota: Oscilogramas de prueba a los bobinados sujetos a la prueba de impulso, los trazos superiores son de pulsos de voltaje, los trazos de la parte inferior son de corriente. Casos (a) y (b) no representan falla, (c) y (d) indican fallas parciales donde (e) y (f) el aislamiento de las bobinas ha colapsado. Los oscilogramas (a), (c) y (e) son de onda reducida, (b),(d) y (f) son para onda completa. Escala: 1 us/div en a-d y 10us/div en e y f.

1.2 Equipos de protección y control

1.2.1 Dispositivos de protección y control

Entre los dispositivos de control y protección se tiene:

- Indicador de nivel de aceite que va en el tanque de expansión con indicador visual de aceite y contactos de alarma para nivel mínimo y máximo.
- Termómetro para la medición de la temperatura en la parte superior del aceite con contactos ajustables para alarma y desconexión.
- Indicador de temperatura de imagen térmica, para la medición de la temperatura del bobinado de alta tensión con tres juegos de contactos ajustables, alarma, desconexión, operación del sistema de refrigeración forzada (ventiladores en radiadores), estos indicadores están equipados con maxímetros.
- Válvula de seguridad con contactos auxiliares para desconexión estos dispositivos actúan por sobrepresión y desconectan el transformador en este caso.
- Tablero de control para el sistema de la ventilación forzada, borneras para los cables de los dispositivos de ventilación, protección, control, transformadores de corriente.
- Relé Buchholz instalado entre el tanque principal y el tanque de expansión con doble flotador y válvulas, con dos contactos de alarma y desconexión.
- Transformadores de corriente tipo cúpula instalados en los bornes de alta tensión y en bornes de baja tensión para protección y medición.

1.2.2 Relés de protección integral para transformador

Se cuenta en la actualidad con relés de protección para transformadores multifunción sensibles de gran velocidad con elementos diferenciales que protegen contra fallas internas y fallas a tierra están basados en Microprocesadores que protege transformadores trifásicos de transmisión y distribución de energía, La protección diferencial diferencial sensible de alta velocidad para fallas internas de fase y tierra, así como protección de respaldo de sobrecorriente sobreintensidad para fallas pasantes. La restricción armónica impide la operación con flujo magnetizante y sobreexcitación. Estos relés de protección debido a la capacidad de sus

microprocesadores pueden ofrecer las siguientes funciones de protección, Control y monitoreo en un solo paquete integrado:

- Muestras por ciclo para todas las funciones, incluyendo las de Protección, Medición y Oscilográficas
- Protección diferencial instantánea y de porcentaje de transformadores trifásicos de dos o tres devanados: 87T/87H
- Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de fase, residual del neutro, de secuencia negativa del devanado 1,2,3,
- Detectores de nivel para los devanados 1, 2 y 3 para decisiones de disparo de seccionadores/interruptores locales o aguas arriba
- Medición de corrientes de fase y neutro/tierra de los devanados 1, 2, y 3
- Medición de corrientes de restricción, corrientes de operación y porcentaje de la 2a., 5a. y todas las armónicas
- Medición de: voltajes, vatios, VARs, vatios-hora y VARs-hora, factor de potencia y frecuencia
- Corrientes de demanda y corrientes de demanda pico con impresión [registro] de tiempo para los devanados 1, 2 ó 3
- Registros detallados de fallas diferenciales de los últimos 32 disparos
- Registros detallados de restricciones armónicas de las últimas 32 restricciones
- Registros detallados de fallas pasantes de los últimos 32 disparos por sobrecorriente o perturbaciones
- Registro de operaciones (secuencia de eventos) de las últimas 128 operaciones
- Tablas de ajustes seleccionables: Primario, Alternativo 1 y Alternativo 2
- Totalización de kiloamperios de fallas pasantes y duración de las fallas en ciclos
- El reloj con batería de respaldo mantiene la fecha y hora durante las interrupciones de la energía de control
- Autodiagnóstico continuo de la fuente de alimentación, los elementos de la memoria y los microprocesadores

- Capacidad opcional de perfil de carga: cuatro corrientes para 40 días a intervalos de 15 minutos
- Almacenamiento de valores de Vatios, VARs y voltajes de fase con entradas de voltaje opcionales
- Opcional: curvas de sobrecorriente temporizada y curvas diferenciales de restricción programables por el usuario

Opcional: almacenamiento de datos oscilográficos para las últimas ocho (8) fallas

Debido a su autoprueba continua, este tipo de relés no requiere mantenimiento de rutina.

CAPÍTULO II TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y SUS ACCESORIOS

El transformador es un activo fijo de gran valor en costo por lo que se debe tener especial cuidado durante el proceso de embalaje, transporte, descarga, etc. Es por eso muy importante el reconocer las partes y accesorios del transformador por lo que se describe como sigue:

2.1 Embalaje

Para realizar el transporte de los accesorios como son bushings, aparatos de medida, etc y en general de todo equipo delicado, deberá realizarse en forma separada del bulto principal con un embalaje adecuado que impida daños sobre ellos en el transporte y/o almacenamiento

2.2 Transporte de Transformadores

El transporte del transformador de potencia debe de realizarse en un camión plataforma como en la figura No 2.1 y de acuerdo con las instrucciones del fabricante, algunos van con llenado parcial de aceite otros van sin aceite pero se llena con nitrógeno seco para evitar que ingrese aire húmedo a la parte activa del transformador.

Cuando se menciona carga y descarga del transformador es importante tener en cuenta que normalmente en la fábrica existen los equipos para la carga y descarga verificar si estos se encuentran disponibles en el destino ver figura N° 2.2 carga y descarga de un transformador en fábrica.

Cuando no hay grúas disponibles la carga principal (cuba y parte activa) se descarga con maniobras, pero los accesorios normalmente se cargan y descargan con un brazo grúa HIAB de camión.

Con anterioridad al transporte ya se debe estar coordinando este servicio con la empresa transportista para la elaboración del estudio de puentes y para que se tramite los permisos correspondientes en el Ministerio de Transportes y PROVIAS



Figura N° 2.1 Transporte de un transformador en camion plataforma.



Figura N° 2.2 Carga y descarga de un transformador en fabrica

nacional, este estudio de puentes es necesario para obtener el permiso de transporte de acuerdo al tren de carga a utilizar, tener en cuenta que el estudio de puentes puede generar un reforzamiento de puentes o elaborar un badén que lo tiene que asumir el cliente.

También se debe conseguir de la persona autorizada del cliente llene la declaración del peso del equipo a transportar, si el equipo es nuevo y sale de fábrica lo da el fabricante pero si el equipo está en un almacén o en una subestación esta información la debe proporcionar el cliente, se dio el caso que por un error el cliente manifestó que la carga era de 40 TN y en los controles de pesajes detectaron que el peso real era de 70 TN, el transportista recibió multas y amonestaciones por la falsa declaración y tuvo que realizar nuevos estudios y someterlos a aprobación del Ministerio de Transporte para realizar el transporte con un nuevo equipo y construir un badén para que pase el transformador.

Es recomendable instalar un registrador de impactos o movimientos para verificar luego si en el transporte no hubieron movimientos bruscos que puedan afectar al transformador. Estos transformadores deben ser embarcados a destino con un registrador de impactos en las tres direcciones (ejes x,y,z).

Se debe solicitar al fabricante que entregue entre los documentos de entrega del transformador el papel de registro del registrador de impacto.

Este registrador mide impactos en todas las direcciones y graba su aceleración en niveles ("g"). El registro se realiza en papel y muestra todos los impactos como en la figura N° 2.3, su magnitud, dirección y la hora en que ocurrió.

El fabricante especifica los niveles "g" permisibles, si sobrepasa ese nivel el equipo debe de ser inspeccionado.

Normalmente el fabricante estipula 2g como permisible si pasa a la zona 3g se debe de inspeccionar el transformador para ver que consecuencias pudo haber ocasionado este movimiento.

Para realizar el transporte se debe de tener en cuenta lo siguiente:

- Si las maniobras de carga, descarga y transporte están aseguradas.
- Si se realizó el estudio de puentes en la ruta del transporte y cuenta con los permisos del ministerio de transportes.

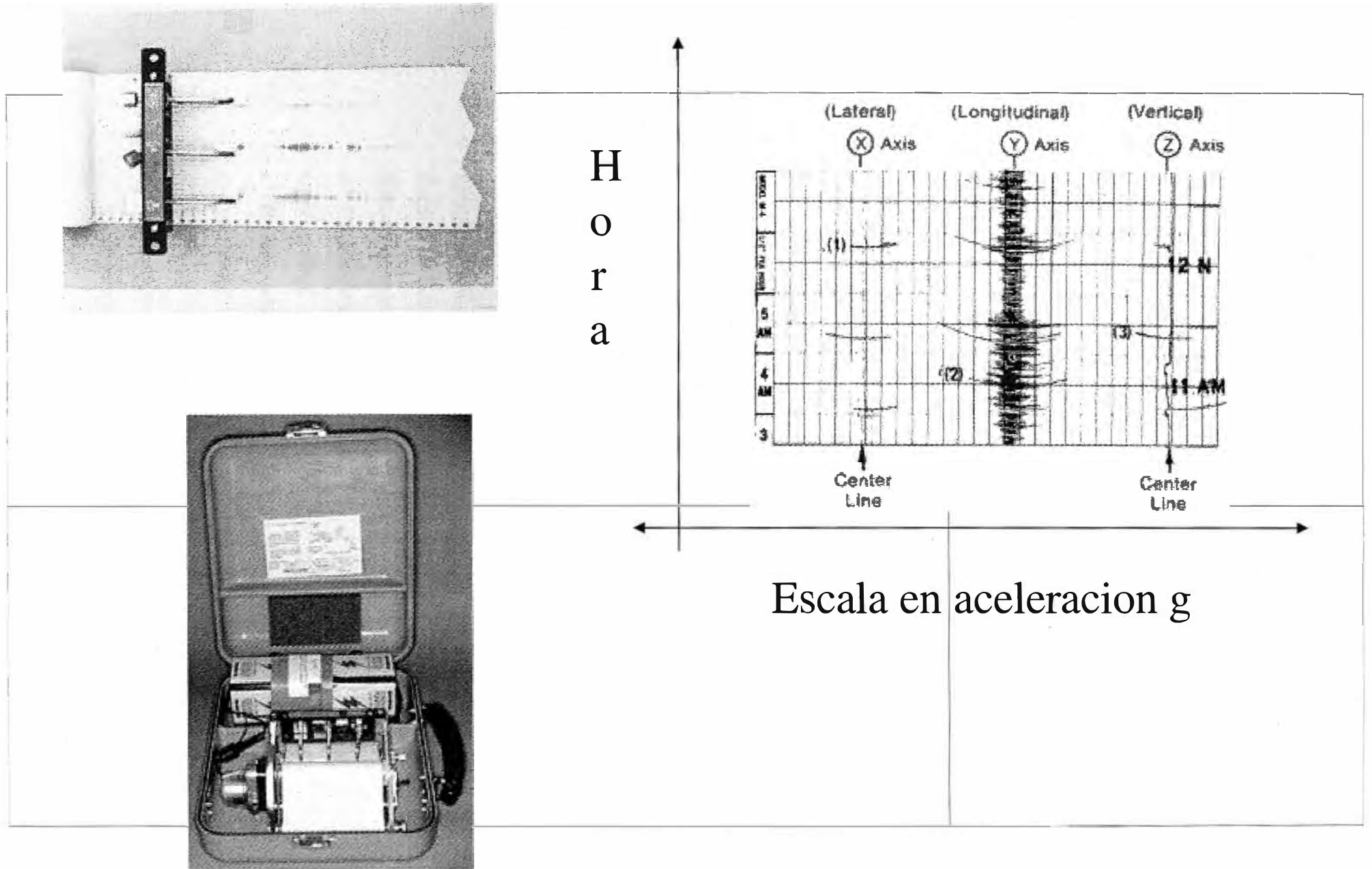


Figura N° 2.3 Registrador de movimientos / impactos

- Si la transportista tiene experiencia en el manejo de este tipo de carga.
- El embalaje adecuado de los accesorios que van desmontados.
- El transporte del aceite en cilindros o contenedores.
- Si el responsable de parte del cliente firmó la declaración de seguros y la declaración de pesos de la carga. Se recomienda luego de cargado el transformador pesar por la balanza para evitar multas en los controles del Ministerio de Transportes.
- La instalación del registrador de movimientos.
- Solicitar la hoja de ruta y los puntos de ploteo donde se indica la programación de viaje que incluye la velocidad, localidades, la hora programada y la hora real.

Embalaje Para realizar el transporte de los accesorios como son bushings, aparatos de medida, etc y en general de todo equipo delicado, deberá realizarse en forma separada del bulto principal con un embalaje adecuado que impida daños sobre ellos en el transporte y/o almacenamiento.

2.3 Recepción de transformador en obra

Durante la carga, transporte y descarga el transformador y sus accesorios están expuestos por las maniobras y movimientos a sufrir daños por lo que para realizar la recepción de los transformadores de potencia es necesario llenar un acta de recepción con los siguientes datos mínimos:

- Estado exterior de las partes metálicas
- Estado exterior de pintura
- Estado de cables de medición y control
- Estado de accesorios (packing list):
 - Radiadores
 - Bushings
 - Empaquetaduras
 - Tanque conservador e indicador de nivel de aceite
 - Relés de imagen térmica
 - Termómetro de aceite
 - Ventiladores

- Cilindros de aceite
- Silicagel

Verificación del registrador de impactos

Verificación de la presión del Nitrógeno para transporte

Si el transformador viene sin aceite se debe verificar el manómetro de presión de nitrógeno en el balón de mantenimiento.

Presión de nitrógeno para transporte

Si el transformador viene con aceite parcial, debe verificarse la existencia del colchón de nitrógeno dentro del transformador en el momento de abrir la brida para el montaje del primer bushing.

Tiempo garantizado de presión, sin balón hasta dos meses aproximadamente.

Verificación del estado de los aceites en cilindros

Extraer aleatoriamente dos (2) muestras de los cilindros de aceite y realizar su análisis físico-químico o por lo menos de rigidez dieléctrica antes de llenado.

Revisar el reporte del registrador de impactos para verificar que no haya recibido movimientos fuera de lo normal por mala maniobras,

2.4 Identificación de accesorios

Los principales accesorios del transformador son:

- Borne de Alta Tensión.
- Borne Baja Tensión .
- Tanque conservador de aceite.
- Indicador de nivel de aceite.
- Relé buchhloz.
- Accionamiento Conmutador.
- Válvula de Seguridad.
- Cúpula para Transformadores de corriente A.T.
- Cúpula para Transformadores de corriente B.T.
- Pararrayos.
- Caja de bornes y batería de mando y protección de ventiladores.
- Termómetro de aceite.
- Relé de imagen Térmica.

- Placa de características.
- Válvula de filtrado.
- Válvula Mariposa .
- Radiadores.
- Ventiladores.
- Parte Activa .
- Conservador.
- Borne de Conexión a tierra.
- Perno de prueba de aceite.
- Ruedas con pestaña. (asísmicas).
- Hueco de tracción.
- Apoyo para Gatos.
- Pararrayos B.T.

En las Figuras 2.4, 2.5 mostramos algunos accesorios principales del transformador.

En la Fig. 2.6 se muestra un plano con el transformador y sus accesorios principales.

En el anexo No 1 se muestra un croquis con la ubicación de los accesorios del transformador.

Entre los accesorios principales del transformador se encuentran:

Bushings: El bushing tipo GOB para el transformador tiene las siguientes características:

Cuerpo condensador impregnado en aceite con aislamiento de papel de A.T.

