

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



**ANÁLISIS DEL ACEITE EN EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN EDELNOR S.A.A.**

INFORME DE INGENIERIA

Para optar el Título Profesional de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Presentado por:

CARLOS ALBERTO QUESADA RIOS

PROMOCION 1995-1

LIMA – PERU

2000

*A mis queridos padres,
por la educación que me brindaron
y la confianza que depositaron en mí.*

**ANALISIS DEL ACEITE EN EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN EDELNOR S.A.A.**

SUMARIO

La calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica se mide, básicamente, en términos del número y duración de las interrupciones en el suministro, así como por el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de los límites prefijados o nominales.

Los transformadores de potencia son equipos que, en caso de falla pueden ocasionar una interrupción de larga duración en el suministro de energía. Y uno de los aspectos que se deben controlar en los transformadores es el estado del aceite mineral aislante en servicio, ya que el aceite soporta una parte considerable del gradiente de campo eléctrico asegurando el necesario aislamiento eléctrico. Además permite mantener la temperatura dentro de intervalos adecuados evacuando las pérdidas que, en forma de calor, se liberan en los circuitos eléctrico y magnético.

Un adecuado mantenimiento preventivo y predictivo, al optimizar las condiciones de explotación mejora su rentabilidad económica.

INDICE

PROLOGO	01
CAPITULO I	
ENSAYOS Y PROCESOS REALIZADOS	03
1.1 Introducción	03
1.2 Definiciones Generales	05
1.2.1 Aceite Aislante	05
1.2.2 Análisis Físico-Químico	10
1.2.3 Análisis de Gases Disueltos	21
1.2.4 Análisis de Furanos	27
1.2.5 Análisis de PCB (Askarel)	35
1.2.6 Análisis del Inhibidor	39
1.2.7 Análisis de Metales en el Aceite	41
1.2.8 Valores y Normas empleados	43
1.3 Procesos Empleados	45
1.3.1 Regeneración del Aceite	46
1.3.2 Tratamiento Termovaciado del Aceite	52

	VI	
1.4	Mantenimiento Integral	54
1.4.1	Desencubado de Parte Activa	54
CAPITULO II		
SITUACION ACTUAL DE LOS TRANSFORMADORES		56
2.1	Introducción	56
2.2	Estado actual de los transformadores de potencia en servicio y reserva	56
2.3	Estadística según edad de los transformadores	58
CAPITULO III		
PROBLEMAS PRESENTADOS		71
3.1	Introducción	71
3.2	Monitorización de la evolución de la condiciones de falla en los transformadores.	71
3.3	Problemas presentados	72
3.4	Nuevas tecnologías	73
CAPITULO IV		
EVALUACION ECONOMICA		89
4.1	Situación	89
4.2	Costo por mantenimiento preventivo y predictivo	89
4.3	Descripción de la evaluación	91
4.4	Parámetros de evaluación	92

	VII
4.5 Costos de la evaluación	92
CONCLUSIONES	95
ANEXO A:	
PROTOCOLO DE ANALISIS DE ACEITES DIELECTRICOS	98
ANEXO B	
DIAGRAMA DE PROCESO PARA REGENERACION Y TERMOVACIO EN TRANSFORMADORES ENERGIZADOS Y CON CARGA	108
ANEXO C	
LEVANTAMIENTO DE LA PARTE ACTIVA DE UN TRANSFORMADOR	111
ANEXO D	
INFORMACION TECNICA E EQUIPOS CON NUEVAS TECNOLOGIAS	114
BIBLIOGRAFIA	134

PRÓLOGO

Los retos a los que se enfrentan las empresas eléctricas últimamente son imparables y pueden resumirse en una frase: "Reducir los costos de explotación, mejorar la disponibilidad de los equipos de producción y transporte y mejorar el suministro eléctrico y el servicio del cliente". Y esto en un medio con recursos cada vez más limitados y bajo presión constante y creciente de clientes nuestros y de la competencia.

Los grandes equipos provistos de aislamientos con aceite dieléctrico, como son los transformadores de potencia, son elementos críticos dentro de un sistema de producción, transporte y distribución de electricidad.

Su comportamiento duradero y fiable es la clave de una generación y transporte rentables, es decir la eficiencia y continuidad de este servicio tan apreciado, dependerá principalmente de la operatividad de los transformadores de potencia instalados dentro del sistema.

Los costos de adquisición, sustitución, transporte, instalación y reparaciones son de los más altos dentro de una compañía eléctrica.

Sus fallas originan pérdidas al cliente y en caso de averías catastróficas generan costos substanciales medidos en forma de destrucción de equipos auxiliares periféricos, daños ambientales y utilización no planificada de emergencia de los recursos propios y más aún de vidas humanas; por ello el obtener grandes beneficios económicos, depende de la detección prematura de fallas incipientes en los transformadores mencionados.

CAPITULO I ENSAYOS Y PROCESOS REALIZADOS

1.1 Introducción

La detección a tiempo de averías o fallas en los transformadores reducen sin duda de forma muy importante las paradas no planificadas y mejoran la fiabilidad y la calidad del servicio dado a los usuarios y clientes.

En virtud a ello en la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte (EDELNOR S.A.A) a mediados de 1996, se decidió realizar una evaluación genérica en análisis de aceite dieléctrico en sus transformadores de potencia, a fin de conocer las condiciones en lo que se encontraban ya que mucho de ellos trabajaban a plena carga y otras por la antigüedad que tienen, desde entonces se ha venido investigando y afianzando mayor conocimiento sobre dichas pruebas de aceite, anteriormente sólo se realizaban pruebas de rigidez dieléctrica, sin darle mayor importancia a otros parámetros.

Así mismo se vienen dando estudios e intercambios de información técnico y consultorías con expertos dedicados al tema en

mención, con el fin de contar con mayor certeza al diagnóstico y estado operativo de transformadores.

Los análisis a realizar básicamente son:

Análisis Físico - Químico del Aceite Dieléctrico.

Análisis de Gases Disueltos (DGA) ó Cromatográficas de Gases del Aceite.

En los centros de transformación de la Empresa, se cuenta con transformadores de potencia trifásicos y monofásicos en niveles de tensión (220KV y 60KV), los que evidencian deterioro de las características físico-químico y cromatográficas del aceite dieléctrico.

Con el objetivo de corregir estas características a valores cercanos ó valores normales, la empresa ha contratado los servicios de compañías especializadas mediante concurso, a realizar procesos que solucionen dichos inconvenientes.

Los procesos a realizarse a la actualidad definidas como mantenimiento preventivo son:

Tratamiento termovació al aceite (energizado y desenergizado).

Regeneración del aceite (energizado y desenergizado)

Mantenimiento Integral:

Retiro de material orgánico (desencubado de la parte activa).

La gran mayoría de las fallas que ocurren en los transformadores tienen su origen en el sobrecalentamiento de sus partes energizadas, a causa de la humedad, sobrecargas prolongadas, deficiencias en el

sistema de refrigeración y la falta de mantenimiento, contribuyendo así en el deterioro del aceite aislante

1.2 Definiciones Generales

1.2.1 Aceite aislante

El transformador es un equipo complejo que carece prácticamente de piezas móviles sujetas a desgastes propios y cuyos componentes no varían demasiado durante el tiempo de servicio.

Sin embargo, el aceite aislante que es un fluido orgánico, cambia sucesivamente. La seguridad del servicio del transformador, depende considerablemente de la calidad del aceite. Las funciones esenciales del aceite son: refrigeración y aislamiento eléctrico.

El propósito de la mantención entonces, es evaluar las condiciones del aceite en servicio, con el fin de preservar las características del fluido como las aislaciones sólidas (celulosa, etc).

Durante el servicio, el aceite tiende a deteriorarse, debido a las condiciones de uso, a la influencia del calor, del oxígeno, del agua, al efecto catalítico del cobre y a la influencia del campo eléctrico.

El envejecimiento producido por los factores mencionados, debe ser controlado periódicamente mediante análisis químicos en Laboratorios Especializados.

PROCEDIMIENTOS A SEGUIR EN LA EXTRACCION DE LA MUESTRA DE ACEITE DIELECTRICO

1. Es importante no extraer muestras de aceite en días lluviosos ó cuando la humedad relativa del aire sobrepase el 70%
2. Igualmente es importante mantener el lugar de extracción de la muestra libre de viento, que siempre trae polvo.
3. Los depósitos para muestreo tales como: jeringas, frascos de vidrio o plástico, deben estar limpios y completamente secos.
4. Los aditamentos usados para extraer la muestra, tales como bridas, reducciones, mangueras, etc., deben limpiarse cuidadosamente con aceite dieléctrico ó petróleo limpio, quedando exentas de humedad, polvo e hilachas.
5. El punto de extracción de la muestra debe ser limpiado cuidadosamente con trapo exento de hilachas.
6. Dejar drenar aceite libremente (1 litro mínimo) por la válvula de muestras, con el fin de limpiarla internamente.
7. La manguera de muestreo debe ser introducida dentro del frasco llenándolo con el aceite aislante hasta la mitad, luego cerrar el frasco y efectuar un movimiento de tal forma que toda la superficie interna esté impregnada de aceite. Luego de dos (02) enjuagues, se efectúa el llenado completo del frasco de muestra.
8. El frasco debe ser etiquetado para evitar error en el muestreo. Se debe indicar el número del transformador y los tipos de análisis requeridos.

9. El aceite residual de los enjuagues se almacena en un pequeño cilindro suministrado por el contratista.
10. Se utiliza un balde debajo de la válvula del muestreo con el fin de evitar derrames de aceite al piso.

CONTAMINACIÓN DEL ACEITE

GASES

El aceite tiene capacidad de disolver gases y vapores. Por ejemplo, puede llegar a contener hasta un 11% (en volumen) de aire a 80°C con la particularidad que el oxígeno es más soluble que el nitrógeno (30% de oxígeno disuelto entre 21% de oxígeno en el aire)

Los gases disueltos constituyen un doble peligro por lo siguiente:

- a) Cuando están cercanos a la saturación, una rápida disminución de la temperatura ó de la presión conduce a la formación de minúsculas burbujas que pueden iniciar la producción de descargas ó ionización en zonas de alto gradiente eléctrico.
- b) El oxígeno disuelto contribuye poderosamente a la formación de compuestos orgánicos oxigenados (cetonas, aldehidos, ácidos y lactosas) que inician el proceso de degradación y envejecimiento del aceite y del papel.

AGUA

El agua procedente de la atmósfera o de los materiales aislantes de los arrollamientos del transformador se disuelve en el aceite en una proporción variable: del orden de 35 gramos de agua por toneladas de

aceite (es decir 35ppm) para una temperatura de 25°C ó bien 400ppm a 80°C.

El aceite puede contener mayor proporción de agua, pero ya no en disolución sino en suspensión o emulsión: en éstos casos pierden transparencia y toma un aspecto opaco y un blanquecido característico. Asimismo contribuye a la formación de compuestos orgánicos indeseables.

CONTAMINANTES SÓLIDOS

El más importante lo constituye las fibras celulósicas, desprendidas del papel y algodón que forman parte de los arrollamientos o de filtros ó prensa utilizados para el tratamiento del aceite

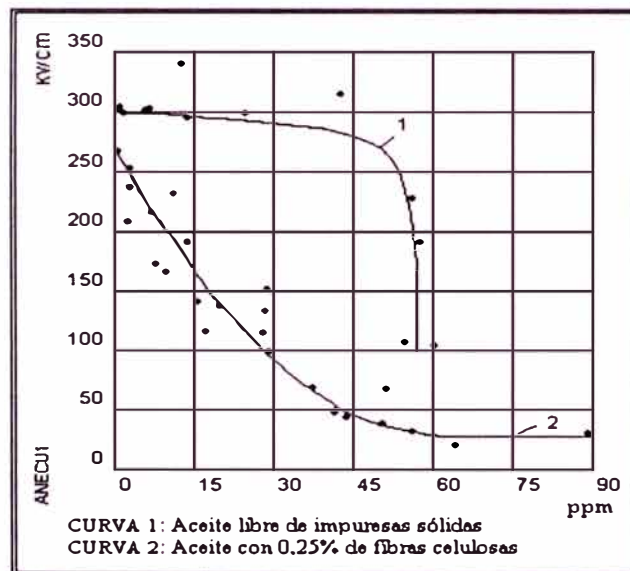


Fig.1

Estas fibras flotan y son ácidos de humedad, formando así una parte ideal para la descarga eléctrica. Es por ello que la presencia simultánea de agua y fibras reduce rápidamente la rigidez dieléctrica del aceite, tal como se puede observar en el gráfico mostrado en la figura 1

Otros contaminantes sólidos son: Las partículas de óxidos, principalmente de hierro desprendidas de la cuba, del tanque de expansión y del polvo atmosférico.

OXIGENO

Recientes investigaciones han mostrado que la cantidad de reacciones de muchos de los procesos de envejecimiento de las aislaciones de un transformador son drásticamente reducidas si el suministro de oxígeno ha disminuido.

La proporción de nitrógeno-oxígeno en un aceite usualmente muestra un déficit de oxígeno por el continuo consumo del mismo durante los procesos de envejecimiento.

La IEEE realizó el siguiente diagrama: (Fig.2)

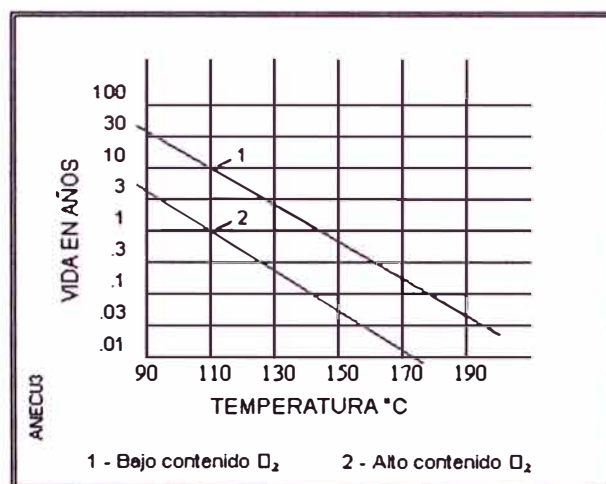


Fig.2

Del mismo se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- A igual temperatura una aislación libre de oxígeno prolonga 10 veces la vida.

b) Un sistema libre de oxígeno puede alcanzar temperaturas de operación más altas sin disminución de la vida de la aislación.

Los beneficios de un bajo contenido de gases no pueden ser desestimados. Un aceite altamente desgasificado está ávido de gases y absorberá toda las formaciones incipientes de burbujas que pueden causar posibles falla ó descargas. De ahí la importancia de mantener, mediante su tratamiento, al aceite con bajo contenido de gases.

1.2.2 Análisis Físico - Químico

Este ensayo permite determinar el estado de las aislaciones del aceite y prevenir el destructivo efecto del mismo en malas condiciones, por ejemplo verificar que esté libre de barro. El aceite tiene un comportamiento "predecible" de su envejecimiento como hemos visto. Si hay cambios inusuales deben ser investigados y esto se puede revelar con los ensayos periódicos.

Existe una cantidad de ensayos que es posible realizar en los aceite aislantes, tal como lo indican las normas respectivas. Desde un punto de vista técnico-económico se debe buscar aquellos que nos revelen información importante sobre el estado interno del transformador en forma rápida y económica.

A continuación una descripción de los más comunes e importantes, ordenados según su habitualidad y grado de exactitud para determinar el estado interior del transformador.

1.2.2.1.- Rigidez Dieléctrica

La rigidez dieléctrica es una medida de capacidad aisladora de los líquidos de soportar una alta tensión del campo eléctrico sin la subdivisión. Puede también indicar la presencia de agua o de otros contaminantes en el aceite; sin embargo, un alto valor de este parámetro no prueba necesariamente la ausencia de contaminantes. La rigidez dieléctrica no es una constante del material que es probado como la constante dieléctrica sino que es un proceso estadístico y consecuentemente las determinaciones repetidoras tienen que ser hechas.

Hay dos métodos reconocidos por la ASTM. El primer método utiliza los electrodos del disco con una rampa del voltaje de 3000 V/s (ASTM D 877) y el segundo método utiliza los electrodos esféricos con una rampa del voltaje de 500 V/s (ASTM D 1816).

PROCEDIMIENTO:

Mencionaremos algunos detalles en forma breve.

El sistema de electrodo del disco utiliza los discos cuadrado-afilados diámetro de 25 milímetros separados por 2.5 milímetros. La célula se llena de aceite para cubrir los electrodos por lo menos a una profundidad de 20 milímetros y la muestra se permite fijar por lo menos 2 minutos sin la agitación. Un voltaje sinusoidal de la onda de 60 Hz se aplica en un índice de rampa de 3000V/s hasta que la ruptura ocurre según lo indicado por el paso de una corriente a través de la muestra

de 2 a 20mA. Esta ocurrencia se utiliza para disparar un relé dentro de 3 a 5 ciclos que pare el voltaje ramping y que mantenga el voltaje de ruptura.

El sistema esférico del electrodo utiliza los electrodos que tienen un radio de 25 milímetros y se espacian 1 o 2 milímetros de separado. La célula se debe llenar de bastante aceite para cubrir la tapa de los electrodos con por lo menos 13 mm de aceite. La célula será equipada de un propulsor para circular el aceite en una dirección hacia abajo durante el método de prueba. Un voltaje sinusoidal de la onda de 60 Hz se aplica en un índice de rampa de 500 V/s hasta que ocurra la ruptura según lo indicado por un paso de la corriente a través de la muestra de 2 a 20mA. Esta ocurrencia se utiliza para disparar un relé que pare el voltaje ramping y mantiene el voltaje de ruptura.

SIGNIFICADO:

El campo eléctrico uniforme del sistema esférico del electrodo hace este método más sensible a la presencia del agua o del otro material de partículas que conduce el líquido. Es por esta razón que el aceite se debe circular durante la medida para asegurar que cualquier partícula está suspendida uniformemente en el aceite. Los dos diversos métodos ASTM tienen diversos propósitos y se deben utilizar por lo siguiente.

El método 1816 de ASTM recomienda el aceite filtrado, desgasificado, y deshidratado, es decir aceite nuevo en unidades que están en servicio.

En el método ASTM D 877 se debe utilizar la prueba en unidades que tienen determinado tiempo en servicio.

El IEEE ha sugerido las guías de consulta para los voltajes de ruptura dieléctrica (IEEE C57.106-1991). Algunos valores representativos se dan abajo:

Tipo de Aceite/Unidad	Voltaje de ruptura Dieléctrica		
	D-877	D-1816	D-1816
		Boquete de 1mm	Boquete de 2mm
Envío del aceite nuevo de la refinería	30kV. minuto	No Espec.	No Espec.
Aceite nuevo recibido en el equipo nuevo			
<= 69kV.	30kV. minuto	20kV. Minuto	40kV. minuto
69 - 288Kv.	30kV. minuto	30kV. Minuto	48kV. minuto
> 345kV.	30kV. minuto	30kV. Minuto	60kV. minuto

1.2.2.2.- Número de neutralización

La acidez de una muestra del aceite se relaciona con la deterioración de la muestra. Es una medida del contenido en compuestos ácidos que se forman como consecuencia de la oxidación del aceite. Se mide en mgKOH/g de aceite, siendo su valor inicial próximo a cero. Cuando se alcanzan valores sobre 0.30 mg KOH/gr de aceite es aconsejable investigar si se están produciendo sedimentos y lodos que dificulten la refrigeración del transformador.

Los valores del índice de acidez están muy relacionados con la evolución del índice de color.

SIGNIFICADO:

El aceite mineral es un material no polar mientras que los componentes ácidos formados por la determinación del aceite son materiales altamente polares. El resultado de esta diferencia grande en polaridad es que los dos son mutuamente insolubles en uno. Desde que el líquido aislador en una nueva tendría poco o nada de materiales ácidos inicialmente presentes, como los materiales ácidos comienzan a formar las cantidades pequeñas presentes serían solubles. Sin embargo, como más de las formas materiales ácidas alcanzaría un punto de saturación y la formación adicional daría lugar a la separación del material sólido. Este material se colocaría al fondo de la unidad como lodo. Otra fuente del lodo sería de la reacción de los materiales ácidos en el líquido aislador con los varios metales presentes en la unidad para dar las sales, que también tenderían a ser insolubles en el líquido.

La acumulación del lodo dentro de una unidad puede afectar drásticamente la operación de la unidad. La presencia de los materiales polares reduce la fuerza dieléctrica del líquido así como el aumento de su factor de disipación.

La IEEE ha sugerido guías de consulta para los números de neutralización dependiendo del tipo de aceite y la unidad que de él se está utilizando adentro (IEEE C57.106-19991). Algunos valores representativos se dan en el siguiente cuadro:

Tipo de Aceite /Unidad	Número de la neutralización
Envíos del aceite mineral nuevo según lo recibido de refinería	Aceite del magnesio KOH/g del máximo 0,03
El aceite nuevo para las unidades clasificó en 345kV y arriba	Aceite del magnesio KOH/g del máximo 0,03
Límites para el uso continuado:	
≤ 69kV.	Aceite del magnesio KOH/g del máximo 0,2
69 – 288kV.	Aceite del magnesio KOH/g del máximo 0,2
> 345kV.	Aceite del magnesio KOH/g del máximo 0,1

1.2.2.3.- Tensión interfacial

Indica la tensión máxima que puede soportar un aceite, en las condiciones de ensayo, sin que ocurra la ruptura del aislamiento eléctrico. Se mide en kV. y el valor es la media aritmética de los resultados de cinco mediciones sobre la misma muestra. Evidentemente, cuando más alta sea la tensión de ruptura dieléctrica, las condiciones de seguridad de los equipos y las personas estarán más cubiertas, de ahí la gran importancia que se ha dado siempre al control de esta propiedad.

El ensayo de tensión de ruptura dieléctrica es el que se realiza con mayor frecuencia, llevándose a cabo, en muchas ocasiones en el propio centro de transformación. El valor mínimo, para aceites en servicio, varía entre 60 y 30kV dependiendo de la tensión más alta del transformador.

PROCEDIMIENTO:

El dispositivo que determina la tensión interfacial es un tensiómetro basado en el principio de Du Nuoy. Una muestra del aceite se flota cuidadosamente encima de una capa de agua y la fuerza necesaria para tirar de un anillo del platino hacia arriba debajo del nivel del agua a través del aceite es medida usando un alambre calibrado de la torsión. La fuerza se mide en la punta en la cual las roturas de anillo del platino se hace para precisar dimensiones. Puesto que esta prueba es muy sensible a los contaminantes, uno debe ser muy preciso en la manipulación del dispositivo del muestreo, de la muestra, y del instrumento. Hay factores de corrección que tienen que ser tomados en consideración; referentes a las dimensiones del anillo y de las densidades del agua y de la muestra. Los resultados se dan en unidades de Din/cm o en las unidades numéricamente equivalentes en miliNewtons/metros (mN/m).

SIGNIFICADO:

Puesto que los materiales hidrofílicos son generalmente altamente polares y así no muy solubles en el aceite no polar, la presencia de estas especies puede dar lugar a la formación del lodo. Estos materiales que sigue habiendo disueltos en la lata de aceite afectan las características eléctricas deseadas del aceite. Reducirán la fuerza dieléctrica y aumentarán el factor de la disipación del aceite.

La IEEE nos muestra valores de IFT dependiendo del tipo de aceite que se este utilizando (IEEE C57.106-1991). Algunos valores representativos se dan en el siguiente cuadro:

Tipo de Aceite /Unidad	Tensión Interfacial (IFT)
Envíos del aceite mineral nuevo según lo recibido de refinería	Mínimo 40 dinas/cm
Aceite nuevo recibido en nueva unidad	Mínimo 35 dinas/cm
Límites para el uso continuado:	
≤ 69kV.	Mínimo 24 dinas/cm
69 – 288kV.	Mínimo 26 dinas/cm
> 345kV.	Mínimo 30 dinas/cm

1.2.2.4.- Contenido de humedad

En los transformadores de potencia existen tres fuentes principales de agua; el papel y el cartón utilizados en la fabricación del transformador que, aún secos e impregnados de aceite, pueden contener del orden del 0.2% en peso de agua cuando están nuevos. El primer paso en el proceso de degradación es la pérdida de los grupos hidróxilo de la celulosa en forma de agua y por último, la entrada de agua de la atmósfera al interior del transformador a través de la cuba de expansión pues, a pesar de pasar a través de un cartucho de gel de sílice, éste no es capaz, en la mayoría de los casos, de evitar la entrada de agua.

SIGNIFICADO:

El contenido en agua de un líquido aislador afectará directamente las características físicas, eléctricas, y químicas del líquido. Los índices de color y acidez, y las pérdidas dieléctricas son tres propiedades que

presentan una correlación bastante significativa. También orientan sobre la necesidad o no de realizar otros ensayos complementarios. Con esta información más completa se puede decidir acerca de la viabilidad, económica y técnica, de eliminar los productos de degradación del aceite mediante un tratamiento con tierras absorbentes, o la sustitución del aceite por otro nuevo.

La IEEE ha sugerido unas guías de consulta para el contenido de agua dependiendo del tipo de aceite (IEEE C57.106-1991). Algunos valores representativos se dan a continuación:

Tipo de Aceite /Unidad	Contenido en agua
Envíos del aceite mineral nuevo según lo recibido de refinería	Máximo 35 PPM
Aceite nuevo recibido en nueva unidad	
< 69kV.	Máximo 25 PPM
69 – 230kV.	Máximo 20 PPM
Aceite nuevo procesado para el uso > ó = 345kV.	Máximo 10 dinas/cm
Límites para el uso continuado:	
< ó = 69kV.	Máximo 35 PPM
69 – 288kV.	Máximo 25 PPM
> 345kV.	Máximo 20 PPM

1.2.2.5.- Factor de potencia

Determina las pérdidas que se producen en el aceite bajo campo eléctrico. Son pérdidas resistivas y capacitivas, consecuencia estas últimas, de la polarización y relajamiento molecular. Se traducen en un calentamiento del aceite y por ello, de todo el transformador. A medida que aumenta el factor de pérdidas dieléctricas, disminuye el rendimiento de la transformación de la tensión eléctrica. Los valores se

expresan como la tangente del ángulo complementario que forman los vectores tensión e intensidad. Se recomienda no superar los valores 0.1 ó 0.2, dependiendo de la tensión y potencia del transformador.

SIGNIFICADO

Las medidas se hacen en temperaturas exactas, generalmente 25 y 100° C , así las células tienen que ser guardadas en una temperatura constante. La medida real es una comparación de la capacitancia de la célula llenada de la muestra fluida aislante en un circuito de puente electrónico sensible. El resultado se expresa generalmente como porcentaje para el factor de disipación o factor de potencia

La IEEE ha sugerido unas guías de consulta para los valores de factor de potencia dependiendo del tipo de aceite (IEEE C57.106-1991).

Algunos valores representativos se dan a continuación:

Tipo de Aceite /Unit.	Factor de Potencia	
	@ 25°C	@ 100°C
Envío del aceite nuevo de la refinería	Máximo 0,05%	Máximo 0,3%
Aceite nuevo recibido en el equipo nuevo		
< ó = 69Kv.	Máximo 0,15%	Máximo 1,50%
69 - 288kV.	Máximo 0,10%	Máximo 1,00%
> 345kV.	Máximo 0,05%	Máximo 0,30%

1.2.2.6.- Color

El buen estado de un aceite en servicio requiere que se mantenga lo más bajo posible, ya que la polimerización y condensación por la degradación del aceite dan lugar a un incremento en su valor. No hay un límite por encima del cual se aconseje cambiar el aceite,

utilizándose este dato de forma cualitativa para, junto con otras propiedades, valorar el estado del aceite desde el punto de vista químico.

PROCEDIMIENTO:

La mayoría de las muestras del aceite mineral variarán en color de descolorido al pasar a marrón oscuro con colores intermedios del tan ligero al tan oscuro. La ASTM ha instalado una serie de estándares de color que cubrían este rango de colores y les ha asignado los valores numéricos que se extendían a partir de 0.5 a 8.0 con intermedios de 0.5. Estos estándares se hacen del cristal coloreado y la muestra del aceite se compara de lado a lado con los estándares en un colorímetro.

SIGNIFICADO

El color de una muestra del aceite se utiliza principalmente como guía del refinamiento del aceite cuando es nuevo. Debe ser precisado que el color del aceite por sí mismo nunca se debe utilizar para indicar la calidad del aceite; sin embargo puede ser utilizado para determinarse si pruebas más definidas deben hacerse para determinar las características específicas de la muestra que se relacionan más con el funcionamiento del aceite.

La nubosidad de la muestra puede indicar la presencia de agua, que alternadamente bajará la fuerza dieléctrica de la muestra. Las partículas del material del lodo pueden indicar los productos de la oxidación tales como ácidos que levanten la acidez y bajen el IFT. Las

partículas del carbón y/o metal pueden indicar la calefacción excedente local severa y/o la formación de arcos.

La IEEE ha sugerido guías de consulta para el color y la claridad del aceite (IEEE C57.106-1991). Algunos valores representativos se dan abajo:

Tipo de Aceite /Unidad	Color	Claridad
Envíos del aceite mineral nuevo según lo recibido de refinera	0,5 máximos	Brillante y claro
Aceite nuevo recibido en el equipo nuevo		
< = 69kV.	Máximo 1,0	Brillante y claro
69 - 288kV	Máximo 1,0	Brillante y claro
> 345kV.	0,5 máximos	No especificado

1.2.3 Análisis de gases disueltos

Los materiales aislantes dentro de los transformadores y de los equipos relacionados son analizados al liberar gases dentro de una unidad. La distribución de estos gases se pueden, relacionar con el tipo de incidente eléctrico y el índice de la generación del gas puede indicar la severidad del incidente. La identidad de los gases que son generados por un transformador puede ser información muy útil en cualquier programa de mantenimiento preventivo. Esta técnica se está utilizando absolutamente con éxito a través de diversos países en el mundo.

Las causas de los gases de los incidentes se pueden dividir en tres categorías; corona o descargas parciales, calefacción termal y

formación de arcos. Estas tres categorías se diferencian principalmente en la intensidad de la energía disipada por tiempo de la unidad, por volumen de unidad, por incidente. La intensidad más severa de la disipación de la energía ocurre con la formación de arcos, menos con la calefacción y con la corona.

Una lista parcial de los gases del incidente que se pueden encontrar dentro de un transformador se muestra en los tres grupos siguientes:

1.- Hidrocarburos e hidrógeno

- Metano CH_4
- Etano C_2H_6
- Etileno C_2H_4
- Acetileno C_2H_2
- Hidrógeno H_2

2.- Oxidos del carbón:

- Monóxido de carbono CO
- Dióxido de carbono CO_2

3.- Gases del No-Incidente:

- Nitrógeno N_2
- Oxígeno O_2

Estos gases se acumularán en el aceite, como resultado de varios incidentes. Su distribución será efectuada por la naturaleza de los materiales aisladores implicados en el incidente.

Los gases principales del incidente pueden ser categorizados como sigue por el tipo de material que está implicado:

1. Corona	
a. Aceite	H ₂
b. Celulosa	H ₂ , CO , CO ₂
2. Calefacción Termal	
a. Aceite	
Baja temperatura	CH ₄ , C ₂ H ₆
Alta temperatura	C ₂ H ₄ , H ₂ (CH ₄ , C ₂ H ₆)
b. Celulosa	
Baja temperatura	CO ₂ (CO)
Alta temperatura	CO (CO ₂)
3. Formación de Arcos	
H ₂ , C ₂ H ₂ , (CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄)	

Los líquidos aisladores del aceite mineral se componen esencialmente de los hidrocarburos saturados llamados parafinas, cuya fórmula molecular es C_nH_{2n+2} con n en el rango de 20 a 40. El material celulósico del aislante es una sustancia polimérica de fórmula molecular general: (C₁₂H₁₄O₄(OH)₆)_n con "n" en el rango de 300 a 750.

El uso de análisis de gases disueltos en el aceite aislante para detectar fallas incipientes en los transformadores está basado en el fenómeno físico de rompimiento, tanto en las moléculas de los aceites aislantes como de los aislamientos de celulosa, al ser sometidos a esfuerzos térmicos y eléctricos excesivos, produciendo compuestos complejos y gases volátiles.

Los gases volátiles son una mezcla compleja cuya concentración obtenida a través de una muestra, puede ser determinada por un método analítico muy sensitivo como es el Análisis de Gases Disueltos (DGA).

Los diversos métodos de diagnóstico han sido programados mediante el uso de lógica imprecisa con la finalidad específica de preservar información relativa a la solidez de los resultados de cada diagnóstico; al mismo tiempo, son generados los mismos resultados de diagnóstico normalmente obtenidos mediante el método tradicional. A continuación mencionaremos algunos métodos de diagnóstico utilizados:

Reglas para los Gases Principales.- El método de análisis de los gases principales utiliza reglas diseñadas a fin de diagnosticar anomalías tales como problemas térmicos, de descarga parcial. Las reglas incluyen información concerniente a las concentraciones de los gases, las proporciones en que cada hidrocarburo está representado en el gran total de hidrocarburos y las proporciones de CO en el gas combustible. En el caso de transformadores llenos de aceite, la relación entre CO₂/CO junto con información correspondiente al CO y CO₂ son utilizados para el diagnóstico de un posible deterioro en el aislamiento de celulosa.