Disponibles con o sin espacio para transformadores de corriente

Disponibles en dos colores: marrón o gris claro

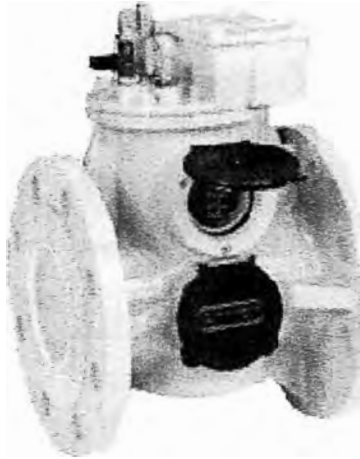
Libre de descargas parciales en el aislamiento

Gran estabilidad térmica

Equipado con tapón de prueba para tangente delta

Libre de mantenimiento

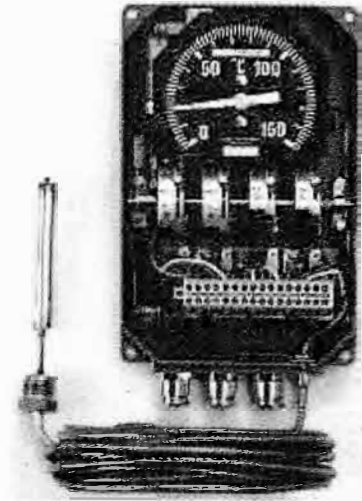
El diseño es que esta construido alrededor de un tubo central en el cual esta fijado el cuerpo condensador y la porcelana superior e inferior esta sostenida en la



Rele Buchholz



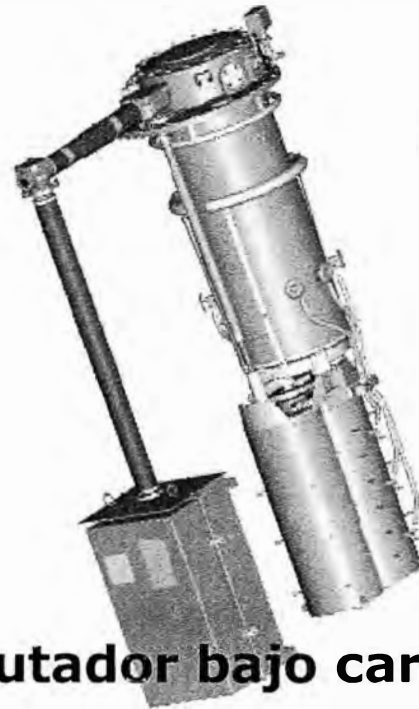
Valvula de sobrepresión



Indicador de temperatura



Deshumedecedor

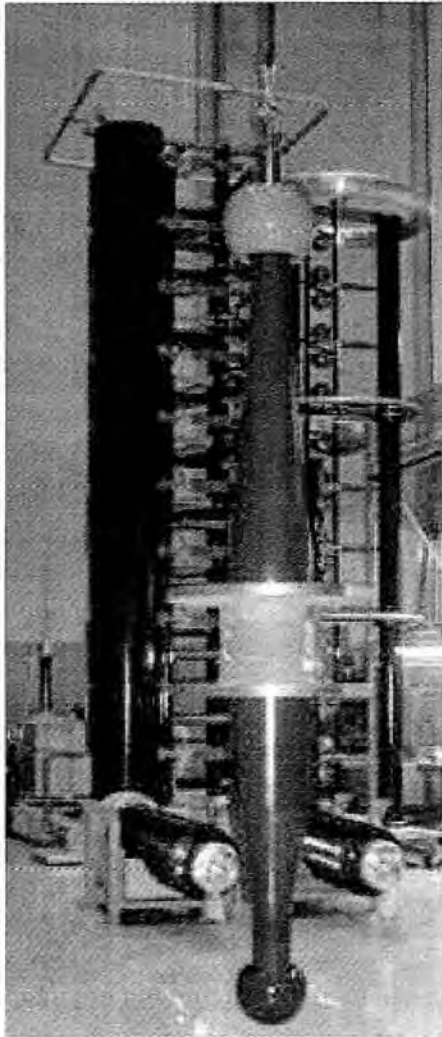


Conmutador bajo carga

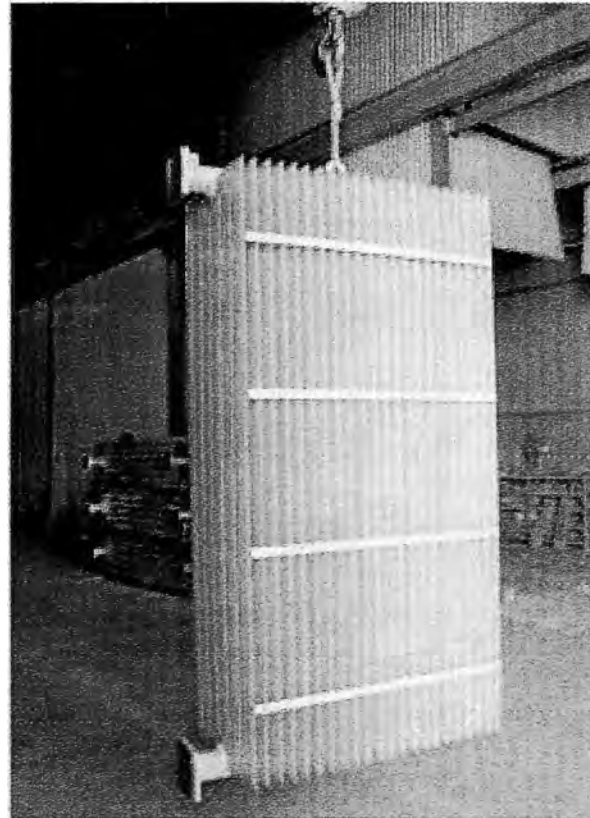


Indicador de nivel manetico

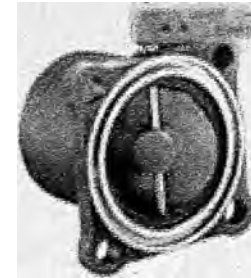
Figura N° 2.4 Accesorios del transformador



Bushing de Alta Tensión



Radiador para refrigeracion



Valvula del Radiador

Figura N° 2.5 Accesorios del transformador

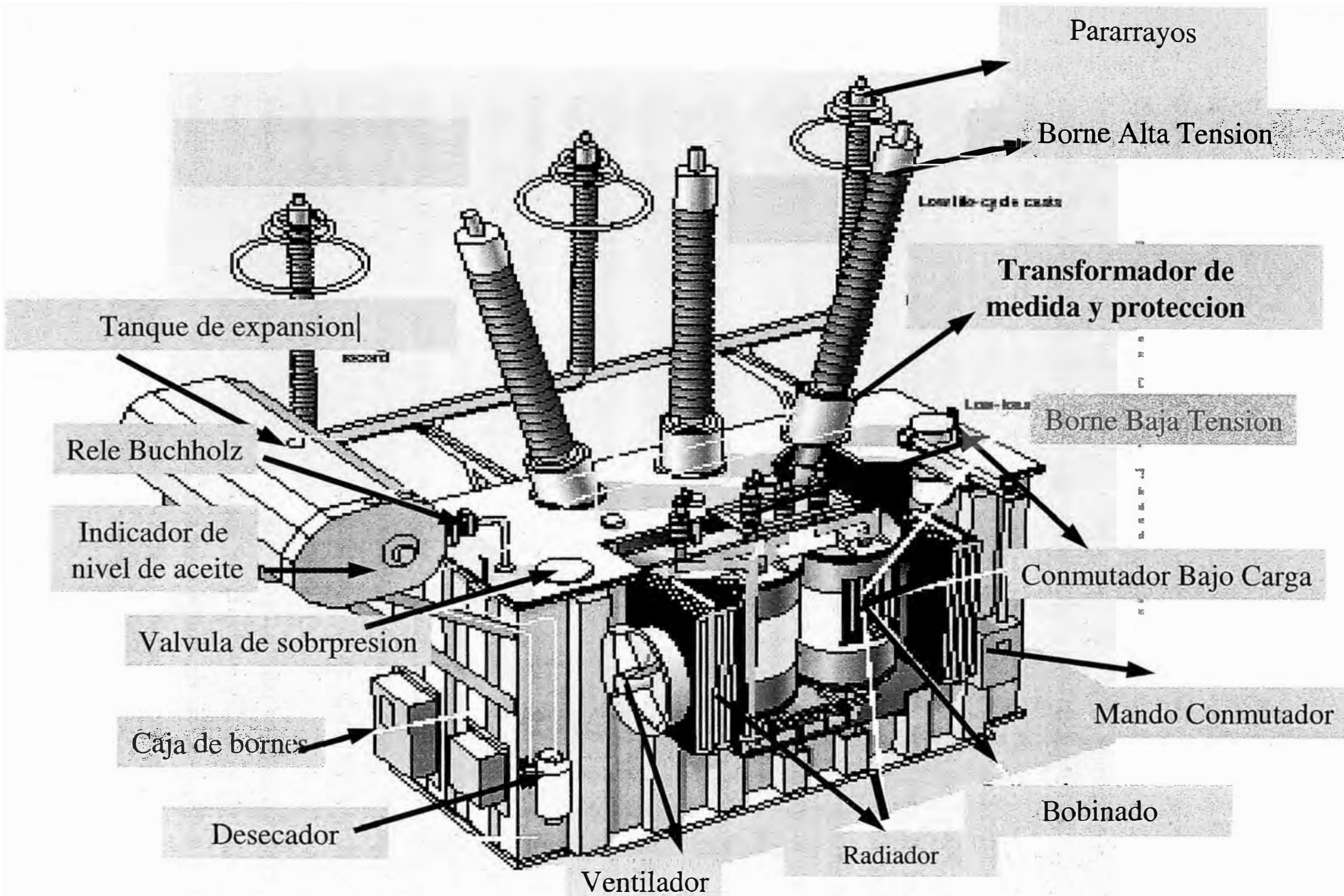


Figura N° 2.6 Identificación de accesorios principales en el transformador

brida de montaje, sellada por una empaquetadura resistente al aceite que encaja en la ranura. El espacio entre el cuerpo condensador y la porcelana es llenada con aceite dieléctrico, existiendo una cámara de expansión de gases en la parte superior. Para bushing sin visor, el nivel puede ser revisado con una varilla por el boquete de llenado. La parte baja final esta apantallada con una resina epóxica aislante de aluminio. El tapón de prueba para tangente delta tiene una capacidad máxima de 2 kV, 60 HZ un minuto.

Relé Buchholz: Es un relé de protección del transformador porque detecta, señala y envía alarma y desconexión del transformador ante la presencia de gases que se producen en el aceite. Durante la operación normal el relé esta lleno de aceite, cuando se forman burbujas de gas dentro del transformador tienden a subir hacia el conservador de aceite y se acumulan dentro del Relé primero actúa la alarma si los gases siguen acumulando llegan a un siguiente nivel y actúa la señal para la desconexión del transformador. La protección de desconexión también actúa cuando un fuerte flujo de aceite va hacia el conservador con es el caso de un cortocircuito. Ver el rele Buchholz en la figura N° 2.4.

Indicador de Nivel. Este equipo va instalado en el conservador de aceite y es para indicar el nivel del aceite, tiene una posición mínima, máxima e intermedias. Ver figura N°2.4.

Desecador o Deshumidificador. La función del desecador es que durante la contracción y expansión térmica o reducción del flujo del aceite del tanque conservador, el aire aspirado al interior se hace pasar por unos cristales de silicagel que tiene la tarea de absorber la humedad del aire y evitar de esa manera la contaminación del aceite, mientras que el colorante señala el grado de saturación que ha alcanzado, una propiedad característica del silicagel es su elevada capacidad de absorción de la humedad atmosférica. Ver la figura N° 2.4.

Válvula de Sobrepresión: La válvula de sobrepresión usa válvulas de alivio para liberar una subida rápida de presión dentro de un recipiente antes de que pueda causar un riesgo de explosión. Se diseña para liberar en un tiempo muy corto la sobrepresión (un milésimo de segundo) Previenen cualquier generación instantánea de un volumen grande de gas en los tanques de transformadores. El exceso de

presión si no se liberara puede ser catastrófico. También se emplean como dispositivos de seguridad puestos a una presión pre-determinada que representa un límite del máximo, esto daría protección y advirtiéndolo contra un proceso más lento de aumento de presión que podría ser causada por una falla insipiente. Ver la figura N°2.4.

Tanque conservador o de expansión de aceite: El aceite como resultado de las variaciones de temperatura se expande o se contrae, si hay un aumento de volumen se dirigirá al tanque de la expansión principal y si debido a una reducción en la temperatura se reduce el volumen reducido lo proporcionará el tanque de la expansión. El volumen de tanque de expansión se calcula en base al incremento de volumen de aceite. Los tanques de la expansión de transformadores de potencia son del tipo cilíndrico, cuando se tiene conmutador bajo carga se hace una separación interna para evitar que las impurezas de aceite del conmutador se mezclen con el aceite del tanque principal. En el tanque conservador va conectado la cañería que viene del desecador de aceite para que ingrese aire sin humedad al tanque.

Termómetro: Este termómetro sirve para medir la temperatura del aceite de la parte más alta del transformador, tiene contactos para activar la alarma o desconexión del transformador, normalmente se instalan en la pared del tanque. También viene equipado con un maxímetro para saber cuál fue la máxima temperatura que tuvo el transformador. El rango de temperatura está entre 20°C y 140°C.

Indicador de temperatura del bobinado: El indicador de temperatura del bobinado usa normalmente un transformador de corriente instalado en una fase del transformado, la diferencia de temperatura entre el aceite frío del transformador y el calor del bobinado es simulado por una resistencia existente en el dispositivo que tiene una corriente proporcional a la corriente del devanado, la corriente para calentar este elemento es proporcionado por un CT con máximo 2 amperios. Este termómetro tiene cuatro contactos, enciende y apaga los ventiladores de los radiadores, dos contactos para alarma y desconexión del transformador que permiten controlar el funcionamiento del mismo en un rango permitido de temperatura.

Conmutador bajo carga . Este equipo permite regular la tensión sin interrumpir el servicio. Su función es la de mantener la tensión de salida constante, dentro de un

margen estrecho ante variaciones en la tensión de entrada, la idea es de mantener la tensión de carga en el valor nominal para diferentes valores de demanda entre ellas la máxima y la mínima.

2.5 Importancia del nivel de tensión en la operación y mantenimiento de los transformadores

A medida que aumenta el nivel de tensión el transformador se encuentra sometido a mayores efectos de descargas parciales, efecto corona, arcos internos, algunos de estos fenómenos en estos niveles de tensión y potencia pueden ser de más alta energía por lo que se debe de tener mayor cuidado desde el diseño, construcción, pruebas y el mantenimiento de estos transformadores a lo largo de su vida útil, cabe mencionar que a mayores niveles de tensión los transformadores aumentan su valor y la necesidad de mantenimiento de un transformador eléctrico es proporcional al valor de este así como a la importancia del suministro de energía que alimenta.

Por la exigencia de la competitividad la industria ha forzado a dar un aumento de la disponibilidad de equipos, reducción de fallas, paradas intempestivas, por lo que mantener el sistema de transformación en óptimas condiciones permite una mayor confiabilidad del sistema. Es por esto que los transformadores de potencia en estos niveles de tensión deben de sujetarse al proceso de supervisión materia de esta tesis.

CAPÍTULO III TÉCNICAS PREDICTIVAS DE MANTENIMIENTO

La supervisión de los transformadores usando las técnicas predictivas me permiten efectuar un eficiente plan de inversión en mantenimiento preventivo, realizar un planeamiento de las actividades de mantenimiento, evitar daños consecuenciales, evaluar los riesgos técnicos, dando continuidad del servicio eléctrico o disponibilidad del equipo en buenas condiciones de operación.

Para evitar que el transformador de potencia falle se debe de llevar un control en la temperatura del transformador mediante los termómetros instalados en el transformador y contrastar con los valores de temperatura normal de operación suministrado por el fabricante, llevar un control sobre el aceite dieléctrico y la cantidad de gases producidos.

3.1 Monitoreo de las características del aceite dieléctrico

Para preparar el plan de mantenimiento de los transformadores de alta tensiones debe establecer la frecuencia de muestreo del aceite, realizando una correcta interpretación de los análisis se puede monitorear el estado interno del transformador y determinar el tipo de mantenimiento a ejecutar.

Las funciones del aceite en el transformador son las de proteger el aislante seco (papel), dar aislamiento dieléctrico, evacuar el calor del núcleo del bobinado, extinguir los arcos.