El Método de Relaciones de Rogers.- El método propone la utilización de tres relaciones entre gases, el cual fue publicado en 1978 por R.Rogers substituyendo así su propio método el cual originalmente

utilizaba 4 relaciones en lugar de 3. Las relaciones involucran los siguientes pares de gases: acetileno/etileno; metano/hidrógeno; y etileno/etano.

Método de Relaciones de Doernenburg.- El método de relaciones de Doernenburg, tal y como es definido en el estándar IEEE C57.104-1991 usa cuatro relaciones de gases, a saber: metano/hidrógeno; acetileno/metano y etano/acetileno con el propósito de diagnosticar descomposición térmica, descarga parcial o arqueo.

Método Nomográfico de Gases.- Este método ha sido desarrollado por Analytical Associates y sus colaboradores. Este método interpreta de una manera ingeniosa un nomograma (un tipo especial de representación gráfica en la cual diferentes variables son representadas mediante el uso de ejes verticales paralelos, permitiendo su comparación directa) de tal suerte que el tipo de falla (sea ésta de naturaleza térmica, de descarga parcial o de arqueo) pueda ser detectado en la forma de un patrón visual característico

Método de Relaciones CIGRE.- Publicado en 1977 por Mueller, Schliesing y Soldner. De manufactura similar a los métodos de relaciones debidos a Rogers y Doernenberg, el método CIGRE utiliza relaciones entre acetileno/etano, hidrógeno/metano, etileno/propileno con la finalidad de obtener resultados similares a aquéllos producidos en el método de Rogers.

Método de Duval.- Propuesto en la década de los 70 por el químico Michael Duval (de Hydro Quebec), se basa en las concentraciones de metano, etano y acetileno. Para cada gas se calcula la proporción de éste en la suma de los tres gases. La aplicación de un conjunto de reglas en que se considera cada par de proporciones de los gases por separado permite la detección de problemas de tipo térmico, de descarga parcial o de arqueo. El uso de los tres gases utilizados en este método tiene su origen en un aparato de monitorear los gases disueltos en aceite el cual es utilizado en Hydro Quebec.

Existen otros ensayos en las normas que entendemos exceden el marco de análisis del presente trabajo.

Vale la pena mencionar que existen también "observaciones" rápidas que se pueden efectuar sobre un aceite que nos dan indicios sobre lo que esta sucediendo en el interior de un transformador.

- Cambio de color: observable en el periódico muestreo, es producto de la progresiva oxidación del aceite.

Inspección visual: la presencia de partículas de suspensión, turbidez, etc, en una muestra de aceite, indica deterioro del sistema de aislación.

- Olor: indica la existencia de ácidos fuertes que pueden ser productos de la formación de arcos en el transformador.

1.2.4 Análisis de furanos

Los furanos son una familia de compuestos orgánicos comúnmente hallados en bajos niveles en fluidos aislantes de transformadores de potencia como resultado del deterioro del aislamiento celulósico de los materiales aislantes. Recalentamiento del aislamiento. Oxidación y degradación en altos contenidos de humedad que contribuyen a la formación de una variedad de componentes que incluyen diferentes derivados del furano. Estos derivados colectivamente conocidos como furanos ó "compuestos furánicos" presentes en el aceite del transformador, aún en pequeñas cantidades son una señal distintiva del resultado de la degradación de la celulosa. Las pruebas para furanos en líquidos aislantes, son realizados usando cromatografía líquida de alta resolución (HPLC), de acuerdo al método estándar ASTM D-5837.

Existen laboratorios, que son capaces de realizar análisis de furanos en virtualmente cualquier líquido aislante, teniendo como fundamento una considerable base de datos consolidada para interpretar resultados de análisis de furano en aceite mineral, silicona, askarel y líquidos refrigerantes (frenos).

Hay cinco(05) componentes furánicos generalmente encontrados, como desgradación de la celulosa en transformadores de potencia. Los resultados de furano son interpretados considerando tanto la cantidad

total de componentes furánicos en partes por billón así como en la relativa concentración de compuestos furánicos individuales.

Estos cinco (05) componentes analizados son los siguientes:

5 H2F : 5 – Hidroxymethyl – 2 – Furaldehido

2 FOL : 2 – Furfurol (2-Furfuryl alcohol)

2 FAL : 2 – Furaldehydo

2 ACF : 2 – Acetylfurom

5 M2F : 2 – Methyl + furoaldehido

Estos compuestos se forman en el papel aislante de los transformadores como resultado del envejecimiento, sobrecalentamiento y oxidación.

Los componentes furánicos se forman en la medida que los largos polímeros de la celulosa de la fibra de papel se deterioren. Debido a que éstos componentes son de alguna manera solubles en el aceite, una porción de cada uno de los furanos formados migra dentro de él, el cual puede ser muestreado y analizado para determinar la concentración de los componentes furánicos individuales y la concentración total de todos los cinco (05) compuestos furánicos.

Interpretación de valores totales de los Furanos

- **0-20 Partes por billón (ppb):** Como base y sería el caso típico de un transformador nuevo o uno que ha sido operado sólo bajo condiciones suaves ó moderadas. Este es parte del rango aceptable.

- **21-100 ppb:** Como aceptable. Transformadores saludables, que envejecen normalmente y generaron bajo nivel de furano hasta alrededor de 100ppb.
- **101-250 ppb:** Como cuestionable y representa un excesivo envejecimiento del sistema de aislamiento del transformador.
- **251 ppb y más:** Como inaceptable. El sistema de aislamiento del transformador se ha degradado a tal punto de la integridad del papel aislante es sospechoso.

Mas allá de éstos niveles de interpretación, se consideran dos aspectos:

Para altos niveles, en el rango inaceptable, se puede componer los resultados históricos de furanos con una población total de transformadores con éste tipo de líquido aislante. Esto da una aproximación con respecto a la vida útil consumida del transformador y a la que aún queda por usar. Se debe tener presente que cualquier estimación es un juicio conservador basado estadísticamente en una población de equipos eléctricos en operación.

Hay niveles que representan un claro e inmediato peligro. Resultados en el rango de 1000 a 1500 ppb son interpretados como peligrosos, en donde la unidad podría fallar y estar expuesta a un trastorno brusco. Resultados mayores de 1500 ppb.; indican que una falla en el equipo se espera en cualquier instante. El transformador está al final de su vida útil. Sin embargo se conocen de unidades que empiezan a fallar

en el rango de 1500 a 1700ppb, aún considerando que algunas continuaban operando sin dificultad, aparentemente, aún a más altos niveles, próximos a 10,000ppb. Lo último es más una excepción que una regla.

Dos hechos impactan directamente sobre la interpretación de los resultados para los compuestos furánicos individuales.

Primero, aunque ellos son algo solubles en aceite, éstos compuestos tienen mayor afinidad por el papel. Como resultado, los furanos que se cuiden en aceite tienen mucho menos concentración que lo que éstos mismos podrían exhibir en el papel.

Segundo, cuatro de los compuestos furánicos (5H2F, 2FOL, 2ALF y 5M2F), se descomponen en el tiempo para formar adicionalmente 2FAL. Esto sucede muy lentamente a temperaturas ambientales y en ausencia de condiciones que aceleran la descomposición.

El retardo de tiempo típicamente experimentado entre la extracción de la muestra, el envío al laboratorio y el análisis de ella, no afectan materialmente la concentración relativa de los compuestos furánicos en el aceite. El análisis de una muestra representativa, efectuada describe exactamente las condiciones en el transformador, en el momento en que la muestra fue tomada. La operación de un transformador con carga, contribuye a que se produzcan vibraciones y altas temperaturas. Esto, combinado con otras condiciones y material dentro del transformador aceleran el desprendimiento de compuestos furánicos,

tenderá a causar algún otro furano diferente que 2FAL, que son formador por condiciones defectuosas transitorias ó temporales que degradan al 2FAL.

Como conclusión se puede decir que si se encuentran otros furanos diferentes al 2FAL en una muestra, las condiciones en que están formándose estos furanos son condiciones activas.

La presencia individual de furanos se interpreta de la siguiente manera:

- 5H2F: Una abundancia de 5 hidroxymethyl – 2 – Furaldehydo, indica envejecimiento acelerado y degradación del papel aislante, debido a la oxidación mayormente causada por la presencia en exceso de oxígeno disuelto en el líquido aislante.
- 2FOL: Abundancia de 2 furfurol, indica envejecimiento acelerado de papel aislante por la presencia de alto contenido de humedad.
- 2FAL: Abundancia de 2 furaldehydo, sin otros compuestos presentes, puede ser una indicación de recalentamiento generalizado del sistema aislante del transformador.

También como lo antes escrito, puede ser una indicación de un problema pasado o de una condición temporal que creó compuestos de furano, pero que ahora está latente.

Típicamente unas semanas después de la formación, todos los furanos en un transformador en operación se degradan en 2 FAL.

- 2ACF: La formación de acetylfurano en cantidad sin la presencia de otros furanos es de ocurrencia rara, tan rara que no puede sacar

una conclusión con respecto a las condiciones que forman los 2ACF con algún grado razonable de certeza. Hay evidencia que 2ACF se forma bajo condiciones donde hay fatiga eléctrica, tales como una descarga eléctrica parcial (corona) involucrando el papel aislante.

- 5M2F: Una abundancia de 5-Metil-2-furaldehído, indica envejecimiento causado por severo recalentamiento general o localizado. Las condiciones son similares a aquellas que llevan a la formación del 2FAL, pero solamente de energía más alta.

No es inusual el ver resultados con tres ó más furanos que se están formando en cantidad. En éstos casos hay una falla activa que lleva a un prematuro envejecimiento y degradación del aislante sólido. Un caso especial es cuando se forman todos los cinco furanos, generalmente esto sucede cuando hay alta descarga de energía (arco) que involucra al papel aislante.

Cambiar el aceite, eliminará los furanos que están disueltos en el líquido, pero los furanos presentes en el papel migrarán de regreso en el nuevo aceite. El resultado será más bajo, pero siempre arrojará un significativo nivel de furanos.

La regeneración del aceite en el transformador usando Tierra Fuller, eliminará los furanos del aislamiento en el mismo grado que otros productos de degradación que son reconocidos. La remoción a las condiciones de base es común. Como resultado de éstos dos hechos;

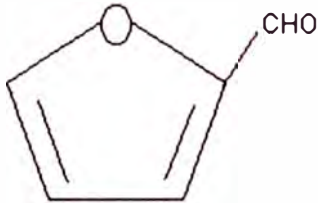
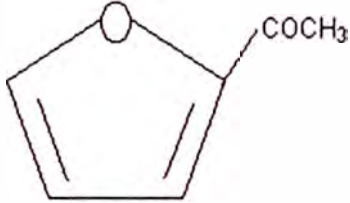

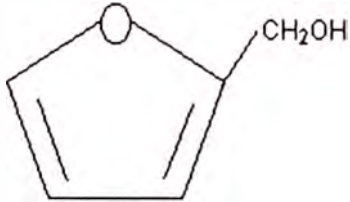

el historial de servicio de la unidad, particularmente con respecto al cambio y regeneración, es vital información para la interpretación de los resultados de los furanos.

En EDELNOR, a partir del presente año estamos incorporando este análisis con el fin de obtener mayor información con respecto al aceite y su análisis correspondiente para una decisión adecuada.

ESTRUCTURAS DEL FURAN

Los furanos formados en transformadores de potencia, son conocidos por varios nombres, con diferentes nomenclaturas convencionales. Los componentes comúnmente formados y las convenciones son las siguientes:

ESTRUCTURA DEL FURAN

<u>Nombre y Abreviación</u>	<u>Estructura</u>	<u>Sinónimos</u>
2-Furaldeído 2 FAL		2 Furfuraldeído 2-Furfural Furfural Furaldeído
2-Acetylfuran 2 ACF		2 FurylMethyl Cetona
5-Methyl-2-Furaldeído 5M2F		5 Methyl-2-Furfuraldeído 5 Methyl-2-Furfural 5MEF
2-Furfural 2 FOL		Furfuryl alcohol
5-Hidroximetil- 2-Furaldeído 5 H2F		5-Hidroximetil-2-Furfuraldeído 5-Hidroximetil-2-Furfural 5HMF

Nota
"Sinónimos", no son necesariamente sinónimos de la actual nomenclatura química. Los términos listados han adquirido alguna aceptación en círculos de mantenimiento de transformadores y están listados aquí para referenciarlos con otras literaturas e informaciones técnicas.

1.2.5 Análisis de PCB (Análisis de askarel)

El P.C.B. es conocido en el mercado con más de 20 nombres comerciales, entre los más conocidos son: ASKAREL, CLOPHENE, INHERTEEN, PYRALENE, PYRANOL etc.

A continuación las ventajas y desventajas del P.C.B.:

VENTAJAS	DESVENTAJAS
No inflamable y su llama no es auto-sostenida.	El PCB se inflama a los 340 grados. La norma establece como líquido no inflamable al que tiene una temperatura de inflamación mayor de 300 grados centígrados.
Excelente aislante, muy superior al aceite mineral	Veneno: Si bien ésta propiedad por sí sola no sería tan importante en el servicio de un transformador, el hecho que además la sustancia sea no degradable la torna peligrosa por el ecosistema en el caso de una pérdida.
Soporta mejor el agua, sin reducir sus características aislantes. Así por ejemplo el aceite mineral soporta solamente 20 por millón de agua (20ppm), el PCB soporta hasta 120ppm.	¿Cancerígeno?, se han realizado numerosas investigaciones sobre este tema, pero a la fecha los resultados de las investigaciones más serias son contra puestos. Mientras algunos autores insisten en sus propiedades cancerígenas, otros le restan importancia y hasta aportan pruebas en sentido contrario.
No degradable: No envejece y todo lo referido a acidez e inhibidor no debe estudiarse cuando se analiza el comportamiento del PCB	No degradable: Su derrame en el sistema ecológico representa un problema, ya que el producto no se degrada conservando sus propiedades venenosas.

El PCB es un excelente aislante para el uso en transformadores, pero su venenosidad y especialmente su no degradabilidad (que es

una ventaja en un transformador en servicio) se convierte en un gran defecto desde el punto de vista ecológico.

Las campañas ecológicas han dado resultado y en la actualidad no se fabrica más PBC y su uso está prohibido ó restringido en todo el mundo. Con relación al mantenimiento de transformadores con PBC hay que prestar especial cuidado en:

- Pérdidas del líquido aislante y en los posibles derrames en el medio ambiente.
- Contenido de agua
- Rigidez Dieléctrica.

La regulación prohibida sobre el PCB limita el funcionamiento y el uso de aparatos que contengan esta sustancia hasta el año 1999. Hasta esta fecha, todos los transformadores contaminados con PCB sea en forma permanente < 50ppm. Aquellos artefactos que contengan PCB con más de 50ppm se deben poner fuera de servicio y desechar conforme a las reglas imperantes. Esta tarea se llevará a cabo, por motivos de seguridad, solamente por aquellas empresas autorizadas para ello.

¿ Qué hacer con los transformadores que contienen PCB?

En primer lugar, hay que conocer la legislación con respecto a la contaminación de la zona donde se encuentra localizado el transformador.

Algunas legislaciones no consideran al transformador "prohibido", ya que un transformador en servicio no es un "residuo tóxico". No obstante, en éstos casos se deben tomar el máximo de precauciones para evitar pérdidas y derrames.

Existiría la idea generalizada de que podemos recuperar fácilmente un transformador aislado con PCB; mediante el "RETROFILING", que consiste en vaciarlo y llenarlo con otro líquido aislante. Esta solución es sumamente simplista, ya que las legislaciones norteamericanas y europeas consideran un "transformador con PCB", cuando contiene más de 50 partes por millón de PCB. Esta cantidad es sumamente pequeña uno se logra por el método de vaciado, lavado y llenado con nuevo líquido aislante.

En general, con éste método se logran valores de más de 30,000ppm (3%) y que no es aceptable según las normas arriba indicadas.

Existen métodos, especialmente en los EE.UU, para tratar transformadores en servicio contaminados con PCB, para convertirlos a transformadores libres de PCB.

El método consiste en llenar el transformador con un líquido aislante, que contiene un punto de evaporación relativamente bajo. El líquido aislante arrastra pequeñas partes de PCB; ó una máquina que evapore el líquido aislante, quedando el PCB concentrado disponible para su eliminación. El líquido evaporado es nuevamente condensado y vuelve a circular a través del transformador repitiendo el ciclo. El proceso dura

varios meses ó años según el tipo de transformador, la potencia y cantidad de aislante sólido contaminado con PCB.

Las normas norteamericanas, exigen un proceso de calificación del transformador tratado para certificar que contiene menos de 50ppm (equipo libre de PCB). Esta calificación se realiza a los seis meses de realizado el tratamiento, debiendo, en ese momento no exceder la cantidad de PCB, los 50ppm arriba indicados. La calificación la realizan organismos especializados.

El método arriba descrito, es sumamente costoso y se justifica únicamente en lugares especiales.

En consecuencia, otra característica sumamente negativa del PCB, es que su quemado requiere hornos especiales que operan a temperaturas de más de 1000 grados centígrados; y cuya tecnología no está disponible en todos los países. Solamente un grupo muy restringido de países del mundo poseen hornos calificados para realizar correctamente la operación de quemado de PCB, sin daño al medio ambiente.

Por lo expuesto, a la fecha la única solución definitiva para poder clasificar su planta como "libre de PCB", es quemar todo el PCB contenido en el transformador y el transformador contaminado en hornos especiales. Cualquier intento de recuperar el transformador ó tratar de venderlo no hace más que aumentar el peligro de ser

considerado contaminador de acuerdo a las diferentes legislaciones ambientales.

En nuestro país aún no existe una reglamentación respecto al tema, pero se encuentra en estudio a ser aplicada en el presente año, y en EDELNOR S.A.A el análisis de PCB, esta siendo aplicado a partir del presente informe, ya que la mayoría de sus trafos son antiguos.

A continuación describiremos otros dos tipos de análisis como el Análisis del Inhibidor y de Metales en el Aceite, los cuales se prevee realizarlos a partir de julio del presente año.

1.2.6 Análisis del inhibidor

Los líquidos aisladores del aceite mineral experimentan la degradación oxidativa en la presencia del oxígeno para dar un número de productos de la oxidación. Los productos finales de la oxidación son los materiales ácidos que pueden afectar las características del líquido aislador así como daño a los componentes de la unidad eléctrica. El oxígeno es una especie diradical y las reacciones del proceso oxidativo son complejas pero implican reacciones del radical libre. Una forma para prevenir éstos tipos de reacción es incorporar un inhibidor de la oxidación que interrumpe y termina el proceso del radical libre de la oxidación. Los materiales phenolic son absolutamente buenos para éste propósito y los dos inhibidores, los más comúnmente posibles usados son: 2,6-di-tertiary-butylphenol (DBP) y 2,6-di-tertiary-butyl-4-methylphenol ó 2,6-di-tertiary-butyl-para-cesol (DBPC).

PROCEDIMIENTO:

El método usado para la determinación de la cantidad de DBP y de DBPC en aceite mineral está usando el espectrometro infrarrojo. Ambos inhibidores exhiben las vendas infrarrojas en cerca de 3650cm^{-1} debido a la frecuencia que estira el O-H del grupo del fenol. Es esta venda que se utiliza para cuantificar la cantidad de presencia. Para determinar que inhibidor está presente, el espectro se explora en la región de cerca de 900 a 700 centímetros^{-1} . El DBP exhibe una venda en cerca de 745 centímetros^{-1} debido al movimiento de reflexión del hacia fuera de plano de los hidrógenos asociados a un anillo del benceno 1,2,3-trisubstituted. El DBPC exhibe una venda similar en cerca de 860 cm^{-1} debido al movimiento de flexión del hacia fuera del plano de los hidrógenos asociados a un anillo del benceno 1,2,3,5-tetrasubstituted.

Así uno puede identificar que inhibidor está presente explorando el rango de la frecuencia baja del espectro y entonces puede ser cuantificado explorando la venda de alta frecuencia en 3650cm^{-1} .

SIGNIFICADO

La presencia de inhibidores en el aceite aumentará la vida útil del aceite con respecto a la degradación oxidante en la presencia del oxígeno. Pues el aceite se expone a este tipo de degradación oxidante, el aceite será protegido tan de largo como hay presencia del inhibidor.

Así la determinación de la cantidad de presencia del inhibidor se puede utilizar para estimar la vida útil del aceite. Puede también ser utilizado para determinarse si ó no el aceite nuevo se ha inhibido correctamente antes de su uso. Como el inhibidor se utiliza por encima de su concentración puede ser vigilado e inhibido, adicionalmente agregar como necesario para mantener una concentración apropiada en la unidad. Los valores típicos para el aceite fresco están en el rango de 0,25 a 0,35 % del DBP ó DBPC al lado del peso.

1.2.7 Análisis de metales en el aceite

La prueba de los metales se utiliza para proporcionar a la información vital sobre la operación del transformador y en la localización de sitios potenciales del incidente dentro del transformador. Puede el método proporcionar no sólo la información necesaria para establecer claramente localizaciones de incidente sino que puede también detectar desgaste excesivo en bombas de circulación del aceite.

Generalmente se analiza a los siguientes tipos de metales como son: hierro, cobre, aluminio, terminal de componente, plata, lata y entre otros el cinc.

Recientemente se ha introducido un equipo avanzado para analizar sus líquidos aisladores para los metales en los niveles de concentración bajos.

Espectroscopia del Aa

Los altos incidentes de la energía pueden generar las partículas del metal, que entonces se dispersan en el aceite. Identificar los tipos de partículas del metal y sus concentraciones por la absorción atómica (AA) proporciona respuestas de ayuda que localiza el incidente dentro del tanque.

Varios métodos existen para determinar concentraciones bajas de los metales presentes en una matriz líquida tal como aceite del transformador. Entre ellos se incluye el análisis por electromecánico, nuclear-activación, la fluorescencia de la radiografía. El espectrometro de la emisión, y la espectroscopia de la absorción atómica (AA).

El análisis del AA; depende de la absorción selectiva de frecuencias discretas en el espectro de la radiación por los átomos libres del metal.

Durante el análisis, se quema una muestra del aceite, y los metales son dados vuelta en los átomos libres del metal por ésta incineración de alta temperatura. Durante la incineración, la intensidad instantánea del espectro de la radiación se mide y se compara contra estándares para determinar la presencia y concentración de cualquier átomo libre del metal. La manera más práctica de hacer esto es quemarse la muestra del aceite en un horno de alta temperatura del grafito.

La ventaja de éste método es que la muestra de aceite puede ser colocado en un tubo disponible de muestra de grafito y quemar el tubo sin cualquier otra preparación y lo más importante de éste método es

que puede mejorar el nivel de detección para determinar bajas concentraciones de metal.

ANÁLISIS DE LOS METALES POR LA ESPECTROSCOPIA DE AA
CON UN HORNO DEL GRAFITO

Aluminio	0,3 ppb
Cobre	0,01
Hierro	0,1
Terminal de componente	0,01
Plata	0,01
Lata	5
Cinc	0,01

METALES Y SUS FUENTES POSIBLES EN TRANSFORMADORES

Aluminio	Bobinas, blindajes de la corona, bujes de cerámica
Cobre	Bobinas, bronce y componentes del latón
Hierro	Base y tanque
Terminal de componente	Empalmes de soldadura
Terminal de componente, Lata, Plata, Cinc.	Conectores, terminales, pernos y componentes periféricos

1.2.8 Valores y normas empleadas

Existen varias normas entre ellas: IEC 599; VDE; ASTM

En EDELNOR S.A.A., se viene trabajando con la Norma Americana ASTM (American Society for Testing and Material), debido a los laboratorios con los que trabajan nuestras empresas contratistas entre ellas tenemos las siguientes:

- Asea Brown Boveri S.A. - ABB PERU S.A.
- S.D. MYERS - AKRON – OHIO – Transformer Service S.A.
- MORGAN SCHAFFER – QUEBEC-MONTREAL – Qualitas S.A.

El cuadro siguiente indica las pruebas más importantes que se realizan en el aceite de transformador y la información que entrega cada prueba:

ENSAYO	METODO ASTM	Criterio de evaluación	Información que entrega la prueba
Rigidez Dieléctrica (kV)	D-877	Aceites nuevos no deben tener una ruptura dieléctrica inferior a 30kV.	Contaminantes conductores presentes en el aceite como partículas metálicas fibras ó agua
Número de Neutralización (mgKOH/gr)	D-974	Miligramos de hidróxidos de potasio requerido para neutralizar 1 gramo de aceite (0,03 ó menos en aceites nuevos)	Acidez presente en el aceite, indica envejecimiento y oxidación
Tensión Interfacial	D-971	Dinas por centímetro (35 ó mayor para aceites nuevos)	Lodo contenido en el aceite (Contaminantes polares)
Contenido de humedad en partes por millón (ppm H ₂ O)	D-1533	Menor que 25 en transformadores nuevos	Revela el contenido total de agua. Filtraciones o deterioro de la celulosa
Factor de Potencia	D-924	Factor de potencia del aceite nuevo es 0,15% o menor	Revela presencia de humedad, resinas, barnices u otros productos de oxidación en el aceite o de otros contaminantes extraños
Densidad	D-1298	Gravedad específica del aceite es aproximadamente 0,875	Provee un rápido chequeo por presencia de contaminantes
Color	D-1524	Comparación del contraste del color en una escala de 0 (nuevo) a 8,0 (peor caso)	Cambio notable de color de un año a otro indica algún problema

En el análisis de gases disueltos se tiene:

ENSAYO	NORMA ASTM	Valores límites del aceite
Hidrógeno (H ₂)	3612	> 150 ppm
Metano (CH ₄)	3612	< 25 ppm
Etano (C ₂ H ₆)	3612	< 10 ppm
Etileno (C ₂ H ₄)	3612	< 20 ppm
Acetileno (C ₂ H ₂)	3612	< 5 ppm
Monóxido de Carbono (CO)	3612	< 500 ppm
Dióxido de Carbono (CO ₂)	3612	< 10000 ppm
Nitrógeno (N ₂)	3612	1 – 10% del volumen total
Oxígeno (O ₂)	3612	0.2 - 3.5% del volumen total
Gases Combustibles	3612	< 500 ppm

En el ANEXO A, mostramos los diversos resultados de los análisis en laboratorio que son presentados a EDELNOR.

1.3 Procesos empleados

Con el fin de mantener adecuadamente los transformadores de potencia, en EDELNOR, dados los resultados y luego de analizarlos se opta por el tipo de trabajo a realizar, sea regeneración, tratamiento del aceite ó desencubado de la parte activa.

Actualmente en EDELNOR S.A.A; venimos realizando los procesos de Tratamiento Termovació y Regeneración del aceite en servicio (energizado). Asimismo, se estudia y evalúa nuevos procesos que permitan optimizar el estado funcional de los transformadores, como el deshumececimiento y filtración continua del aceite (Principio de Difusión).

Dependiendo de las condiciones y del estado en que se encuentra el aceite aislante, se necesita realizar algún tipo de tratamiento de recuperación.

Principalmente existen dos tipos de tratamiento de recuperación aplicable al aceite aislante los cuales son

Regeneración.- Proceso químico, aplicados en aceites que sufrieron deterioros, conteniendo así: óxidos orgánicos, sedimentos ó impurezas.

Tratamiento Termovació.- Proceso aplicado en aceites contaminados por la humedad, partículas en suspensión ó agentes externos disueltos.

1.3.1 Regeneración de aceite

El proceso de regeneración es el simple paso del aceite dieléctrico deteriorado a través de una "cámara absorbente" tal como la Tierra Fuller, la cual captura los productos de oxidación (ácidos, lodos, carbón, pigmentos, etc.), restaurando con adecuada adición de antioxidantes, los valores físicos-químicos y dieléctricos de un aceite usado a valores similares a los de un nuevo.

A continuación describimos el procedimiento a seguir:

PROCEDIMIENTO

- El personal responsable deberá realizar una inspección minuciosa al transformador antes de iniciar el proceso de termovació y anotar en el protocolo de inspección de campo cualquier

irregularidad detectada que pueda comprometer el correcto desarrollo de los procesos, esto deberá ser informado al supervisor de EDELNOR S.A.A.

- La unidad de regeneración debe instalarse lo más pronto posible al transformador, para una intervención rápida en caso de anomalías.
- Todos los equipos involucrados en el proceso deben ser sólidamente aterrados. La toma de tierra donde se conectarán los equipos deberá tener un valor de resistencia menor de 10 ohm (según CME).
- Tener siempre al alcance, extintores de incendio de gas inerte para cualquier eventualidad.
- Durante la instalación de las mangueras, el personal usará guantes aislantes.
- El personal involucrado en el trabajo debe tener conciencia de que el equipamiento está energizado. Además deben estar instruidos técnicamente y seguir rigurosamente las normas de seguridad.
- Los deshumecedores de aire (silicagel) no deben estar saturados (color rosado), en todo caso reemplazar antes de iniciar el proceso.
- Antes de iniciar el proceso, cebar el sistema con aceite dieléctrico (cámara de desgasificación, mangueras y by pass).

- Iniciar la circulación del aceite en el circuito preliminar (ver diagramas de procesos) hasta lograr que las burbujas sean eliminadas. Verificar que no existan fugas de aceite en todo el sistema, en caso de existir debe ser corregido.
- Purgar el sistema preliminar mediante válvulas de visor de burbujas y válvula check.
- Verificado que no exista burbujas de aire por la manguera transparente, abrir las válvulas del transformador y cerrar lentamente las válvulas del by pass (ver pasos a seguir).
- Teniendo en cuenta que el transformador está energizado la temperatura del aceite está próxima a la del tratamiento, por lo que necesitamos apenas eventuales entradas del banco de calefacción. Es necesario que los participantes del trabajo mantengan constante observación para no sobrepasar la temperatura límite de trabajo del transformador, ver calibración de relé imagen térmica y termómetro de aceite. El nivel de aceite del tanque de expansión del transformador y de la planta de tratamiento deben ser mantenidos dentro de los límites permisibles.

La supervisión de temperatura del aceite aislante del transformador, presión de extracción, expulsión, nivel de aceite y presión de la cámara de vacío deben ser periódicas (cada hora) y anotar en la hoja de control.

- El tiempo de servicio será 10 veces el volumen de aceite del transformador divididos por la velocidad de la máquina de regeneración (tiempo referencial).

El servicio concluirá una vez que los valores resultantes estén dentro de los recomendados por las normas ASTM.

- | | |
|--------------------------------------|-------------------|
| - Rigidez Dieléctrica (KV/0.2mm) | Norma ASTM D-1816 |
| - Tensión Interfacial (mN/m) | Norma ASTM D-971 |
| - Cantidad de Agua (ppm) | Norma ASTM D-1533 |
| - Pérdidas dieléctricas a 25°C (%) | Norma ASTM D-924 |
| - Índice de Neutralización (mgKOH/g) | Norma ASTM D-974 |
- El proceso es controlado por los ensayos periódicos de rigidez dieléctrica y tensión interfacial de las muestras de aceite extraídas antes de pasar por los filtros de la cámara de vacío.
 - En transformadores con bombas de refrigeración forzada, éstas deberán estar en servicio.
 - Es conveniente tener una cantidad de aceite previamente tratado para reposición de pérdidas o completar el nivel de aceite del transformador.
 - Al concluir el proceso de regeneración se realiza una etapa final de termovacío y adición del inhibidor.
 - Después de un periodo de 03 horas de concluido, extraer una muestra de aceite aislante para su respectivo análisis Físico-Químico y Cromatográfico

PASOS A SEGUIR:

- En estado inicial todas las válvulas deben estar cerradas.
Llenar aceite al sistema de regeneración abriendo las válvulas de tanque de tierra FULLER, M1 y 5 sucesivamente.
Hacer circular aceite por el circuito preliminar a fin de eliminar las burbujas de aire presentes en las mangueras, abriendo las válvulas M2,3,2,1 y 4 sucesivamente, cerrando 5.
- Observar por las mangueras transparentes la presencia de burbujas, purgar la trampa de burbujas. Si no se observa ninguna burbuja continuar con el punto siguiente.
- Abrir lentamente la válvula T2 (en 30 minutos aprox.), controlando siempre que no ingrese burbuja de aire al transformador.
- Luego cerrar las válvulas 2 y 3, abrir T1 para proceder con el circuito principal.
- Controlar constantemente la operación del sistema en su conjunto, anotando valores de temperatura y presión en la hoja de control.
- Extraer muestra de aceite para control de rigidez dieléctrica y tensión interfacial y anotarlas en la hoja de control.
- Continuar con el proceso de regeneración hasta obtener valores aceptables por las normas ASTM.

- Para culminar con el servicio, cerrar la válvula T1 y descargar todo el aceite del sistema y luego cerrar la válvula T2, verificando el nivel de aceite del transformador.

Verificar el relé Buchholz (purgar de ser necesario).

Fin del servicio.

OBSERVACIONES DEL PROCESO

- Para cada cambio de tierra de los tanques se verifica el valor de tensión Interfacial de entrada y salida del aceite (así verificamos su saturación)
- El filtro de 0.5 micras se cambia cuando nos muestra una presión aproximada de 3 bar.
- El Flujo de regeneración será aproximadamente 1500lts/hora.
- El inhibidor se agrega en cantidad de un 0.3% del peso total del aceite y en forma dosificada, para lo cual se requieren aproximadamente 2 horas.
- La temperatura en la cámara de desgasificación es controlada entre 55°C y 60°C aproximadamente.
- La temperatura máxima que se puede alcanzar es de 70°C.
- En todo momento del proceso habrá por lo menos dos personas cuidando los equipos, un técnico conocedor de los equipos y un ayudante.

Este proceso se ilustra en el ANEXO B, y se adjunta la cartilla de control durante el proceso.

1.3.2 Tratamiento termovacio del aceite

Es un proceso eficaz en la remoción de humedad, gases y sustancias volátiles presentes en el aceite aislante.

Consiste en la circulación del aceite por un equipo que posee dispositivos de calentamiento, filtrado y cámaras de desgasificación y deshidratación; con la aplicación del vacío se reduce la temperatura de ebullición del agua que es removida durante la fase vapor por la cámara de vacío.

En el secado al aplicarse el vacío a 1 Torr (1mmhg) fácilmente se obtendrá bajas concentraciones de agua como resultado final y así sucesivamente habrá un aumento significativo de rigidez eléctrica.

Este proceso de termovacio y filtrado puede hacerse en transformador desenergizado o bien energizado.

Describimos a continuación algunas recomendaciones principales para realizar este proceso con circuito energizado.

- La velocidad (caudal) de máquina de tratamiento, debe ser en torno de 1,500 litros por hora; a fin de evitar turbulencias de flujo de aceite dentro del transformador cuya consecuencia es la formación de burbujas de aire y calentamiento.
- La entrada y salida del aceite del transformador deben ser diametralmente opuestas siendo respectivamente en la parte superior é inferior de la cuba. Si el transformador no dispone de

estas facilidades, las mismas deberán ser adoptadas a fin de permitir la ejecución del proceso correctamente.

- Deben hacerse 2 by-pass; uno interno del equipo y otro externo entre la entrada y salida del transformador, éste último debe hacerse con una manguera transparente que permite observar la existencia de burbujas de aire en el circuito, permitiendo su purga durante el comienzo del proceso, posteriormente se anula.
- Durante el proceso no hay necesidad de desactivar el relé buchholz; siendo recomendable que el mismo sea drenado para eliminar eventuales depósitos de gas existentes; porque de existir una alarma en éste relé, el equipo de tratamiento debe ser desconectado, para efectuar observaciones.

Durante el tratamiento se debe decidir la elevación de la temperatura del aceite en relación a la carga y al ambiente, a fin de que el transformador trabaje dentro de los límites establecidos de temperatura, También debe ser observado el nivel de aceite tanto en la cámara de vacío como en el tanque de expansión del transformador, debiendo mantenerse dentro de los límites permitidos.

- Este proceso presenta una gran ventaja de poder ser suspendido en cualquier momento, permitiendo que durante la noche ó fines de semana el tratamiento puede ser detenido, reiniciándolo al otro

día ó semana siguiente. En éstos casos, deberá repetirse el proceso inicial con el circuito del By-pass externo.

- El control del tratamiento se realiza mediante el ensayo de muestras periódicas, retirados en la entrada del equipo antes de pasar por el filtro ó cámara de vacío. Las mediciones son de rigidez dieléctrica y de contenido de agua.

1.4 Mantenimiento integral

1.4.1 Desencubado de la parte activa

El desencubado de la parte activa de un transformador de potencia se da específicamente cuando se tiene indicios de la presencia de lodos, formado por la degradación natural del aceite dieléctrico, descargas eléctricas ó altas temperaturas.

Este proceso de eliminación ó retiro de material orgánico (lodo) en transformadores es importante, ya que en EDELNOR S.A.A., ha efectuado este proceso como de Mantenimiento Integral a más de un transformador de potencia monofásico de 220kV. de 28.33MVA.

A continuación una breve descripción de los trabajos a realizarse parra el retiro de material orgánico:

- Se requiere retirar de servicio el transformador de potencia.
- Transporte del transformador a talleres (empresa contratista que efectuará el servicio). Previo retiro del aislador bushing.
- Aislar adecuadamente el aislador bushing (se recomienda secado al horno) para prevenir a contaminación por humedad.

- Levantamiento de la parte activa (peso aproximado 40TN), utilizando grúa especial, evitando la exposición prolongada del núcleo (parte activa) del transformador al aire húmedo ó a cualquier otro gas con una humedad relativa igual ó mayor que 85% según especialistas de ASEA BROWN BOVERI S.A.; con un máximo de 8 a 12 horas expuesto a intemperie, por encima de ello será necesario realizar un secado en horno de la parte activa (Para el nivel de 220kV. < 85% = a 15 horas; > 85% = 10 horas)
- Limpieza a chorro de la parte activa (núcleo) con un solvente adecuado.
- Termovacio de la totalidad del aceite retirado para su posterior llenado.
- Limpieza del tanque conservador (expansión) donde también se puede encontrar lodo asentado, como en casos ocurridos.
- Finalmente, realizar pruebas de aislamiento y tensión aplicada.

El riesgo que se toma cuando se asume este tipo de trabajo, es principalmente el transformador, quien por la edad crítica (> 30 años), desplazarlo es peligroso puesto que no debe ser sometido a esfuerzos mecánicos a los arrollamientos para evitar deformaciones y desplazamientos internos.

En el ANEXO C, se muestra algunas tomas del levantamiento de la parte activa de un transformador de potencia realizado en una subestación.

CAPITULO II ESTADO ACTUAL DE LOS TRANSFORMADORES

2.1 Introducción

Actualmente EDELNOR S.A.A. cuenta el total con veinticinco (25) Subestaciones de Transmisión más una próxima a ponerse en servicio en octubre en Lima, cuatro (04) instalaciones en el Norte Chico, ubicadas en las ciudades de Chancay, Huaral, Supe y Hualmay que a inicios del año 1997 dichas instalaciones pasarón a ser parte de la empresa.

En EDELNOR S.A.A, el área de mantenimiento de subestaciones de transmisión está formada por dos secciones, mantenimiento SET's Colonial y Panamericana respectivamente

Los análisis de aceite dieléctrico se vienen realizando desde el año 1996 con empresas especialistas dedicadas en este tipo de pruebas, sean estas programadas, de emergencia o mantenimiento integral de los transformadores.

2.2 Estado actual de transformadores de potencia

Así mismo se ha elaborado una base de datos de todos los Transformadores de Potencia de 220/60kV y 60/10kV que están en servicio y reserva, con los que cuenta EDELNOR actualmente, donde

se ha clasificado con A, B, C y D al estado en que se encuentra el equipo, denominado como: Equipo Operativo, Equipo Observado, Equipo Critico y Equipo Obsoleto respectivamente.

Dicha clasificación esta basada en los análisis de aceite, gases disueltos, furanos y pruebas eléctricas realizadas a los transformadores y lo vemos en el CUADROS N°1, 2, 3 y 4.

De la base de datos confeccionada podemos hacer algunas observaciones con respecto a la situación actual en los diversos transformadores.

TRANSFORMADORES DE 220/60kV

- De la presente clasificación podemos observar que del total de 24 transformadores monofasicos en servicio que tiene EDELNOR, existen nueve (09) en estado C, significa que estos se encuentran en permanente monitoreo y que se prevee su cambio.

Siendo la principal razón del cambio, el aislamiento del bobinado que presenta envejecimiento natural por antigüedad y operatividad.

- Solo se cuenta con trafos de reserva tanto en la SET Barsi como en la SET Chavarria ante cualquier contingencia presentada.

TRANSFORMADORES DE 60/10kV

- De acuerdo al estado de los transformadores de reserva operativos, se están efectuando una serie de trabajos complementarios según las observaciones para ponerlos operativos.

- Solo se cuenta con dos (02) transformadores de reserva en buen estado.
- De los transformadores en servicio, existen catorce (14) trafos BBC en estado C, de los cuales doce (12) tienen caja de mando gradín tipo LS, cuyo mantenimiento es muy dificultoso de efectuar, dado que no existen repuestos de fabrica.

2.3 Estadística según edad de los transformadores

De la base de datos del punto anterior, se ha extraído como información estadística la edad de los transformadores de potencia tanto en 220/60kV como en 60/10kV, donde podemos afirmar que los transformadores de potencia en su mayoría cuentan con más de veinte (20) años en servicio, lo cual hace que se requiera de un monitoreo permanente y seguimiento de los parámetros principales del aceite, así como de un mantenimiento más delicado.

CUADRO N°1

BASE DE DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220/60 Kv - EN SERVICIO

ITEM	UBICACIÓN				DATOS DEL TRANSFORMADOR							ESTADO
	ZONA	UBICACION ACTUAL	CIRCUITO	FASE	N° KARDEX	N° FABRICA	AÑO FAB.	MARCA	TIPO	POT (MVA)	CONEX.	
1	C	BARSI	TR N° 1	R	006/00036	5518710	1972	ITALTRAFO	NoMRv	28,33	Yy0	C
2	C	BARSI	TR N° 1	S	006/00034	551878	1972	ITALTRAFO	NoMRv	28,33	Yy0	B
3	C	BARSI	TR N° 1	T	006/00033	551877	1972	ITALTRAFO	NoMRv	28,33	Yy0	B
4	C	BARSI	TR N° 2	R	006/00005	23745	1965	CEM	NoMRv	28,33	Yy0	C
5	C	BARSI	TR N° 2	S	006/00002	23743	1965	CEM	NoMRv	28,33	Yy0	C
6	C	BARSI	TR N° 2	T	006/00006	23747	1965	CEM	NoMRv	28,33	Yy0	B
7	C	BARSI	TR N° 3	R	006/00004	23744	1965	CEM	NoMRv	28,33	Yy0	B
8	C	BARSI	TR N° 3	S	006/00003	23746	1965	CEM	NoMRv	28,33	Yy0	B
9	C	BARSI	TR N° 3	T	006/00001	23742	1965	CEM	NoMRv	28,33	Yy0	B
10	C	SANTA ROSA	TR N° 1	R	006/00008	13963	1963	CGE	OAP	28,33	Yy0	C
11	C	SANTA ROSA	TR N° 1	S	006/00009	13964	1963	CGE	OAP	28,33	Yy0	C
12	C	SANTA ROSA	TR N° 1	T	006/00011	13966	1963	CGE	OAP	28,33	Yy0	C
13	C	SANTA ROSA	TR N° 2	R	006/00007	13962	1963	CGE	OAP	28,33	Yy0	C
14	C	SANTA ROSA	TR N° 2	S	006/00013	13968	1963	CGE	OAP	28,33	Yy0	C

ITEM	UBICACIÓN				DATOS DEL TRANSFORMADOR							ESTADO
	ZONA	UBICACION ACTUAL	CIRCUITO	FASE	N° KARDEX	N° FABRICA	AÑO FAB.	MARCA	TIPO	POT.(MVA)	CONEX.	
15	C	SANTA ROSA	TR N° 2	T	006/00010	13965	1963	CGE	OAP	28,33	Yy0	C
16	P	CHAVARRIA	TR N° 1	R	006/00043	16620s	1977	EFACEC	ACORAZADO IMBRICADO	40,00	Yy0	B
17	P	CHAVARRIA	TR N° 1	S	006/00045	16622s	1977	EFACEC	ACORAZADO IMBRICADO	40,00	Yy0	B
18	P	CHAVARRIA	TR N° 1	T	006/00046	16623s	1977	EFACEC	ACORAZADO IMBRICADO	40,00	Yy0	B
19	P	CHAVARRIA	TR N° 2	R	006/00041	16618s	1977	EFACEC	ACORAZADO IMBRICADO	40,00	Yy0	B
20	P	CHAVARRIA	TR N° 2	S	006/00042	16619s	1977	EFACEC	ACORAZADO IMBRICADO	40,00	Yy0	B
21	P	CHAVARRIA	TR N° 2	T	006/00047	16624s	1977	EFACEC	ACORAZADO IMBRICADO	40,00	Yy0	B
22	P	CHAVARRIA	TR N° 3	T	006/00055	59403	1995	ABB	TMZ44	40,00	Yy0	A
23	P	CHAVARRIA	TR N° 3	S	006/00056	59404	1995	ABB	TMZ44	40,00	Yy0	A
24	P	CHAVARRIA	TR N° 3	R	006/00057	59405	1995	ABB	TMZ44	40,00	Yy0	A

ESTADO:

A: Equipo operativo, en buen estado.

B: Equipo observado, por resultados de pruebas eléctricas y/o análisis del aceite, o por fallas y/o problemas electromecánicos presentados anteriormente.

C: Equipo Crítico, por antigüedad, por resultados de pruebas eléctricas y análisis de aceite. Se debe prever un cambio sistematizado y un monitoreo y mantenimiento continuo.

CUADRO N°2

BASE DE DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220/60 Kv - EN RESERVA

ESTADO DE TRAFOS DE RESERVA OPERATIVOS

ITEM	UBICACIÓN		DATOS DEL TRANSFORMADOR								ESTADO	OBSERVACIONES
	ZONA	UBICACION ACTUAL	N° KARDEX	N°FABRICA	AÑO FABRIC.	MARCA	TIPO	POT.(MVA)	CONEX.	TIPO DE ACEITE		
1	P	CHAVARRIA	006/00044	16621s	1997	EFACEC	ACORAZADO IMBRICADO	40,00	Yy0	SHELL DIALA D	B	F/S en Diciembre 1999 / Bushing está desmontado sin borne (1)
2	C	BARSI	006/00035	551879	1972	ITALTRAFO	NoMRv	28,33	Yy0	SHELL DIALA D	B	Salio F/S en Noviembre de 1999

ESTADO DE TRAFOS DE RESERVA NO OPERATIVOS

ITEM	UBICACIÓN		DATOS DEL TRANSFORMADOR								ESTADO	OBSERVACIONES
	ZONA	UBICACION ACTUAL	N° KARDEX	N°FABRICA	AÑO FABRIC.	MARCA	TIPO	POT.(MVA)	CONEX.	TIPO DE ACEITE		
1	C	TALLERES - ABB	006/00012	13967	1963	CGE	OAP	28,33	Yy0	PURAMIN AD56	D	Salio F/S en Enero del 2000. Necesita cambiar bobinas. (2)

NOTA :

- (1) No tiene valvula de compuerta junto al relé buholz, el mando de ventiladores tiene dos interruptores malogrados. Necesita renovar Imagen Térmica.
- (2) Se está evaluando su posible reparación. Actualmente no se tiene equipo de reserva en la SET Santa Rosa

ESTADO:

- A : Equipo operativo, en buen estado.
- B Equipo observado, por resultados de pruebas eléctricas y/o análisis del aceite, o por fallas y/o problemas electromecánicos presentados anteriormente.
- C Equipo requiere un mantenimiento para entrar en servicio.
- D Equipo Obsoleto y/o inoperativo.

CUADRO N°3

BASE DE DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA 60/10 kV - EN SERVICIO

ITEM	UBICACIÓN			DATOS DEL TRANSFORMADOR							DATOS DEL CONMUTADOR					ESTADO
	ZONA	SET	CIRCUITO	N° KARDEX	N° FABRICA	AÑO FABRI	MARCA	TIPO	POT. (MVA)	CONEX	MARCA	TIPO	LADO (kV)	N° FABRICA	N° DE DIAG.	
1	C	BARSI	TR N° 1	50500026	L-30438	1995	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 76	60	142184	14271W	B
2	C	BARSI	TR N° 2	50500027	L-30439	1995	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350	60	142185	14271W	B
3	C	CANTO GRANDE	TR N° 1	005/00078	L-30405	1990	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 60	60	137876	14271G	B
4	C	CANTO GRANDE	TR N° 2	005/00062	L-30299	1982	BBICT	TD2LF	25	Dyn5	MR	M III D 300 60	60	88099	14271G	B
5	C	JICAMARCA	TR N° 1	005/00065	L-30302	1982	BBICT	TD2LF	25	Dyn5	MR	M III D 300 60	60	88102	14271G	B
6	C	MARANGA	TR N° 1	005/00068	123156 T	1983	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	Dyn5	MR	M III D 300 60	60	132858	14271W	B
7	C	MARANGA	TR N° 2	50500029	161504T	1997	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	VIII 350Y 76	60	144937	14271G	A
8	C	MIRONES	TR N° 1	005/00088	L-30435	1993	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 60	60	140713	14271W	B
9	C	MIRONES	TR N° 2	005/00076	L-30404	1990	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350 60	60	137875	14271G	B
10	C	MIRONES	TR N° 3	005/00044	B-615154	1968	BBC BADEN	TRFK adh	25	Yd5	BBC	LSF 60k	60	B-1572595	-	C
11	C	QUENDO	TR N° 2	50500004	L-30469	1995	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350	60	140717	14271W	B
12	C	PANDO	TR N° 1	005/00079	132011 T	1990	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	V III Y 350 60	60	137786	14271W	B
13	C	PANDO	TR N° 2	50500005	161483T	1997	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	VIII 350Y 76	60	144938	14271G	A
14	C	PERSHING	TR N° 1	50500030	161331T1	1996	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	V III Y 350	60	143620	14271W	A

ITEM	UBICACIÓN			DATOS DEL TRANSFORMADOR							DATOS DEL CONMUTADOR					ESTADO
	ZONA	SFT	CIRCUITO	Nº KARDEX	Nº FABRICA	AÑO FABRI.	MARCA	TIPO	POT. (MVA)	CONEX	MARCA	TIPO	LADO (kV)	Nº FABRICA	Nº DE DIAG.	
15	C	PERSHING	TR Nº 2	005/00061	L-30298	1982	BBICT	TD2LF	25	Dyn5	MR	M III D 300 60	60	88098	14271G	B
16	C	SANTA MARINA	TR Nº 1	005/00052	L-30107	1976	BBICT	TD2MF	25	YNd5	MR	M III Y 300 60	60	82773	14273G	B
17	C	SANTA MARINA	TR Nº 3	005/00054	L-30156	1977	BBICT	TD2MF	25	YNd5	MR	M III Y 300 60	60	83889	14273G	B
18	C	SANTA ROSA A.	TR Nº 1	005/00002	B-53798	1936	BBC BADEN	TUWu	17,2	Yd5	BBC	LS	60	B-370618	-	C
19	C	SANTA ROSA A.	TR Nº 2	005/00001	B-53797	1936	BBC BADEN	TUWu	17,2	Yd5	BBC	LS	60	B-370619	-	C
20	C	SANTA ROSA A.	TR Nº 3	005/00021	B-131484	1959	BBC BADEN	TRKdw	25	Yd5	BBC	LS	60	B-1207461	-	C
21	C	SANTA ROSA A.	TR Nº 4	005/00048	L-30009	1974	BBICT	TD2MF	25	YNd5	MR	M III Y 300 60	60	80708	14273G	C
22	C	TACNA	TR Nº 1	005/00022	B-601238	1960	BBC BADEN	TRFKdw	25	Yd5	BBC	LS	60	B-1062600	-	C
23	C	TACNA	TR Nº 2	005/00029	B-607400	1963	BBC BADEN	TRFK adh	25	Yd5	BBC	LS	60	B-1207463	-	C
24	C	TACNA	TR Nº 3	005/00064	L-30301	1982	BBICT	TD2LF	25	Dyn5	MR	M III D 300 60	60	88101	14271G	B
25	C	TOMAS VALLE	TR Nº 1	50500001	L-30470	1995	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350	60	142039	14271W	B
26	C	TOMAS VALLE	TR Nº 2	50500002	L-30471	1995	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III Y 350	60	143617	14271W	B
27	P	ANCON	TR Nº 1	500046	L-11128	1972	BBC	TEKRaw	8,7	YNd5	MR	CIII 60 250	60	34380	-	B
28	P	CAUDIVILLA	TR Nº 1	50500041	LP-000889	1998	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	V III 350 Y 76	60		14271W	A
29	P	CHANCAY	TR Nº 1	005/00035	L-10227	1966	BBP	TFRKaw	6	Yd5	MR	CIII 60 200	60	32301		B

ITEM	UBICACIÓN			DATOS DEL TRANSFORMADOR							DATOS DEL CONMUTADOR					ESTADO
	ZONA	SET	CIRCUITO	Nº KARDEX	Nº FABRICA	AÑO FABRI.	MARCA	TIPO	POT. (MVA)	CONEX.	MARCA	TIPO	LADO (kV)	Nº FABRICA	Nº DE DIAG.	
30	P	CHAVARRIA	SVC - R	50500033	HST 15082-2-2	1987	ABBI	MPV 11100	40/3	YNd5	-	NO LLEVA CONMUTADOR			-	A
31	P	CHAVARRIA	SVC - S	50500032	HST 15082-2-1	1987	ABBI	MPV 11100	40/3	YNd5	-	NO LLEVA CONMUTADOR			-	A
32	P	CHAVARRIA	SVC - T	50500031	HST 15082-2-3	1987	ABBI	MPV 11100	40/3	YNd5	-	NO LLEVA CONMUTADOR			-	A
33	P	CHAVARRIA	TR Nº 1	005/00028	B-607399	1963	BBC BADEN	TRFK adh	25	Yd5	BBC	LS	60	B-1207462	-	C
34	P	CHAVARRIA	TR Nº 2	50500010	161330T1	1995	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	V III Y 350 76	60	143616	14271W	A
35	P	CHAVARRIA	TR Nº 3	50500011	161120T1	1995	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	MR	V III Y 350 76	60	142041	14271W	A
36	P	HUALMAY	TR Nº 1	50500025	L-30496	1997	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	VIII 350Y 76	60	144939	14271W	A
37	P	HUARAL	TR Nº 1	005/00023	B-603060	1962	BBC BADEN	TRFKdw	25	Yd5	MR	VIII Y 350	60	139274	-	C
38	P	INFANTAS	TR Nº 1	005/00024	B-603061	1962	BBC BADEN	TRFKdw	25	Yd5	BBC	LSF 60 K	60	B-1153340	-	C
39	P	INFANTAS	TR Nº 2	005/00032	B-611289	1965	BBC BADEN	TRFK adh	25	Yd5	BBC	LS	60	B-1343404	-	C
40	P	NARANJAL	TR Nº 1		LP-000890	1999	ABB	TD2LF	25	YNd5						A
41	P	PTE. PIEDRA N.	TR Nº 1	50500035	L-30502	1997	ABB	TD2LF	25	YNd5	MR	VIII 350Y 76	60	145161	14271W	A
42	P	SUPE	TR Nº 1	50500003	L-30290	1981	BBICT	TD2LN	14	YNd5	MR	VIII Y 200	60	130948	10193G	B
43	P	VENTANILLA	TR Nº 1	005/00012	B-123140	1955	BBC BADEN	TRKw	17,2	Yd5	BBC	LS	60	B-402752	-	C
44	P	ZAPALLAL	TR Nº 1	005/00005	B-93032	1951	BBC BADEN	TRKw	17,2	Yd5	BBC	LS 641	60	B-602752	-	C
45	P	ZAPALLAL	TR Nº 2	005/00014	B-123139	1955	BBC BADEN	TRKw	17,2	Yd5	BBC	LS	60	B-272825	-	C

ESTADO:

A: Equipo Operativo, en buen estado.

B: Equipo Observado, por resultados de pruebas eléctricas y/o análisis de aceite, o por fallas y/o problemas mecánicos presentados.

C: Equipo Crítico, por antigüedad, tipo de caja de mando, por resultados de pruebas eléctricas y análisis de aceite. Se preve un cambio sistematizado y un monitoreo y mantenimiento continuo.

CUADRO N° 4

BASE DE DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA 60/10 Kv - EN RESERVA

ESTADO DE TRAFOS DE RESERVA OPERATIVOS

ITEM	UBICACIÓN		DATOS DEL TRANSFORMADOR								ESTADO	OBSERVACIONES
	ZONA	UBICACION ACTUAL	N° KARDEX	N°FABRICA	AÑO FABRIC.	MARCA	TIPO	POT.(MVA)	CONEX.	RELACION		
1	P	CAUDILLA	005/00087	160968T	1993	DELCROSA	TO-CH-ONAF	25	YNd5	60/10	A	Salio F/S en Mayo 1999. Electricamente operativo, pero por tener sólo 30% de aceite, no puede ser utilizado hasta 30 días aproximadamente.
2	P	CHAVARRIA	005/00031	B-611288	1965	BBC BADEN	TRFK adh	25	Yd5	60/10	B	Resultados de pruebas OK.(operativo).Ligero resumen de aceite por empaques de bushings. Caja de mando en reparación por Mantenimeinto Set's Panamericana. (1)
3	P	CHAVARRIA SV	50500034	ST 15082-3-	1987	ABB	MPV 16700	40/3	YNd5	60/7,29/4.86	B	Trafo del SVC. Pruebas eléctricas indican aislamiento con humedad y contaminación en bornes de A.T. Se debe efectuar mantenimiento. (2)
4	C	BARSI			1999	ABB					A	Transformador nuevo, perteneciente a la SET Industrial, se considera sólo para extrema urgencia.
5	C	SANTA ROSA	005/00025	B-605960	1962	BBC BADEN	TRFK dapw	25	Yd5	60/10	B	Se efectuó Mantenimeinto Integral en mayo 1999
6	C	TOMAS VALLE	505/00008	L-30497	1997	ABB	TD2LF	25	YNd5	60/10	A	Nuevo, sin imagen térmica ni termómetro. Operativo. Será Trasladado a Huacho.

NOTA :

- (1) Caja de mando gradín en reparación. Necesita retocar pintura, renovar componentes de la caja de mando de ventiladores.
- (2) Presenta pérdidas de aceite por bushing de B.T. , no tiene motoventiladores (04). Necesita cambiar silicagel y tiene el indicador de nivel de aceite malogrado. Requiere mantenimiento.

ESTADO DE TRAFOS DE RESERVA NO OPERATIVOS

ITEM	UBICACIÓN		DATOS DEL TRANSFORMADOR								ESTADO	OBSERVACIONES
	ZONA	UBICACION ACTUAL	N° KARDEX	N°FABRICA	AÑO FABRIC.	MARCA	TIPO	POT.(MVA)	CONEX.	CONEXIÓN		
1	P	CHANCAY	005/00035	L-10227	1966	BBC BADEN	TFRKaw	6	Yd5	60/10	D	Presentó falla en el conmutador el 15/02/2000. Requiere Mantenimeitno Integral.
2	P	HUARAL	005/00013	B-93034	1951	BBC BADEN	TRKw	17,2	Yd5	60/10-30	C	Presentó falla en el conmutador el 9/02/99. Requiere mantenimiento integral, previa revisión interna para ver la magnitud de la reparación.
3	P	PERSHING	005/00026	B-607397	1963	BBC BADEN	TRFadh	25	Yd5	60/10	C	Usado F/S en Octubre 1999. Análisis indica parámetros de aceite fuera de límites permisibles. Requiere Mantenimiento para tenerlo como última opción.
4	C	ZAPALLAL	005/00004	B-93031	1951	BBC BADEN	TRKw	17,2	Yd5	60/10-30	C	Requiere Mto. Integral. Pruebas eléctricas indica humedad. Tiene relación 60/30 kV, cambiar a 60/10 kV.
5	C	PTE. PIEDRA A.	005/00047	L-11108	1972	BB PERU	TD2RN	5	Yd5	60/10-30	D	F/S en Mayo 98 , tiene humedad en la parte activa y pérdidas de aceite en el conmutador lado 10 Kv.
6	C	PTE. PIEDRA A.	005/00050	L-30100	1976	BBICT	TD2RN	6	Dyn5	60/10-30	C	F/S en Mayo 98 , monitorear aceite dieléctrico. Pérdidas de aceite en el conmutador lado 10 Kv. Vender como equipo.

TRANSFORMADORES SINIESTRADOS :

ITEM	UBICACIÓN		DATOS DEL TRANSFORMADOR								ESTADO	OBSERVACIONES
	ZONA	UBICACION ACTUAL	N° KARDEX	N°FABRICA	AÑO FABRIC.	MARCA	TIPO	POT.(MVA)	CONEX.	RELACION		
1	C	BARSI	005/00003	B-71071	1942	BBC BADEN	TUvw	17,2	Yd5	60/10	D	Transformador siniestrado. Vender como chatarra.
2	C	BARSI	505/00037	L-30167	1978	BBICT	TD2LN	7	YNd5	60/10	D	Transformador siniestrado. Vender como chatarra.

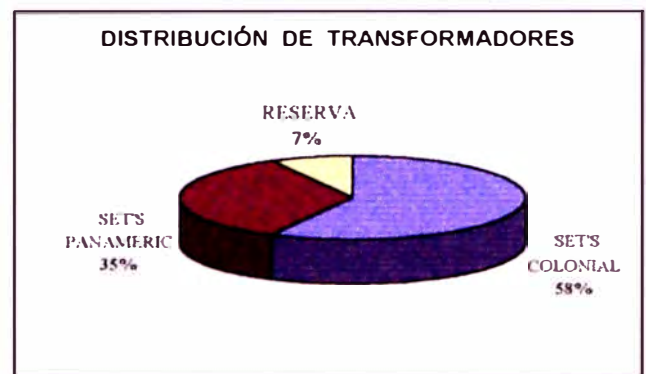
ESTADO:

- A : Equipo operativo, en buen estado.
- B : Equipo observado, por resultados de pruebas eléctricas y/o análisis del aceite, o por fallas y/o problemas electromecánicos presentados anteriormente.
- C : Equipo requiere un mantenimiento para entrar en servicio.
- D : Equipo Obsoleto y/o inoperativo.

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220/60 kV

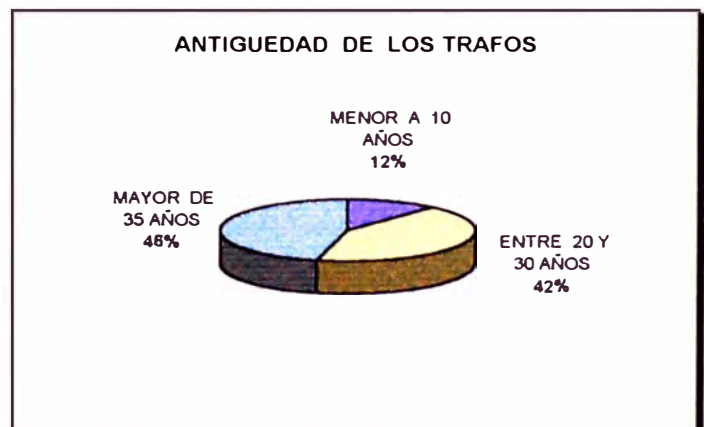
DISTRIBUCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

DESCRIPCIÓN	CANT.	ANTIG. PROMEDIO (AÑOS)
SET'S COLONIAL	15	34
SET'S PANAMERICANA	9	17
RESERVA	2	26
T O T A L	28	28



ANTIGUEDAD DE LOS TRANSFORMADORES

TIEMPO	CANT.
MENOR A 10 AÑOS	3
ENTRE 10 Y 20 AÑOS	0
ENTRE 20 Y 30 AÑOS	11
MAYOR DE 35 AÑOS (*)	12
T O T A L	28



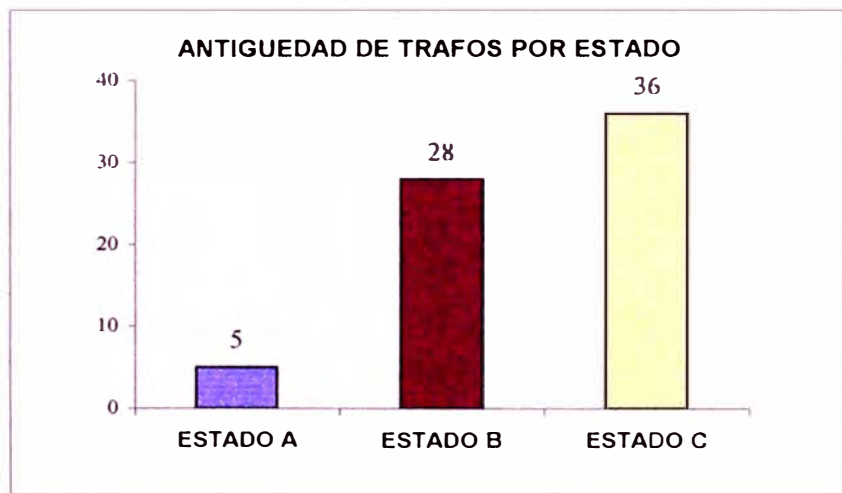
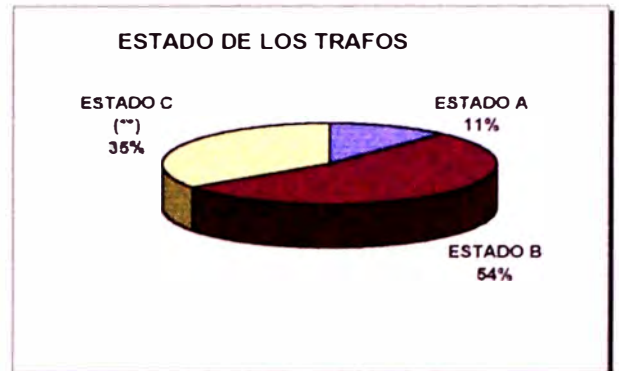
PROMEDIO DE OPERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN AÑOS	28
--	-----------

(*): Seis (06) trafos en la SET Barsi y seis (06) en Santa Rosa.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ESTADO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

DESCRIPCIÓN	CANT.	ANTIG. PROMEDIO (AÑOS)
ESTADO A	3	5
ESTADO B	14	28
ESTADO C (**)	9	36
T O T A L	26	28

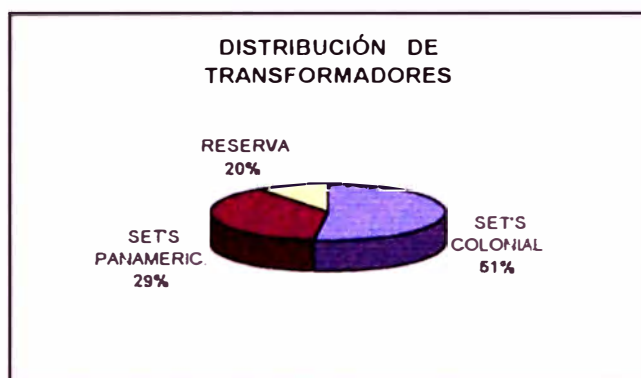


(**): Debe programarse un cambio los años 2000, 2001, 2002.