El aceite se ve afectado principalmente por el calor, agua y oxígeno por lo cual se debe evitar que estos agentes influyan en forma directa o indirecta sobre el aceite.

El proceso de oxidación es la suma de la presencia de los hidrocarburos más los catalizadores más los aceleradores. Los catalizadores de este proceso de oxidación son el hierro, el cobre y el papel. Los aceleradores del proceso son la humedad, el calor, la tensión eléctrica y la vibración.

Los análisis de aceite se realizan en laboratorios de análisis de aceite como los mostrados en la Fig. 3.1 Laboratorio de análisis de aceite físico químico y cromatográfico.

Las pruebas se pueden clasificar por:

Pruebas físicas:

- Tensión interfacial
- Viscosidad
- Apariencia visual, color.

Pruebas químicas:

- Contenido de humedad
- Cromatografía de gases
- Numero de neutralización
- Contaminación con PCBs

Pruebas eléctricas:

- Rigidez dieléctrica
- Factor de potencia a 25°C y 100°C (tangente delta).

Los ensayos físico-químicos para el aceite dieléctrico son:

- **Acidez:** Medida de la cantidad de hidróxido de potasio que se necesita para neutralizar los compuestos ácidos en el aceite.
- **Tensión interfacial (TIF)** entre el aceite y el agua define la capacidad de encapsular moléculas de agua y sustancias polares, si el aceite tiene alta tensión interfacial será capaz de mantener una elevada rigidez dieléctrica aunque el aceite incorpore agua, si el aceite tiene baja tensión interfacial no recuperara su rigidez dieléctrica aunque sea tratado por termovacio. Cuando ocurre una caída de la tensión interfacial es señal de envejecimiento del aceite o esta contaminado con otro tipo de aceite.
- **Rigidez dieléctrica:** Capacidad de resistir la descarga disruptiva en el medio aceitoso se realiza con dos electrodos y se mide en kV.

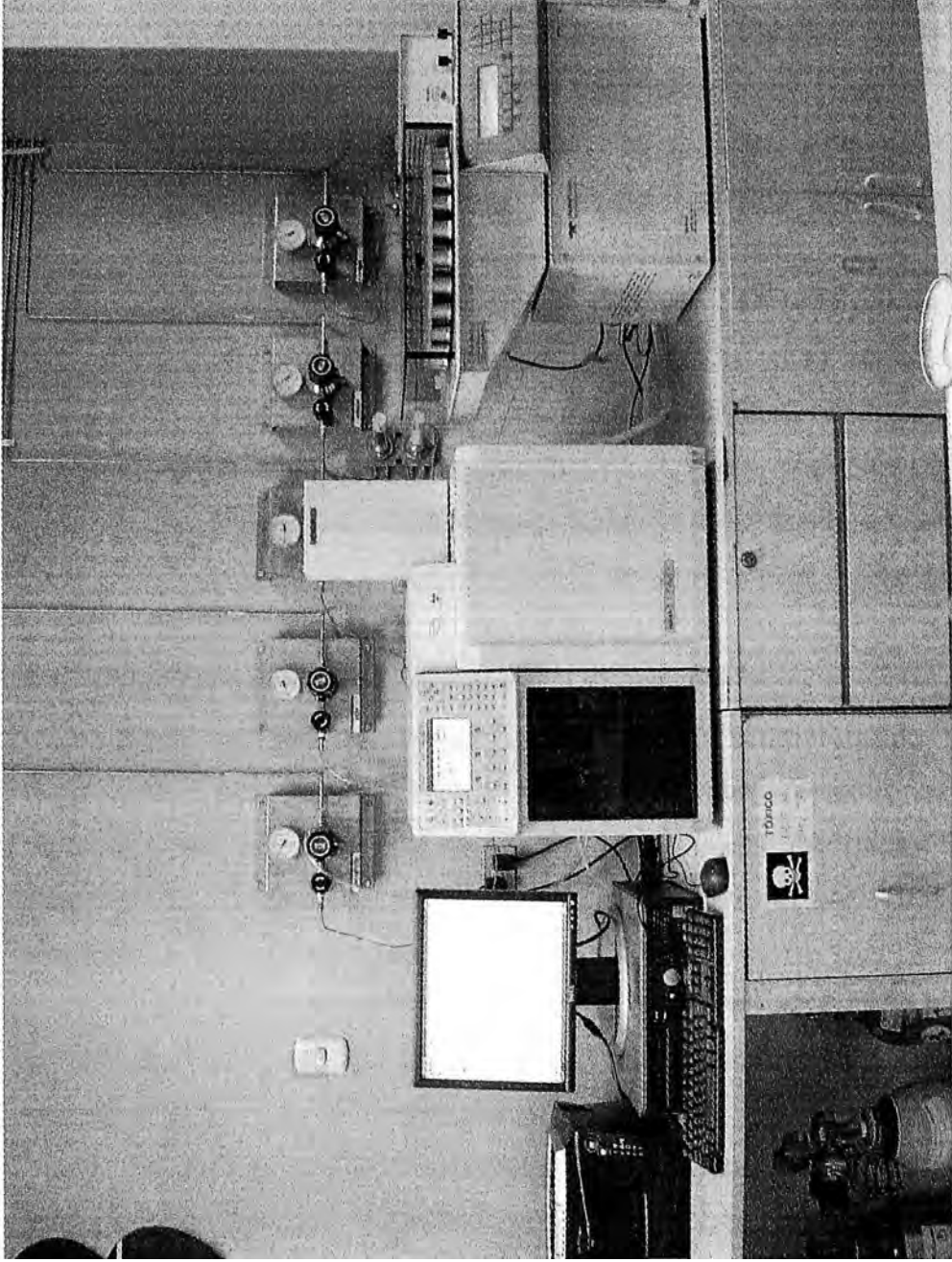


Figura 3.1 Foto del laboratorio de análisis de aceite

- **Color** Se mide la muestra en una escala. Cabe mencionar que lo más importante no es el color, es el cambio de color de aceite ya que de un fabricante a otro varía el color.
- **Densidad relativa o gravedad específica:** Se mide a 15°C
- **Sedimentos:** Es una inspección visual y para ser aceptable no debe detectarse ningún tipo de sedimento.
- **Contenido de inhibidor:** Este ensayo sirve para evidenciar que el aceite fuera aditivado en el porcentaje que contiene. Cuando el inhibidor se termina el proceso de oxidación se inicia.
- **Tangente delta** (factor de potencia): Mide la corriente de fuga a través de los contaminantes en suspensión en el aceite. Se mide a 25°C y 100°C este ensayo es muy importante, es capaz de detectar leves contaminaciones presentes en el aceite como los compuestos polares.
- **Humedad:** Mide el agua presente en el aceite en estado de suspensión, solución o emulsión. Con la temperatura se puede calcular el porcentaje de saturación.

3.2 Análisis de Gases disueltos en el aceite

Estos análisis se realizan mediante una cromatografía gaseosa y es una herramienta muy útil para la ejecución de un mantenimiento del tipo predictivo, la correcta evaluación de los resultados del análisis de gases de falla se puede diagnosticar lo que puede estar ocurriendo en el transformador como puntos calientes, efecto corona, arcos etc.

Este análisis permite detectar fallas eléctricas en estado incipiente (intensidad y localización probable), deterioro del aislamiento sólido, fallas de fabricación (Efecto corona, material de fabricación pobre).

Este análisis permite detectar fallas eléctricas en estado incipiente (intensidad y localización probable), deterioro del aislamiento sólido, fallas de fabricación (Efecto corona, material de fabricación pobre).

La causa de falla puede dividirse en efecto corona, pirolisis o calentamiento térmico y arco. Estas categorías difieren en la intensidad de energía que disipan. La

mas severa intensidad de disipación de energía ocurre cuando hay arco, menos intensidad cuando hay calentamiento y menos por efecto corona.

Los gases se pueden clasificar según la tabla N° 3.1 de Clasificación de Gases.

Tabla No 3.1 Clasificación de gases.

Gases (no son de falla)		Oxídos de Carbón	Hidrogeno e hidrocarburos
Oxigeno	O2	Monóxido de carbón	CO
Nitrógeno	N2	Dióxido de carbón	CO2
			Metano CH4
			Etano C2H6
			Etileno C2H4
			Acetileno C2H2
			Hidrogeno H2

Los gases acumulados en el aceite es el resultado de varia fallas cuyo resultado se da por la naturaleza de los materiales aislantes involucrados en la falla y por la propia falla es por eso que se puede clasificar por tipo de falla.

Tabla No 3.2 Clasificación de gases por tipo de falla.

Corona		Pirolisis		Arco
Aceite	H2	Aceite	Baja temperatura	CH4, C2H6
			Alta temperatura	C2H4, H2(CH4, C2H6)
	H2, CO, C			H2, C2H2(CH4, C2H6, C2H4)
Celulosa	O2	Celulosa	Baja temperatura	CO2(CO)
			Alta temperatura	CO(CO2)

En el caso de la falla por corona o descargas parciales se recomienda observar el comportamiento del equipo y evaluar la formación de gases (tendencia).

En el caso de calentamiento pirolisis del aceite se debe evaluar la formación de gases (tendencia).

En el caso de calentamiento del papel y el aceite hay el riesgo de falla por carbonización del papel, se recomienda evaluar la formación de gases y evaluar el grado de polimerización del papel.

En el caso de arco. se debe permanecer en alerta observando el equipo, evaluar la rapidez de la formación de gases, analizar los gases del rele buchholz y comparar con el análisis de gases del aceite y evaluar. Según los resultados programar para revisión de la parte activa.

Interpretación de los resultados obtenidos de la cromatografía de gases:

Tabla No 3.3 Interpretación de gases de la cromatografía de gases.

Gas	Normal	Sobre Límite	Diagnostico
	ppm <	ppm >	
Hidrógeno H ₂	150	1500	Corona, Arco
Metano CH ₄	25	80	Chispas
Etano C ₂ H ₆	10	35	Sobrecalentamiento
Etileno C ₂ H ₄	20	150	Severo sobrecalentamiento
Acetileno C ₂ H ₂	15	70	Arco
Monóxido de carbono CO	500	1000	Severo sobrecalentamiento
Dióxido de carbono CO ₂	10000	10000	Severo sobrecalentamiento
Nitrógeno N ₂	1-10%	-	-
Oxígeno O ₂	0.2-3.5%	-	-
Total de gases combustibles	30	500	Indica descomposición observar la tendencia

Tabla No 3.4 Tipos de Falla.

Tipo de falla	Cod	Descripción
Descargas parciales	DP	Descargas en cavidades de gas resultado de un incompleto impregnado, alta humedad en el papel, cavitación o supersaturación de aceite.
Descargas de baja energía	D1	Chisporroteo o arco entre malas conecciones, diferencias de potencial de anillos de campo, toroides, discos cercanos o conductores de bobinado. Descargas entre el aislador y el tanque, alto voltaje y tierra con el bobinado o paredes del tanque.
Descargas de alta energía	D2	Descargas o arco de alta energía local. Cortocircuitos entre bajo voltaje y conductores adyacentes alrededor del flujo magnético principal,
Falla térmica Temp.<300°C	T1	Sobrecarga del transformador en situaciones de emergencia. Restricción de flujo en los bobinados Pérdida de flujo en viga humedad del yugo.
Falla térmica 300°C < Temp.< 700°C	T2	Contactos defectuosos. Corrientes circulantes. Desgaste del aislamiento entre conductores del bobinado paralelos.
Falla térmica >700 °C	T3	Grandes corrientes circulantes entre el núcleo y el tanque. Corrientes bajas en las paredes del tanque creadas por un alta descompensación del campo magnético.

Existen varios métodos de análisis de gases que pueden generar en un correcto diagnóstico de falla. El método que abajo se indica es el de relación de gases como abajo se indica.

Tabla No 3.5 Interpretación por relación de gases.

Tipo de Falla	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6
Descargas Parciales		<0.2	
Sobrecalentamiento	>0.2		
Falla térmica	<0.2		

También se puede decir que la presencia de monóxido de carbono significa la destrucción de celulosa por sobrecalentamiento de aislamiento sólido. La presencia de acetileno no da un indicativo que el transformador tiene descargas eléctricas. La presencia de acetileno nos indicaría que existe un sobrecalentamiento del aceite debido a puntos calientes en el transformador.

De la experiencia a lo largo de diferentes análisis en laboratorio y las variadas técnicas de interpretación como la anteriormente mostradas análisis de gas clave, técnica de ratios de Rogers se puede decir que el Hidrógeno y metano se producen en grandes cantidades en temperaturas entre 150 y 300 °C cuando la temperatura aumenta se produce gran cantidad de etano y etileno, el etileno es un indicativo de alta temperatura. A temperaturas mayores a los 700°C grandes cantidades de hidrógeno y trazas de acetileno pueden ser encontradas. Descargas de baja energía producen hidrógeno y metano en pequeñas cantidades, así como puede encontrarse pequeñas partes de acetileno, a medida que la intensidad de la descarga se incrementa se incrementa considerablemente la concentración de acetileno. CO Y CO₂ se produce por la descomposición del papel.

3.3 Supervisión del relé Buchholz

Este relé actúa por la acumulación de gases, luego de su actuación se debe tomar una muestra de los gases producidos y con un kit de análisis se puede detectar que tipos de gases falla y con esto se puede diagnosticar lo que puede estar ocurriendo en el transformador. Estos resultados se deben comparar con los obtenidos de los análisis de gases del aceite.

3.4 Análisis de Furanos

El aislamiento sólido madera, cartón y papel son sensibles al calor, humedad y a los compuestos ácidos, que provocan su envejecimiento que se manifiestan perdiendo su flexibilidad que puede llegar a quebrarse. Al envejecer el aislamiento en un transformador se genera un producto de esta degradación térmica de la cadena celulosa llamados compuestos furánicos cinco (5), 2-Furaldehido ; Furfuril alcohol ; 2-Acetilfulfural ; 5-Metil-2-furfuraldehido y 5-Hidroximetil-2-furaldehido,

Que esta soluble en el aceite, concentraciones altas del compuesto predominante llamado 2-Furfuraldehido o 2 fulfural son una indicación clara de la degradación de la celulosa. Temperaturas altas pueden causar una carbonización de este compuesto furánico así como también un tratamiento de aceite reduce la concentración de este compuesto es por eso muy importante tener una prueba inicial para analizar el envejecimiento del transformador.

Valores del orden de partes por billón (ppb) son normales, hay una tendencia de inflexión en la curva de envejecimiento cuando los valores de furfuraldehido están en el orden de pocas partes por millón (1 a 5 ppm).

El ensayo de contenido de Furfuraldehido viene siendo utilizado actualmente, como una técnica de control del envejecimiento, como un procedimiento de control preventivo y casi nunca para decidir sobre el fin de vida útil de un equipo.

Para este análisis no es necesario analizar el papel se obtiene de la muestra de aceite. Los primeros indicios de este proceso de degradación se pueden obtener de una cromatografía de gases al tener un crecimiento de la concentración del monóxido de carbono (CO) desproporcionado de la concentración de dióxido de Carbono (CO₂).

El control periódico de este compuesto y derivados furánicos en el aceite pueden anticipar fallas y garantizar la vida útil extendida del transformador.

Tabla No 3.6 Contenido de furanos de transformadores >30 años
Contenido de Furanos

MUESTR A	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	2-furfuraldehido (ppb)
1	BROWN BOVERI TRAF B612697, 27.6 MVA TENSIÓN 153 KV. AÑO DE FAB: 1966	860 ppb
2	BROWN BOVERI . TRAF B612698, 27.5 MVA TENSIÓN 138.6 KV. AÑO FABRICACION: 1966	440 ppb
3	BROWN BOVERI, TRAF B6614369, 27.5 MVA TENSIÓN 138.6 KV AÑO FABRICACION: 1967	130 ppb
4	BROWN BOVERI, TRAF B614368, 27.6 MVA, TENSION: 153 KV AÑO FABRICACION: 1967	1450 ppb

Todos estos transformadores tienen más de 250 partes por billón (ppb) el aislamiento de papel se está degradando por lo que deben tomarse una muestra directa del papel cuando se tenga una parada para analizar el Grado de Polimerización para ver el estado del aislamiento.