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA TRANSFORMADORES DE POTENCIA 60/10 kV

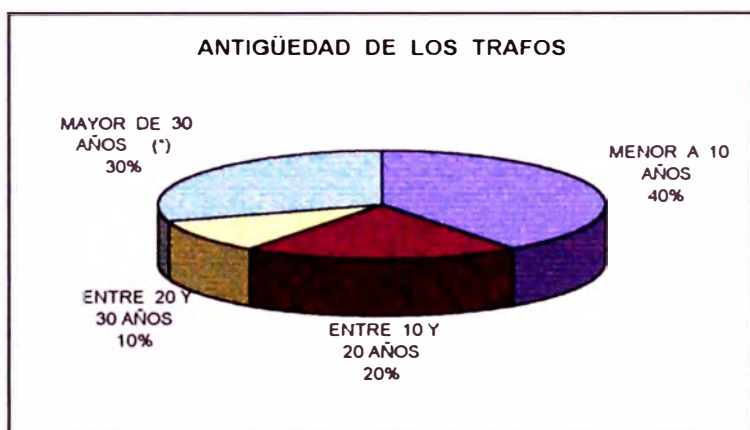
DISTRIBUCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

DESCRIPCIÓN	CANT.	ANTIG. PROMEDIO (AÑOS)
SET'S COLONIAL	26	20
SET'S PANAMERICANA	19	22
RESERVA	5	19
T O T A L	50	21



ANTIGÜEDAD DE LOS TRANSFORMADORES

TIEMPO	CANT.
MENOR A 10 AÑOS	20
ENTRE 10 Y 20 AÑOS	10
ENTRE 20 Y 30 AÑOS	5
MAYOR DE 30 AÑOS (*)	15
T O T A L	50

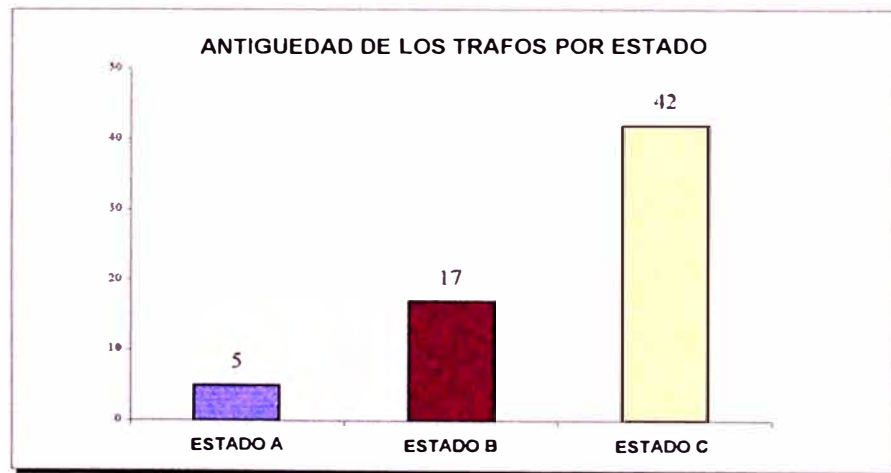


PROMEDIO DE ANTIGÜEDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN AÑOS	21
---	----

(*): Existen dos (02) trafos de 63 años uno (01) de 41 años de antigüedad en la SET Santa Rosa.

ESTADO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

DESCRIPCIÓN	CANT.	ANTIQ. PROMEDIO (AÑOS)
ESTADO A	14	5
ESTADO B	22	17
ESTADO C (**)	14	42
T O T A L	50	21



(**): Se necesita programar su cambio entre el 2000 y 2005.

CAPITULO III PROBLEMAS PRESENTADOS

3.1 Introducción

La realización de ensayos y análisis más completos del aceite evalúa la calidad del aceite en el transformador, asegurando así prestaciones mínimas, o para conocer con detalle la extensión e importancia de la degradación de un aceite en servicio, detectado mediante controles rutinarios.

Hay muchas otras propiedades que podrían controlarse además de las contempladas en las normas, pero exigen equipamientos caros y sofisticados, o tiempos de ensayo relativamente prolongados, lo que encarecería el control.

3.2 Monotorización de la evolución de las condiciones de falla en los transformadores.

Una vez detectada una falla y monitorizada su evolución, puede evaluarse la severidad de aquella y tomarse una decisión sobre las acciones a seguir.

La monitorización crea la oportunidad de planificar estratégicamente las paradas y gestionar la utilización y disponibilidad de los equipos o del equipo a tratarse. Los equipos pueden mantenerse

en servicio, cuando la falla evoluciona a velocidad moderada y predecible. Esto reduce pérdidas de diversos factores y deja tiempo para planificar ordenadamente el trabajo de reparación o sustitución de los equipos dañados. Estos trabajos con frecuencia son trabajos, de reparación *in situ*, ya que el factor tiempo facilita la disponibilidad de los recursos humanos y técnicos.

La gestión adecuada de la vida útil de un transformador de potencia, requiere de una monitorización permanente y fiable, ya que las acciones a emprender que afecten a la vida del transformador precisan verificarse periódicamente y su prolongación en el tiempo, genera beneficios económicos.

Se ha realizado un resumen de resultados de las muestras extraídas en los transformadores de potencia, de una Sección de Mantenimiento (Sección Colonial), y de los datos de los sucesivos ensayos, se ha confeccionado gráficos con las tendencias de los parámetros más importantes, para visualizar el deterioro del aceite, estos registros nos permiten programar una eventual reparación ó intervención. Se adjunta cuadros con valores y gráficas de las tendencias de parámetros del aceite de las Set's Mirones y Tacna.

3.3 Problemas presentados

A continuación, describiremos en forma resumida los diversos problemas que presentan los transformadores de potencia:

Transformadores de Potencia de 220/60kV:

- Problemas de gases (acetileno, etileno), generando arcos.

Cantidad: 05.

- Gases (CO y CO₂), envejecimiento natural del aislamiento.

Cantidad : 11

- Observación para el levantamiento de la parte activa. Cantidad: 06

- Envejecimiento del aislamiento, calentamiento de la celulosa.

Cantidad: 07

Transformadores de Potencia de 60/10kV:

- Problemas de gases (acetileno, etileno), los que generan arcos.

Cantidad: 02.

- Problemas de gases (etileno, etano), generando calentamiento.

Cantidad: 02.

- Gases (CO y CO₂), por envejecimiento natural del aislamiento.

Cantidad: 01

- Transformadores que según los análisis requieren regenerar.

Cantidad: 09

- Degradación térmica del aislamiento. Cantidad: 06

3.4 Nueva tecnología

Existen una serie de nuevos dispositivos desarrollados para la monitorización, control y detección de fallas en el aceite dieléctrico del transformador de potencia. Sentado el hecho de la importancia que tiene la identificación de los gases típicos para la detección de las fallas en los transformadores y la necesidad de una monitorización

permanente de aquellos transformadores considerados críticos, la compañía Hydro Québec de Canadá desarrolló una tecnología que permitiera detectar y monitorizar de forma continua el hidrógeno disuelto en el aceite de los transformadores. A medida que esta tecnología ha ido desarrollando, se añadió además la presencia de gas monóxido de carbono, como gas que proporciona información valiosa, como señal de salida de la monitorización para detectar y evaluar el estado de degradación de material sólido del aislamiento del transformador.

La tecnología Hydran utiliza una membrana permeable de forma selectiva y un detector miniatura electroquímico del gas. El hidrogeno, el monóxido de carbono, el etileno y el acetileno disueltos en el aceite, atraviesan aquella membrana y reaccionan con el oxígeno del aire ambiente. Esta reacción produce una corriente eléctrica que es medida a partir de una caída de tensión en una resistencia de carga. Una termistancia embebida en el sensor asegura la compensación necesaria de la temperatura.

Las ventajas de esta tecnología son que el sensor es un elemento totalmente pasivo sin partes móviles y que los gases analizados son el combustible requerido para activar el sensor. Esta condición hace innecesaria el rellenar o reemplazar el sensor con el tiempo. Hydro Québec patentó esta tecnología, una vez hechos los ensayos de campo.

Existen diversos modelos y características de equipos Hydran, cada uno de ellos sensan diversos parámetros del transformador de potencia, como hidrogeno, monóxido de carbono, acetileno, etileno.

Se adjunta especificaciones técnicas estándar en el ANEXO D.

Así mismo se adjunta información de equipo de monitoreo de humedad en los transformadores de potencia, perteneciente a la empresa DOBLE, características de los diferentes modelos, funcionamiento y ventajas.

Cabe señalar que algunos de estos modernos equipos son analizados en forma técnica y económicamente para ser adquiridos y tener un monitoreo en tiempo real en aquellos transformadores más antiguos y críticos con los que la empresa cuenta.

RESULTADOS DE MUESTRAS DE ANALISIS DE ACEITE EN TRANSFORMADORES

TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 220/60 kV

SET	CTD	MARCA	MVA	FASE	N° FAB.	N° KARDEX	FECH-EXTRAC	EMPRESA	RESULTADOS	PROXIMA MUESTRA			
BARS	TR-1	ITALTRAFO	28.33	R	5518710	006/00035	31-JUL-96	ROF S.A	ACIDEZ, TENSION INTERFACIAL, COLOR, SEDIMENTOS, FACTOR DE POTENCIA: FUERA DE LIMITES NORMALES. RECOMENDACION: REGENERACION.	OCTUBRE '96			
							17-OCT-96	QUALITAS	ACIDEZ: SE ENCUENTRA MUY ALTA. TENSION INTERFACIAL: MUY BAJA. RECOMENDACION: REGENERAR O REEMPLAZAR ACEITE.	AGOSTO'97			
							27-AGO-97	ABB SERVICE	CONTENIDO DE AGUA Y RIGIDEZ DIELECTRICA: DENTRO DE LOS LIMITES ACCEPTABLES. INDICE DE NEUTRALIZACION: MUY DETERIORADO, TENSION INTERFACIAL: MUY POR DEBAJO DE SU VALOR LIMITE. RECOMENDACION: SE DEBE REALIZAR UNA REGENERACION DEL ACEITE AGLANTE LO MAS PRONTO POSIBLE, DEBIDO AL ALTO GRADO DE DETERIORO.	PROGRAMAR REGENERACION			
								ABB SERVICE	SE REALIZO PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE AGLANTE.	REGENERACION			
							23-SET-97	ABB SERVICE	CONDICIONES SATISFATORIAS DEL ACEITE. H ₂ O Y RIGIDEZ DIELECTRICA: DENTRO DE LOS LIMITES ACCEPTABLES. RECOMENDACION: ANALISIS DENTRO DE UN (01) MES. PARA LLEVAR TENDENCIAS.	A 10 MESES: JULIO'98			
							03-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE. DGA: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SES (08) O DOCE (12) MESES.	A 10 MESES: MAYO '98			
			11-MAYO-99	TRANSF. SERVICE	SOLO LA TENSION INTERFACIAL, EN EL LIMITE PERMISIBLE. RECOMENDACION: EFECTUAR ANALISIS COMPLETO DENTRO DE UN (01) AÑO.	A 10 MESES: MAYO '00							
BARS	TR-1	ITALTRAFO	28.33	S	551878	006/00034	31-JUL-96	ROF S.A	ACIDEZ, TENSION INTERFACIAL, COLOR, SEDIMENTOS, FACTOR DE POTENCIA, HINCHIZO, HUMEDAD: FUERA DE LOS VALORES NORMALES. RECOMENDACION: REGENERACION.	OCTUBRE '96			
							18-OCT-96	QUALITAS	ACIDEZ: CERCA AL LIMITE RECOMENDADO, TENSION INTERFACIAL: BAJO. RECOMENDACION: REGENERAR O REEMPLAZAR ACEITE.	PROGRAMAR REGENERACION			
								ABB SERVICE	SE REALIZO PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE AGLANTE.	REGENERACION			
							16-SET-97	ABB SERVICE	LOS RESULTADOS DAN CONDICIONES SATISFATORIAS DEL ACEITE AGLANTE PARA LA OPERACION DEL TRANSFORMADOR. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS DENTRO DE UN (01) AÑO.	A 10 MESES: JULIO'98			
							03-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE. DGA: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS DENTRO DE SES (08) O DOCE (12) MESES.	A 10 MESES: MAYO '98			
										11-MAY-99	TRANSF. SERVICE	TODOS LOS PARAMETROS DEL ACEITE INDICAN QUE SE ENCUENTRA EN EXCELENTE ESTADO. RECOMENDACION: EFECTUAR ANALISIS COMPLETO DENTRO DE UN (01) AÑO.	A 10 MESES: MAYO '00
BARS	TR-1	ITALTRAFO	28.33	T	551877	006/00033	18-OCT-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: NIVEL ACEPTABLE. RECOMENDACION: REALIZAR NUEVO ANALISIS EN 8 MESES.	NOVIEMBRE'98			
							26-NOV-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: NIVEL ACEPTABLE. RECOMENDACION: REALIZAR NUEVO ANALISIS EN SES (08) O NUEVE (09) MESES.	PROGRAMAR REGENERACION			
								ABB SERVICE	SE REALIZO PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE AGLANTE.	REGENERACION			
							26-NOV-97	ABB S.A	LOS RESULTADOS REVELAN CONDICIONES SATISFATORIAS DEL ACEITE PARA LA OPERACION DEL TRAFIO. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS DENTRO DE UN (01) AÑO.	MAYO'98			
							03-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: NIVEL ACEPTABLE. RECOMENDACION: REALIZAR NUEVO ANALISIS EN SES (08) O DOCE (12) MESES.	A 10 MESES: MAYO '98			
										11-MAY-99	TRANSF. SERVICE	HUMEDAD EN EL LIMITE ACEPTABLE. RECOMENDACION: EFECTUAR ANALISIS DE ESTE PARAMETRO EN SES (08) MESES. PARA OBSERVAR LAS TENDENCIAS.	SEGUIMIENTO
										13-SET-99	ABB S.A	LA RIGIDEZ DIELECTRICA SE ENCUENTRA BAJA DEBIDO A LA CANTIDAD DE AGUA DETECTADA. RECOMENDACION: REALIZAR TRATAMIENTO EN EL ACEITE AGLANTE.	SEGUIMIENTO
										21-NOV-99	TRANSF. SERVICE	FURANOS: INDICA PELIGROSO DETERIORO DEL ACLAMANTE CELULOSICO DEL TRANSFORMADOR, DEBIDO A LOS AÑOS DE SERVICIO. RECOMENDACION: REALIZAR TRATAMIENTO DE ACEITE AGLANTE.	PROGRAMAR REGENERACION
										24-NOV-99	ABB S.A	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: INDICA QUE EL TRAFIO PUEDE SEGUIR OPERANDO. RECOMENDACION: SEGUIR LA TENDENCIA DE SUMIRSE UNA REGENERACION.	PROGRAMAR REGENERACION
										09-DIC-99	ABB SERVICE	SE REALIZO PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE AGLANTE.	REGENERACION
				ABB S.A	ACEITE: CONDICIONES SATISFATORIAS. DGA: DEBIDO AL TRATAMIENTO HA DESGASIFICADO. RECOMENDACION: REALIZAR NUEVO ANALISIS EN SES (08) O DOCE (12) MESES.	MAYO'00							
BARS	TR-2	CEM-FRAN	28.33	R	23745	006/00005	03-JUN-96	ABB SERVICE	ACEITE: LEVEMENTE DETERIORADO. DGA: INDICA QUE SE ESTAN PRODUCIENDO LIGERAS DESCARGAS PARCIALES INTERNAS. RECOMENDACION: TRATAMIENTO DE TERMOVACIO.	AGOSTO'98			
							08-AOS-96	ABB SERVICE	ACEITE: LEVEMENTE DETERIORADO, BAJA RIGIDEZ DIELECTRICA. DGA: SE ESTAN PRODUCIENDO LIGERAS DESCARGAS PARCIALES INTERNAS. COMPROMETE AL ACEITE. RECOMENDACION: TERMOVACIO.	SEGUIMIENTO			
							18-OCT-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: ETANO Y METANO LIGERAMENTE FUERA DE LIMITES. INDICAN DESCARGAS. RECOMENDACION: REALIZAR ANALISIS EN UN (01) MES.	PROGRAMAR TRATAMIENTO			
								ABB SERVICE	SE REALIZO PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE AGLANTE.	REGENERACION			
							08-FEB-97	ABB SERVICE	ACEITE: CONDICIONES SATISFATORIAS DEL ACEITE AGLANTE PARA LA OPERACION DEL TRAFIO. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS DENTRO DE DOCE (12) MESES.	UN MES: MARZO'97			
							24-MAR-97	ABB SERVICE	ACEITE: LAS PRUEBAS REVELAN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION AL TRAFIO. DGA: PARAMETROS NORMALES. RECOMENDACION: NUEVA EXTRACCION DENTRO DE UN (01) AÑO.	UN AÑO			
							03-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE. ANALISIS CROMATOGRAFICOS (DGA): CO, CO2 Y ACETILENO LIGERAMENTE ALTO. ENVEJECIMIENTO DE CELULOSA PROBABLE POR EDAD DEL TRAFIO. ACETILENO INDICA PRESENCIA DE ARCOS. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN TRES (03) O SEIS (06) MESES. COMPLEMENTAR CON ANALISIS DE FURANOS.	SEGUIMIENTO			
										11-MAY-99	TRANSF. SERVICE	PARAMETROS DEL ACEITE CON EXCEPCION DEL ACETILENO. LA PRESENCIA MUESTRA DESCARGAS O ARCOS DE ALTA INTENSIDAD. RECOMENDACION: ANALISIS EN TRES (03) MESES.	SEGUIMIENTO
			15-JUL-99	TRANSF. SERVICE	FURANOS: REPRESENTA UN EXCESIVO ENVEJECIMIENTO DEL SISTEMA DE ACLAMAMIENTO DEL TRAFIO. LA PRESENCIA DE ACETILENO MUESTRA DESCARGAS. REPETIR ANALISIS CROMATOGRAFICOS.	SEGUIMIENTO							
BARS	TR-2	CEM-FRAN	28.33	S	23743	006/00002	06-JUN-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO, CO2, H ₂ O FUERA DE LIMITES. INDICAN DESCARGAS Y ARCOS Y ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: ANALISIS EN UN (01) MES.	EN 10 MESES: ABRIL'97			
							07-ABR-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO, CO2 SE HAN INCREMENTADO EN RELACION CON LOS RESULTADOS DE NOVIEMBRE 1988. INDICAN ENVEJECIMIENTO. RECOMENDACION: ANALISIS EN DOS (02) MESES.	EN 03 MESES: JUNIO'97			
							12-JUN-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: H ₂ , CO, CO2 INDICAN ARCOS, DESCARGAS Y ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: ANALISIS EN TRES (03) MESES. REALIZAR FURANOS Y FDP.	EN 03 MESES: SETIEM'97			
							06-OCT-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: H ₂ , CO, CO2 INDICAN ARCOS, DESCARGAS Y ENVEJECIMIENTO POSIBILMENTE POR LA EDAD DEL TRAFIO. RECOMENDACION: MUESTRA EN 3 MESES + FURANOS Y FDP.	EN 03 MESES: ENERO'98			
							24-FEB-98	ABB Service	ACEITE: CONDICIONES SATISFATORIAS DEL ACEITE AGLANTE PARA LA OPERACION DEL TRANSFORMADOR. DGA: SE ESTA PRESENTANDO LIGERO SOBRECALENTAMIENTO. ESTOS TIPOS DE RESULTADOS TODAVIA NO CAUSAN PROBLEMAS PARA LA OPERACION DEL TRAFIO, YA QUE LA CANTIDAD DE GASES DETECTADOS NO ES ALTA Y PERMITE QUE OPERE. RECOMENDACION: SE RECOMIENDA HACER UN NUEVO ANALISIS DENTRO DE DOCE (12) MESES. 1 AÑO.	PROGRAMAR TRATAMIENTO			
								ABB Service	TRATAMIENTO TERMOVACIO.	TRATAMIENTO TERMOVACIO			
							24-JUL-98	ABB Service	ACEITE: CONDICIONES SATISFATORIAS DEL ACEITE AGLANTE. DGA: DEBIDO AL TERMOVACIO REALIZADO EL ACEITE SE ENCUENTRA DESGASIFICADO.	EN UN AÑO: JULIO'98			
										19-JUN-99	TRANSF. SERVICE	FURANOS: REPRESENTA UN AVANZADO DETERIORO DEL ACLAMAMIENTO CELULOSICO A TAL PUNTO QUE LA INTEGRIDAD DEL PAPEL ES SOSPECHOSO. TRAFIO PUEDE FALLAR EN CUALQUIER MOMENTO.	SEGUIMIENTO
BARS	TR-2	CEM-FRAN	28.33	T	23742	006/00001	07-ABR-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: H ₂ ALTO. CO, CO2 LIGERO INCREMENTO INDICAN ARCOS Y ENVEJECIMIENTO. RECOMENDACION: ANALISIS EN DOS (02) MESES.	EN 02 MESES: JUNIO '97			
							12-JUN-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: H ₂ , CO, CO2 FUERA DE LIMITE. INDICA ARCOS, DESCARGAS Y ENVEJECIMIENTO DE CELULOSA. RECOMENDACION: ANALISIS EN DOS (02) MESES.	EN 03 MESES: SETIEM'97			
							06-OCT-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: H ₂ , CO, CO2 FUERA DE LIMITE. INDICA ARCOS, DESCARGAS Y ENVEJECIMIENTO DE CELULOSA. RECOMENDACION: ANALISIS EN TRES (03) MESES + FURANOS + FDP.	EN 03 MESES: ENERO '97			
							24-FEB-98	ABB SERVICE	ACEITE: LA ACIDEZ Y TENSION INTERFACIAL DENTRO DE LOS LIMITES. CONTENIDO DE AGUA ELEVADO. SOBREPASA LOS LIMITES. RECOMENDACION: TRATAMIENTO DE TERMOVACIO.	SEGUIMIENTO			
							03-JUL-98	QUALITAS	H ₂ - CH ₄ LIGERAMENTE ALTO. INDICA ARCOS Y SOBRECALENTAMIENTO. H ₂ -CO ₂ CON VALORES FUERA DE LIMITES. INDICANDO ENVEJECIMIENTO DE CELULOSA, ROBARMENTE POR EDAD DEL TRAFIO.	SEGUIMIENTO			
							11-MAY-99	TRANSF. SERVICE	TENSION INTERFACIAL, ACIDEZ, FACTOR DE POTENCIA Y COLOR: BASTANTE ALEJADOS DE LOS VALORES NORMALES. AVANZADO ENVEJECIMIENTO DEL ACEITE. EXISTEN PROBLEMAS DE SOBRECALENTAMIENTO.	SEGUIMIENTO			
										15-JUL-99	TRANSF. SERVICE	FURANOS: INDICAN QUE EL TRAFIO TIENE EL SISTEMA DE ACLAMAMIENTO DEGRADADO A TAL PUNTO QUE LA UNIDAD PUEDE FALLAR A CORTO PLAZO. RECOMENDACION: REPETIR ANALISIS EN TRES (03) MESES.	SEGUIMIENTO
										27-SET-99	ABB SERVICE	ACEITE SE ENCUENTRA DETERIORADO. LA RIGIDEZ SE ENCUENTRA DIELECTRICA SE ENCUENTRA BAJA. PRESENCIA DE PARTICULAS EN SUSPENSION. SE RECOMIENDA REGENERACION DEL ACEITE LO MAS PRONTO.	PROGRAMAR TRATAMIENTO
										27-OCT-99	ABB SERVICE	TRATAMIENTO TERMOVACIO.	TRATAMIENTO TERMOVACIO
BARS	TR-3	CEM-FRAN	28.33	R	23744	006/00004	29-AGO-96	QUALITAS	NIVEL DE ACEITE ACEPTABLE. DGA: MONOXIDO DE CARBONO Y DIOXIDO DE CARBONO ALTOS. INDICA ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: REALIZAR NUEVO ANALISIS EN SES (06) MESES.	SEGUIMIENTO			
							08-ABR-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO2 Y CO AL TOS. INDICA ENVEJECIMIENTO POR LA EDAD DEL TRANSFORMADOR. RECOMENDACION: ANALISIS EN DOS (02) MESES O SES (06) MESES.	EN 8 MESES: OCTUBRE'97			
							10-OCT-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: (Derivado de Carbono) (CO) ALTO. ENVEJECIMIENTO POR LA EDAD DEL TRANSFORMADOR. RECOMENDACION: ANALISIS EN TRES (03) O SES (06) MESES.	SEGUIMIENTO			
							03-JUL-98	QUALITAS	DGA: LIGERO INCREMENTO DE CO2 Y CO. INDICA ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA PROBABLE POR LA EDAD DEL TRAFIO. RECOMENDACION: ANALISIS EN DOCE (12) MESES. COMPLETAR CON FURANOS.	SEGUIMIENTO			
										11-MAY-99	TRANSF. SERVICE	LOS PARAMETROS DEL ACEITE INDICAN QUE EL MISMO SE ENCUENTRA EN BUEN ESTADO. RECOMENDACION: EFECTUAR NUEVO ANALISIS COMPLETO DENTRO DE UN (01) AÑO.	MAYO'00

BARSÍ	TR-3	CEM-FRAN	28.33	S	23748	00600004	29-AGO-96	RQF S.A.	LA ACIDEZ SOBREPASA VALOR PARA SERVICIO NORMAL. REALIZAR OTRO ANALISIS DE GASES EN 12 MESES. RECOMENDACIÓN: REGENERACION DEL ACEITE AISLANTE.	SEGUIMIENTO
							08-OCT-96	ABB SERVICE	DEBIDO A QUE EL TRAFIO NO ESTA EN SERVICIO ES POSIBLE QUE HAYA PERDIDO PARTE DE LOS GASES. NO REPORTA DIAGNOSTICO. SE SUGIERE REALIZAR EXTRAC. DE 4 MUESTRAS: 8 HRAS, 1 SEM, 1 MES Y 3 MESES. CONDICIONES DEL ACEITE SATISFACTORIAS PARA OPERACION DEL TRAFIO. CONTENIDO DE H2O Y RIGIDEZ DENTRO DE LOS LIMITES.	SEGUIMIENTO
BARSÍ	TR-3	CEM-FRAN	28.33	T	23742		12-JUN-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: H2, CO Y CO2 ALTOS. INDICA ARCOS, DESCARGAS Y ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACIÓN: NUEVO ANALISIS EN SEIS (03) MESES.	EN 10 MESES: ABRIL'97
							07-ABR-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: H2, CO Y CO2 LIGERO INCREMENTO. INDICA ARCOS Y ENVEJECIMIENTO. RECOMENDACIÓN: NUEVO ANALISIS EN SEIS (03) MESES.	EN 06 MESES: OCTUBRE'97
							06-OCT-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: H2, CO Y CO2 ALTOS SE INCREMENTARON. INDICA ARCOS, DESCARGAS Y ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACIÓN: NUEVO ANALISIS EN SEIS (03) MESES.	EN 03 MESES: ENERO '98
							24-FEB-98	ABB SERVICE	CONTENIDO DE AGUA SE ENCUENTRA ELEVADO. SOBREPASA LOS LIMITES. RECOMENDACIÓN: TRATAMIENTO DE TERMOVACIO EN EL ACEITE AISLANTE.	SEGUIMIENTO
							03-JUL-98	QUALITAS	H2 Y CH4: LIGERAMENTE ALTOS. INDICA SOBRECALENTAMIENTO Y ARCOS. CO Y CO2: CON VALORES FUERA DE LIMITES. RECOMENDACIÓN: ANALISIS EN UNO (01) MES. MEDICION DE FDP DE AISLAMIENTO.	SEGUIMIENTO
							11-MAY-99	TRANSF. SERVICE	TENSION INTERFACIAL Y FACTOR DE POTENCIA EXCEDEN LOS VALORES NORMALES. CO: LIGERAMENTE POR ENCIMA DEL LIMITE PERMISIBLE. INDICANDO SOBRECALENTAMIENTO SE SUGIERE REGENERACION.	SEGUIMIENTO
							15-JUL-99	TRANSF. SERVICE	FURANOS: INDICAN QUE LE TRAFIO TIENE EL SISTEMA DE AISLAMIENTO DEGRADADO A TAL PUNTO QUE LA UNIDAD PUEDE FALLAR A CORTO PLAZO. RECOMENDACIÓN: REPETIR ANALISIS EN TRES (03) MESES.	SEGUIMIENTO
							03-NOV-99	ABB SERVICE	LA RIGIDEZ DIELECTRICA SE ENCUENTRA MUY POR DEBAJO DEL LIMITE DEBIDO AL CONTENIDO DE AGUA PRESENTE. RECOMENDACIÓN: TRATAMIENTO DE TERMOVACIO.	PROGRAMAR TRATAMIENTO
								ABB SERVICE	SE REALIZO PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE AISLANTE.	REGENERACION
								ABB SERVICE	LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS REVELAN CONDICIONES SATISFACTORIAS DEL ACEITE. SE RECOMIENDA REALIZAR NUEVO ANALISIS DENTRO DE UN (01) AÑO.	MAY'00
SANTA ROSA	TR-1	CGE	28.33	R	13860	600008	26-JUN-96	RQF S.A.	LA ACIDEZ SE ENCUENTRA FUERA DE LIMITE. DGA: CO INDICA SOBRECALENTAMIENTO EN EL AISLAMIENTO CELULOSICO. RECOMENDACION: REGENERACION Y ANALISIS COMPLETO.	SEGUIMIENTO
							05-AGO-96	QUALITAS	ACEITE EN NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO Y CO2 LIGERAMENTE MAYOR AL LIMITE PROBABLEMENTE POR EDAD DEL TRAFIO. RECOMENDACION: ANALISIS EN 6 MESES.	EN 10 MESES: AGOSTO'96
							13-JUN-97	QUALITAS	RIGIDEZ DIELEC: BAJA. AGUA EN NIVEL MARGINAL. DGA: CO Y CO2 INDICAN ENVEJECIMIENTO CELULOSICO. RECOMENDACION: ANALISIS PARA CONFIRMAR VALORES Y DETERMINAR UN TRATAMIENTO.	EN 10 MESES: JUNIO'97
							07-JUN-98	QUALITAS	CONTENIDO DE H2O, CO Y CO2: ALTO. PODRIA INDICAR DESCOMPOSICION TERMICA DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: ANALISIS EN 1 MES. COMPLEMENTAR CON ANALISIS DE FURANOS Y FDP.	SEGUIMIENTO
							09-MAR-99	TRANSF. SERVICE	VALORES DEL ACEITE DENTRO DE LOS LIMITES PERMISIBLES. RECOMENDACION: ANALISIS COMPLETO DENTRO DE SEIS (06) MESES.	SEGUIMIENTO
							06-OCT-99	TRANSF. SERVICE	PARAMETRO DE ACEITE: NIVEL ACEPTABLES. FURANOS: INDICA AVANZADO ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO. RECOMENDACION: ANALISIS COMPLETO DENTRO DE SEIS(06) MESES INCLUIDO FURANOS.	MAY'00
SANTA ROSA	TR-1	CGE	28.33	S	13864	600009	27-JUN-96	RQF S.A.	ACIDEZ Y GASES COMBINADOS FUERA DE LIMITE. CO: INDICA SOBRECALENTAMIENTO CELULOSICO. PROBABLE SOBRECARGA. RECOMENDACION: REGENERACION Y ANALISIS COMPLETO EN SEIS (06) MESES.	SEGUIMIENTO
							05-AGO-96	QUALITAS	ACEITE Y GASES SE ENCUENTRAN EN NIVEL ACEPTABLE. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (06) MESES.	EN 10 MESES: AGOSTO'96
							13-JUN-97	QUALITAS	ACEITE EN NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO LIGERAMENTE ALTO. INDICA ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. PROBABLE POR LA EDAD. RECOMENDACION: ANALISIS DENTRO DE SEIS (06) MESES.	EN 10 MESES: JUNIO'97
							07-JUN-98	QUALITAS	ACEITE: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE. ANALISIS CROMATOGRAFICOS (DGA): CO: LIGERAMENTE ALTO. INDICA ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA, PROBABLE POR LA EDAD DEL TRANSFORMADOR. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (06) O DOCE (12) MESES.	EN 10 MESES: FEBRERO'99
							09-MAR-99	TRANSF. SERVICE	TENSION INTERFACIAL, FACTOR DE POTENCIA Y COLOR POR DEBAJO DEL LIMITE. RECOMENDACION: REGENERACION, SEGUN PROXIMOS ANALISIS DENTRO DE SEIS (06) MESES.	SEGUIMIENTO
							06-OCT-99	TRANSF. SERVICE	PARAMETROS FISICO-QUIMICOS HAN MEJORADO EXCEPTO LA HUMEDAD. DGA: CON NIVELES ACEPTABLES. FURANOS: INDICA CELULOSA EN BUEN ESTADO. NUEVO ANALISIS EN SEIS(06) MESES.	MAY'00
SANTA ROSA	TR-1	CGE	28.33	T	13866	600011	31-JUL-96	RQF S.A.	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO: INDICA SOBRECALENTAMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: REALIZAR NUEVO ANALISIS EN SEIS (06) MESES.	SEGUIMIENTO
							17-OCT-96	QUALITAS	ACEITE: Nivel aceptable. DGA: NIVEL ACEPTABLE. RECOMENDACION: REALIZAR NUEVO ANALISIS EN SEIS (06) MESES.	EN UN AÑO: OCTUBRE'97
							09-OCT-97	QUALITAS	ACEITE: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO: ALTO. INDICA ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN TRES (03) A SEIS (06) MESES.	SEGUIMIENTO
							11-MAY-99	TRANSF. SERVICE	TODOS LOS PARAMETROS DEL ACEITE SE ENCUENTRAN NORMALES. RECOMENDACION: EFECTUAR ANALISIS COMPLETO EN UN (01) AÑO.	MAY'00
SANTA ROSA	TR-2	CGE	28.33	R	13862	600007	04-NOV-96	QUALITAS	ACEITE: TENSION INTERFACIAL DEBAJO DEL LIMITE. COLOR ALTO. DGA: CO: ALTO. INDICA ENVEJECIMIENTO PROBABLEMENTE POR EDAD DEL TRANSFORMADOR. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN UNO (01) + DOS (02) MESES.	SEGUIMIENTO
							13-JUN-97	QUALITAS	ACEITE: TENSION INTERFACIAL Y COLOR EN NIVEL MARGINAL. TANGENTE LIGERAMENTE ALTO. DGA: CO: ALTO. INDICA ENVEJECIMIENTO PROBABLEMENTE POR EDAD DEL TRANSFORMADOR. RECOMENDACION: REGENERACION DEL ACEITE.	PROGRAMAR REGENERACION
								TRANS.SERV.	SE REALIZO PROCESO DE REGENERACION DEL ACEITE AISLANTE.	REGENERACION
							28-MAR-98	TRANSF. SERVICE	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: NIVELES NORMALES. DESPUES DE LA REGENERACION LOS RESULTADOS SON FAVORABLES PARA LA OPERACION DEL TRANSFORMADOR.	SEGUIMIENTO
							07-JUN-98	QUALITAS	ACEITE: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE. DGA: VALORES NORMALES. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (06) + DOCE (12) MESES.	EN 10 MESES: ABRIL '98
							09-MAR-99	TRANSF. SERVICE	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: NIVELES NORMALES. RECOMENDACION: ANALISIS COMPLETO DENTRO DE SEIS (06) MESES.	EN 06 MESES: OCTUB. '99
							06-OCT-99	TRANSFORMER	ACEITE: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE. DGA: VALORES NORMALES. FURANOS: INDICA EXCESIVO ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO. RECOMENDACION: ANALISIS DENTRO DE (06) MESES.	MAY'00
SANTA ROSA	TR-2	CGE	28.33	S	13868	600013	27-JUN-96	RQF S.A.	ACEITE: ACIDEZ, TENSION INTERFACIAL, TANGENTE, FUERA DE LIMITES. DGA: CO: INDICA SOBRECALENTAMIENTO. RECOMENDACION: REGENERACION Y ANALISIS COMPLETO.	SEGUIMIENTO
							06-ENE-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. EXEPTO EL COLOR QUE ESTA ALTO. DGA: CO: INDICA SOBRECALENTAMIENTO EN AISLAMIENTO. RECOMENDACION: ANALISIS COMPLETO EN TRES (03) MESES.	SEGUIMIENTO
							13-JUN-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO: ALTO. INDICA SOBRECALENTAMIENTO DE LA CELULOSA POR EDAD DEL TRAFIO. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (06) MESES.	EN UN AÑO: JUNIO'98
							08-JUN-98	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: NIVELES NORMALES. RECOMENDACION: ANALISIS COMPLETO DENTRO DE SEIS (06) O DOCE (12) MESES.	SEGUIMIENTO
							09-MAR-99	TRANSF. SERVICE	ACEITE: TENSION INTERFACIAL, FACTOR DE POTENCIA Y COLOR: POR DEBAJO DEL LIMITE. RECOMENDACION: REGENERACION A MEDIANO PLAZO. VER TENDENCIAS PROX. MUESTRA EN SEIS (06) MESES.	EN SEIS 6 MESES: SETEMB.99
							06-OCT-99	TRANSF. SERVICE	PARAMETROS FISICO-QUIMICOS PARCIALMENTE FUERA DE LIMITE. DEGRADACION DE CELULOSA. FURANOS: INDICA ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO. RECOMENDACION: REGENERAR A CORTO PLAZO.	SEGUIMIENTO
							04-FEB-00	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: NIVELES ACEPTABLE. FURANOS: VALOR ALTO. INDICA CALENTAMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: ANALISIS EN SEIS (06) MESES.	SEGUIMIENTO
SANTA ROSA	TR-2	CGE	28.33	T	13865	600010	14-JUN-96	ABB S.A.	ACEITE: BAJA RIGIDEZ DIELECTRICA, POSIBLE PRESENCIA DE PARTICULAS. DGA: INDICAN LIGERO SOBRECALENTAMIENTO. RECOMENDACION: TRATAMIENTO DE TERMOVACIO Y ANALISIS DESPUES DEL TRATAMIENTO.	SEGUIMIENTO
							04-NOV-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO Y CO2: ALTOS. INDICA ENVEJECIMIENTO PROBABLE POR POR EDAD DEL TRANSFORMADOR. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN UN (01) MES. VER TENDENCIAS.	SEGUIMIENTO
							13-JUN-97	QUALITAS	ACEITE: COLOR: ALTO. TENSION INTERF. BAJO. DGA: CO Y CO2: ALTOS. INDICA ENVEJECIMIENTO CELULOSICO. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (06) MESES. ANALISIS DE FURANOS.	EN UN AÑO: JUNIO'98
							07-JUN-98	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO: MUY ALTO INDICA ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. PROBABLE A LA EDAD DEL TRANSFORMADOR. RECOMENDACION: ANALISIS EN SEIS (06) O DOCE (12) MESES.	SEGUIMIENTO
							09-MAR-99	TRANSF. SERVICE	LOS RESULTADOS FISICO-QUIMICO Y DIELECTRICOS INDICAN DEGRADACION DEL ACEITE. RECOMENDACION: SE RECOMIENDA REGENERACION A CORTO PLAZO.	EN SEIS 6 MESES: SETEMB.99
							06-OCT-99	TRANSF. SERVICE	PARAMETROS FISICO-QUIMICOS: FUERA DE LIMITE. DEGRADACION DE LA CELULOSA. FURANOS: INDICA ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO. RECOMENDACION: REGENERACION A CORTO PLAZO.	SEGUIMIENTO
							04-FEB-00	QUALITAS	LOS VALORES DE LAS PRUEBAS INDICAN ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. FURANOS: VALOR ALTO. CALENTAMIENTO DE LA CELULOSA.	SEGUIMIENTO

RESULTADOS DE MUESTRAS DE ANALISIS DE ACEITE EN TRANSFORMADORES

TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 60/10 Kv

SET	CIRTO	MARCA	MVA	FASE	N° FAB.	N° KARDEX	FECH-EXTRAC	EMPRESA	RESULTADOS	PRÓXIMA MUESTRA						
BARRI	TR-I	ABB	25	30	L-30438	505-00026	29-AGO-96	QUALITAS	ACEITE: NIVELES ACEPTABLES DGA: NIVELES ACEPTABLES RECOMENDACION: REALIZAR NUEVO ANALISIS EN SEIS (6) O (12) MESES	AGOSTO97						
							09-OCT-97	QUALITAS	ACEITE: NIVELES ACEPTABLE DGA: DEXIDO DE CARBONO ALTO INDICA ENVEJECIMIENTO POR EDAD DEL TRANSFORMADOR RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (06) MESES COMPLEMENTAR CON ANALISIS DE FURANOS Y MEDICION DE F.P. DEL AGLAM. DE LOS APRILLAMIENTOS	EN 10 MESES						
							03-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: TENSION INTERFACIAL EN NIVEL MARGINAL EL ACEITE PUEDE ESTAR CONTAMINADO DGA: COO LIGERAMENTE ALTO VALOR ANORMAL PARA TRANSFORM. 3 AÑOS DE SERVICIO RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN DOS (02) MESES PARA DETERMINAR TENDENCIA DE VALORES OBSERVADOS COMPLEMENTAR CON ANALISIS DE FURANOS Y MEDICION DE F.P. DEL AGLAM	EN SEIS MESES - ENERGIA						
							26-FEB-99	Transf. Servicio	DIAGNOSTICO: TENSION INTERFACIAL POR DEBAJO DEL LIMITE ACEPTABLE DEBIDO A POSIBLE CONTAMINACION RECOMENDACION: REGENERACION DEL ACEITE DIELECTRICO	SEGUIMIENTO						
							15-JUL-99	Transf. Servicio	ANALISIS DE FURANOS: MUESTRA EXCELENTE ENVEJECIMIENTO DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO PARA UN TRANSFORMADOR RELATIVAMENTE NUEVO REPETIR ANALISIS EN 6 MESES	SEGUIMIENTO						
09-NOV-99	Transf. Servicio	DIAGNOSTICO: TENSION INTERFACIAL POR DEBAJO DEL LIMITE ACEPTABLE DGA: FACTOR DE POTENCIA SE ENCUENTRAN BIEN RECOMENDACION: REGENERACION DEL ACEITE DIELECTRICO	MAYO 00													
TR-II	ABB	25	30	L-30439	505-00026	29-AGO-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE DGA: DEXIDO DE CARBONO ALTO INDICA ENVEJECIMIENTO POR EDAD DEL TRANSFORMADOR RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (06) MESES	AGOSTO97							
						09-OCT-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE DGA: DEXIDO DE CARBONO ALTO INDICA ENVEJECIMIENTO POR EDAD DEL TRANSFORMADOR RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (06) MESES COMPLEMENTAR CON ANALISIS DE FURANOS Y MEDICION DE F.P. DEL AGLAM. DE LOS APRILLAMIENTOS	EN SEIS MESES							
						03-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: TENSION INTERFACIAL EN NIVEL MARGINAL VALOR ANORMAL PARA TRAPO DE 3 AÑOS DE SERVICIO EL ACEITE PUEDE ESTAR CONTAMINADO DGA: COO LIGERAMENTE ALTO VALOR RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN DOS (02) MESES PARA DETERMINAR TENDENCIA DE VALORES OBSERVADOS COMPLEMENTAR CON ANALISIS DE FURANOS Y MEDICION DE F.P. DEL AISLAMIENTO	EN SEIS MESES - ENERGIA							
						26-FEB-99	Transf. Servicio	DIAGNOSTICO: TENSION INTERFACIAL POR DEBAJO DEL LIMITE ACEPTABLE DEBIDO A POSIBLE CONTAMINACION RECOMENDACION: REGENERACION DEL ACEITE DIELECTRICO	SEGUIMIENTO							
						09-NOV-99	Transf. Servicio	DIAGNOSTICO: TENSION INTERFACIAL POR DEBAJO DEL LIMITE ACEPTABLE DGA: FACTOR DE POTENCIA SE ENCUENTRAN BIEN RECOMENDACION: REGENERACION DEL ACEITE DIELECTRICO	MAYO 00							
CAROLINA	TR-I	ABB	25	30	L-30405	500078	03-SET-96	ROF S.A.	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE DGA: NIVELES ACEPTABLES RECOMENDACION: REALIZAR NUEVO ANALISIS EN SEIS (6) O (12) MESES	SEGUIMIENTO						
							03-MAR-98	ABB Servicio	ACEITE: TENSION INTERFACIAL BAJO NIVEL DGA: CONDICIONES NORMALES RECOMENDACION: PROGRAMAR REGENERACION Y ANALISIS QUE NO PASE DE LOS SEIS (06) MESES	EN TRES MESES - JUNIO98						
							03-JUN-98	QUALITAS	ACEITE: TENSION INTERFACIAL NIVEL MARGINAL DGA: VALORES POCO ACEPTABLES RECOMENDACION: PROGRAMAR TRATAMIENTO DEL ACEITE	SEGUIMIENTO						
							09-MAR-99	Transf. Servicio	ACEITE: TENSION INTERFACIAL MUY BAJA DGA: VALORES MARGINALES RECOMENDACION: REGENERACION A CORTO PLAZO DEPENDIENDO DE LAS TENDENCIAS SECA PROXIMO ANALISIS	PROGRAMAR REGENERACION						
							06-OCT-99	Transf. Servicio	REGENERACION	REGENERACION						
	TR-II	ABB	25	30	L-30229	500062	03-SET-96	ROF S.A.	ACEITE: TENSION INTERFACIAL ACEITE FUERA DE LIMITES DGA: ACEITILENO INDICAN ARIDOS RECOMENDACION: PROGRAMAR REGENERACION Y ANALISIS DE GASES	SEGUIMIENTO						
							10-FEB-97	ROF S.A.	ACEITE: FACTOR DE POTENCIA Y HUMEDAD ESTAN FUERA DE LIMITES COMPLETOS POLARISACION PRODUCTO DE OBSERVACION CUSA DE CAIDA DE TENSION INTERF. REGENERACION	A TRES MESES						
							13-JUN-97	QUALITAS	ACEITE: TENSION INTERFACIAL NIVEL MARGINAL DGA: ACEITILENO ETILENO Y CO. ALTOS INDICAN ARIDOS ENVEJECIMIENTO POR EDAD DEL TRAPO RECOMENDACION: INSPECCION INTERNA	PROGRAMAR REGENERACION						
							24-SET-97	Transf. Servicio	REGENERACION	REGENERACION						
							18-DIC-97	ABB Servicio	DESPUES DE LA REGENERACION LOS INDICADORES SON ACEPTABLES RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN TRES (03) MESES	ENERO98						
20-FEB-98	ABB Servicio	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE DGA: MUESTRAN ARIDOS ELECTROLITICO OCASIONADO EN EL INTERIOR RECOMENDACION: ANALISIS DE ACEITE EN UN AÑO ANALISIS DE GASES EN UN (01) MES	MAYO98													
06-JUN-98	QUALITAS	ACEITE: BUEN ESTADO DGA: MUESTRAN ARIDOS ELECTROLITICO OCASIONADO EN EL INTERIOR RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN TRES (03) MESES	MAYO98													
09-MAR-99	Transf. Servicio	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE DGA: ACEITILENO TIENE VALORES ALTOS SE MANTIENE EN RELACION A RESULTADO ANTERIOR RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (06) MESES	A DO-0 MESES													
06-OCT-99	Transf. Servicio	DGA: ACEITILENO Y ETILENO INDICAN OBSERVACION TERMICA EN EL ACEITE Y ARIDOS RECOMENDACION: ANALISIS CROMATOGRAFICO PARA VER TENDENCIAS DENTRO DE TRES (03) MESES	A SEIS MESES													
06-OCT-99	Transf. Servicio	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE DGA: ACEITILENO Y ETILENO ALTOS FURANOS INDICAN BUEN ESTADO DE LA CELULOSA RECOMENDACION: REPETIR ANALISIS EN SEIS (06) MESES	MAYO98													
JICAMARCA	TR-I	BBCT	25	30	L30302	500065	06-OCT-96	ABB Servicio	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE DGA: NIVELES ACEPTABLES RECOMENDACION: REALIZAR NUEVO ANALISIS FISICO-QUIMICO EN UN (01) AÑO CROMATOGRAFICO EN TRES (03) MESES	OCTUBRE98						
							30-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE DGA: INDICAN ARIDOS RECOMENDACION: ANALISIS DE ACEITE EN UN (01) O DOS (02) MESES PARA VER TENDENCIAS	A SEIS MESES						
							09-MAR-99	Transf. Servicio	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE DGA: NIVELES ACEPTABLES RECOMENDACION: REALIZAR NUEVO ANALISIS EN UN (01) AÑO	A SEIS MESES						
							06-OCT-99	Transf. Servicio	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE DGA: ACEITILENO ALMENTO INDICAN ARIDOS EN ESTRUCTURA DEL TRAPO FURANOS ESTADO ACEPTABLE DE LA CELULOSA RECOMENDACION: ANALISIS EN TRES (03) MESES	MAYO98						
MARANGA	TR-I	DELCROSA	25	30	123156 T	005-00068	10-JUL-96	ABB S.A.	ACEITE: LIGERAMENTE DETERIORADO NO ACEPTABLE RIGIDEZ DIELECTRICA BAJA PARTICULAS EN SUSPENSION RECOMENDACION: PROGRAMAR REGENERACION NO MAS DE 6 MESES	SEGUIMIENTO						
							05-AGO-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE ANALISIS CROMATOGRAFICO VALORES EN NIVELES ACEPTABLE RECOMENDACION: REALIZAR NUEVO ANALISIS EN 4 O (4) MESES	AGOSTO97						
							09-OCT-97	QUALITAS	ACEITE: TENSION INTERFACIAL EN NIVEL ACEPTABLE DGA: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE RECOMENDACION: TRATAMIENTO DE ACEITE	A SEIS MESES						
							11-MAY-98	Transf. Servicio	TENSION INTERFACIAL Y ACEITE EXCEDEN VALORES PERMITIDOS INDICANDO ENVEJECIMIENTO DEL ACEITE CON PRESENCIA DE LODO RECOMENDACION: REGENERACION A CORTO PLAZO	SEGUIMIENTO						
							09-NOV-99	Transf. Servicio	DIAGNOSTICO:	MAYO98						
TR-II	DELCROSA	25	30	161504 T	505-00029	02-JUN-98	LUZ DEL SUR	ACEITE: NIVEL DE ACEITE ACEPTABLE ANALISIS CROMATOGRAFICO VALORES EN NIVELES ACEPTABLES	JUNIO98							
						01-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE ANALISIS CROMATOGRAFICO (DGA): VALORES EN NIVEL ACEPTABLE RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN DOCE MESES	JUNIO98							
11-MAY-99	Transf. Servicio	TOCOS LOS PARAMETROS DE ACEITE INDICAN BUEN ESTADO DE OBSERVACION RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS COMPLETO DENTRO DE SEIS MESES	A SEIS MESES - NOVIEMBRE98													
09-NOV-99	Transf. Servicio	TOCOS LOS PARAMETROS DE ACEITE INDICAN BUEN ESTADO DE OBSERVACION RECOMENDACION: OBSERVAR LA TENDENCIA DEL ETANO ANALISIS DENTRO DE SEIS MESES	MAYO98													
WICHES	TR-I	ABB	25	30	L30435	500068	03-SET-96	ROF S.A.	ACEITE: TENSION INTERFACIAL BAJO DGA: MUESTRAN VALORES ACEPTABLES EXTRAER MUESTRA DENTRO DE UN (01) AÑO	SEGUIMIENTO						
							05-NOV-96	QUALITAS	TENSION INTERFACIAL BAJO COLDRI ALTO COO Y COO INDICANDO ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA PROBABLE POR EDAD RECOMENDACION: ANALISIS EN DOS (02) O TRES (03) MESES	FEBRERO97						
							10-FEB-97	ROF S.A.	LOS VALORES SE MANTIENEN CON RESPECTO AL 3-AÑOS EXCEPTO LA ACEITE RECOMENDACION: ANALISIS EN UN (01) AÑO	SEGUIMIENTO						
							13-JUN-97	QUALITAS	TENSION INTERFACIAL Y COLDRI EN NIVEL MARGINAL COO Y COO ALTOS INDICANDO ENVEJECIMIENTO DEL LODO RECOMENDACION: REGENERACION DEL ACEITE COMPLEMENTAR CON FURANOS Y FOP	ENERO98						
							26-FEB-98	ABB Servicio	ACEITE Y TENSION INTERFACIAL SE ENCUENTRAN FUERA DEL LIMITE PERMITIDO DGA: INDICAN UN LIGERO SOBRECARGAMIENTO RECOMENDACION: REGENERACION ANALISIS NO MAS DE SEIS (06) MESES	JULIO98						
							20-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: TENSION INTERFACIAL EN NIVEL MARGINAL RIGIDEZ RELATIVAMENTE ALTA DGA: COO ALTO INDICA ENVEJECIMIENTO RECOMENDACION: TRATAMIENTO DE ACEITE ANALISIS DE FURANOS-FOP	MARZO98						
							06-MAR-99	Transf. Servicio	ACEITE: TENSION INTERFACIAL Y FACTOR DE POTENCIA POR DEBAJO DEL LIMITE RECOMENDACION: REGENERACION A MEDIANO PLAZO	OCTUBRE98						
							10-OCT-99	Transf. Servicio	VALORES FISICO-QUIMICOS FUERA DE LOS LIMITES PERMITIDOS RECOMENDACION: REGENERACION A CORTO PLAZO	MAYO98						
							TR-II	ABB	25	30	L30404	500076	03-SET-96	ROF S.A.	TENSION INTERFACIAL BAJA ACEITE ALTA DGA: SE ENCUENTRAN EN NIVEL ACEPTABLE RECOMENDACION: ANALISIS CROMATOGRAFICO EN UN (01) AÑO	SEGUIMIENTO
													05-NOV-96	QUALITAS	ACEITE: TENSION INTERFACIAL FUERA DE LIMITES DGA: NIVEL ACEPTABLE RECOMENDACION: ANALISIS EN DOS (02) O TRES (03) MESES	A TRES MESES-FEBRERO97
	10-FEB-97	ROF S.A.	ACEITE: TENSION INTERFACIAL FUERA DE LIMITES DGA: COO INDICA BAJAS DESCARGAS DE ENERGIA O CONDICION DE ELECTROLES RECOMENDACION: ANALISIS EN SEIS (06) MESES	A TRES MESES-LNO 97												
	13-JUN-97	QUALITAS	ACEITE: TENSION INTERFACIAL EN NIVEL MARGINAL DGA: NIVEL ACEPTABLE RECOMENDACION: TRATAMIENTO DE ACEITE	SEGUIMIENTO												
	26-FEB-98	ABB Servicio	TENSION INTERFACIAL BAJA ACEITE INDICA QUE EL ACEITE ESTA EN EL LIMITE DGA: SE ENCUENTRAN EN NIVEL ACEPTABLE RECOMENDACION: REGENERACION Y ANALISIS DENTRO DE SEIS (06) MESES	PROGRAMAR REGENERACION												
	36-MAR-98	Transf. Servicio	REGENERACION DEL ACEITE	REGENERACION												
	36-MAR-98	Transf. Servicio	DESPUES DE LA REGENERACION EL ACEITE Y LOS GASES SE ENCUENTRAN CON VALORES ACEPTABLES RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS DENTRO DE UN (01) AÑO	JULIO98												
30-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE DGA: NIVEL ACEPTABLE RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (06) O NUEVE (09) MESES	ENERO98													
29-MAR-99	Transf. Servicio	ACEITE DIELECTRICO DENTRO DE LOS LIMITES PERMISIBLES RECOMENDACION: ANALISIS COMPLETO EN UN (01) AÑO	SEPTIEMBRE98													
07-OCT-99	Transf. Servicio	PARAMETROS DEL ACEITE SE ENCUENTRAN DENTRO DE LOS LIMITES PERMISIBLES RECOMENDACION: ANALISIS COMPLETO DENTRO DE SEIS (06) MESES INCLUIDO ANALISIS DE FURANOS	MAYO98													

STA ROSA A.	TR-I	BBC	25	30	853798	500002	03-SET-96	ROF S.A.	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO. INDICA SOBRECALENTAMIENTO DE LA CELULOSA. PROBABLE SOBRECARGA DEL TRAFICO. RECOMENDACION: REALIZAR UN NUEVO ANALISIS EN SEIS (6) MESES	SEGUIMIENTO						
							04-NOV-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO Y CO2. ALTO. INDICA ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN UNO (1) O DOS (2) MESES	SEGUIMIENTO						
							20-MAR-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO Y CO2. ALTO. INDICA ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN TRES (3) O SEIS (6) MESES COMPLEMENTAR CON FURANOS Y FDP	JUN97						
							13-JUN-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO Y CO2. ALTO. INDICA ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (6) MESES COMPLEMENTAR CON FURANOS Y FDP	ENER98						
							24-FEB-98	ABB Service	RIGIDEZ DIELECTRICA BAJA Y ELEVADO CONTENIDO DE H2O. GASES INDICAN LIGERO CALENTAMIENTO	PROGRAMAR TRATAMIENTO						
								ROF S.A.	SE REALIZO TRATAMIENTO AL TRANSFORMADOR ENERGIZADO	TRATAMIENTO DE ACEITE						
							06-MAY-98	ROF S.A.	DESPUES DEL TRATAMIENTO. LOS RESULTADOS MUESTRAN VALORES DE ACEITE Y GASES EN NIVELES ACEPTABLES. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN UN (1) AÑO	SEGUIMIENTO						
							20-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: NIVEL MARGINAL. DGA: VALORES ACEPTABLES. RECOMENDACION: ANALISIS FISICO-QUIMICO PARA CONFIRMAR VALOR DE RIGIDEZ	SEGUIMIENTO						
							08-MAR-99	Transf-Service	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: NIVEL ACEPTABLE. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS DENTRO DE SEIS (6) MESES	OCTUBRE99						
							04-OCT-99	Transf-Service	ACEITE: DENTRO DE LOS LIMITES. DGA: NIVEL ACEPTABLE. FURANOS: INDICA UN EXCESIVO ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS COMPLETO DENTRO DE SEIS (6) MESES	MAY00						
TR-II	BBC	25	30	853797	500001	03-SET-96	ROF S.A.	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO. INDICA SOBRECALENTAMIENTO DEL AISLAMIENTO. PROBABLE SOBRECARGA DEL TRAFICO. RECOMENDACION: REALIZAR UN NUEVO ANALISIS EN SEIS (6) MESES	SEGUIMIENTO							
						04-NOV-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO Y CO2. ALTO. INDICA ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN DOS (2) O TRES (3) MESES	SEGUIMIENTO							
						20-MAR-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO Y CO2. ALTO. INDICA ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN TRES (3) O SEIS (6) MESES COMPLEMENTAR CON FURANOS	JUN97							
						13-JUN-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO Y CO2. ALTO. INDICA ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (6) MESES COMPLEMENTAR CON FURANOS Y FDP	ENER98							
						24-FEB-98	ABB Service	RIGIDEZ DIELECTRICA BAJA. GASES INDICAN UN LIGERO SOBRECALENTAMIENTO. RECOMENDACION: TERMINAR Y ANALISIS DESPUES DEL TRATAMIENTO	SEGUIMIENTO							
						20-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO Y CO2. FUERA DE LIMITES. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (6) MESES COMPLEMENTAR CON FURANOS Y FDP	SEGUIMIENTO							
						08-MAR-99	Transf-Service	ACEITE: DENTRO DEL LIMITE PERMISIBLE. DGA: NIVELES ACEPTABLES. RECOMENDACION: ANALISIS COMPLETO EN SEIS (6) MESES	OCTUBRE99							
						04-OCT-99	Transf-Service	PARAMETROS FISICO-QUIMICOS PARCIALMENTE FUERA DEL LIMITE. FURANOS: INDICA DEGRADACION DEL AISLAMIENTO. RECOMENDACION: REGENERACION A CORTO PLAZO	MAY00							
						TR-III	BBC	25	30	8131484	500021	24-FEB-98	ABB Service	RIGIDEZ DIELECTRICA BAJA. CONTENIDO DE H2O ALTO. GASES INDICAN UN LIGERO SOBRECALENTAMIENTO. RECOMENDACION: ANALISIS DENTRO DE TRES (3) MESES	JUL98	
												20-JUL-98	QUALITAS	CONTENIDO DE H2O ALTO. CO Y CO2. SE HAN INCREMENTADO. RECOMENDACION: ANALISIS EN UN (1) O DOS (2) MESES PARA CONFIRMAR TENDENCIA. COMPLEMENTAR CON ANALISIS DE FURANOS	FEBRERO99	
08-MAR-99	Transf-Service	VALORES DEL ACEITE INDICAN DEGRADACION DEL MISMO. SE RECOMIENDA HACER REGENERACION A CORTO PLAZO	OCTUBRE99													
04-OCT-99	Transf-Service	PARAMETROS FISICO-QUIMICOS FUERA DEL LIMITE. FURANOS: INDICA DEGRADACION DEL AISLAMIENTO. RECOMENDACION: REGENERACION A CORTO PLAZO	MAY00													
TR-IV	BBC	25	30	L30009	500048	31-JUL-96	ROF S.A.	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: ACETILENO. INDICA DESCARGAS PROBABLE FALSO CONTACTO. CONEXIONES DETERIORADAS. RECOMENDACION: ANALISIS EN UN (1) MES	SEGUIMIENTO							
						20-MAR-97	QUALITAS	TENSION INTERFACIAL BAJA. COLOR ALTO. DGA: ACETILENO. ALTO. INDICA ENVEJECIMIENTO DE CELULOSA. RECOMENDACION: ANALISIS EN UN (1) MES Y OBSERVAR TENDENCIAS	JUN97							
						13-JUN-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: ACETILENO. FUERA DE LIMITES. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN TRES (3) O SEIS (6) MESES PARA CONTROLAR TENDENCIAS	ENER98							
						24-FEB-98	ABB Service	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: INDICAN UN LIGERO SOBRECALENTAMIENTO. RECOMENDACION: ANALISIS COMPLETO. EN TRES (3) MESES	JUN98							
						20-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: ACETILENO. SE MANTIENE EN RELACION AL OBTENIDO EN AÑO DEL 97. RECOMENDACION: ANALISIS EN TRES (3) MESES	FEBRERO99							
						08-MAR-99	Transf-Service	TENSION INTERFACIAL Y RIGIDEZ INDICAN VALORES LIGERAMENTE POR DEBAJO DEL LIMITE. RECOMENDACION: REGENERACION DEPENDIENDO DEL PROXIMO ANALISIS	OCTUBRE99							
						04-OCT-99	Transf-Service	PARAMETROS FISICO-QUIMICOS TIENDEN AL LIMITE. GASES INDICAN SOBRECALENTAMIENTO Y DESCARGA. SE RECOMIENDA REVISAR CONMUTADOR Y UNA REGENERACION A CORTO PLAZO	MAY00							
TACHA	TR-I	BBC	25	30	8801238	500022	31-JUL-96	ROF S.A.	ACEITE: TENSION INTERFACIAL, RIGIDEZ FDP, COLOR. FUERA DE LIMITES. DGA: INDICAN SOBRECALENTAMIENTO CELULOSICO. RECOMENDACION: REGENERACION Y NUEVO ANALISIS EN SEIS (6) MESES	SEGUIMIENTO						
							05-NOV-96	QUALITAS	TENSION INTERFACIAL Y COLOR. FUERA DE LIMITES. DGA: CO Y CO2 ALTOS. INDICAN ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN UNO (1) O DOS (2) MESES	ENER97						
							08-ENE-97	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: CO Y CO2. FUERA DE LIMITES INDICANDO ENVEJECIMIENTO PROBABLE POR LA EDAD. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN UNO (1) O DOS (2) MESES	ABR97						
							26-ABR-97	QUALITAS	TENSION INTERFACIAL. VALOR MARGINAL. H2O ALTO. DGA: CO Y CO2 ALTOS. INDICAN ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA. RECOMENDACION: TRATAMIENTO DEL ACEITE AISLANTE Y NUEVO ANALISIS	JUN97						
							13-JUN-97	QUALITAS	COLOR ALTO. TENSION INTERFACIAL. CERCA AL LIMITE. DGA: CO Y CO2 ALTOS. INDICANDO ENVEJECIMIENTO DE LA CELULOSA POR EDAD DEL TRAFICO. RECOMENDACION: FILTRAR Y TRATAR ACEITE	PROGRAMAR TRATAMIENTO						
								ROF S.A.	SE REALIZO TRATAMIENTO AL TRANSFORMADOR ENERGIZADO	TRATAMIENTO DE ACEITE						
							11-OCT-97	Transf-Service	DESPUES DE LA REGENERACION. LOS VALORES SON ACEPTABLES	SEGUIMIENTO						
							18-DIC-97	ABB Service	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: VALORES ACEPTABLES. RECOMENDACION: ANALISIS FISICO-QUIMICO EN DOCE (12) MESES	JUN98						
							08-JUN-98	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: VALORES ACEPTABLES. RECOMENDACION: ANALISIS EN SEIS (6) O DOCE (12) MESES	MARZO98						
							08-MAR-99	Transf-Service	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: PRESENCIA DE CO. INDICA TEMPERATURA ALTA DE TRABAJO. RECOMENDACION: ANALISIS EN TRES (3) MESES	OCTUBRE99						
							07-OCT-99	Transf-Service	ACEITE: DENTRO DE LOS LIMITES. FURANOS: INDICA AISLAMIENTO DEGRADADO. TRANSFORMADOR PODRIA FALLAR. RECOMENDACION: ANALISIS EN SEIS (6) MESES Y FURANOS	MAY00						
							TR-II	BBC	25	30	8807400	500029	27-JUN-96	ROF S.A.	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: DETECCION DE CO INDICA SOBRECALENTAMIENTO CELULOSICO. RECOMENDACION: ANALISIS EN SEIS (6) MESES	SEGUIMIENTO
													24-FEB-98	ABB Service	RIGIDEZ BAJA. H2O ALTO. GASES INDICAN LIGERO CALENTAMIENTO. RECOMENDACION: SECCAO Y MANTENIMIENTO GENERAL. Y ANALISIS EN TRES (3) MESES	MARZO98
													17-MAR-98	QUALITAS	RIGIDEZ BAJA. H2O ALTO. GASES INDICAN LIGERO CALENTAMIENTO PROBABLE MENTE POR LA EDAD DEL TRANSFORMADOR. RECOMENDACION: TRATAR EL ACEITE. COMPLEMENTAR CON ANALISIS DE FURANOS Y FDP	JUN98
													06-JUN-98	QUALITAS	RIGIDEZ BAJA. H2O ALTO. GASES INDICAN LIGERO CALENTAMIENTO. RECOMENDACION: TRATAR EL ACEITE AISLANTE	MARZO99
													08-MAR-99	Transf-Service	PRESENCIA DE CO. INDICA TEMPERATURA ALTA DE TRABAJO (CELULOSA). SE RECOMIENDA OBSERVACION EN SISTEMA DE VENTILACION Y ANALISIS EN TRES (3) MESES	OCTUBRE99
													07-OCT-99	Transf-Service	PARAMETROS DEL ACEITE DENTRO DE LOS LIMITES. FURANOS: INDICAN ENVEJECIMIENTO SOSPECHOSO DEL AISLAMIENTO. SE RECOMIENDA ANALISIS COMPLETO EN SEIS (6) MESES	MAY00
							TR-III	BBC	25	30	L300001	500064	03-SET-96	ROF S.A.	ACEITE: TENSION INTERFACIAL BAJA. DGA: LA DETECCION DE ACETILENO INDICA UNA ALTA DESCARGA DE ENERGIA. RECOMENDACION: ANALISIS EN UN (1) MES	SEGUIMIENTO
05-NOV-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: ACETILENO Y ETILENO INDICAN UNA ALTA DESCARGA DE ENERGIA. RECOMENDACION: ANALISIS EN UN (1) MES	PROGRAMAR TRATAMIENTO													
	ROF S.A.	SE REALIZO TRATAMIENTO AL TRANSFORMADOR ENERGIZADO	TRATAMIENTO DE ACEITE													
11-OCT-97	Transf-Service	DESPUES DE LA REGENERACION. LOS VALORES SON ACEPTABLES	NOVIEMBRE97													
18-DIC-97	ABB Service	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: INDICAN OCURRENCIA DE ARCOS EN EL INTERIOR. RECOMENDACION: ANALISIS EN UN (1) MES PARA EVALUAR	JUN98													
08-JUN-98	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: ACETILENO ALTO. SE MANTIENE CON RELACION A RESULTADOS ANTERIORES. RECOMENDACION: ANALISIS EN SEIS (6) MESES	MARZO98													
08-MAR-99	Transf-Service	ACEITE: DENTRO DE LOS LIMITES PERMITIDOS. DGA: LIGERA TENDENCIA DE ALUMENTO DEL ACETILENO. RECOMENDACION: ANALISIS EN TRES (3) MESES	OCTUBRE99													
07-OCT-99	Transf-Service	PARAMETROS DEL ACEITE DENTRO DE LOS LIMITES EXCEPTO TENSION INTERFACIAL. FURANOS: INDICA BUEN ESTADO. SE RECOMIENDA ANALISIS COMPLETO EN SEIS (6) MESES, INCLUIDO ANALISIS DE FURANOS	MAY00													
Torres Vales	TR-I	ABB	25	30	L-30470	505-00001	29-AGO-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL DE ACEITE ACEPTABLE. DGA: EN NIVELES ACEPTABLES. RECOMENDACION: SE RECOMIENDA REALIZAR UN NUEVO ANALISIS EN SEIS (6) MESES	SEGUIMIENTO						
							18-OCT-97	QUALITAS	ACEITE: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE. DGA: MONOXIDO Y DIOXIDO DE CARBONO SE INCREMENTO EN RELACION AL OBTENIDO EN SETIEMBRE DE 1996. RECOMENDACION: ANALISIS EN SEIS (6) MESES	JUN98						
							07-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: EN CONDICION ACEPTABLE, PERO CON TENDENCIA A SEGUIR DETERIORANDOSE. DGA: CO Y CO2 CONTINUAN INCREMENTANDOSE CON RELACION AL ANALISIS REALIZADO EL 3 DE SET 1996. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (6) MESES COMPLEMENTAR CON ANALISIS DE FURANOS Y MEDICION DEL FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO	MAY98						
							11-MAY-0-99	Transf-Service	TENSION INTERFACIAL POR DEBAJO DE LIMITE. DE PERMANECER CTE. SIGNIFICA PRESENCIA DE PARTICULAS. RECOMENDACION: ANALISIS EN SEIS (6) MESES PARA OBSERVAR TENDENCIAS	MAY00						
TR-II	ABB	25	30	L-30471	505-00002	03-SET-96	QUALITAS	ACEITE: NIVEL ACEPTABLE. DGA: GASES EN NIVELES ACEPTABLES. RECOMENDACION: SE RECOMIENDA REALIZAR UN NUEVO ANALISIS EN SEIS (6) MESES	SEPTIEMBRE97							
						09-OCT-97	QUALITAS	ACEITE: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE. DGA: VALORES EN NIVEL ACEPTABLE. INCREMENTO DEL MONOXIDO Y DIOXIDO DE CARBONO. RECOMENDACION: NUEVO ANALISIS EN SEIS (6) MESES	JUN98							
						07-JUL-98	QUALITAS	ACEITE: TENSION INTERFACIAL EN NIVEL MARGINAL. ACEITE EN CONDICION ACEPTABLE PERO EN PROCESO DE DETERIORO. DGA: NIVELES ACEPTABLES. RECOMENDACION: ANALISIS EN SEIS (6) MESES	MAY98							
						11-MAY-0-99	Transf-Service	TENSION INTERFACIAL POR DEBAJO DE LIMITE. DE PERMANECER CTE. SIGNIFICA PRESENCIA DE PARTICULAS. RECOMENDACION: ANALISIS EN SEIS (6) MESES PARA OBSERVAR TENDENCIAS	MAY00							