Al transformador número 3 tiene 130 ppb que es menor que 250, por lo que no le corresponde la cantidad pequeña de furanos debido a que tiene 35 años de edad, si se le realiza un servicio de tratamiento o regeneración se reduce el contenido de

furanos por lo que con una prueba de grado de polimerización se puede determinar el estado de su aislamiento.

3.5 El Grado de Polimerización y la extensión de la vida útil del transformador

3.5.1 Grado de Polimerización

Este tipo de análisis sirve para valorar el estado del aislamiento de papel que encinta los conductores de cobre de las bobinas para mantener su geometría. El papel que se usa es el Kraft cuya base de fabricación es la celulosa que cuando esta bajo una temperatura sobre los 60°C se degrada disminuyendo su Grado de polimerización (G.P.). Esta prueba se realiza tomando una muestra del papel directamente a diferencia del análisis de furanos que se toma del aceite. El GP proporciona una estimación del tamaño medio del polímero de las moléculas celulosas en materiales como papel y el cartón. Para el transformador numero 4 se estimo el GP en 350, interpolando con los limites mencionados la vida útil remanente del equipo es de 10 años. Para poder tomar esta muestra se debe desencubar el transformador y seria conveniente tomar muestra a la capa interna, media y externa del bobinado. Fabricantes de transformador recomiendan tomar muestras al bobinado de AT y BT (10 muestras), también al bloque de presspan para identificación de impurezas (3 muestras), la muestra debe de tener el nombre del cliente, subestación No de serie del transformador, Fecha y hora de la muestra, temperatura ambiente y el nombre del que tomo la muestra. La muestra no debe de ser mas de 20 g y estar embalada en embalaje plástico, la muestra de presspan debe de ser de 40-60 mm x 80 mm como mínimo Esta muestra también sirve para realizar el análisis visual e identificación de residuos como la existencia de sedimentos impregnados en la superficie del papel aislante, tales como partículas metálicas, oxido metálico, lodo, carbono, fibras, alteraciones inusuales del color etc.

3.5.2 Estudio de la extensión de la vida útil del transformador

El transformador de potencia es uno de los equipos mas importantes y caros del sistema Eléctrico de Potencia, este estudio ayudara al Ingeniero a cargo del equipo a recomendar la reparación, el reemplazo o revitalización del transformador.

El programa de revitalización o extensión de la vida útil del transformador tiene las etapas de:

- Identificación de los transformadores de interés para este programa.
- Logística del retiro o reemplazo del transformador para reducir al mínimo el tiempo de indisponibilidad.
- Transporte de estas unidades al lugar del servicio.
- Inspección visual y diagnóstico.
- Proyecto de revitalización o extensión de la vida útil.
- Fabricación y/o adquisición de componentes para la reposición y sustitución.

La Clasificación del riesgo se realiza mediante el diagnóstico por inspección de la parte activa, el análisis de gases, evaluación del estado actual de la parte activa.

La evaluación del estado de los aislantes se realiza mediante los:

- Métodos Directos, Medición del grado de polimerización y medición de la humedad del aislamiento de la parte activa.
- Métodos indirectos, Medición de la concentración del Furfuraldeido, Inferir el grado de polimerización GP a partir del análisis de furanos.

Con los valores medidos se calcula el tiempo prolongado de vida residual media.

Se calcula el tiempo para revitalizar o extender la vida útil del transformador.

Se calcula la elevación de la expectativa de vida

Se hace el Análisis de costos de revitalización vrs reemplazo.

Se procede con la ejecución.

3.6 Análisis de PCB

El PCB que significa Bifenilo Policlorado es un tipo de hidrocarburo clorado ampliamente utilizado para diversos usos industriales desde aproximadamente 1960, por su estabilidad y resistencia al calor, no inflamabilidad y alta constante dieléctrica se aplicó en la fabricación de transformadores y capacitores. El PCB asociado a componentes orgánicos y biológicos tienen efectos nocivos en el sistema inmunológico, reproductor, gastrointestinal y está clasificado como un agente cancerígeno. En presencia de oxígeno y a temperaturas entre 300 y 1000 C° genera

las peligrosas dioxinas policloradas y furanos. Existe una tecnología que puede ser considerada como una de las de mayor eficacia y respeto al medio ambiente. Asegura la destrucción total del PCB en tanto que permite la recuperación de hasta el 98% de la masa sólida del transformador con una contaminación inferior al 2%. El disolvente contaminado es sometido a un proceso de destilación para la separación del PCB, volviendo a ser utilizado en los nuevos tratamientos. A diferencia de otras tecnologías, en el este proceso de descontaminación de no se aplican altas temperaturas, eliminándose así el riesgo de generación de dioxinas. El reducido volumen de desechos y su menor toxicidad permiten asegurar que se trata de la tecnología más respetuosa con el medio ambiente. Las empresas de prestigio y de compromiso con el medio ambiente no dan servicios a estos equipos contaminados con PCB por lo que se requiere tener mucho cuidado cuando se poseen estos pensando en realizar su reemplazo. Existen en el mercado empresas que dan el servicio de reemplazo de transformador contaminado por uno libre de PCB, Las empresas de prestigio y de compromiso con el medio ambiente no dan servicios a estos equipos contaminados con PCB por lo que se requiere tener mucho cuidado cuando se poseen estos pensando en realizar su reemplazo. Tener en cuenta que aun cambiando el PCB por aceite el transformador sigue contaminado con PCB. La EPA (Agencia de protección del Ambiente EEUU) concluyo que un transformador que tenga liquido dieléctrico con menos de 50ppm puede funcionar sin medidas de seguridad adicionales a las que se le debe de dar a un transformador con aceite libre de PCB. El reporte de análisis de PCB indica la concentración de PCB en PPM, el limite detectable en este tipo de análisis es de 2PPM. Existen descartadores de la presencia de cloro (componente del PCB) en el aceite, es barato y rápido (menos de 05 minutos), la ventaja de estos reactivos es que pueden dar falsos positivos pero no dan falsos negativos, cuando se tenga un indicador de positivo ya se puede ir a un análisis cromatográfico para determinar el valor exacto de la contaminación. Se debe tener cuidado cuando se usa aceite de relleno o en un programa de mantenimiento en donde se puede contaminar el transformador. Se tiene algunas recomendaciones para tener un control y evitar la contaminación de transformadores nuevos o antiguos fabricados libres de PCB:

- Hacer un inventario de todos los dispositivos que pueden contener PCB (transformadores, capacitores)
- Verificar si se realizaron servicios de mantenimiento (regeneración, cambio parcial de aceite) mantener el historial de cada transformador.
- Verificar el almacenaje de cilindros con Askarel (líquido del PCB) usado para relleno y hacer una disposición de esos cilindros con Askarel
- Disposición de todos los capacitores, transformadores contaminados >50 ppm
- Verificar la contaminación de transformadores con aceite.

Si la presencia de PCB en el dieléctrico del transformador supera las 500ppm el equipo debe de ser considerado como de PCB puro con uso restringido y en algunos sitios directamente prohibido como en lugares de elaboración de alimentos, medicinas, edificios públicos, la vía pública etc.

La manipulación de estos equipos contaminados se debe de realizar con equipos de seguridad para residuos químicos peligrosos y con personal entrenado en el manejo de estas sustancias como en la figura 3.2 de un trasvase de aceite dieléctrico contaminado con residuos peligrosos como el PCB.

El criterio de la EPA cuando un equipo eléctrico debe ser dispuesto finalmente sus componentes no pueden ser superiores a :

Sólidos metálicos 10ug/dm²

Sólidos porosos 50ppm

Aceites minerales 2ppm

Se recomienda que los responsables de mantenimiento realicen la siguiente etapa de gestión:

Etapas de Clasificación.- Implica realizar el análisis de los líquidos a fin de saber la posible presencia de PCB y con esta información realizar el inventario de todos los aparatos contaminados según el nivel de contaminación:

Hasta 49ppm

Entre 50 y 499 ppm

500 ppm o mas

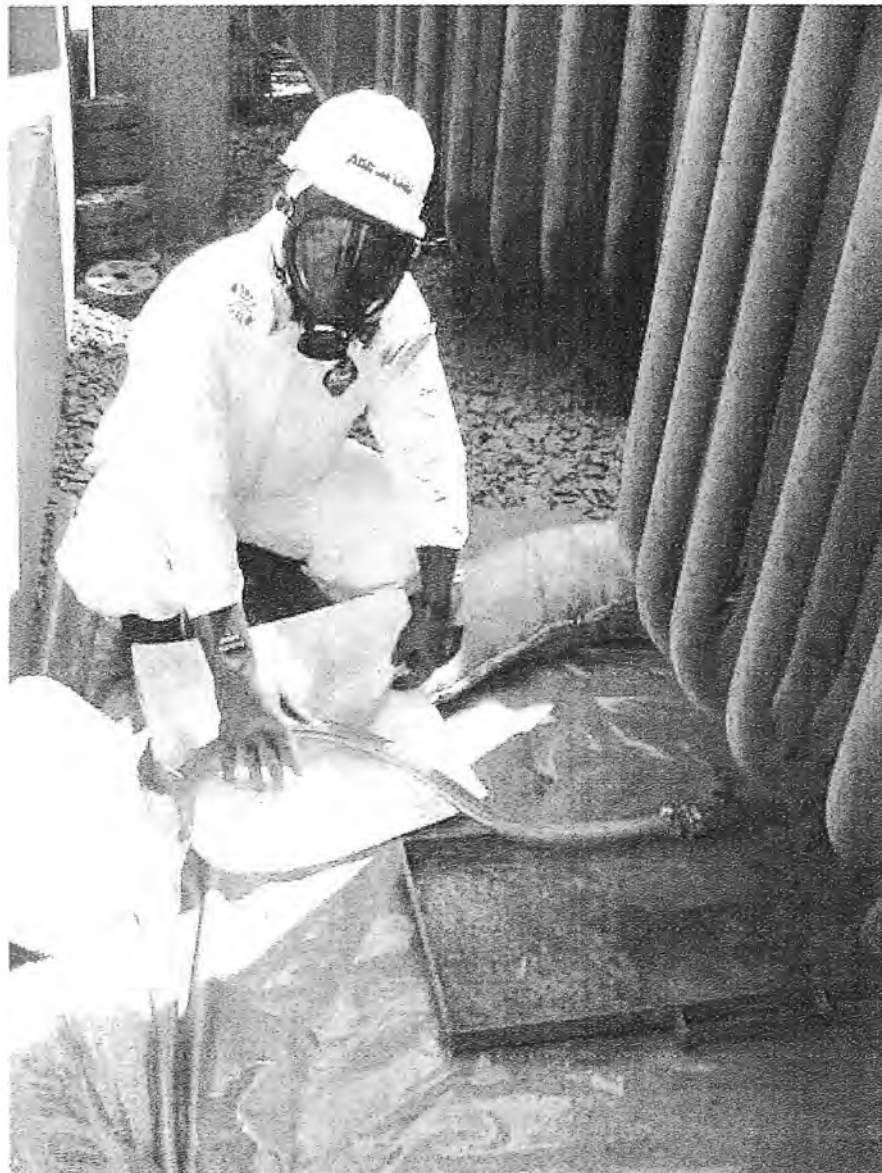


Figura 3.2 Manipulación de accesorios de equipos contaminados con PCB

Etapas de reclasificación.- Consiste en realizar trabajos que permitan llevar por lo menos las contaminaciones de nivel medio y altos a la condición a) (hasta 49ppm), con esto no necesitaremos medidas de seguridad especiales, coberturas de seguros especiales.

Etapas de disposición final.- Implica realizar la disposición de todos los componentes sólidos como los líquidos sean eliminados por empresas especializadas y autorizadas para tal fin.

3.7 Aplicación termográfica infrarroja a los transformadores de potencia

La técnica de la termografía infrarroja permite detectar sin contacto físico y a distancia del equipo a analizar cualquier falla que se manifieste mediante cambios de su temperatura sobre la base de medición de los niveles de radiación sobre los niveles del espectro infrarrojo.

Por lo general antes de producirse una falla electromecánica se manifiesta mediante la generación de calor que se traduce en la elevación de la temperatura comienza a manifestarse con pequeñas variaciones, que al ser detectadas y comparadas para la detección de la falla incipiente que pueden producir en el futuro una salida de servicio del equipo. Ver figura 3.3 de termografía en transformadores.

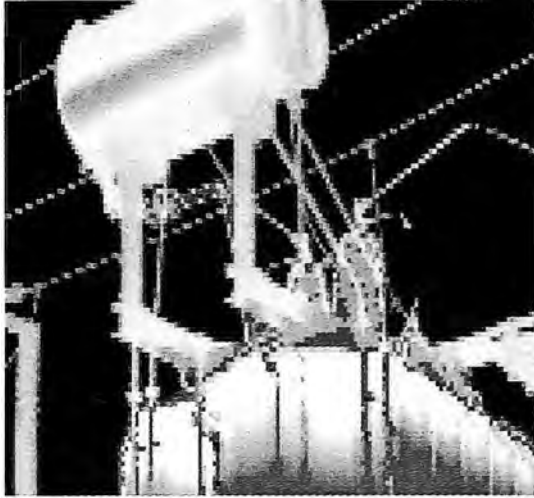
Mediante esta técnica se pueden detectar componentes defectuosos que al tener un incremento fuera de lo normal su resistencia óhmica eleva su temperatura entre las causas que originan estos defectos están: Las conexiones desajustadas, conexiones oxidadas, contactos sucios, degradación del aislante etc.

El principio para esta técnica es que todo elemento o equipo emite energía desde su superficie cuanto mas caliente este el equipo mas energía irradia.

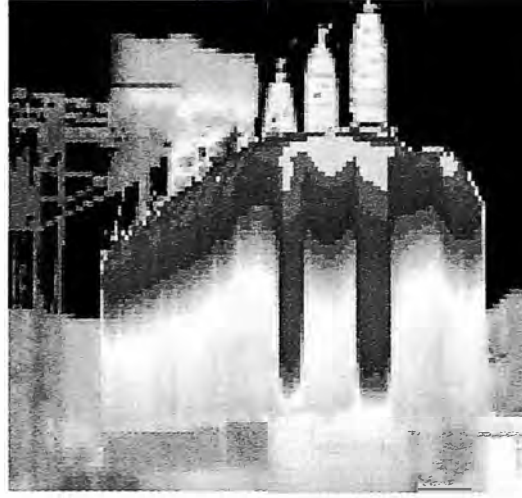
Si un objeto absorbe mas energía que la que irradia se considera frío de contrario se considera caliente. Cuanto mas frío esta el equipo mayor es la longitud de onda en la que irradia. Esta energía infrarroja invisible al ojo humano puede ser detectada mediante equipos de termografía infrarroja.

Mediante este método se puede detectar presencia de lodo en el tanque de expansión, fuga de aceite en el transformador, daños en alguna fase del transformador. Bloqueo de los refrigerantes del transformador, puntos calientes

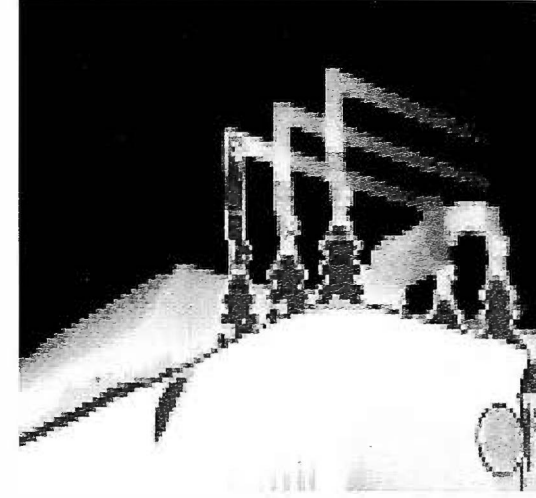
El seguimiento mediante cambio de temperatura se puede clasificar como:



**Lodo en el
Tanque de expansión**



**Flujo de aceite en el
transformador**



**Daño de una fase de
corriente.**

**Figura N°3.3 Aplicación de termografía infraroja
en transformadores de potencia.**

Tabla No 3.6 Incremento de temperatura y tipo de falla.

Incremento en la temperatura	Tipo de falla
1 a 5 °C	Incipiente
5 a 15 °C	Ligeramente Severo
15 a 25 °C	Severo
25 a 35 °C	Critico
Mayor a 35 °C	Peligroso

Es recomendable tener una termografía infrarroja inicial el transformador y accesorios para tener una base de comparación en el mantenimiento predictivo.

Caso: Se tomo la muestra en un transformador de potencia con contenido de Acetileno C₂H₂ 2650ppm, Etileno 3100ppm y Metano 2000ppm según el triangulo de Duval nos da una descarga de alto contenido de Energía, complementado con las pruebas de campo y la inspección de la parte activa se pudo verificar que se trataba de una sobretensión recibida en el lado de AT, que finalmente tuvo una descarga de alta energía perforado el aislamiento y aperturando espiras del transformador.

3.8 Detección de fallas mediante ultrasonido

Con esta técnicas se puede detectar Arcos voltaicos, seguimiento y descarga por efecto corona ya que producen ultrasonido en el lugar de emisión. Las descargas eléctricas se pueden ubicarse escaneando un área con el equipo de ultrasonido. La señal se escucha como un sonido de fritura o zumbido en los audífonos. También luego de una reparación del tanque se puede detectar fugas de presión o vacío, mientras más cerca de la descarga esté el instrumento, más intensa es la señal. Además del transformador también se pueden aplicar a otros equipos eléctricos. Este técnica permite localizar e identificar problemas potenciales. Ver figura N° 3.4

3.9 Medición de descargas parciales y prueba de medida de factor de potencia de los bobinados

3.9.1 Descargas parciales

Son pequeñas descargas eléctricas producidas en una burbuja de gas presente en un medio aislante, cuando el nivel de tensión aplicado excede el valor



Figura N° 3.4 Equipo de ultrasonido

crítico el gas se ioniza y se forma un arco eléctrico generándose la descarga. El análisis de descarga parcial es un método normal para determinar la calidad del aislamiento eléctrico que pueden ser causadas por falla de diseño, mala fabricación, daño mecánico. La habilidad para medir bajos niveles de descarga parcial se denomina sensibilidad. Los diferentes aislamientos tienen diferentes niveles de descarga parcial. Rango de niveles aceptables son de 2pC a 1000pC (pc:picocolumb). Ver Figura N° 3.5.

3.9.2 Prueba de medición de factor de potencia de los bobinados

El factor de potencia de un aislante es el coseno del ángulo entre la corriente de carga y la tensión aplicada, también se puede decir que es la medida del componente de energía de la corriente de carga. Se expresa en forma porcentual como la cantidad de potencia activa (de pérdidas) absorbida por el aislante respecto a la cantidad de potencia aparente cuando este es sometido a una tensión (esfuerzo eléctrico). Al medir el factor de potencia de un transformador se mide el sistema, terminales, líquido, papel, madera, etc. Como un aislante perfecto no consume potencia activa, un indicativo de la calidad o estado del aislante es la cantidad de potencia activa absorbida, si mayor es la pérdidas menor es la calidad del aislante. La prueba de factor de potencia se usa para calificar el estado del aislante, aplicado con una frecuencia se puede observar el envejecimiento del aislante permitiendo programar un mantenimiento para corregir antes de que el aislante falle. Todos los materiales aislantes que se usan para los transformadores de alta tensión (convenientemente secados) tienen muy bajas pérdidas dieléctricas y un bajo factor de potencia, si todas las otras propiedades permanecen iguales un incremento en el factor de potencia se puede relacionar a un incremento en contenido de humedad, por lo que también para el monitoreo del grado de sequedad de los transformadores en Fábrica o en las instalaciones de servicio. Los cambios en la capacitancia normal de un aislante indican la presencia de humedad, secciones del condensador cortocircuitadas en el bushing de entrada o interrupciones en los blindajes de tierra de los aisladores. La capacitancia en un aislante seco no es muy afectada por un aumento en la temperatura, en el caso de un aislante húmedo existe una tendencia de la capacitancia aparente a incrementarse con el aumento de temperatura. Entre

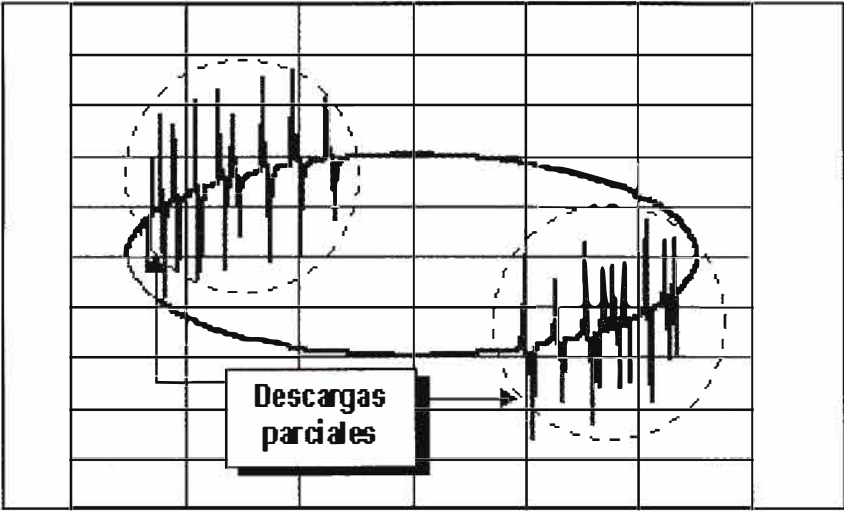
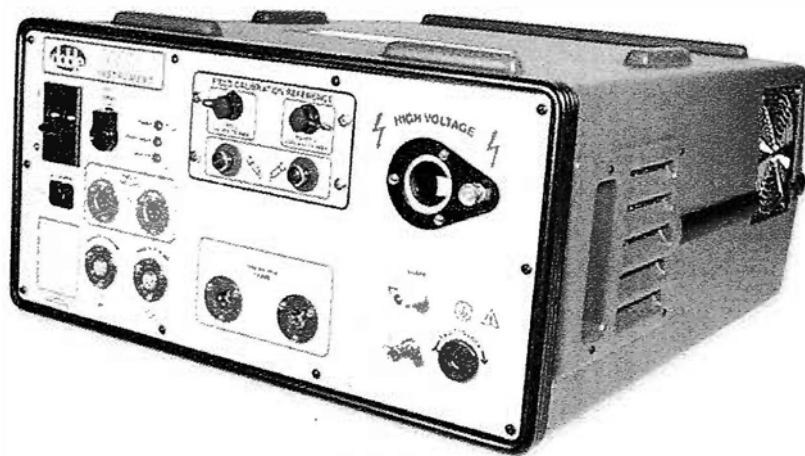


Figura N° 3.5 Medición de descargas parciales

los factores que influyen en la capacitancia esta la geometría de las bobinas y al encontrar variaciones considerables en las capacitancias se puede inferir en una deformación del bobinado por esfuerzos mecánicos provocados por cortocircuitos.

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Aparente}} \times 100 \quad 3.1$$

En la figura N° 3.6 mostramos un equipo para prueba de factor de potencia y un reporte de prueba.



Two Winding Transformer - Overall Tests

Location: QUAKER Special Id: A# 422-01
 Serial No: RHP-36761 CCT Desig: #1 BANK Date: Mar 21 1997

N	I	Test Connections				Test kV	Equiv. mA	10kV watts	% PWR FCTR		WIND meas C(pF)			
		ENG	GND	GAR	UST				meas	corr				
1		HIGH	LOW			10	35.960	0.903		1.01	9540	CH + CHL		
2		HIGH	LOW			10	12.220	0.353	0.29	0.29	1.01	CH	G	
3		HIGH		LOW		10	23.720	0.554	0.23	0.23	1.01	CHL (UST)	G	
4		Test 1 minus Test 2					23.740	0.550	0.23	0.23	1.01	CHL	G	
5		LOW	HIGH			8	94.390	7.359		1.01	25038	CL + CHL		
6	N	LOW		HIGH		8	70.670	6.838	0.97	0.98	1.01	CL	I	
7		LOW		HIGH		8	23.720	0.581	0.24	0.24	1.01	CHL (UST)	G	
8		Test 5 minus Test 6					23.720	0.521	0.22	0.22	1.01	CHL	G	
9		CH minus Bushing C1 Meas					8.301	0.190	0.23	0.23	1.01	2203.6	CH'	G
10		CL minus Bushing C1 Meas					64.961	6.476	1.00	1.01	1.01	17229	CL'	G

ID Screen Bushing Jump To Prev Date Next Date Save Exit

M4000 AUTOMATED INSULATION ANALYZER

Figura N° 3.6 Equipo para prueba de factor de potencia

CAPÍTULO IV MANTENIMIENTO PREVENTIVO

4.1 Cambio de aceite

Para realizar el cambio del aceite en forma efectiva es necesario que se realice un lavado previo con aceite nuevo a alta temperatura para eliminar parte del agua y el lodo contenido en el equipo. Tener en cuenta que un cambio simple del aceite no mejora la condición del transformador dado que mas del 99% del agua que tiene el equipo se encuentra disuelta en la celulosa del transformador. Para realizar el cambio de aceite se debe de tener en cuenta lo siguiente:

- Realizar los trabajos en un ambiente seco o de baja humedad.
Evitar la exposición prolongada del núcleo del transformador al aire húmedo o a cualquier gas con humedad relativa mayor a 85%, esto se realiza con la finalidad de evitar que la humedad se transfiera al papel y madera del núcleo.
- Sacar la mayor cantidad posible del aceite usado del transformador.

4.2 Secado del aceite

El secado del aceite para transformadores puede ser realizado mediante la maquina de tratamiento de aceite que calienta el aceite mediante unas resistencias y luego pasa a la cámara de vacío para eliminar el agua, al final pasa por un filtro para eliminar las impurezas.

4.3 Secado del sistema dieléctrico

El secado es necesario para el buen funcionamiento del transformador, en la fábrica se realiza en instalaciones especialmente diseñados para este fin, como el horno autoclave. Si la parte activa del transformador fue sacado del aceite por mas de 12 a 48 horas según las condiciones del ambiente y el nivel de tensión deberán ser secados nuevamente.

4.4 Tratamiento de aceite mediante termovacio

Este es un servicio que se realiza filtrando y desgasificando el aceite del transformador con el objetivo de mantener el aceite del transformador en condiciones adecuadas para su buen funcionamiento. El procedimiento consiste en : Se bombea a presión el aceite pasando por un filtro inicial grueso para partículas, luego se calienta por medio de resistencias y a una temperatura de 70°C ingresa a la cámara de alto vacío para eliminar gases, burbujas y deshidratar el aceite, el circuito se le adiciona el inhibidor (antioxidante) para finalmente pasar a través de un filtro fino y finalmente al transformador. Este proceso se repite hasta lograr las condiciones prefijadas como se muestra en la figura N° 4.1 pero sin los tanques de regeneración que es para el proceso de eliminación de lodo. Con la Deshidratación y Desgasificación Bajo Vacío se logra reducir dentro de los límites normales los p.p.m. el agua disuelta o emulsionada. en el aceite, también desgasificamos el aceite. Con la Aditivación conseguimos reponer al aceite inhibidores de oxidación para que no se oxide durante su nuevo uso rápidamente. En la figura N° 4.2 se muestra una maquina de tratamiento de aceite mediante termovacio.

4.5 Eliminación del lodo del aceite

El aceite en el transformador tiene las funciones de proporcionar enfriamiento, aislamiento y protección del papel aislante. Cuando el aceite debido a que es un compuesto orgánico se oxida y degrada, forma productos que dañan el papel del transformador e inicialmente están en suspensión en el aceite y este aceite debido al proceso natural de envejecimiento alcanza las ciertas condiciones debe de ser reemplazado o procesado mediante una regeneración. Si no se realiza el proceso de regeneración este lodo en suspensión comienza a depositarse en el transformador. La eliminación del lodo del transformador permite restablecer las propiedades físico químicas y eléctricas del aceite envejecido, reduce las sustancias coloidales en suspensión, productos de oxidación, compuestos polares (son los que dan la coloración oscura) y ácidos orgánicos. Este procedimiento consiste en pasar el aceite a través de tierras adsorbentes que retienen los compuestos polares producidos durante la oxidación mediante contacto con dichas tierras, luego pasa por un proceso de filtración mediante filtros, deshidratación bajo vacío reduciendo las ppm de agua

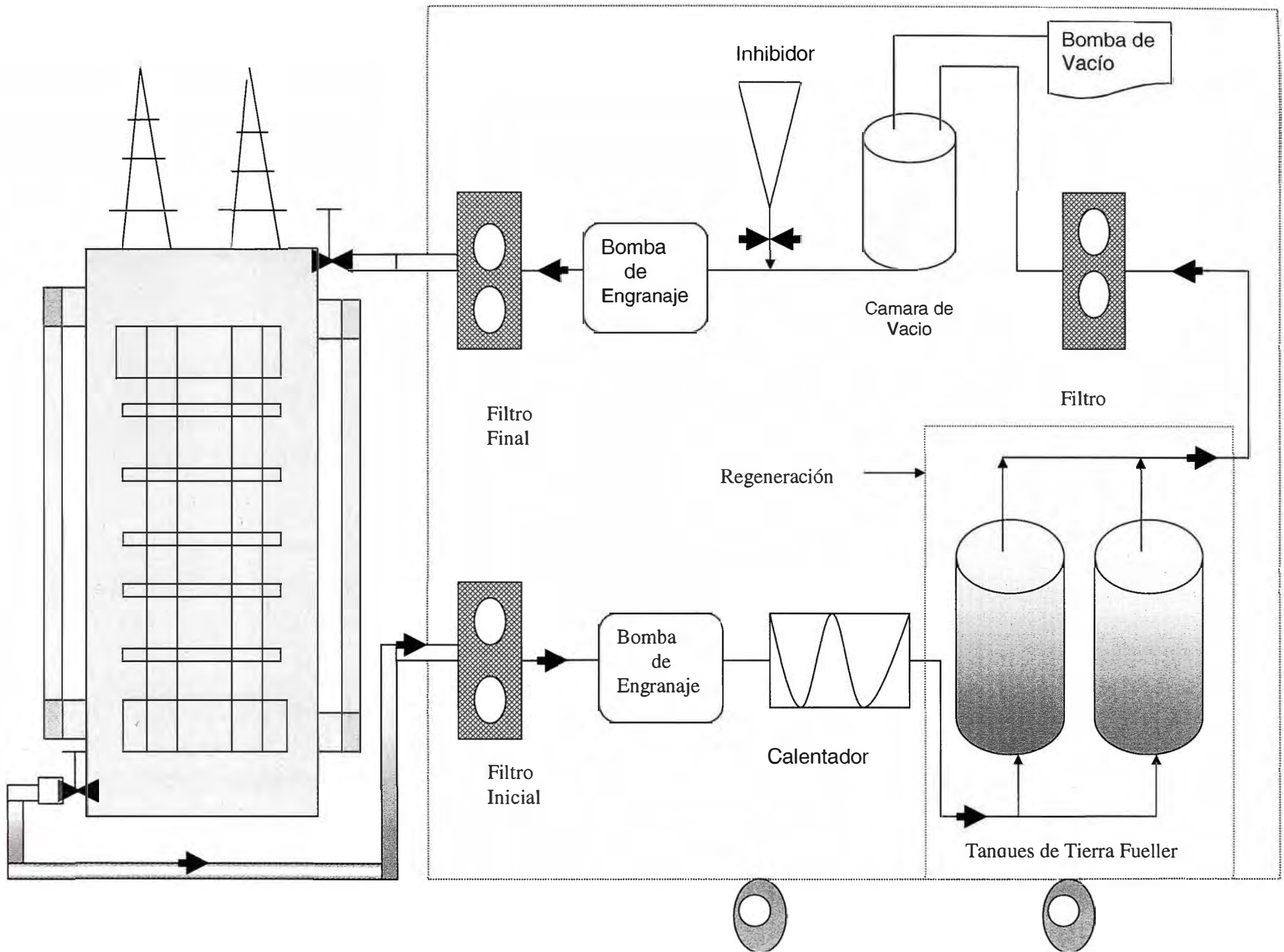


Fig. 4.1 Tratamiento de aceite mediante termovacio y regeneracion de aceite.