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

VALORES DE LOS PARAMETROS DEL ACEITE

TRAF0-I 60/10KV

ANALISIS FISICO - QUIMICO											
SUB-ESTACION TACNA	CIRCUITO: TRAF0 I - 60/10 KV			N° KARDEX: 500022		MARCA: BBC-BADEN		POT: 25 MVA - AÑO :1960			
FECHA DEL MUESTREO	Valores Límites	31-Jul-96	05-Nov-96	08-Ene-97	25-Abr-97	13-Jun-97	11-Oct-97	18-Dic-97	08-Jun-97	08-Mar-99	07-Oct-99
EMPRESA	Valores Límites	RFQ S.A.	QUALITAS	QUALITAS	QUALITAS	QUALITAS	Transf. Serv.	ABB Service	QUALITAS	Transf. Serv.	Transf. Serv.
INDICE ACIDEZ TOTAL (mgKOH/gr)	0.3 máx	0.08	0.04	0.04	0.04	0.04	0.02	0.03	0.01	0.02	0.05
RIGIDEZ DIELECTRICA (kV)	27 mín	31	50	34.7	42.1	31.8	44	44	44	49	45.7
FACTOR DISIPACION (Tg) a 25°C%	0.8 mín	0.29	0.09	0.14	0.13	0.07	0.06	0.05	0.07	0.09	0.07
TENSION INTERFACIAL (Dinas/cm)	24 mín	30.3	29.5	28.0	23.1	28.3	39.2	30	39	37.0	31.7
FURANOS (ppb) - ASTM 5837	100-275	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
DENSIDAD (Gramos / cc)		0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
CONTENIDO DE HUMEDAD (ppm)	34 máx	15	32	19	46	10	33	33	18	25	23
COLOR (ASTMD-1524)	< 3.5										

ANALISIS DE GASES DISUELTOS											
FECHA DEL MUESTREO	Valores Límites	31-Jul-97	05-Nov-96	08-Ene-97	25-Abr-97	13-Jun-97	11-Oct-97	18-Dic-97	08-Jun-98	08-Mar-99	07-Oct-99
GASES ANALIZADOS	Valores Límites	RFQ S.A.	QUALITAS	QUALITAS	QUALITAS	QUALITAS	Transf. Serv.	ABB Service	QUALITAS	Transf. Serv.	Transf. Serv.
HIDROGENO (H) (PPM)	150-1000	30	40	35	45	0	20	8	10	38	21
OXIGENO (O) (%) No se consid	0.2-3.5	16100	13200	14600	13500	4825	4000	4000	9260	4330	20730
NITROGENO (N) (%) No se consid	1-10	64800	64200	7200	82700	17345	9000	13000	24300	76179	71099
METANO (CH4) (PPM)	25-80	5	5	5	5	0	2	0	5	11	7
MONOXIDO DE CARBONO (CO)	500-1000	810	969	902	1040	2	180	120	32	818	650
DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	10000-15000	7030	7960	8680	8990	27	1230	710	341	4855	4393
ETILENO (C2H4) (PPM)	20-100	23	22	26	24	0	1	0	2	5	8
ETANO (C2H6) (PPM)	10-35	3	4	4	0	0	3	0	2	0	0
ACETILENO (C2H2) (PPM)	<5	2	2	2	2	0	0	0	2	0	0
TOTAL GASES CONTENIDOS		88803	86402	96254	86279	22000	14436	17838	33654	89032	96813

nd : No Detectado
LT : Leves Trazas

TRAF0-II 60/10KV

ANALISIS FISICO - QUIMICO											
SUB-ESTACION TACNA	CIRCUITO: TRAF0 II - 60/10 KV			N° KARDEX: 500029		MARCA: BBC-BADEN		POT: 25 MVA - AÑO :1963			
FECHA DEL MUESTREO	Valores Límites	27-Jun-96	28-Feb-98	17-Mar-98	08-Jun-98	08-Mar-98	07-Oct-98				
EMPRESA	Valores Límites	RFQ S.A.	QUALITAS	RFQ S.A.	QUALITAS	Transf. Serv.	QUALITAS				
INDICE ACIDEZ TOTAL (mgKOH/gr)	0.3 máx	0.05	0.05	0.03	0.03	0.03	0.04				
RIGIDEZ DIELECTRICA (kV)	27 mín	48	19	15.1	20	39	30.8				
FACTOR DISIPACION (Tg) a 25°C%	0.8 máx	0.04	0.08	---	0.02	0.3	0.35				
TENSION INTERFACIAL (Dinas/cm)	24 mín	36	28	30.1	31.2	30.7	27.4				
FURANOS (ppb) - ASTM 5837	100 - 275	---	---	---	---	---	---				
DENSIDAD (Gramos / cc)		0.88	---	0.87	0.87	0.87	0.87				
CONTENIDO DE HUMEDAD (ppm)	34 máx	17	54	44	34	31	21				
COLOR (ASTMD-1524)	< 3.5										

ANALISIS DE GASES DISUELTOS											
FECHA DEL MUESTREO	Valores Límites	27-Jun-96	28-Feb-98	17-Mar-98	08-Jun-98						
GASES ANALIZADOS	Valores Límites	RFQ S.A.	QUALITAS	RFQ S.A.	QUALITAS						
HIDROGENO (H) (PPM)	150-1000	15	12	30	0.03						
OXIGENO (O) (%) No se consid	0.2-3.2	20360	4000	17400	20						
NITROGENO (N) (%) No se consid	1-10	64862	13000	68400	0.02						
METANO (CH4) (PPM)	25-80	10	0	5	31.2						
MONOXIDO DE CARBONO (CO)	500-1000	870	407	1200	---						
DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	1000-15000	7355	1480	12300	0.87						
ETILENO (C2H4) (PPM)	20-100	23	17	15	34						
ETANO (C2H6) (PPM)	10-35	4	4	3							
ACETILENO (C2H2) (PPM)	< 5	0	0	2							
TOTAL GASES CONTENIDOS											

nd : No Detectado
LT : Leves Trazas

TRAF0-III 60/10KV

ANALISIS FISICO - QUIMICO											
SUB-ESTACION TACNA	CIRCUITO: TRAF0 III - 60/10 KV			N° KARDEX: 500084		MARCA: BBC-BADEN		POT: 25 MVA - AÑO :1982			
FECHA DEL MUESTREO	Valores Límites	03-Sep-98	05-Nov-96	11-Oct-97	18-Dic-97	08-Jun-98	08-Mar-99	07-Oct-99			
EMPRESA	Valores Límites	RFQ S.A.	QUALITAS	QUALITAS	ABB Service	QUALITAS	Transf. Serv.	Transf. Serv.			
INDICE ACIDEZ TOTAL (mgKOH/gr)	0.3 máx	0.08	0.03	0.03	0.02	0.01	0.01	0.03			
RIGIDEZ DIELECTRICA (kV)	27 mín	36	50	36	49	36.6	43	46.2			
FACTOR DISIPACION (Tg) a 25°C%	0.8 máx	0.29	0.04	0.09	0.03	0.04	0.03	0.02			
TENSION INTERFACIAL (Dinas/cm)	24 mín	25.2	26.6	32.7	33	31.6	31.1	27			
FURANOS (ppb) - ASTM 5837	100 - 275	---	---	---	---	---	---	---			
DENSIDAD (Gramos / cc)		0.9	0.86	0.88	---	0.86	0.87	0.86			
CONTENIDO DE HUMEDAD (ppm)	34 máx	10	9	10	13	9	15	13			
COLOR (ASTMD-1524)	< 3.5										

ANALISIS DE GASES DISUELTOS											
FECHA DEL MUESTREO	Valores Límites	08-Ene-97	13-Jun-97	11-Oct-97	18-Dic-97	08-Jun-98	08-Mar-99	07-Oct-99			
GASES ANALIZADOS	Valores Límites	QUALITAS	QUALITAS	QUALITAS	ABB Service	QUALITAS	Transf. Serv.	Transf. Serv.			
HIDROGENO (H2) (PPM)	150-1000	10	20	0	18	15	28	12			
OXIGENO (O2) (%) No se consid	0.2-3.2	31400	31300	3451	5000	30300	7425	28021			
NITROGENO (N) (%) No se consid	01-Oct	74800	74200	13026	8000	86500	86016	75409			
METANO (CH4) (PPM)	25-80	5	5	0	2	5	14	8			
MONOXIDO DE CARBONO (CO)	500-1000	183	244	0	57	183	383	164			
DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	10000-1500	3980	3850	24	750	3360	4147	3974			
ETILENO (C2H4) (PPM)	20-100	78	53	0	9	32	51	56			
ETANO (C2H6) (PPM)	10-35	11	9	0	2	9	14	14			
ACETILENO (C2H2) (PPM)	< 5	211	200	0	59	123	147	142			
TOTAL GASES CONTENIDOS		110688	109881	16501	13895	100527	98225	108800			

nd : No Detectado
LT : Leves Trazas

GRAFICO DE TENDENCIAS

SET : TACNA - TRAF0 I 60/10 KV

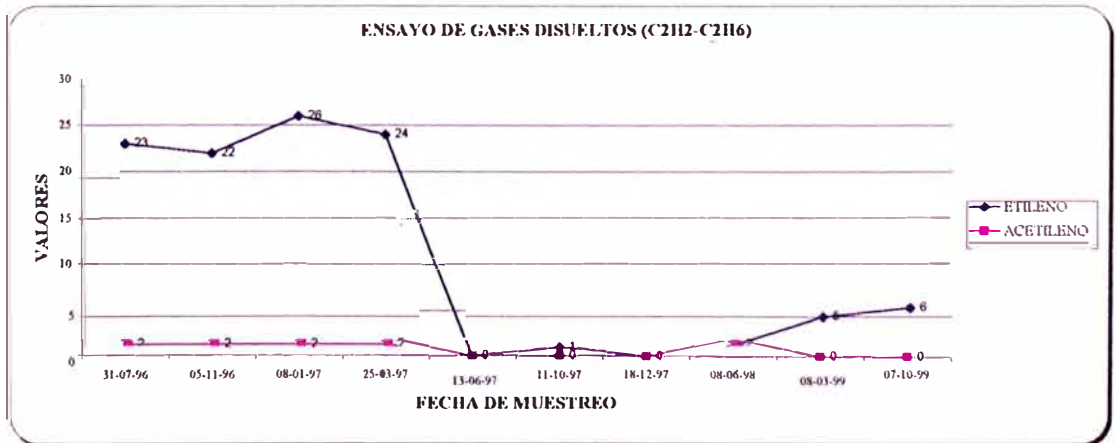
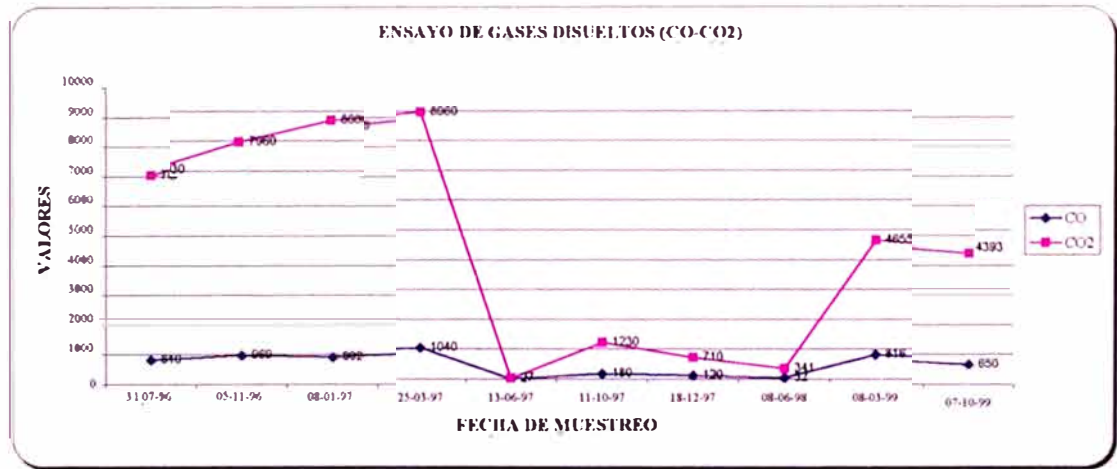
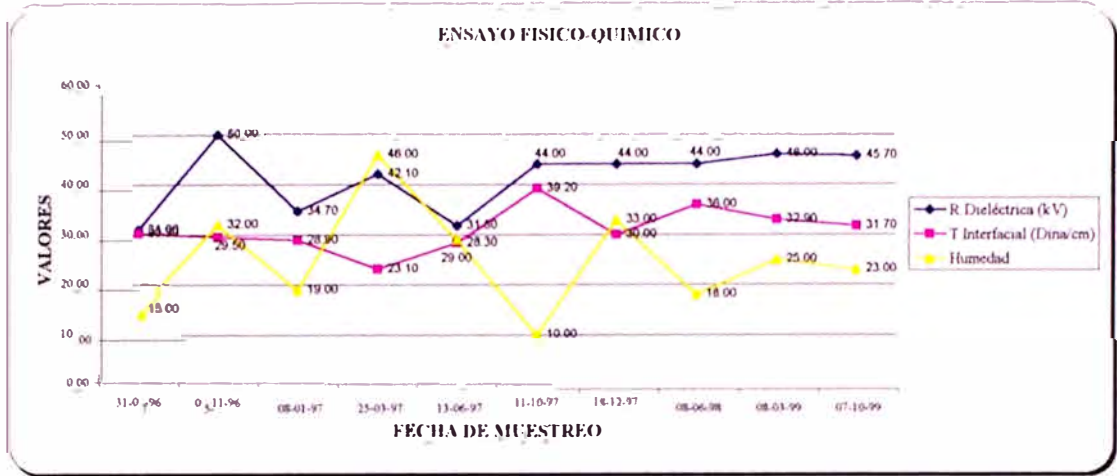


GRAFICO DE TENDENCIAS

SET : TACNA - TRAF0 II 60/10 KV

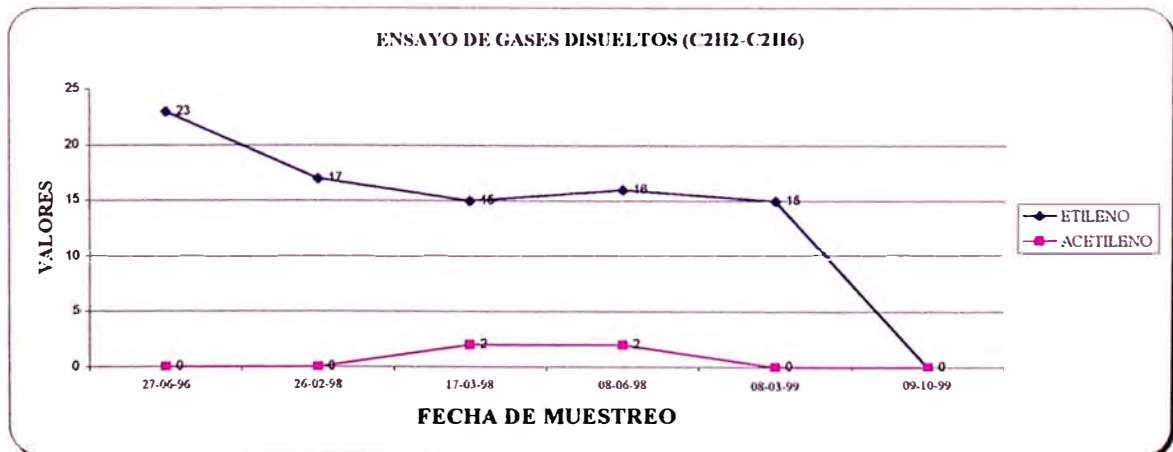
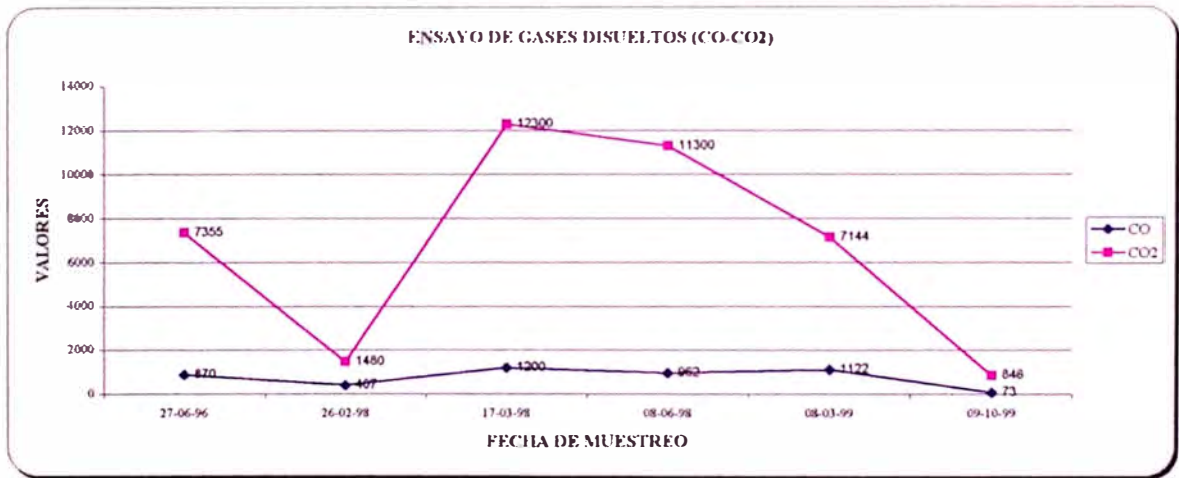
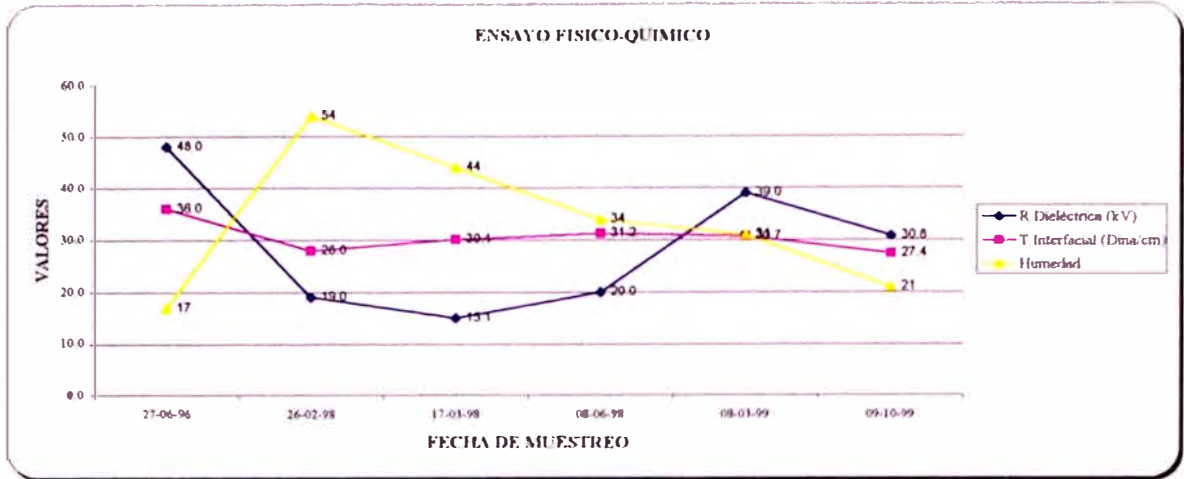
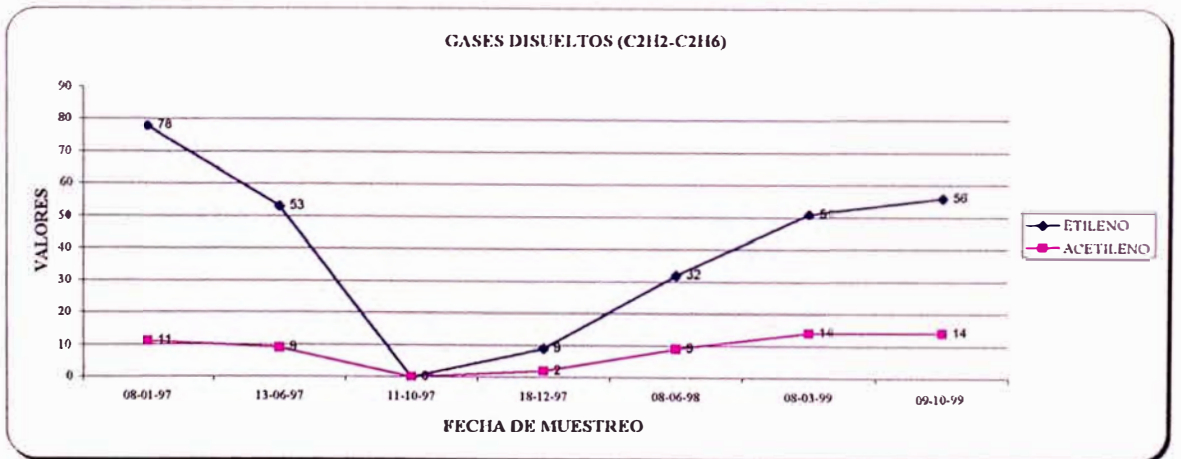
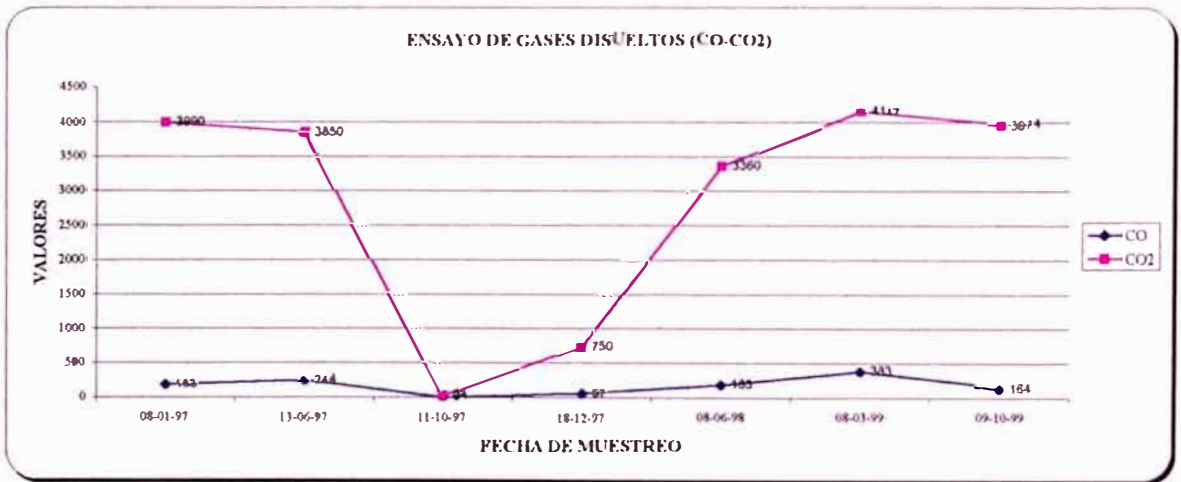
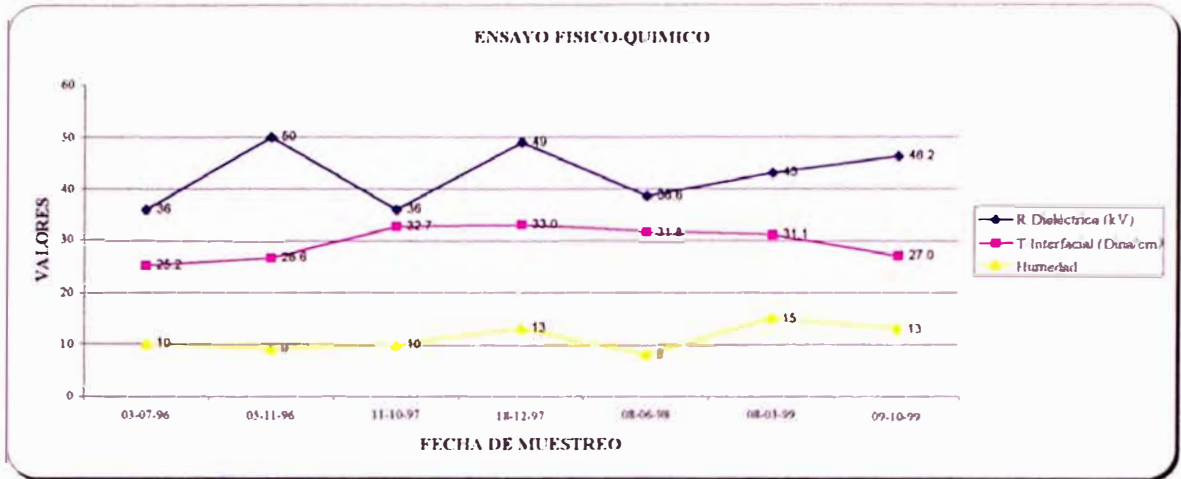


GRAFICO DE TENDENCIAS

SET : TACNA - TRAF0 III 60/10 KV



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

VALORES DE LOS PARAMETROS DEL ACEITE

TRAFO-I 60/10KV

ANALISIS FISICO - QUIMICO

SUB-ESTACION MIRONES		CIRCUITO : TRAFO 1 - 60/10 KV			N° KARDEX : 500088		MARCA : ABB		POT: 25 MVA - AÑO :1993	
FECHA DEL MUESTREO		03-Sep-96	05-Nov-96	10-Feb-97	13-Jun-97	28-Feb-98	30-Jul-98	08-Mar-99	10-Oct-99	
EMPRESA	Valores Límites	RQF S.A.	QUALITAS	RQF S.A.	QUALITAS	ABB Service	QUALITAS	Transf. Serv.	Transf. Serv.	
INDICE ACIDEZ TOTAL (mgKOH/gr)	0,3 máx	0,08	0,05	0,1	0,05	0,11	0,08	0,07	0,12	
RIGIDEZ DIELECTRICA (kv)	27 min	35	50	50	50	52	29,1	38	50,3	
FACTOR DISPACI3N (Tg) a 25°C%	0,8 máx	0,21	---	0,23	0,04	0,2	0,11	0,11	0,21	
TENSION INTERFACIAL (Dinas/cm)	24 máx	24,5	22,8	24,8	21,7	18	19,7	19,7	18,5	
FURANOS (ppb) - ASTM 5837	100 - 275	---	---	---	---	---	---	---	---	
DENSIDAD (Gramos / cc)		0,88	0,87	0,88	0,87	---	0,88	0,88	0,87	
CONTENIDO DE HUMEDAD (ppm)	34 máx	10	6	10	6	11	8	8	20	
COLOR (ASTM-D-1524)	< 3,5									