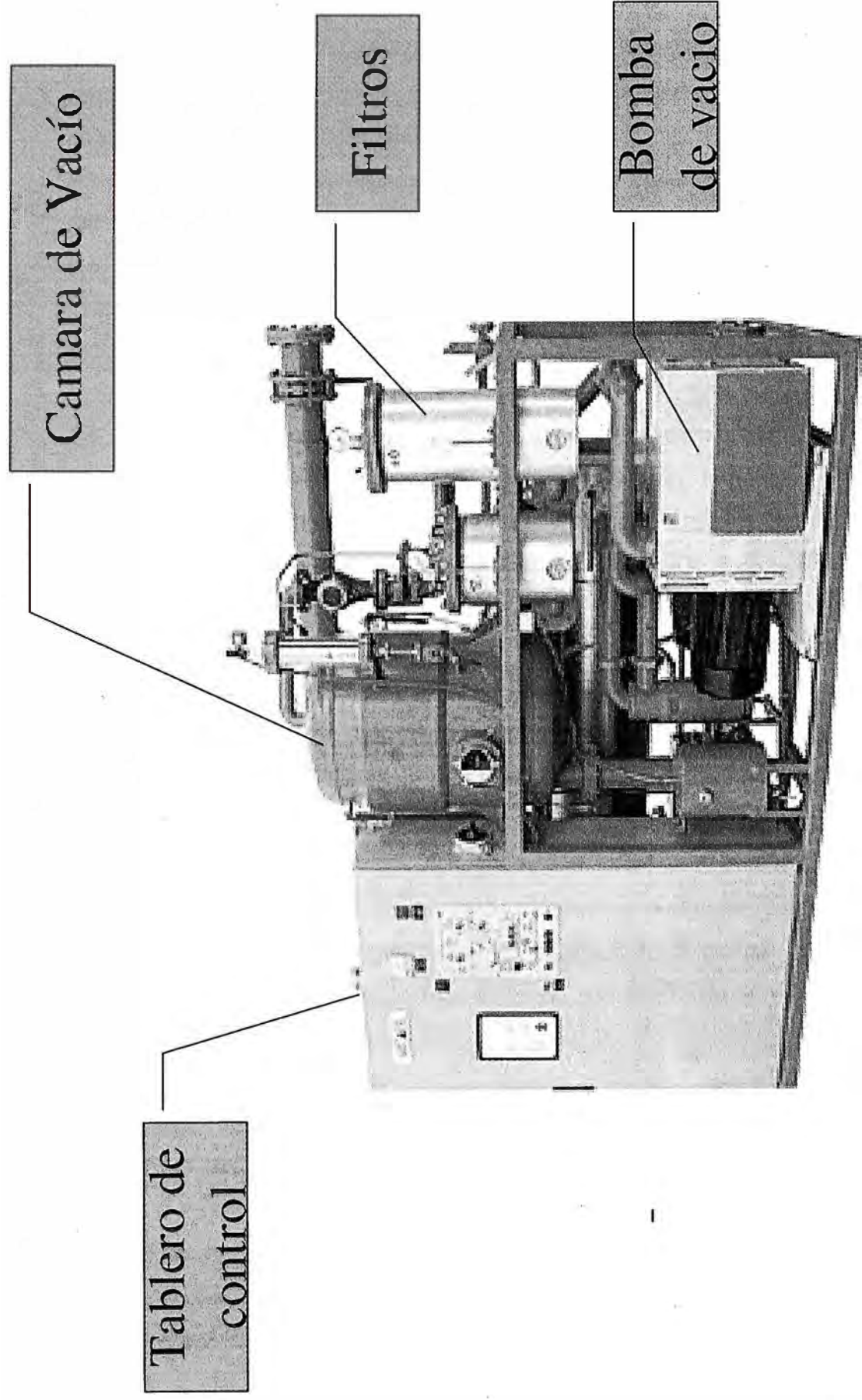


Figura N° 4.2 Maquina de tratamiento de aceite

disuelta en el aceite y desgasificación. Tomar en cuenta que parte del aceite se queda en la tierra adsorbente como merma (entre 5% y 10% del total). En la última circulación se adiciona inhibidor al aceite a fin de disminuir el efecto de envejecimiento causado por los productos que se encuentran en el aislamiento sólido del transformador. El proceso se termina una vez analizado el aceite y restablecido las propiedades del aceite. La combinación de estas técnicas hace que el Tratamiento de Regeneración efectuado, sea altamente eficaz y fiable para la recuperación de las propiedades Físico, Químicas y Eléctricas del Aceite tratado y la Limpieza del Devanado del Transformador sea efectiva Ver diagrama del proceso.

4.6 Eliminación del lodo depositado en el transformador

Este procedimiento es más largo y complicado debido a que se dejó que el lodo se precipite en la parte activa y en la cuba. En la primera etapa se debe de hacer circular por la máquina de desgasificado al vacío con calentamiento del aceite y filtrado (sin regeneración). Vaciar el aceite del transformador a un depósito auxiliar a través de la máquina de regeneración. Luego en el depósito auxiliar se filtra, seca y desgasifica bajo vacío mediante el procedimiento de circulación por la máquina de termovacio, Después de realizar el vacío al transformador (mínimo 24 horas) se rompe el vacío y con el fin de disolver los lodos endurecidos que se encuentran alojados en la celulosa del papel se introduce el aceite limpio a una temperatura por encima de su punto de anilina (temperatura crítica de disolución) este aceite se calienta con la máquina de termovacio (sin regeneración) y se hace circular limpiando la parte activa (mínimo 24 horas). Nuevamente se vacía el aceite al tanque auxiliar, se regenera nuevamente el aceite, se le agrega inhibidor y a través de la máquina de termovacio se vuelve a llenar el transformador.

4.7 Limpieza y reparación del transformador, operación que incluye el desencubado de la parte activa

Para realizar un mantenimiento integral al transformador cuando presenta falla interna o cuando la relación tensión interfacial y número de neutralización según la tabla este en extremadamente malo y marginal por la formación de lodos es necesario proceder a un desencubado y lavado de la parte activa del transformador, de presentar falla en el bobinado o no prestar garantía de un buen funcionamiento

luego de la inspección interna será necesario realizar un rebobinado, luego debe de ser secado en el horno bajo vacío, se procede también al lavado de la cuba, limpieza exterior, soldado en las zonas de fugas, prueba de hermeticidad de los radiadores, lavado y secado de los terminales de alta tensión y baja tensión. Luego de este proceso se inicia el encubado de la parte activa, la impregnación con un aceite nuevo o regenerado, cambio de las empaquetaduras, reposo y purgado de aire, finalmente la ejecución de las respectivas pruebas como son:

- Análisis de aceite (físico químico)
- Tensión inducida
- Tensión aplicada
- Relación de transformación
- Corriente de vacío y con carga

CAPÍTULO V ANÁLISIS ECONOMICO

5.1 Análisis económico del servicio de mantenimiento

Hoy en día con mas énfasis las empresas buscan maximizar sus beneficios y exigen a las áreas técnicas evaluar en forma técnica y económica las cotizaciones, además se incluye el control de pérdidas, es decir tener en cuenta la seguridad, saludo ocupacional y el medio ambiente, es importante por lo tanto al evaluar empresas que presten servicios que tengan en cuenta estos aspectos.

Se muestra en la tabla N° 5.1 algunos precios referenciales de servicios al transformador, se coloco el precio referencial de un transformador nuevo para poder comparar los distintos servicios ya que algunos de ellos están en función a la capacidad del transformador, cantidad de aceite, como es el servicio de tratamiento de aceite.

También muy cerca al final de la vida útil del transformador o pasado los 20 años se evalúa la extensión de la vida útil del transformador y si según el diagnostico se encuentra que esta muy cerca al final se debe de evaluar la posibilidad de rebobinar que puede costar hasta un 65% de uno nuevo o comprar uno nuevo.

Los análisis físico químico, cromatográficos, de PCB, de furanos se hace al aceite y no dependen del tamaño ni cantidad de aceite del transformador.

TABLA N° 5.1 PARA EL ANALISIS ECONOMICO DEL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO	
		UNIDAD	CANTIDAD	P.U.	TOTAL
				US\$	US\$
A	SUMINISTRO				
1.0.0	Transformador de Potencia trifasico 40 MVA 138/13.8 KV	U	1	550000	550000
B	SERVICIOS				
1.0.0	Analisis Fisico Quimico	U	1	100	100
	Analisis Cromatografico	U	1	100	100
	Analisis de contenido PCB	U	1	150	150
	Analisis de Furanos	U	1	250	250
	Analisis de Grado de Polimerizacion	U	1	350	350
	Termografia a un transformador	U	1	400	400
	Medicion de factor de potencia de bobinas	U	1	850	850
	Mantenimiento de conmutador bajo carga	U	1	1300	1300
	Diagnostico de vida util	U	1	8000	8000
	Tratamiento de aceite por termovacio	U	1	9000	9000
	Tratamiento de aceite por regeneracion	U	1	14000	14000
	Mantenimiento integral con desencubado de parte activa	U	1	18000	18000
	Rebobinado del transformador para extension de la vida util	U	1	360000	360000

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Lo mas importante es establecer un plan de mantenimiento para asegurar que todos los transformadores continúen desempeñado las funciones deseadas para cumplir con el objetivo de garantizar la disponibilidad y confiabilidad planeadas de los transformadores, satisfaciendo los requisitos del sistema de calidad de la empresa y cumpliendo con las normas de seguridad y medioambiente maximizando el beneficio de la compañía.

El personal que se hará cargo de los transformadores debe de participar desde las pruebas finales de fabricación que se realizan a los transformadores nuevos, con esta información establecer los datos iniciales para comenzar el programa de mantenimiento, de esta manera seguir la tendencia de los parámetros que se registraran.

Se debe de contar con un cuadro de supervisión y mantenimiento de los transformadores que puede variar según el fabricante y según la criticidad del equipo (Ver anexo N°3).

Aplicar las técnicas predictivas y establecer sus propios niveles en base al uso y aplicación de los transformadores usando como referencia los de las norma y de fabricantes expuestos en esta tesis o de otra fuente relacionada.

Mantener una base de datos con los transformadores, además de los datos que se registran normalmente como la tensión, potencia, numero de fabricación, las dimensiones para transporte y el peso para el transporte para en caso que se tenga que transportar para reparación o mantenimiento se tenga la información al momento para minimizar el tiempo de coordinación con la empresa de transportes especiales.

Cuando actúa la alarma o el dispara del relé bulchholz este debe ser tratado como un evento importante y proceder al análisis de la composición de gases para determinar las acciones a seguir antes de que se produzcan daños mayores en el

transformador. La toma de muestra de gases con el transformador en servicio debe realizarse tomándose todas las precauciones de seguridad y guardando las distancias de las partes activas.

Se debe de tener un registro del análisis de contenido de PCB en los transformadores de potencia, este análisis debería de realizarse luego de cada servicio de tratamiento de aceite o mantenimiento integral porque es muy fácil de contaminarse con PCB si no se toman las medidas de precaución. En algunos países se establecen leyes que todo material conteniendo PCB con una concentración mayor a 50 ppm (0.005%) es considerado residuo peligroso y por lo tanto debe de ser descontaminado como medida de protección ambiental y conservación del medio ambiente. Al solicitar el servicio de descontaminación tener en cuenta que el manejo y disposición del PCB solamente puede ser realizado por empresas que cuentan con la autorización correspondiente emitida por la Dirección de Salud Ambiental (DIGESA).

El transformador en algunos casos es el aparato eléctrico en el cual el operador comete las mayores condiciones subestandar de operación sometiendo el transformador a sobrecargas continuas sin haberse contemplado estas sobrecargas en el diseño, sin la protección adecuada, con un pobre programa de mantenimiento considerando a este equipo estático y construido correctamente sin contemplar que tal trato se traduce en una reducción continua de la vida útil de equipo.

Así como el excesivo calor la humedad es enemiga del transformador por lo que se debe tener siempre el desecador (silicagel) en buenas condiciones cambiándolo cada vez que sea necesario, evitar fugas de aceite y buenas conexiones mecánicas evitando el ingreso de humedad al aceite en cantidades mayores a las permitidas de lo contrario el aceite cederá humedad al aislamiento haciendo que este se envejezca y destruya.

Mantener siempre operativas las protecciones del transformador.

Cuando se le realice el tratamiento de aceite con el transformador energizado se debe de tener todas las protecciones conectadas, se da el caso de que para evitar que el transformador salga de servicio durante el mantenimiento desconectan el relé

buchholz, ante una falla este relé no actúa causando mayores daños al que se hubiera expuesto el transformador estando sus protecciones activas.

El mantenimiento del transformador debe obedecer a un plan y no solo ejecutar el mantenimiento solo cuando presente un funcionamiento inadecuado. Se debe evitar que el transformador funcione con los parámetros del aceite fuera de sus límites admisibles, cabe mencionar que las empresas aseguradoras no cubren un siniestro si es que el equipo está operando fuera de los límites admisibles..

Con la llegada de equipos y maquinaria electrónica se ha introducido armónicos en la red que pueden causar sobrecalentamiento en el transformador especialmente si no se han considerado en el diseño. Es importante tener un análisis de armónicos en la red donde está conectado el transformador.

Tener especial cuidado en transformadores que tienen sobrecargas ya que son muy perjudiciales sobre todo si no se ha tenido en cuenta estas características en el diseño, tener en cuenta que el proceso de calentamiento en el transformador transcurre al cuadrado de la carga, si duplicamos la carga cuadruplicaremos el efecto térmico.

En el anexo N°2 hay un formato para llevar el seguimiento del análisis físico químico y cromatográfico de los transformadores de potencia.

En el anexo N°3 se muestra un cuadro de supervisión y mantenimiento sugerido a los transformadores que puede variar según el fabricante y según la criticidad del equipo.

En el anexo N°4 se muestra un análisis cromatográfico de un transformador que tuvo una descarga interna, esta herramienta de análisis como mantenimiento predictivo es excelente.

En el anexo N° 5 se muestra un transformador que tuvo una descarga interna en una de sus fases, es lo que se quiere evitar con el uso del procedimiento de supervisión y mantenimiento de transformadores.

Se adjunta el anexo N° 6 el catálogo del servicio de eliminación de aceites contaminados con PCB y limpieza y reciclaje de equipos eléctricos contaminados con PCB. También se adjunta el anexo N°9 de fotos en Alemania de la planta de eliminación de equipos contaminados con PCB.

En el anexo N° 7 y N°8 se muestra un análisis de Furanos y PCB.

Para equipos en extremo críticos y ante la potencial generación de pérdidas por multas derivadas de la ley de la calidad de la Energía en el caso de las empresas generadoras, distribuidoras o transmisoras de electricidad, ocasionadas por fallas de los transformadores o en el caso de empresas mineras o industriales en donde un fallo de los transformadores causa pérdidas de producción se puede hacer uso de avanzados sistemas de sensores, monitoreo y herramientas para la digitalización e integración de sistemas de supervisión control y protección de transformadores de potencia, utilizando equipos y sensores tipo IED (Intelligent Electronic Device). Tener en cuenta el costo y beneficio de uso de estos sistemas ya que la inversión inicial es alta.

Mencionamos algunos equipos tipo IED .

Monitor de Temperatura.- Supervisa la temperatura del aceite, bobinados, ambiente y el conmutador bajo carga, permite lectura remota, tiene funciones de protección, controla la ventilación forzada.

Supervisión de paralelismo.- Supervisa la posición del conmutador bajo carga, actúa en forma local y remota, el paralelismo de los transformadores.

Indicador de posición.- Supervisa la posición del conmutador bajo carga actúa local y remoto, se usa cuando no están en paralelo los transformadores.

Rele Supervisor de la membrana o bolsa de expansión. Supervisa la membrana usada en el tanque de expansión, asegurando que el aceite no entre en contacto con el aire.

Monitor de Gas y Humedad. Monitor en línea de niveles de gas y humedad presentes en el aceite aislante emitiendo una alarma cuando los niveles están altos.

Monitor de capacitancia del bushing.-Monitorea la condición capacitiva del bushing equipada con taps para medir la capacitancia y tangente delta del aislante.

Anunciador de Eventos. Monitorea, lee y graba funciones de alarma y corte de dispositivos.

Módulos de digitalización. Mide señales análogas en mA, las digitaliza y las pone disponibles para comunicación en RS485 puerto serial.

Sistemas Integrados de Mantenimiento. Es una herramienta para la ingeniería de mantenimiento el cual realiza la adquisición, almacenaje y procesamiento de datos medidos en los transformadores para diagnóstico y predicción de fallos en los transformadores.

Sistema Integrado de Digitalización. – Es una herramienta que sirve para la integración y digitalización de el control y protección y la supervisión de los transformadores de potencias basado en una plataforma Windows., En el anexo 10 se muestra La arquitectura de estos sistemas.

En el anexo 11 Podemos observar pantallas de la estación interfase en donde se ve el monitoreo y diagnóstico de:

- Temperatura del aceite, del bobinado.
- Datos Históricos (carga, temperaturas, etc)
- Envejecimiento del transformador
- Pronóstico del punto mas caliente.
- Gases y Humedad en el aceite
- Deterioro de los contactos del conmutador bajo carga
- Balance de temperaturas del transformador
- Balance de temperatura del conmutador
- Capacidad de sobrecarga
- Medida de voltaje

Manual de Instrucciones y otros documentos del transformador.

Estos equipos permiten la supervisión, monitoreo, mantenimiento y uso mas eficiente del transformador.

Se debe de realizar en análisis económico para el mantenimiento de los transformadores teniendo en cuenta la importancia del circuito que el transformador alimenta y el costo de no contar con este suministro en caso de falla, en la tabla 7 se encuentra información de este análisis.

RECOMENDACIONES

Se recomienda tener un stock mínimo de repuestos, este puede disminuir si se tienen los transformadores estandarizados, entre el stock mínimo de repuestos de

todas maneras se debe de tener un bushing, de cada tipo del transformador, según la criticidad inclusive una bobina completa.

Solicitar al fabricante:

- El manual de instrucciones de transporte, almacenaje, instalación operación y mantenimiento
- Lista de planos con el croquis de dimensiones, placa característica, caja de bornes, conexión de accesorios, caja de bornes de transformadores de corriente, Tablero de control, esquemas de conexiones, planos y esquemas de conexiones del conmutador bajo carga.
- Aceite dieléctrico características técnicas
- Protocolo de pruebas del transformador.

**ANEXO N° 1 Croquis de dimensiones y ubicación de accesorios
del Transformador**

Supervision y mantenimiento de Transformadores

SUPERVISION Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES						FRECUENCIA
DE INSPECCIONES Y PRUEBAS						
TRANSFORMADOR		INTERVALO RECOMENDADO				
OBJETO	PARA CONTROL	DURANTE LA INSTALACION	MESES	AÑOS	CUANDO REQUIERA	NOTAS
ACEITE AISLANTE	Resistencia Dieléctrica	X		1		
	Factor de Potencia	X		3		
	Número de Neutralización			3		
	Tensión Interfacial			3		
	Lodo			3		
	Contenido de Agua	X		3		
	Tanque del Transformador	X	2			
	T. Expansión de Aceite	X	2			
	Válvulas de Aceite	X	2			
	Radiadores	X	2			
	Aisladores AT.	X	2			

SUPERVISION Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES						FRECUENCIA
DE INSPECCIONES Y PRUEBAS						
TRANSFORMADOR		INTERVALO RECOMENDADO				
OBJETO	PARA CONTROL	DURANTE LA INSTALACION	MESES	AÑOS	CUANDO REQUIERA	NOTAS
Termómetro de Arrollamientos	Transformador de Corriente	X		3		
	Contactos B. Alarm-Desconx.	X		3		Ver Instrucciones fabricante
	Aceite en Pozo (sensor)	X		3		
Termómetro de Aceite	Contactos B. Alarm-Desconx.	X		3		Ver Instrucciones fabricante
	Aceite en Pozo (sensor)	X		3		
Válvula de Seguridad	Contactos B. Serv-Desconx.	X		1		
	Empaquetadura	X		1		
Indicador de Nivel de Aceite	Contactos B. (Nivel máx-mín)	X		1		Nivel mín.
	Visor	X		1		
Desecador de Aceite	Silica Gel	X	1			Naranja = Seco Blanco = Húmedo
	Empaquetadura	X		1		

SUPERVISION Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES						
FRECUENCIA DE INSPECCIONES Y PRUEBAS						
TRANSFORMADOR		INTERVALO RECOMENDADO				
OBJETO	PARA CONTROL	DURANTE LA INSTALACION	MESES	AÑOS	CUANDO REQUIERA	NOTAS
Nivel de Aceite	Tanque Expans. De Aceite	X	1			Nivel de Aceite
	Aisladores AT.	X	1			
	Radiadores	X		1		
	Válvula de Seguridad	X		1		
	Relé Buchholz	X		1		
	Aisladores AT.	X		1		
Válv en Servic.	Cerrado	Vaciado de Aceite	X			X
		Filtro de Aceite	X			X
		Muestreo	X			X
		Purga de Aire en Radiador	X			X
	Abierto	Radiador-Tanq.	X			X
		Relé Buchholz	X			X

SUPERVISION Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES						FRECUENCIA
DE INSPECCIONES Y PRUEBAS						
TRANSFORMADOR		INTERVALO RECOMENDADO				
OBJETO	PARA CONTROL	DURANTE LA INSTALACION	MESES	AÑOS	CUANDO REQUIERA	NOTAS
Conexión a Tierra	Transformador a Tanque	X			X	
	Neutro Alta Tensión	X			X	
	Pararrayos	X			X	
	C. Transform.	X			X	
	Gabinete de Control	X			X	
Relé	Sentido Circul. De Aceite	X		1		
	Flotador	X		1		Con Aire comprimido
Buchholz	Contactos B. Alarm-Desconx.	X		1		
	Gas	X			X	

SUPERVISION Y MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES						FRECUENCIA
DE INSPECCIONES Y PRUEBAS						
TRANSFORMADOR		INTERVALO RECOMENDADO				
OBJETO	PARA CONTROL	DURANTE LA INSTALACION	MESES	AÑOS	CUANDO REQUIERA	NOTAS
Limpieza	Aisladores	X		1	X	
	Radiadores	X		1	X	
	Gabinete de Control	X		1	X	
	Accesorios	X		1	X	
Acabado	Pintura	X			X	Areas Oxidadas

ANEXO N° 4

INFORME DE ENSAYO CROMATOGRAFICO N° 0X/0NNN

CLIENTE: AAA

SUBESTACION: SE4

FABRICANTE: BBC

CONMUTADOR BAJO CARGA?: SI

AÑO DE FABRICACIÓN: 1980

N° DE SERIE: M 130 – TX42

TENSIÓN: 138//10.5KV POTENCIA:15 MVA

TANQUE SEPARADO?: SI

CANTIDAD DE ACEITE: 14900 Lt

FECHA DE EXTRACCIÓN: 2003

EN OPERACIÓN?: SI

SERVICIO REALIZADO: Análisis de los gases disueltos en el aceite aislante.

GASES ANALIZADOS	RESULTADOS	VAL. LIMITES
	ppmv	ppmv
HIDRÓGENO (H ₂):	14	150 (máximo)
OXÍGENO (O ₂):	552	-
NITRÓGENO (N ₂):	2702	-
METANO (CH ₄):	1920	110 (máximo)
MONÓXIDO DE CARBONO (CO):	623	900 (máximo)
DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂):	1223	13000 (máx.)
ETILENO (C ₂ H ₄):	3024	280 (máximo)
ETANO (C ₂ H ₆):	532	90 (máximo)
ACETILENO (C ₂ H ₂):	2532	50 (máximo)
TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES:	8645	
TOTAL GENERAL DE GASES:	13122	

NOTA: ND = No Detectado; LT = Leves Trazas (< 1,0 ppmv)

Norma de análisis: ASTM D 3612-85

Norma de diagnóstico: IEC60599

CONCLUSIONES :

- De los resultados obtenidos se puede indicar que hubo una descarga interna en el transformador.
- El aceite tiene un olor fuerte, no se observa partículas de carbón.

RECOMENDACIONES:

- Realizar una inspección interna en el transformador.
- .
- .
- .

LABORATORIO DE ACEITES AISLANTES
TELÉFONO (51-1)561-0404 FAX (51-1)561-3040

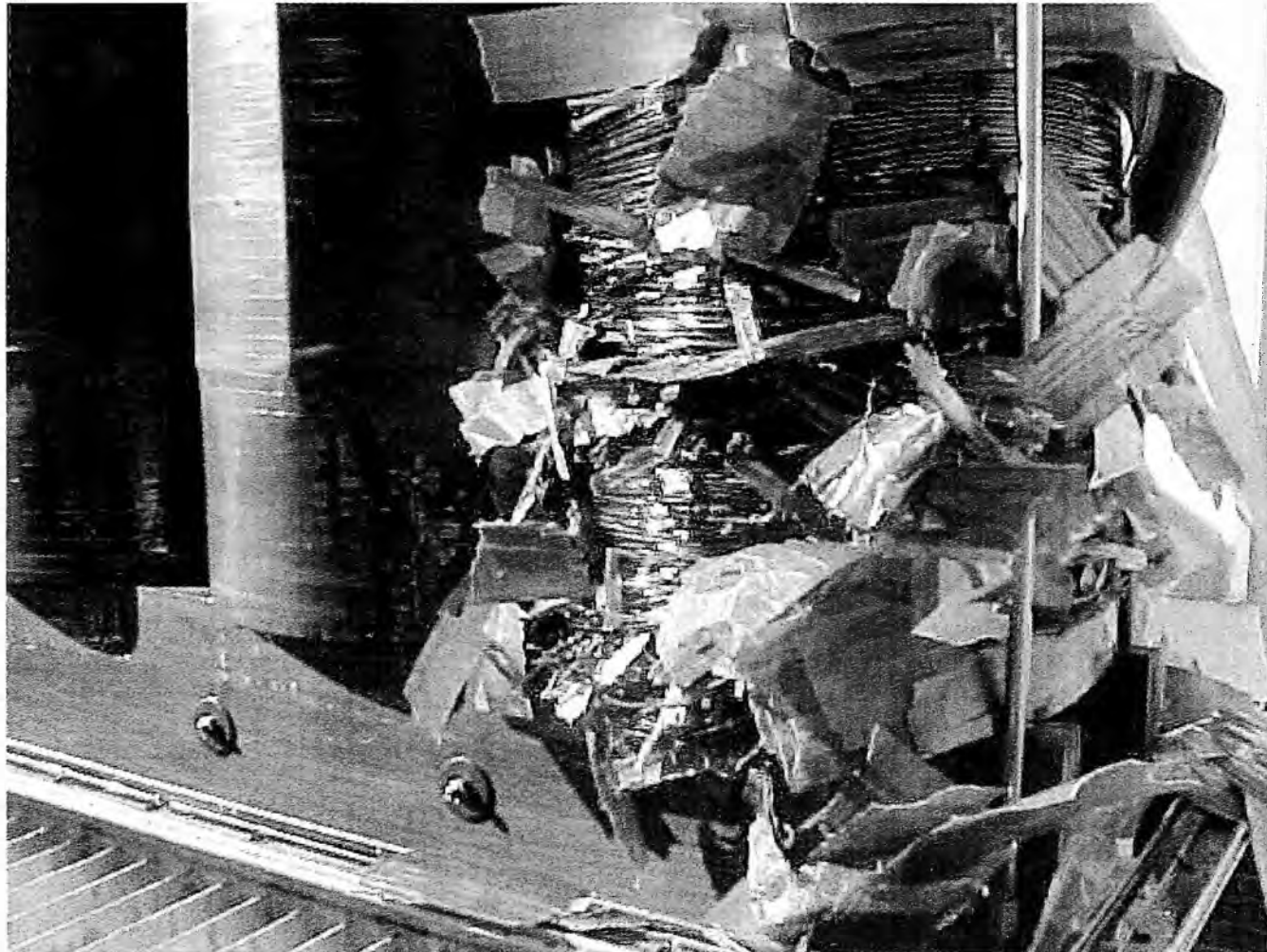
ANALISTA:

RESPONSABLE:

FECHA: 2003

Observación: El análisis cromatográfico nos indica como está trabajando la parte interna del equipo. No tiene que coincidir necesariamente con el estado en que se encuentre el aceite aislante del transformador.

ANEXO N° 5 Falla en una fase del transformador.

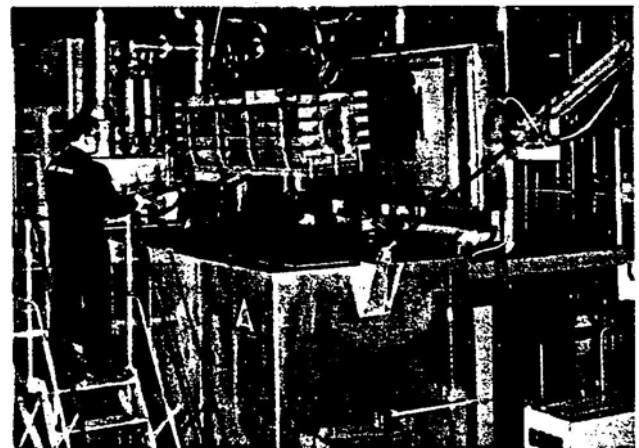
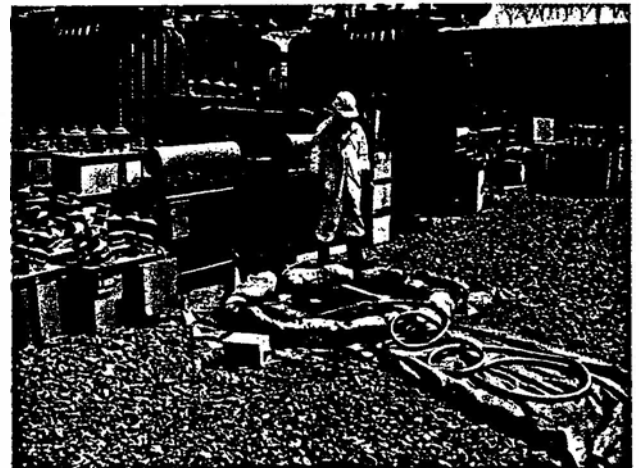


ANEXO N° 6

**Catálogo del servicio de eliminación
de aceites contaminados con PCB y
Limpieza y reciclaje de equipos
eléctricos contaminados con PCB.**

ABB contribuye con el desarrollo sostenible a través del manejo ambiental del PCB.

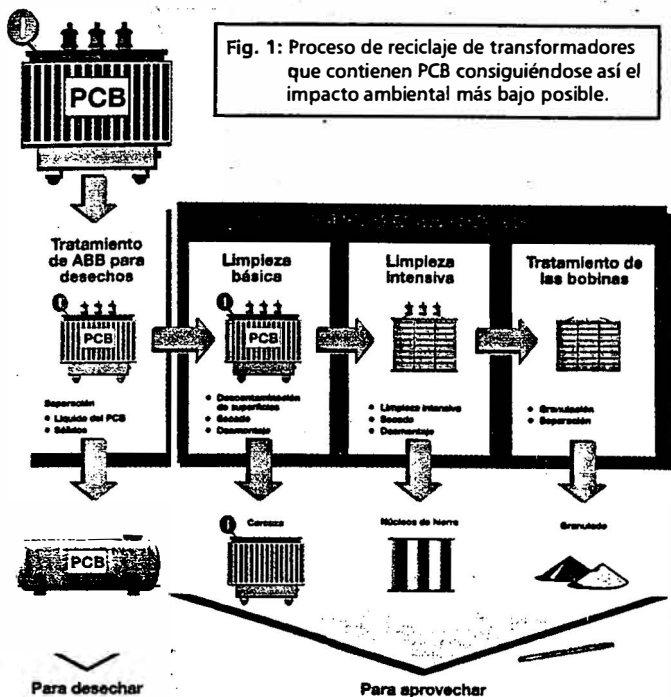
Eliminación de aceites contaminados con PCB. Limpieza y reciclaje de equipos eléctricos contaminadas con PCB.