ANALISIS DE GASES DISUELTOS

FECHA DEL MUESTREO		03-Sep-96	05-Nov-96	10-Feb-97	13-Jun-97	28-Feb-98	30-Jul-98	08-Mar-99	10-Oct-99	
GASES ANALIZADOS	Valores Límites	RQF S.A.	QUALITAS	RQF S.A.	QUALITAS	ABB Service	QUALITAS	Transf. Serv.	Transf. Serv.	
HIDROGENO (H) (PPM)	150-1000	15	20	29	30	13	10	26	10	
OXIGENO (O (%) No se conside	0,2-3,2	23203	24700	19424	18400	4000	28100	1728	21890	
NITROGENO (N (%) No se conside	1-10	73862	88500	69108	72400	13000	86100	82075	74860	
METANO (CH4) (PPM)	25-80	5	5	6	5	0	5	18	15	
MONOXIDO DE CARBONO (CO)	500-1000	279	317	457	514	244	359	423	187	
DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	1000-15000	7124	8110	4483	6070	1190	7750	8430	4813	
ETILENO (C2H4) (PPM)	20-100	5	5	3	3	8	2	8	8	
ETANO (C2H6) (PPM)	35	7	8	10	5	3	5	16	22	
ACETILENO (C2H2) (PPM)	5	0	2	0	2	0	2	0	0	
TOTAL GASES CONTENIDOS		104500	101667	93500	97429	18458	100333	90720	101803	

nd : No Detectado
LT : Leves Trazas

TRAFO-II 60/10KV

ANALISIS FISICO - QUIMICO

SUB-ESTACION MIRONES		CIRCUITO : TRAFO II - 60/10 KV			N° KARDEX : 500076		MARCA : ABB		POT: 25 MVA - AÑO :1990	
FECHA DEL MUESTREO		03-Sep-96	05-Nov-96	10-Feb-97	13-Jun-97	28-Feb-98	28-Mar-98	30-Jul-98	29-Mar-99	07-Oct-99
EMPRESA	Valores Límites	RQF S.A.	QUALITAS	RQF S.A.	QUALITAS	ABB Service	Transf. Serv.	QUALITAS	Transf. Serv.	Transf. Serv.
INDICE ACIDEZ TOTAL (mgKOH/gr)	0,3 máx	0,08	0,08	0,1	0,08	0,1	0,02	0,01	0,02	0,01
RIGIDEZ DIELECTRICA (kv)	27 min	34	50	50	48,5	52	50	47	35	49,9
FACTOR DISPACI3N (Tg) a 25°C%	0,8 máx	0,14	0,08	0,31	0,02	0,15	0,11	0,04	0,26	0,04
TENSION INTERFACIAL (Dinas/cm)	24 min	25,1	22,2	24	21,6	17	38,9	32,5	31,9	29,8
FURANOS (ppb) - ASTM 5837	100 - 275	---	30,3	30,3	30,3	---	---	---	---	---
DENSIDAD (Gramos / cc)		0,88	0,87	0,89	0,87	---	0,87	0,87	0,88	0,87
CONTENIDO DE HUMEDAD (ppm)	34 máx	10	8	11	7	8	10	8	10	18
COLOR (ASTM-D-1524)	< 3,5									

ANALISIS DE GASES DISUELTOS

FECHA DEL MUESTREO		03-Sep-96	05-Nov-96	10-Feb-97	13-Jun-97	28-Feb-98	28-Mar-98	30-Jul-98	29-Mar-99	07-Oct-99
GASES ANALIZADOS	Valores Límites	RQF S.A.	QUALITAS	RQF S.A.	QUALITAS	ABB Service	Transf. Serv.	QUALITAS	Transf. Serv.	Transf. Serv.
HIDROGENO (H) (PPM)	200	33	15	178	25	17	0	10	10	10
OXIGENO (O (%) No se conside	---	23737	26800	18395	22200	4000	10732	29700	8117	30006
NITROGENO (N (%) No se conside	---	76915	88400	61240	70200	1300	30275	65700	86842	74447
METANO (CH4) (PPM)	50	7	5	4	5	0	0	5	7	5
MONOXIDO DE CARBONO (CO)	500	252	260	287	429	255	18	232	297	144
DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	8000	3524	3570	2411	4280	1170	224	3250	3141	2149
ETILENO (C2H4) (PPM)	80	5	3	2	2	1	0	2	3	3
ETANO (C2H6) (PPM)	35	28	4	3	4	1	0	2	0	0
ACETILENO (C2H2) (PPM)	8	0	2	0	2	0	0	2	0	0
TOTAL GASES CONTENIDOS										

nd : No Detectado
LT : Leves Trazas

TRAFO-III 60/10KV

ANALISIS FISICO - QUIMICO

SUB-ESTACION MIRONES		CIRCUITO : TRAFO III - 60/10 KV			N° KARDEX : 600044		MARCA : BBC		POT: 25 MVA - AÑO :1968	
FECHA DEL MUESTREO		03-Sep-98	05-Nov-98	13-Jun-97	28-Feb-98	30-Jul-98	08-Mar-99	07-Oct-99	17-Ene-00	
EMPRESA	Valores Límites	RQF S.A.	QUALITAS	QUALITAS	ABB Service	QUALITAS	Transf. Serv.	Transf. Serv.	CONELSE	
INDICE ACIDEZ TOTAL (mgKOH/gr)	0,3 máx	0,08	0,04	0,03	0,07	0,04	0,05	0,07	0,07	
RIGIDEZ DIELECTRICA (kv)	27 min	38	50	50	48,8	32	41	44,1	0,08	
FACTOR DISPACI3N (Tg) a 25°C%	0,8 máx	0,13	0,01	0,01	0,02	0,05	0,31	0,05	0,14	
TENSION INTERFACIAL (Dinas/cm)	24 min	29,5	27,8	27,8	28,3	25,7	25	22,4	27,1	
FURANOS (ppb) - ASTM 5837	100 - 275	---	---	---	---	---	---	---	---	
DENSIDAD (Gramos / cc)		0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,87	0,88	0,87	
CONTENIDO DE HUMEDAD (ppm)	34 máx	13	15	15	21	78	13	23	7	
COLOR (ASTM-D-1524)	< 3,5									

ANALISIS DE GASES DISUELTOS

FECHA DEL MUESTREO		03-Sep-98	05-Nov-98	08-Ene-98	13-Jun-97	28-Feb-98	30-Jul-98	08-Mar-99	07-Oct-99	
GASES ANALIZADOS	Valores Límites	RQF S.A.	QUALITAS	QUALITAS	QUALITAS	ABB Service	QUALITAS	Transf. Serv.	Transf. Serv.	
HIDROGENO (H2) (PPM)	150-1000	18	15	20	25	10	20	25	10	
OXIGENO (O2) (%) No se conside	0,2-3,2	21087	20500	20500	15000	4000	18800	2380	14170	
NITROGENO (N (%) No se conside	1-10	68288	71800	75900	75700	12000	88900	73821	42782	
METANO (CH4) (PPM)	25-80	8	5	5	5	0	5	13	5	
MONOXIDO DE CARBONO (CO)	500-1000	757	1180	1230	1520	414	1230	1087	148	
DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	10000-16000	5318	7700	8190	10100	1330	9380	8092	1162	
ETILENO (C2H4) (PPM)	20-100	8	12	11	10	15	10	15	4	
ETANO (C2H6) (PPM)	10-35	2	3	3	4	3	3	4	0	
ACETILENO (C2H2) (PPM)	< 5	0	2	2	2	0	2	0	0	
TOTAL GASES CONTENIDOS		93501	100897	105881	102388	17772	98380	83187	58282	

GRAFICO DE TENDENCIAS

SET : MIRONES - TRAF0 I 60/10 KV

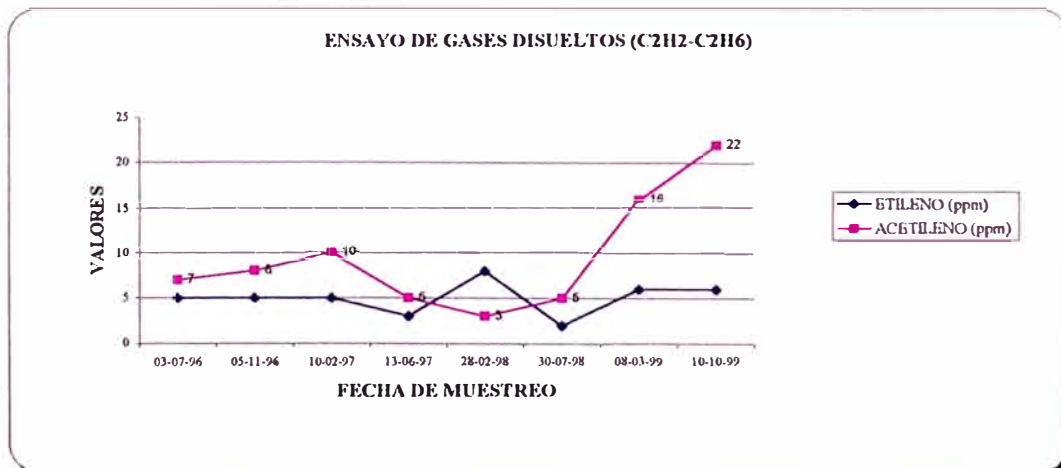
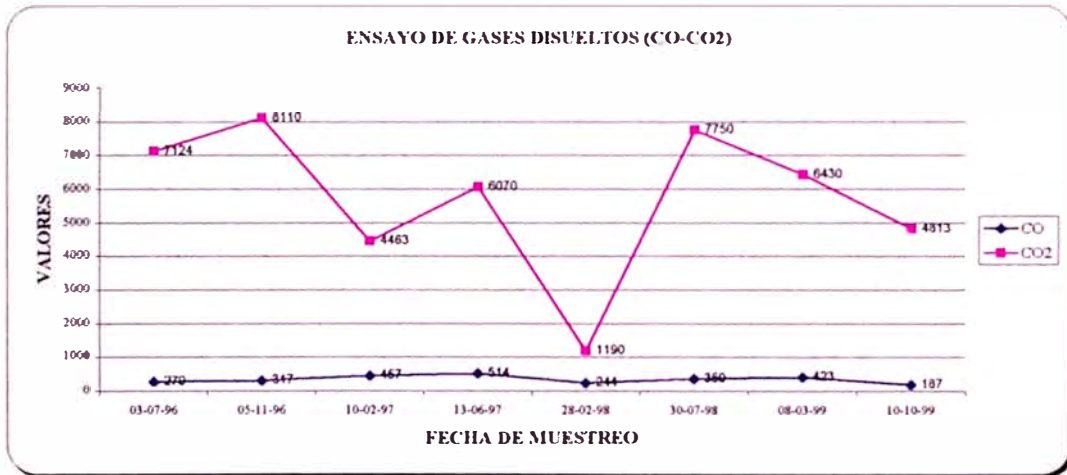
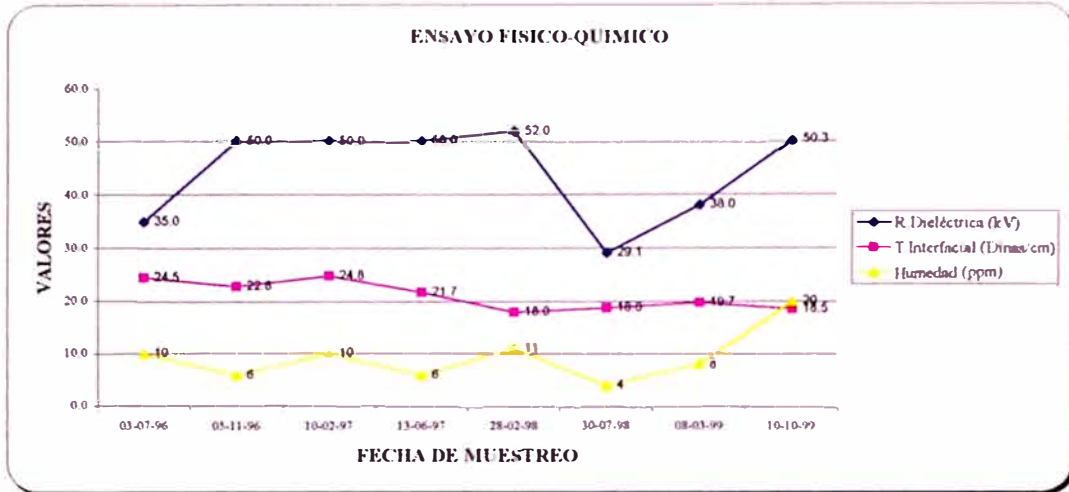


GRAFICO DE TENDENCIAS

SET : MIRONES - TRAF0 II 60/10 KV

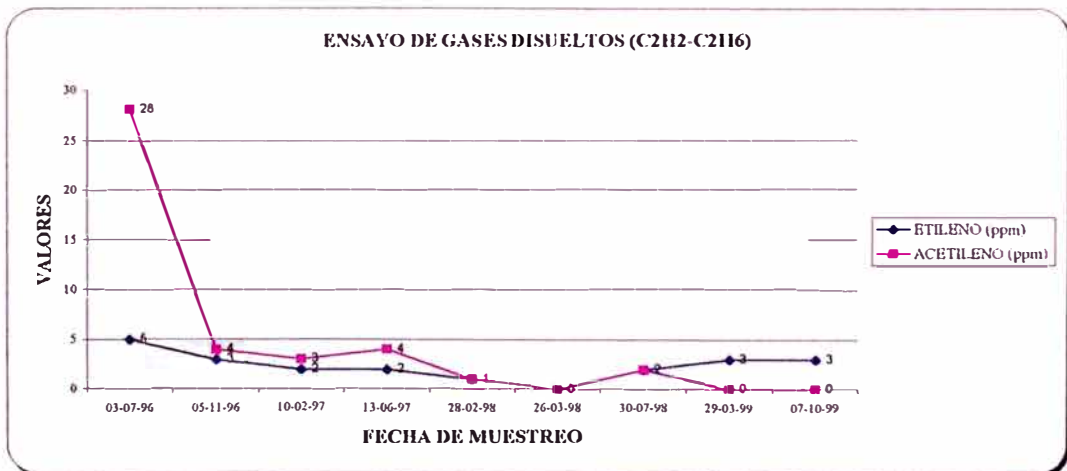
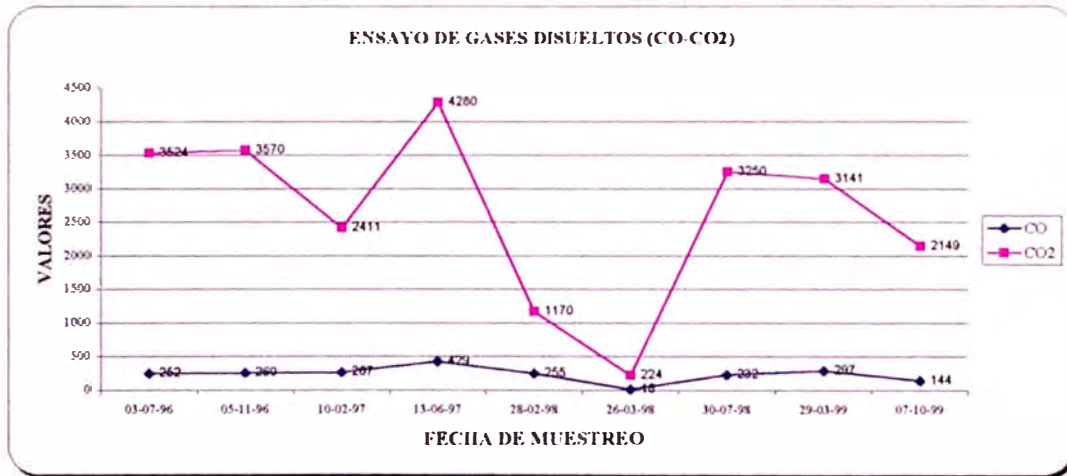
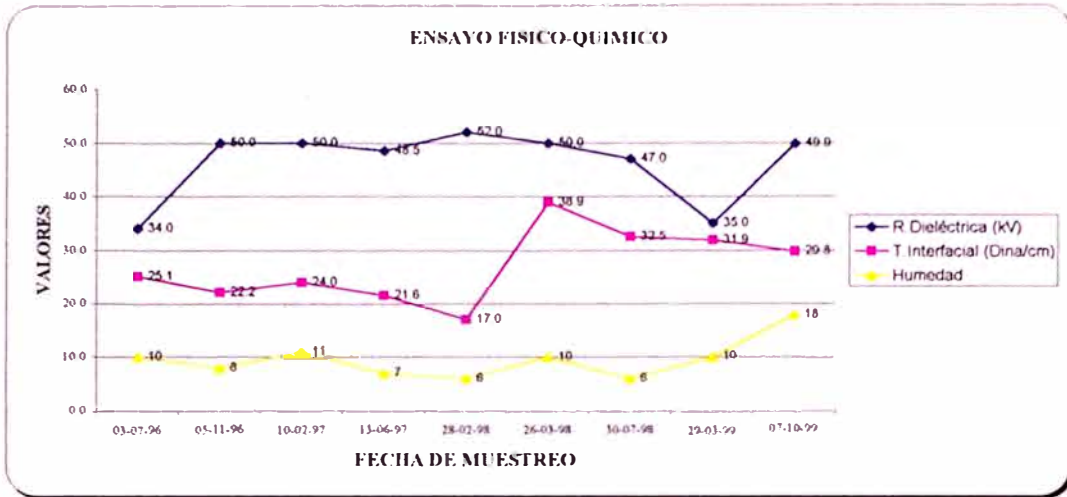
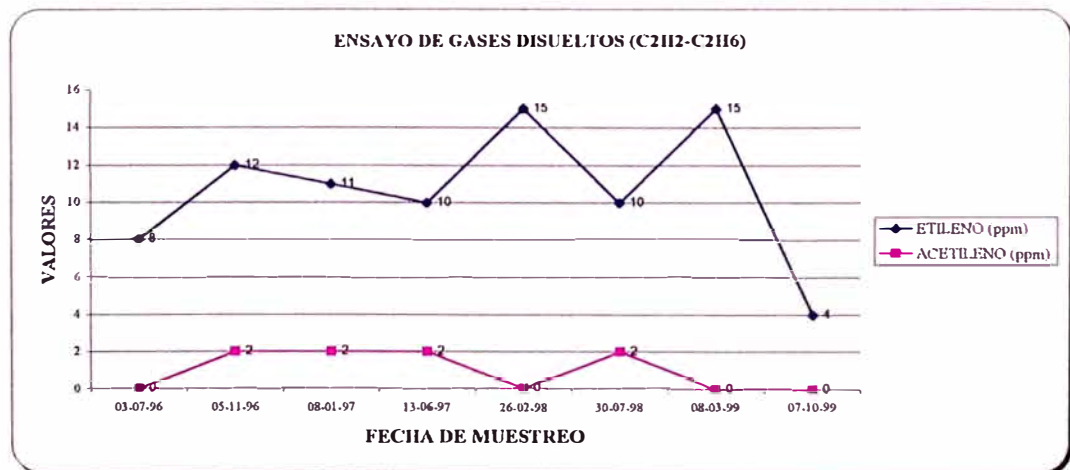
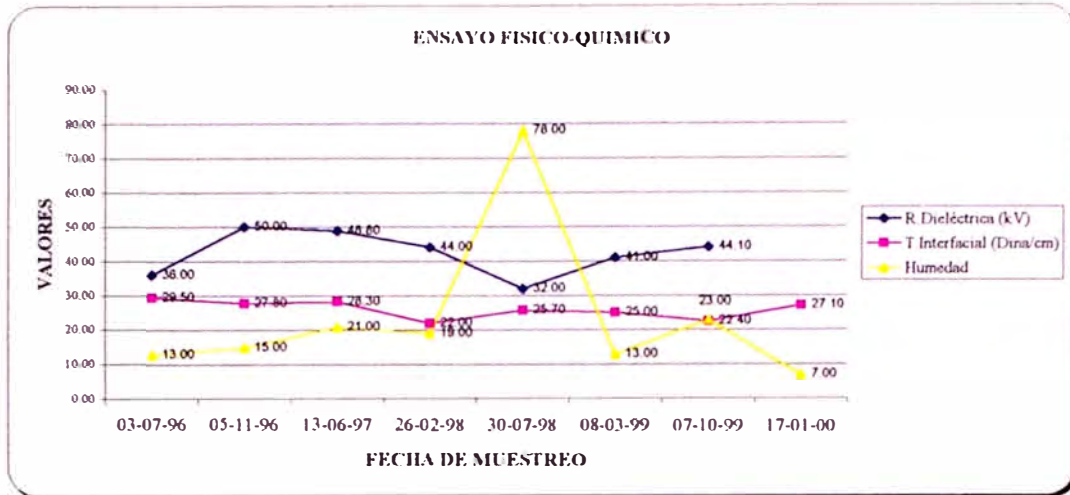


GRAFICO DE TENDENCIAS

SET : MIRONES - TRAF0 III 60/10 KV



CAPITULO IV EVALUACION ECONOMICA

4.1 Situación

Se ha observado que la detección por monitoreo o seguimiento en los resultados de las muestras, de fallas presentadas en transformadores genera beneficios económicos que tienen sin dudas un impacto positivo en la cuenta de resultados. Se reducen los daños en los equipos eléctricos si son detectados a tiempo estas fallas, también se limitan los daños indirectos producidos en otros equipos vecinos o auxiliares.

Los costos de explotación se reducen, ya que el equipo en cuestión se reparará dentro del Plan de Mantenimiento, que con frecuencia se realiza en el campo y muchas veces reparado con garantía.

4.2 Costo por mantenimiento preventivo y predictivo

En el CUADRO N°5, se ha elaborado un resumen de la cantidad de muestras extraídas y costos, así como de las pruebas eléctricas de operatividad realizadas a los transformadores de potencia, del tratamiento termovaciado y de la regeneración al aceite, desde el año 96 en que se empezó a realizar las pruebas y su análisis respectivo.

CUADRO Nº 5

COSTOS POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y PREDICTIVO EN TRANFORMADORES DE POTENCIA

ITEM	TIPO DE PRUEBA A REALIZARSE	AÑO 1996			AÑO 1997			AÑO 1998			AÑO 1999							
		Cantidad (Prueba)	Costo Unitario (S/.)		Sub-total (S/.)	Cantidad (Prueba)	Costo Unitario (S/.)		Sub-total (S/.)	Cantidad (Prueba)	Costo Unitario (S/.)		Sub-total (S/.)	Cantidad (Prueba)	Costo Unitario (S/.)		Sub-total (S/.)	
			Contratista	Sup. Edel			Contratista	Sup. Edel			Contratista	Sup. Edel			Contratista	Sup. Edel		
1	Análisis de Aceite (Completo)	120	650		78000	120	728		87360	100	815		81500	120	915		145200	
2	Pruebas eléctricas de operatividad	2	2000		4000	15	2525		37875	21	2525		53025	20	2000		40000	
3	Tratamiento temovacio de aceite con circuito :	Desemegizado	1	12000		12000	0	13200		0	0	14200		0	0	15400		0
		Energizado	0	13000		0	2	14040		28080	3	15163		45489	4	16370		60000
4	Regeneración de aceite con circuito :	Desemegizado	1	34800		34800	4	37600		150400	2	40500		81000	0	43800		0
		Energizado	0	36000		0	8	38880		311040	2	41990		83980	1	45350		49850
5	Desencubado de parte activa y mantenimiento integral	2	60000		120000	2	80000		160000	1	75000		75000	2	85000		170000	
TOTAL GENERAL					248800				774755				419994				465050	

NOTA : En el presente cuadro, no se considera el costo del personal de Edelnor en la supervisión de todos los trabajos realizados.

4.3 Descripción de evaluación

La evaluación ha sido realizada comparando dos situaciones como mantenimiento, el mantenimiento predictivo anual y la intervención al transformador de potencia sin considerar dicho mantenimiento.

Se muestra costo de pruebas de mantenimiento predictivo, y costos generados de una intervención al transformador.

COSTO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO:

I.- ANALISIS DE ACEITE:

ITEM	PRUEBAS A REALIZAR	Costo Unitario (\$)
1	RIGIDEZ DIELECTRICA (Norma ASTM 877-1866)	20.00
2	FACTOR DE DISIPACION ó Tangente delta a 25° y 100°C	50.00
3	TENSION INTERFACIAL (Norma ASTM 971)	10.00
4	INDICE DE NEUTRALIZACION (Norma ASTM 974)	10.00
5	CONTENIDO DE HUMEDAD (Norma ASTM 1533)	20.00
6	HUMEDAD RELATIVA	25.00
7	ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES	90.00
8	ANALISIS DE FURANOS	75.00
TOTALES		300.00

II.- PRUEBAS ELECTRICAS:

ITEM	PRUEBAS A REALIZAR	Costos Unitarios (\$)	
		60KV	220KV
1	FACTOR DE POTENCIA, CAPACITANCIA DE ARROLLAMIENTO Y CORRIENT. EXCITACIÓN	340.00	406.00
2	RELACION DE TRANSFORMACION	80.00	80.00
3	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	32.00	32.00
4	FACTOR DE POTENCIA DE BUSHING	0	30.00
5	RESISTENCIA OHMICA DE ARROLLAMIENTOS	30.00	30.00
6	RESISTENCIA DE TIERRA	30.00	30.00
TOTALES		512.00	608.00

COSTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO:

ITEM	TRABAJOS A REALIZARSE	Costo Unitario (\$)
1	REGENERACION CON CIRCUITO ENERGIZADO	16000.00
2	REGENERACION CON CIRCUITO DESENERGIZADO	9500.00
3	TERMOVACIO CON CIRCUITO ENERGIZADO	6000.00
4	TERMOVACIO CON CIRCUITO DESENERGIZADO	38000.00
5	MANTENIMIENTO INTEGRAL, INCLUYENDO REGENERACION TOTAL DE ACEITE	20000.00
6	MANTENIMIENTO INTEGRAL, DESENCUBADO DE LA PARTE ACTIVA (DESLODADO) Y REGENERACION	350000.00

4.4 Parámetros de evaluación

Los principales parámetros para la evaluación son las siguientes:

Horizonte de Evaluación	25 años
Tipo de cambio	3.50 S/. / US\$

4.5 Costos de la evaluación

- Los costos como mantenimiento predictivo son:
US\$600.00/año
- Consideramos la toma de muestra de aceite anual a realizarse en dos oportunidades y tomando como referencia un Transformador de Potencia de 220/60 kV.
- Se considera idealmente al transformador en buenas condiciones.

- Se muestra un cuadro comparativo de intervenciones con respecto a pruebas, termovacio y regeneración del aceite aislante.
- En los gastos del periodo de evaluación, consideramos un incremento anual de 12 % y 8% con respecto a los análisis de aceite y mantenimiento preventivo respectivamente.

Periodo	Costo con Mantenimiento Predictivo	Costo sin Mantenimiento Predictivo
0	0	0.00
1	600.00	0.00
2	672.00	0.00
3	753.00	0.00
4	843.00	0.00
5	944.00	0.00
6	1057.00	0.00
7	1184.00	8020.00
8	1326.00	0.00
9	1486.00	0.00
10	14015.00	0.00
11	1664.00	0.00
12	1747.00	0.00
13	1834.00	35254.00
14	1926.00	0.00
15	2022.00	0.00
16	2124.00	0.00
17	85826.00	0.00
18	2378.00	0.00
19	2497.00	20196.00
20	2622.00	0.00
21	2753.00	0.00
22	2891.00	0.00
23	3035.00	0.00
24	3187.00	0.00
25	3347.00	88777.00

El incremento en la vida de servicio de los equipos se traduce en un aplazamiento de la compra de nuevos equipos, es el llamado costo de reposición de equipos, financieramente es muy significativo que dentro de 25 años no se esté comprando nuevos equipos sino hasta dentro de 30, 35 ó más años. Este futuro ahorro traído a valor presente ayuda a cuantificar la magnitud de este beneficio.

Considerando el seguimiento de las muestras de aceite se ha aplicado un termovació en el año diez y una regeneración en el año diecisiete. En cambio sin tomar en cuenta el monitoreo muestral se ha intervenido al transformador hasta en cuatro ocasiones, dos termovacio y dos regeneraciones en los años ocho, diecinueve, trece y veinticinco respectivamente.

Con los valores anteriormente, se ha calculado el VALOR PRESENTE TOTAL para cada tipo de mantenimiento..

ALTERNATIVA CON MANTENIMIENTO PREDICTIVO	ALTERNATIVA SIN MANTENIMIENTO PREDICTIVO
26 350.58	38 107.95

El menor Valor Presente se presenta en la alternativa con mantenimiento predictivo, realizando un monitoreo de las muestras que se extraen periódicamente y así alargar la vida útil del transformador de potencia.

CONCLUSIONES

- 1.- En principio, es adecuado comenzar a realizar ensayos del aceite de transformador con frecuencia de 6 meses a un año, posteriormente de acuerdo al uso, tipo de transformador y otros factores tales como sobrecargas, antigüedad, importancia relativa, etc., irán acomodando esta frecuencia.
- 2.- Se debe tener presente en la supervisión lo vital que es el procedimiento a utilizar para la toma de muestras de aceite, indicado en el capítulo 1, punto 1.2.
- 3.- Es conveniente con los datos de sucesivos ensayos, confeccionar gráficos que permiten visualizar el deterioro del aceite. Asimismo, estos registros periódicos permiten programar una intervención.
- 4.- La detección de condiciones de falla y la monitorización de su evolución son los puntos básicos de cualquier programa de mantenimiento enfocado a garantizar la fiabilidad y continuidad del suministro eléctrico a los usuarios, el cuidado y protección de los recursos escasos y su utilización racional.

5.- La mayoría de compañías eléctricas utiliza el DGA de forma amplia. La toma de muestras, extracción del gas, análisis cromatográfico y el diagnóstico de falla son temas claves a los que las compañías eléctricas dan mucha importancia para identificar el tipo y la severidad de las condiciones de falla de los transformadores de potencia.

6.- Se ha sugerido que se efectúe un cambio programado de transformadores de potencia en nivel de 220kV, en los próximos 3 años, cuya edad en promedio es de 28 años, por lo que se realiza hace un monitoreo periódico para controlar los parámetros.

7.- En transformadores de 60/10kV la edad promedio es de 21 años, y también se requiere de cambios sistemáticos, de acuerdo a la antigüedad de los transformadores como por el ejemplo en la SET Santa Rosa cuyos transformadores datan del año 1936.

8.- Un adecuado mantenimiento a los equipos permite esperar una mayor vida de servicio, con una capacidad de producción al menos igual a la especificada por el fabricante.

9.- El uso del análisis de gases disueltos en el aceite conduce a proporcionar un procedimiento previsor que permite planear de antemano decisiones de mantenimiento preventivo. Es importante advertir que el uso de este análisis, debe basarse tanto en el conocimiento y en la confiabilidad que se tenga en las pruebas cromatográficas, como en la metodología seguida de su aplicación.