Proyecto completo: retiro del transformador contaminado, transporte, logística para la exportación con los permisos de las autoridades ambientales competentes, provisión de los certificados de reciclaje, suministro, instalación y puesta en servicio del transformador nuevo de reemplazo.



ABB



Transformadores con Askarel (PCB) y Transformadores con aceite contaminados con Askarel

Es importante estar enterado de la distinción entre “transformadores con Askarel” y “transformadores con aceite contaminados con askarel”:

Los aceites con PCB se conocen generalmente como Askarel y se denominan también con el nombre comercial de los productos usados por los fabricantes (Clophen, Pyraléne, Inerteen, Apirolío o Kaneclor). Estos son “transformadores con Askarel” y aún en transformadores fabricados con aceite mineral puro, se puede encontrar una cantidad significativa de PCB introducida durante el proceso de fabricación (uso del mismo equipo para transformadores con Askarel y aceite) o durante las operaciones de mantenimiento en los transformadores.

Estos transformadores se han convertido en “transformadores con aceite contaminados con PCB”.

Especialmente se debería comprobar la situación de los transformadores con aceite contaminados con PCB, ya que muchos propietarios desconocen la composición del aceite de sus transformadores hasta que la analizan. Incluso de los transformadores fabricados después de 1984, ya que la contaminación de PCB puede haber sido introducida de forma inadvertida durante el mantenimiento.



Los beneficios de la disposición final de PCB para nuestros clientes

La disposición final de los transformadores con PCB supone un beneficio para empleados, el medio ambiente y, finalmente, su reputación, evitando que se produzca un accidente.

Reemplazar los transformadores antiguos también puede resultar conveniente desde el punto de vista financiero, ya que muchos de ellos tienden a tener más pérdidas eléctricas que los transformadores modernos, lo que afectaría la situación energética actual en una planta del cliente. Los ahorros obtenidos por el reemplazo pueden compensar los costos del mismo en pocos años.

ABB en el Perú

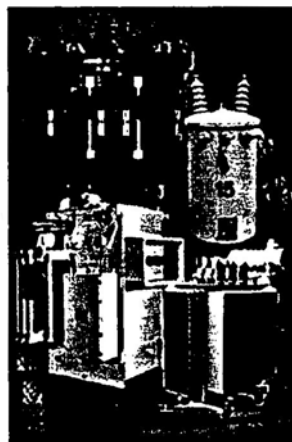
ABB en el Perú tiene más de 50 años liderando el mercado nacional y ha obtenido la certificación ISO 14001 luego de una exhaustiva evaluación de nuestro sistema de Gestión Ambiental por parte de la empresa certificadora.

ABB tiene un almacén temporal de PCB para equipos contaminados con PCB y cuenta con el permiso de la autoridad local ambiental competente como es la Dirección General de Salud Ambiental - DIGESA.

Responsabilidad total en el reemplazo de transformadores



ABB no sólo puede asegurar el reciclaje seguro del equipo contaminado con PCB en nuestras instalaciones en Dortmund, sino que también puede hacerse cargo del proyecto completo: desconexión del transformador contaminado, preparación del transporte y carga en el sitio, logística, almacenaje temporal, gestión para la provisión de los permisos apropiados de las autoridades locales, de tránsito y de destino para el transporte transfronterizo bajo el convenio de Basilea y para la provisión de los certificados de reciclaje. El suministro, la instalación y la puesta en servicio de un transformador nuevo también pueden ser realizados por especialistas del grupo ABB. ABB se preocupa y trabaja para sus clientes y para el medio ambiente.



ANEXO N° 7

REPORTE DE ANALISIS DE FURANOS

REPORTE DE ANALISIS DE FURANOS

ELABORO: Ing.	REVISO: Ing.	APROBO: Ing.
-------------------------	------------------------	------------------------

	FECHA : 03.06.08	PAG : 1
TITULO: INFORME TECNICO	SUBTITULO: ANALISIS DE FURANOS	
CLIENTE:	RESPONSABLE: ING.	
REFERENCIA No:	ORDEN DE SERVICIO No	

1. RESULTADOS

Muest. No	No Serie	Año Fabric.	Marca	Potencia (MVA)	Localización	Furfuraldehido (ppb)	Observaciones
TT1	T73154	1956		33.33		18 ppb	El aceite no ha tenido ningun tratamiento.
TT2	T31155	1956		33.33		16 ppb	El aceite no ha tenido ningun tratamiento.

2 DIAGNOSTICO

Teniendo en cuenta que el aceite de los equipos no se le ha cambiado o realizado algun tipo de tratamiento, los resultados anteriores indican transformadores en excelentes condiciones.

La vida util estimada para ambos equipos está por encima del 90%.

3. CONCLUSIONES

A pesar de la edad del equipo, el papel aislante no ha sufrido envejecimiento alguno y sus condiciones mecanicas se mantienen.

4. RECOMENDACIONES

Se recomienda tomar una muestra dentro de cinco (5) años

ANEXO N° 8

REPORTE DE ANÁLISIS DE PCB

P.C.B. ANALYSIS REPORT

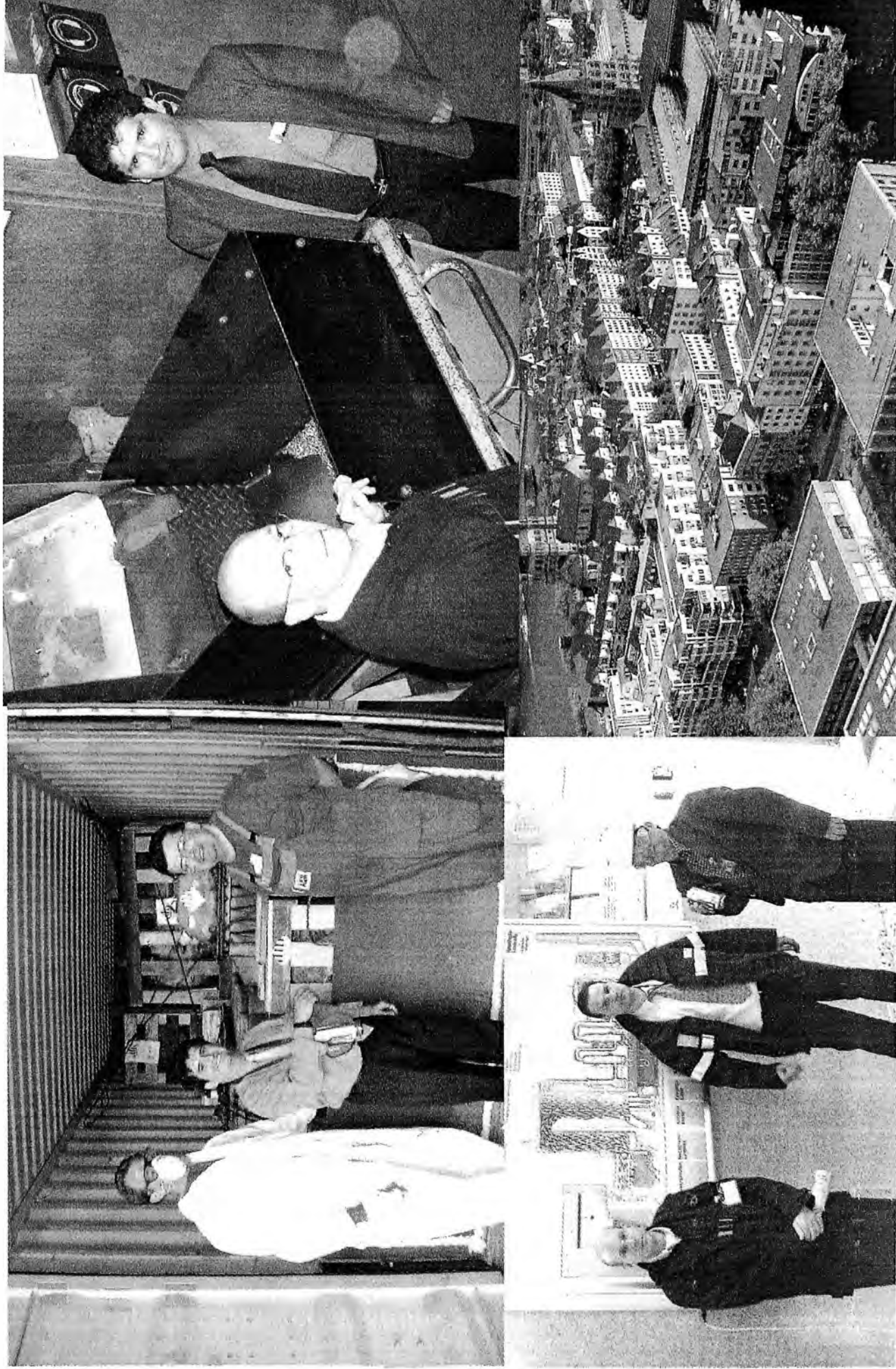
LOCATION: MATERIAL ANALYSED: OIL
SERIAL No: B-S3799 AROCHLOR(S) FOUND: 1254& 1260
DATE (M/D/Y) 08/03/2003
MISC. ID. 17.2 MVA Trafo

P.C.B. CONCENTRATION = 4 PPM

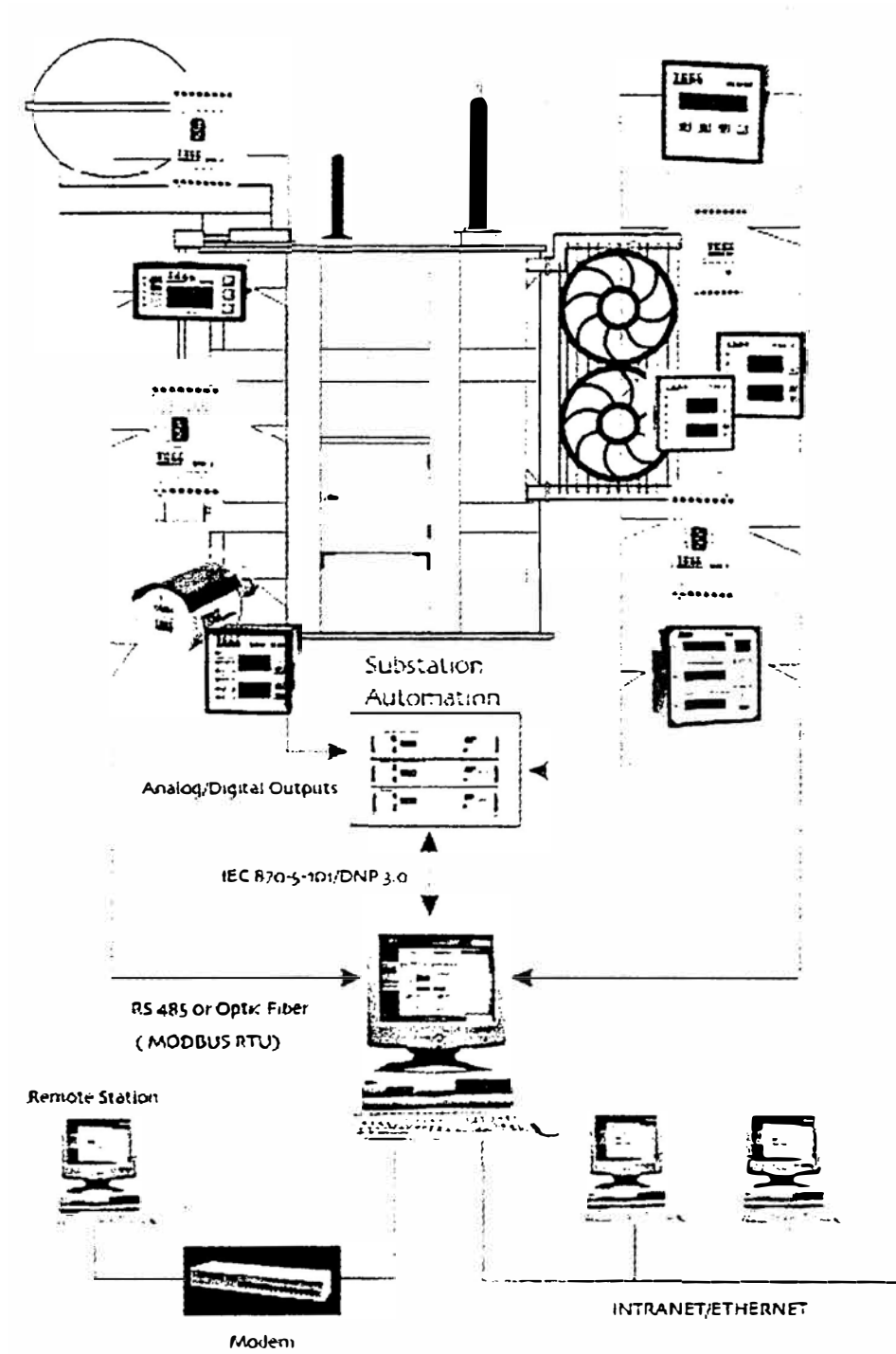
Method: ASTM D4059 Detection limit: 2 PPM.

NOMBRE DEL LABORATORIO

Anexo N° 9 Fotos del servicio o de eliminación de equipos contaminados con PCB



Anexo 10. **Arquitectura del sistema de Supervisión de Transformadores de potencia.**



Anexo N° 11 Estación interface

The screenshot displays the TEC Monitor interface, which is a web-based application for monitoring and managing transformer operations. The interface is divided into several sections:

- ABB Transformers Instruction Manual:** A detailed technical manual for the transformer, including a photograph of the unit and a list of specifications:
 - Product: 1-phase Transformer 50 Hz
 - Rated power: 297.5 MVA
 - Voltage ratio: 525kV/24.25kV-1.25kV/210kV/4kV
 - Customer: ABB Power Systems AB/China
 - Station: Longquan Converter Station
 - Customer ref: CPGITG-HVDC9901SE
 - ABB ref: 400395
 - Serial No: 8339 400-405
 - Instruction manual issued: 1ZX1 450 002-ADR, May 2001
- ABB Logo and TEC 1-4:** The ABB logo is prominently displayed at the top, along with four TEC (Temperature Error Control) units labeled TEC 1, TEC 2, TEC 3, and TEC 4.
- Exciter 140008:** A detailed diagram of the exciter unit, showing its internal components, including the core, windings, and cooling system. The diagram includes various electrical and mechanical parameters, such as voltage (214748 kV) and current (7359 A).
- Service and Operations Summary:** A section titled "Estimated time and operations to Service Contact Exchange" featuring two gauges showing 15.07% and 3.01% respectively. Below the gauges, it indicates 197 Operations Left and 1126 Estimated Time, with dates 2000-03-25 17:57:09 and 2000-10-07 10:57:09.
- Graphs and Data:** A line graph showing "Ambient Temperature" over a 24-hour period, and a bar chart showing "Load" over the same period. The load data is as follows:

Hour	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Load	0.62	0.73	0.92	0.83	1.06	1.17	1.05	1	1.2	1.2	1.4	1.4	1.4	1.4	1.1	1.1	1.1	0.88	0.88	0.88	0.66	0.66	0.66	0.66
- Service History:** A section titled "Details and Service History" providing a record of past operations and maintenance activities.

BIBLIOGRAFIA

1. INSTRUCCIONES DE SERVICIO Y MANTENIMIENTO ABB.
2. MANUAL DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA - BBC BROWN BOVERI
3. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.
4. GUIDE TO TRANSFORMER MAINTENANCE
5. SEPARATAS DEL CURSO DE PCB INTENSIVE TRAINING COURSE ABB TRANSFORMATOREN DORMUNT ALEMANIA 2003.
6. MANUALES DE LA FABRICA DE TRANSFORMADORES DE ABB EN PERU.
7. MANUAL DE LABORATORIO DE ANÁLISIS DE ACEITE DE ABB.
8. MANUAL DEL FABRICANTE DE ACCESORIOS COMEM PARA TRANSFORMADORES.
9. MANUAL DEL FABRICANTE DE CONMUTADORES MR.
10. MANUAL DEL FABRICANTE DE TRANSFORMADORES ABB.
11. NORMAS TECNICAS