ANEXO A

PROTOCOLO DE ANALISIS DE ACEITES DIELECTRICOS



PROTOCOLO DE ANALISIS DE ACEITES DIELECTRICOS

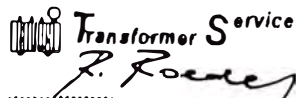
CLIENTE: EDELNOR S.A.A	ATT: INGS.PAUL GARCIA/MARVIN MILLA
SUBESTACION : PANDO	CIRCUITO/No.KARDEX: TRAF0 1 005/00079
TIPO DE EQUIPO : TRANSF.DE POT.	MARCA/AÑO FAB.: DELCROSA/1990
NUMERO DE SERIE : 132011-T	CANT./MARCA ACEITE:10,500KG SHELL DIALA D
POTENCIA : 25MVA.	TENSION : 60/10KV
CONMUT.BAJO CARGA : SI	TANQUE SEPARADO : SI
TEMP.ACEITE : 57°C	TEMP.AMBIENTE : 25°C
FECHA DE MUESTREO : 09/11/99	EN OPERACION : SI
PRÓXIMO SERVICIO :	ULTIMO SERVICIO :

Ensayo	Norma		Límites
Rigidez Dieléctrica (KV)	ASTM D1816/1mm.	23.9	≥ 26
	ASTM D877/2.5mm.	50.3	≥ 29
Acidez (mgKOH/gr.)	ASTM D974	0.058	< 0.06
Tensión Interfacial dinas/cm.	ASTM D971	27.2	≥ 31
Humedad (ppm.)	ASTM D1533	≤ 69 KV	≤ 34.9
		69 A 280 KV	≤ 24.9
Humedad relativa (%)			0-5 Seco
			6-20 Mod.Humedo
(% Humedad/Peso seco de Celulosa)			21-30 Humedo
			> 30 Extr.humedo
			0-2 Papel seco
			2-4 Papel humedo
			>4.5Papel exc.hum.
Factor de Potencia (%) 25°C	ASTM D924	100°C	≤ 0.1
			≤ 2.99
Color	ASTM D1500	3.5	< 3.5
Densidad Relativa	ASTM D1298	0.867	= 0.84 – 0.90
Furanos ppb.	ASTM 5837		100-275
Gases Cromatográficos	ASTM D3612		
Hidrógeno (H2) ppm.		10	150-1000
Oxígeno (O2) % del vol.total		26092	0.2-3.2
Nitrógeno (N2) % del vol.total		83042	1-10
Metano (CH4) ppm.		<5	25-80
Monóxido de Carbono (CO)ppm.		331	500-1000
Dióxido de Carbono (CO2)ppm.		2503	10,000-15,000
Etileno (C2H4) ppm.		69	20-100
Etano (C2H6) ppm.		<2	10-35
Acetileno (C2H2) ppm.		<2	<15
TOTAL GASES COMBUST .ppm.		419	30-500

DIAGNÓSTICO : VER INFORME TECNICO

RECOMENDACIONES

RESPONSABLE


 ING. RICARDO ROEDER TORRES
 GERENTE GENERAL

FECHA : 30/11/99

Mr. Julio Castillo
Qualitas S.A.
Psje. Casapalca 1673
Alt. Coliseo Amauta

Lima PERU

Analysis Date: February 08, 2000
Client Number: ZC001
MS Reference Number: X267-1

Analyzed by: *Jf*
Verified by: *Jf*

TRANSFORMER GAS ANALYSIS REPORT

SAMPLE IDENTIFICATION

EQUIP. DESC.:	Potencia.	SAMPLING PORT:	Tanque Principal.	KV:	60/10
LOCATION:	Maranga.	SAMPLED BY:	J.V.	MVA:	25
MANUFACTURER:	Delcrosa.	DATE (M/D/Y):	02/04/2000	OIL TEMP (deg C):	54
SERIAL NO.:	123156T	SYRINGE NO.:	H-741		
YOUR REMARKS:	Year Built 1983. 2893 Gallons.				

COMPONENT	PPM	LEVEL		NOTES
		DS	BR	
H2 (Hydrogen)	15	-	-	'PPM' Parts per million by volume of dissolved gas at 273K and 760 torr.
O2/A (Oxygen + Argon)	28400			'nd' Not detectable.
N2 (Nitrogen)	69600			'DS' Dornenburg and Strittmatter.
CO (Carbon Monoxide)	233	-	-	'BR' U.S. Bureau of Reclamation.
CH4 (Methane)	< 5 nd	-	-	'+' Component is above the warning level.
CO2 (Carbon Dioxide)	4090	-	-	'-' Component is below the warning level.
C2H4 (Ethylene)	3	-	-	
C2H6 (Ethane)	< 2 nd	-	-	
C2H2 (Acetylene)	< 2 nd	-	-	
TOTAL GAS CONTENT	10.24%			

RATIO DIAGNOSIS

A ratio is calculated only if at least one component is above a warning level.

C2H2/H2: NOT CALCULATED
H2/C2H6: NOT CALCULATED
C2H2/CH4: NOT CALCULATED
CO2/CO: NOT CALCULATED

C2H6/C2H2: NOT CALCULATED
CH4/H2: NOT CALCULATED
C2H4/C2H2: NOT CALCULATED

IMPORTANT: The age and history of the transformer **MUST** be considered in evaluating dissolved fault gas data. The most important factor is the **RATE OF CHANGE** of fault gas levels.

For more information on interpretation see ASTM publication, STP 998 and Morgan-Schaffer Tech. Bull. MS-25.

Mr. Julio Castillo
Qualitas S.A.
Psje. Casapalca 1673
Alt. Coliseo Amauta

Analysis Date: February 09, 2000
Client Number: ZC001
MS Reference Number: X267-1

Analyzed by: *AP*
Verified by: *AP*

Lima PERU

OIL TEST REPORT

SAMPLE IDENTIFICATION

EQUIPT DESC.:	Potencia.	LOCATION:	Maranga.
MANUFACTURER:	Delcrosa.	SERIAL #:	123156T
KV:	60/10	SYRINGE NO:	H-741
MVA:	25	SAMPLING DATE:	02/04/2000
OIL TEMP (DEG. C):	54	SAMPLING PORT:	Tanque Principal.
YOUR REMARKS:	Year Built 1983. 2893 Gallons.	SAMPLED BY:	J.V.

TESTS

DIELECTRIC BREAKDOWN	(ASTM D-877)	45.6	KV
ACIDITY	(ASTM D-974)	0.054	mg KOH/g
COLOUR	(ASTM D-1524)	3.0	
INTERFACIAL TENSION	(ASTM D-971)	19.4	Dynes/cm
DENSITY	(ASTM D-1298)	0.865	Grams/cc
VISUAL CONDITION		Clear	
SEDIMENTS		None	
FREE WATER		None	
WATER CONTENT	(ASTM D-1533)	7	PPM (W/W)

*The IFT is marginal.

Mr. Julio Castillo
Qualitas S.A.
Psje. Casapalca 1673
Alt. Coliseo Amauta

Lima PERU

Analysis Date: February 09, 2000
Client Number: ZC001
MS Reference Number: X267-1

Analyzed by: *AP*
Verified by: *AP*

POWER FACTOR at 25 deg. C

SAMPLE IDENTIFICATION

EQUIP. DESC.:	Potencia.	LOCATION:	Maranga.
MANUFACTURER:	Delcrosa.	SERIAL NO.:	123156T
KV:	60/10	DATE (M/D/Y):	02/04/2000
MVA:	25	SAMPLING PORT:	Tanque Principal.
OIL TEMP (deg. C):	54	SAMPLED BY:	J.V.
YOUR REMARKS: Year Built 1983. 2893 Gallons.			

POWER FACTOR at 25 deg. C (ASTM D-924) 0.053%

Mr. Julio Castillo
Qualitas S.A.
Psje. Casapalca 1673
Alt. Coliseo Amauta

Analysis Date: February 10, 2000
Client Number: ZC001
MS Reference Number: X267-1

Lima PERU

Analyzed by: *AP*
Verified by: *AP*

FURANS ANALYSIS

SAMPLE IDENTIFICATION

EQUIP. DESC.:	Potencia.	LOCATION:	Maranga.
MANUFACTURER:	Delcrosa.	SERIAL NO.:	123156T
KV:	60/10	DATE (M/D/Y):	02/04/2000
MVA:	25	SAMPLING PORT:	Tanque Principal.
OIL TEMP (deg. C):	54	SAMPLED BY:	J.V.
YOUR REMARKS: Year Built 1983. 2893 Gallons.			

FURANS ANALYSIS

COMPONENT	CONCENTRATION (PPB)
Furfuraldehyde	2180
Furfurol	<5

*Furan level is too high.



INFORME DE ENSAYO CROMATOGRAFICO N° 00/0024

CLIENTE: EDELNOR
SUBESTACION: SANTA ROSA
FABRICANTE: CGE
CONMUTADOR BAJO CARGA?: SI
AÑO DE FABRICACIÓN: 1963

O.P.: FA9-0-002
N° DE SERIE: 13967
TENSIÓN: 220/60/10 kV **POTENCIA:** 28.33 MVA
TANQUE SEPARADO?: SI
CANTIDAD DE ACEITE: 20000 Kg.

FECHA DE EXTRACCIÓN: 28/01/00
EN OPERACIÓN?: SI
SERVICIO REALIZADO: Análisis de los gases disueltos en el aceite aislante.

GASES ANALIZADOS	RESULTADOS (ppmv)
HIDRÓGENO (H ₂)	153
OXÍGENO (O ₂)	2000
NITRÓGENO (N ₂)	7000
METANO (CH ₄)	157
MONÓXIDO DE CARBONO (CO)	134
DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂)	1180
ETILENO (C ₂ H ₄)	618
ETANO (C ₂ H ₆)	78
ACETILENO (C ₂ H ₂)	6
TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES:	1146
TOTAL GENERAL DE GASES:	11326

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

Norma de análisis: ASTM D 3612-85

Norma de diagnóstico: IEC 599

CONCLUSIONES :

- Los resultados de este análisis confirman lo indicado en el anterior análisis, la existencia de sobrecalentamiento en un punto localizado.
- Estos tipos de resultados pueden comprometer la operación del transformador.
- Las cantidades detectadas de monóxido y dióxido de carbono indican desgaste de la celulosa por tiempo de servicio.

RECOMENDACIONES:

- Por lo anteriormente descrito se recomienda realizar la inspección interna del equipo para detectar la zona del problema.

ABB - LABORATORIO DE ACEITES AISLANTES - SERVICE

TELÉFONO (51-1)561-0404 FAX (51-1)561-3040

ANALISTA: E. MILLA

RESPONSABLE: L. HUAMAN.

FECHA: 31/01/00

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.

Asea Brown Boveri S.A.

Av. Argentina 3120
Lima 1 - Perú

Apartado Postal
N° 3846
Lima 100 - Perú

Teléfono
(51-1) 5610404

Telefax:
(51-1) 5613040
5612902

PARC: Atención de Reclamos
e-mail: javier.yanez@peabb.mail.abb.com
Teléfono: 51-1-9668728 / 5610404 anx. 307



INFORME DE ENSAYOS FISICO QUIMICOS N° 00/0050

CLIENTE: EDELNOR
SUBESTACIÓN: SANTA ROSA
FABRICANTE: CGE
CONMUTADOR BAJO CARGA?: SI
AÑO DE FABRICACION: 1963

O.P.: FA0002
N° DE SERIE: 13967
TENSIÓN: 220/60/10Kv POTENCIA: 28.33 MVA
TANQUE SEPARADO?: SI
CANTIDAD DE ACEITE: 20000 Kg

FECHA DE EXTRACCIÓN: 28/01/00
SERVICIO REALIZADO: Análisis del aceite aislante.

EN OPERACIÓN?: SI

NOTA: SE CONSIDERARA QUE NO ESTA EN OPERACION CUANDO ESTA MAS DE UN MES FUERA DE SERVICIO

ENSAYOS FISICO-QUÍMICOS	NORMA	RESULTADOS	VAL. ORIENTACIÓN
ÍNDICE DE NEUTRALIZACIÓN	ASTM D-974	0.07 mg KOH/g.aceite	0.25 máximo
PÉRDIDAS DIELECTRICAS @ 25 °C	ASTM D-924	0.143 %	0.5 máximo
RIGIDEZ DIELECTRICA	ASTM D-1816	58 KV/2.0mm	42 mínimo
TENSIÓN INTERFACIAL	ASTM D-971	24 mN/m	20 mínimo
CONTENIDO DE AGUA KFISHER	ASTM D-1533	11 ppmp	25 máximo

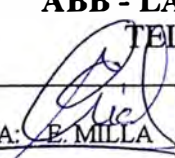
CONCLUSIONES:

- Los resultados de las pruebas realizadas revelan condiciones satisfactorias del aceite aislante para la operacion del transformador.

RECOMENDACIONES:

- Se recomienda hacer un nuevo análisis fisicoquímico al finalizar la regeneración programada.

ABB - LABORATORIO DE ACEITES AISLANTES - SERVICE
TELÉFONO (51-1)561-0404 TELEFAX (51-1)561-3040

ANALISTA:  E. MILLA

RESPONSABLE: L. HUAMAN.

FECHA: 31/01/00

OBSERVACION: LOS VALORES DE ORIENTACIÓN SON RECOMENDADOS PARA TRANSFORMADORES DE FUERZA, DE TENSION < 69 kv. Y SIEMPRE DEBEN SER EVALUADOS EN CONJUNTO.

Asea Brown Boveri S.A.

Av. Argentina 3120
Lima 1 - Perú

Apartado Postal
N° 3846
Lima 100 - Perú

Teléfono
(51-1) 5610404

Telefax:
(51-1) 5613040
5612902

PARC: Atención de Reclamos
e-mail: javier.yanez@peabb.mail.abb.com
Teléfono: 51-1-9668728 / 5610404 anx. 307

CUST-RQF ELECTRO SERVICE

CITY- LIMA 34,

LOCATION- OUTDOOR/GROUND

ID#- 7237531

DATE PRINTED 7/10/96

SUB NAME- SANTA ROSA/EDELNOR

UNIT# -XFMR 1 FASE "S"

OTHER -KARDEX 006/00009

PLATFORM

NAMEPLATE DATA

MFG- CGE ITALY
 DATE MFG - 00/63
 S/N- 13964
 KVA- 28,330
 PRI- 220
 SEC- 60
 WEIGHT- 120000

EQUIP TYPE - TRANSFORMER
 TRANS CLASS -
 IMPEDENCE -
 PHASE/CYCLE - 1/60
 LIQUID TYPE - OIL
 GAL LIQUID - 5937
 OTHER ACCESS -

ADDITIONAL EQUIPMENT

RADIATORS - YES
 FANS - YES
 H2O COOLED - NO
 OIL PUMPS - NO
 TOP FPV - 1.50 IN
 BOTTOM FPV - 1.50 IN

CONSERVATOR- YES
 LTC COMPARTMENT- NO
 BUSHING LOC- TOP
 FREE BREATHER- NO
 HOSE LENGTH-
 SERVICE ON-LINE-
 POWER AVAILABLE-

VISUAL INSPECTION

DATE	LEVEL	TEMP	P/V	PAINT	LEAKS
06/27/96	NORMAL	43	N.R.	GOOD	NONE

FIELD SERVICE

DATE	SERVICE

LIQUID SCREEN TEST DATA

DATE	SERVICE	ACID	IFT	DIEL	COLOR	SP. GR.	VISUAL	SEDIMENT
06/27/96		.060 QU	32.1 AC	43 AC	3.00 AC	.870 AC	CLEAR AC	NONE AC

INHIBITOR CONTENT

DATE	% BY WEIGHT
06/27/96	.067% UN

LIQUID POWER FACTOR

DATE	25 C	100 C
06/27/96	.080% AC	2.546% AC

NOTE - STUDIES SHOW THAT A LEVEL OF .3% INHIBITOR IS OPTIMUM FOR PRESERVATION OF IN-SERVICE TRANSFORMER OILS. OILS WITH A LEVEL BELOW .08% ARE CONSIDERED TO BE UNINHIBITED.

THE POWER FACTOR OF THE OIL AT 25 AND 100 DEGREES CELSIUS IS A VERY MEANINGFUL TEST IN EVALUATING IN-SERVICE AND SERVICE-AGED TRANSFORMERS FOR MAX-LIFE RESULTS.

ABBREVIATIONS: AC — ACCEPTABLE QU — QUESTIONABLE UN — UNACCEPTABLE

JST-RQF ELECTRO SERVICE

ID#- 7237531

DATE PRINTED 7/10/96

FG- CGE ITALY

KVA- 28,330

PRIMARY- 220

SUB NAME- SANTA ROSA/EDELNOR

UNIT #-XFMR 1 FASE "S"

/N- 13964

GAL- 5,937

SECONDARY- 60

LOCATION- OUTDOOR/GROUND

KARL FISCHER TESTING MOISTURE CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	TEMP	PPM	SATURATION PERCENT	DRY WEIGHT PERCENT	AGING FACTOR	GRADE
5/27/96	25E	< 10	12	1.5	2X	A

PERCENT MOISTURE BY DRY WT.



FURAN ANALYSIS EXPRESSED IN PPB

DATE	5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5H2F	TOT
------	------	------	------	------	------	-----

ANALYZING YOUR TRANSFORMER OIL OR SILICONE FLUID FOR FURAN CONTENT WILL HELP DETERMINE THE AMOUNT OF SOLID INSULATION DEGRADATION.

GAS-IN-OIL ANALYSIS GAS CHROMATOGRAPHY EXPRESSED IN PPM

DATE	HYDROGEN	OXYGEN	NITROGEN	METHANE	CARBON MONOXIDE	CARBON DIOXIDE	ETHANE	ETHYLENE	ACETYLENE	TOTAL COMBUSTIBLE	TOTAL GAS
5/27/96	2	12557	64537	3	530	2084	1	37	ND	573	79751

RECOMMENDATION * RETEST 6 MONTHS

C-THE DETECTION OF CARBON MONOXIDE INDICATES OVERHEATING OF THE CELLULOSIC INSULATION. PROBABLE CAUSES FOR THIS CONDITION ARE: OVERLOADING THE TRANSFORMER FOR AN EXTENDED PERIOD OF TIME, OVERHEATED JOINTS, OR CORONA.

ICP METALS-IN-OIL EXPRESSED IN PPM

DATE	ALUMINUM	IRON	COPPER
06/27/96	ND	ND	.195

RECOMMENDATION * RETEST 1 YEAR

THERE ARE NO SIGNIFICANT AMOUNTS OF METALS IN THIS SAMPLE. THIS DATA CAN SERVE AS A BASELINE FOR FURTHER ANALYSIS.

PCB CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	1242	1254	1260	OTHER	TOTAL
------	------	------	------	-------	-------

ST-RQF ELECTRO SERVICE CITY- LIMA 34,
 JB NAME- S.E.T. BARSI UNIT# -TR III FASE S

LOCATION- OUTDOOR/
 OTHER -KARDEX #006/00011

NAMEPLATE DATA

FG- CGE EQUIP TYPE - TRANSFORMER
 DATE MFG - 00/63 TRANS CLASS -
 W/N- 13966 IMPEDENCE -
 VA- 28,333 PHASE/CYCLE - 1/60
 RI- 220 LIQUID TYPE - OIL
 EC- 60 GAL LIQUID - 5937
 EIGHT- 132741 OTHER ACCESS -

ADDITIONAL EQUIPMENT

RADIATORS - YES CONSERVATOR- YES
 FANS - YES LTC COMPARTMENT-
 H2O COOLED - NO BUSHING LOC- TOP
 OIL PUMPS - NO FREE BREATHER-
 TOP FPV - 2.00 IN HOSE LENGTH-
 BOTTOM FPV - 2.00 IN SERVICE ON-LINE-
 POWER AVAILABLE-

DATE	LEVEL	VISUAL INSPECTION	TEMP	P/V PAINT LEAKS	DATE	FIELD SERVICE	SERVICE
7/31/96	NORMAL	46	N.R.	BAD	VLV.RADIADOR,FRNT.DERECHO		

DATE	SERVICE	ACID	IFT	LIQUID SCREEN TEST DATA			SP. GR.	VISUAL	SEDIMENT
				DIEL	COLOR				
7/31/96		.060 QU	33.2 AC	36 AC	3.00 AC	.870 AC	CLEAR AC	NONE AC	

DATE	INHIBITOR CONTENT
	% BY WEIGHT
07/31/96	.845% AC

DATE	LIQUID POWER FACTOR	
	25 C	100 C
07/31/96	.135% AC	2.782% AC

NOTE - STUDIES SHOW THAT A LEVEL OF .3% INHIBITOR IS OPTIMUM FOR PRESERVATION OF IN-SERVICE TRANSFORMER OILS. OILS WITH A LEVEL BELOW .08% ARE CONSIDERED TO BE UNINHIBITED.

THE POWER FACTOR OF THE OIL AT 25 AND 100 DEGREES CELSIUS IS A VERY MEANINGFUL TEST IN EVALUATING IN-SERVICE AND SERVICE-AGED TRANSFORMERS FOR MAX-LIFE RESULTS.

CUST-RQF ELECTRO SERVICE ID#- 7237531 DATE PRINTED 8/2 6
 MFG- CGE KVA- 28,333 PRIMARY- 220 SUB NAME- S.E.T. BARS1 UNIT #-TR III FASE S
 S/N- 13966 GAL- 5,937 SECONDARY- 60 LOCATION- OUTDOOR/

KARL FISCHER TESTING MOISTURE CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	TEMP	PERCENT SATURATION	PERCENT DRY WEIGHT	AGING FACTOR	GRADE
07/31/96	25E	< 10	10	1.5	2X A

PERCENT MOISTURE BY DRY WT.



FURAN ANALYSIS EXPRESSED IN PPB

DATE	5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F
------	------	------	------	------	------

ANALYZING YOUR TRANSFORMER OIL OR SILICONE FLUID FOR FURAN CONTENT WILL HELP DETERMINE THE AMOUNT OF SOOT INSULATION DEGRADATION.

GAS-IN-OIL ANALYSIS GAS CHROMATOGRAPHY EXPRESSED IN PPM

DATE	HYDROGEN	OXYGEN	NITROGEN	METHANE	CARBON MONOXIDE	CARBON DIOXIDE	ETHANE	ETHYLENE	ACETYLENE	TOTAL COMBUSTIBLE	TOTAL GAS
07/31/96	24	22118	62006	4	563	3269	1	14	ND	606	87999

RECOMMENDATION * RETEST 6 MONTHS

C-THE DETECTION OF CARBON MONOXIDE INDICATES OVERHEATING OF THE CELLULOSIC INSULATION. PROBABLE CAUSES FOR THIS CONDITION ARE: OVERLOADING THE TRANSFORMER FOR AN EXTENDED PERIOD OF TIME, OVERHEATED JOINTS, OR CORONA.

ICP METALS-IN-OIL EXPRESSED IN PPM

DATE	ALUMINUM	IRON	COPPER
07/31/96	ND	ND	ND

RECOMMENDATION * RETEST 1 YEAR

THERE ARE NO SIGNIFICANT AMOUNTS OF METALS IN THIS SAMPLE. THIS DATA CAN SERVE AS A BASELINE FOR FURTHER ANALYSIS.

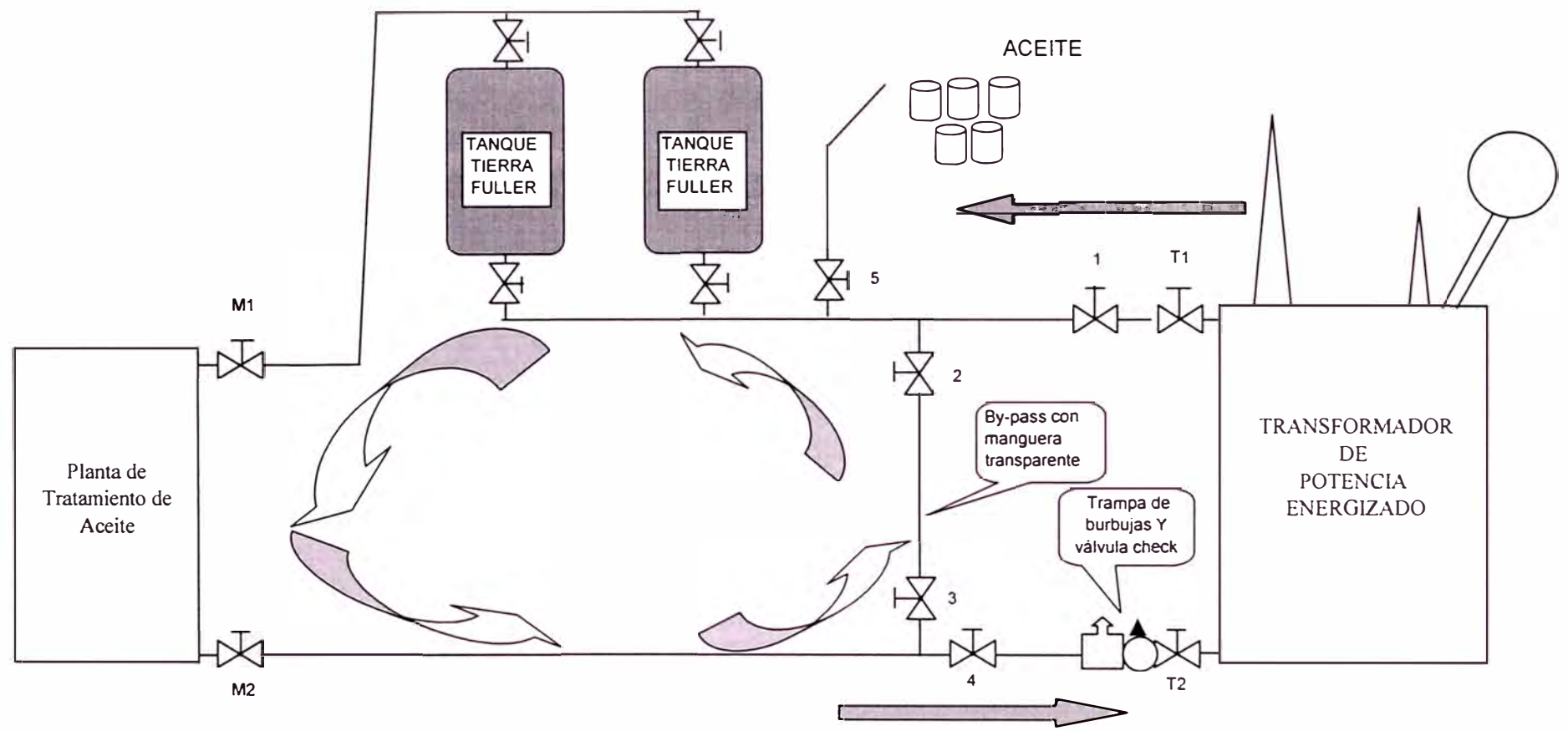
PCB CONTENT EXPRESSED IN PPM



DATE	1242	1254	1260	OTHER
------	------	------	------	-------

ANEXO B

DIAGRAMA DE PROCESO PARA REGENERACIÓN Y TERMOVACIO EN TRANSFORMNADORS ENEGIZADOS Y CON CARGA

DIAGRAMA DE PROCESO PARA REGENERACION Y TERMOVACIO EN TRANSFORMADORES ENERGIZADOS Y CON CARGA



 CIRCUITO PRELIMINAR
 CIRCUITO PRINCIPAL

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

Cliente :
 O. P. :
 Subestación :
 Supervisor de Edelnor :
 Responsable del Servicio :

Transformador No.
 Potencia en MVA
 Relación de tensión en kV
 Peso de aceite en kg
 Año de Fabricación :

HOJA DE CONTROL

SERVICIO DE TRATAMIENTO DE ACEITE POR TERMOVACIO EN TRANSFORMADORES ENERGIZADOS Y CON CARGA

FECHA	HORA	°T aceite Máq. Trat. °C	Temperatura Bobinado °C	Temperatura Aceite °C	Presión Vacuómetro bar	Presión Expulsión kg/cm2	Tensión Interfacial ASTM 971	Rigidez dieléctrica ASTM 1816	Cambio de tierra fuller	Cambio de filtros nuevos	Observaciones

SETEO DE RELE DE IMAGEN TERMICA
 ALARMA °C
 DESCONEXION °C

SETEO DE TERMOMETRO
 ALARMA °C
 DESCONEXION °C

Arranque de Ventiladores : °C

ANEXO C

LEVANTAMIENTO DE LA PARTE ACTIVA DE UN

TRANSFORMADOR

LEVANTAMIENTO DE LA PARTE ACTIVA DEL TRANSFORMADOR



Foto 1: Izaje del Transformador



Foto 2: Levantamiento del Transformador



Foto 3: Introducción de la Parte Activa del Transformador a la cuba

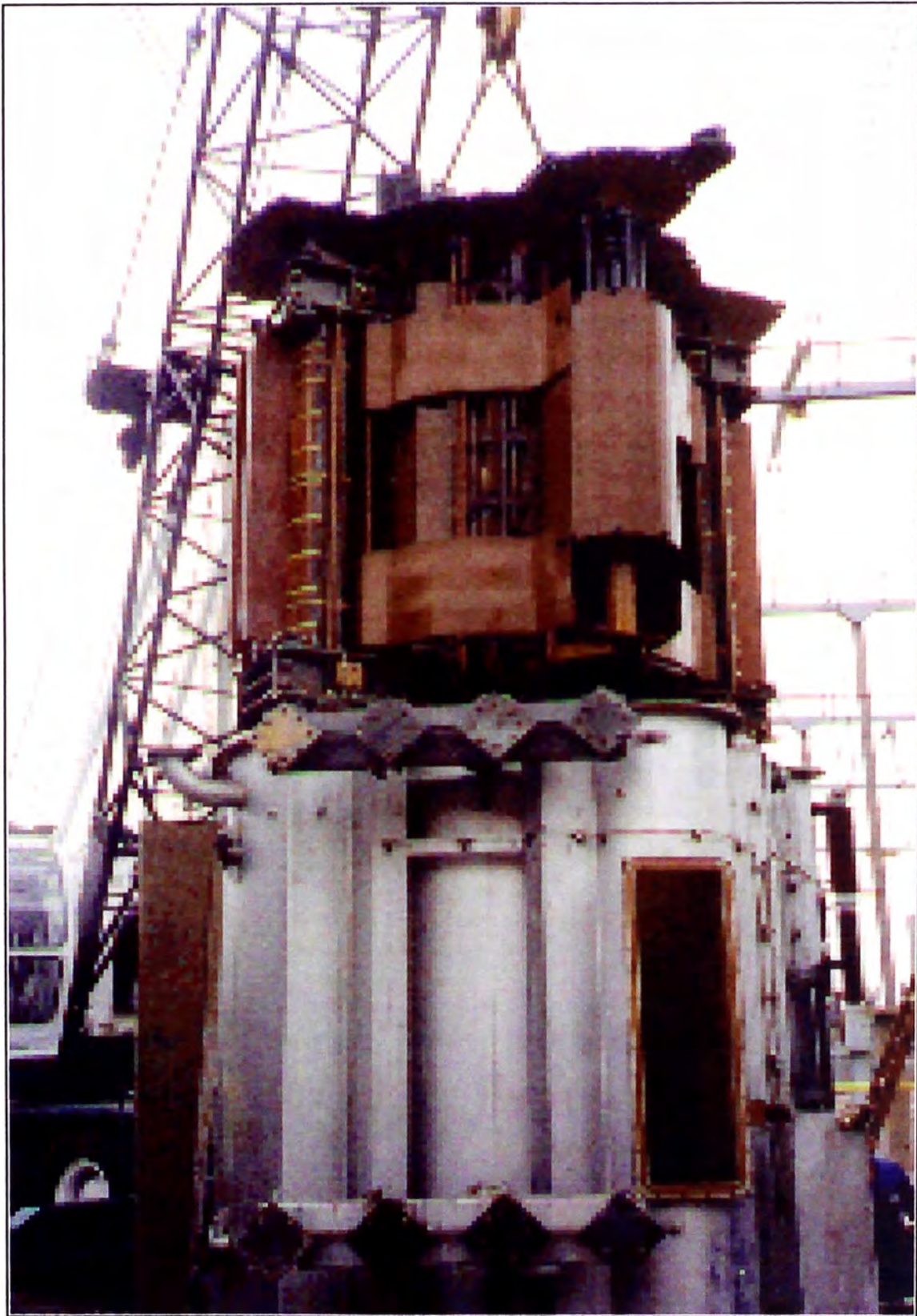


Foto 4: Parte Activa del Transformador de Potencia

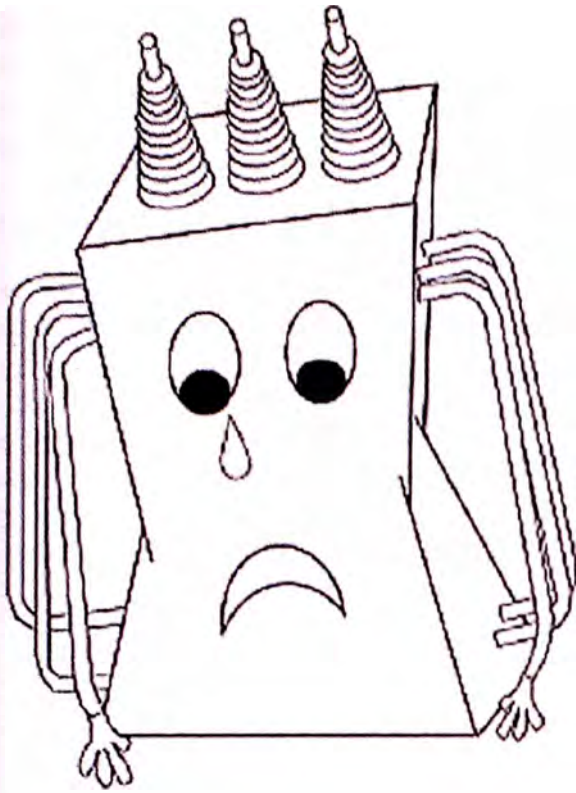
ANEXO D
INFORMACIÓN TÉCNICA DE EQUIPOS CON NUEVAS
TECNOLOGÍAS



DOMINO™



FAMILY OF MOISTURE-IN-OIL SENSORS



Does your transformer have a water problem that you don't know about? Now there is a better way to know the condition of your important transformers than that once a year Karl Fischer titration for water.

Do you need a robust, reliable moisture sensor for continuous measurement while processing electrical insulating liquids? Now there is a new technology which can handle diverse operating conditions while drying oils during processing whether it be on-line or from storage tanks.

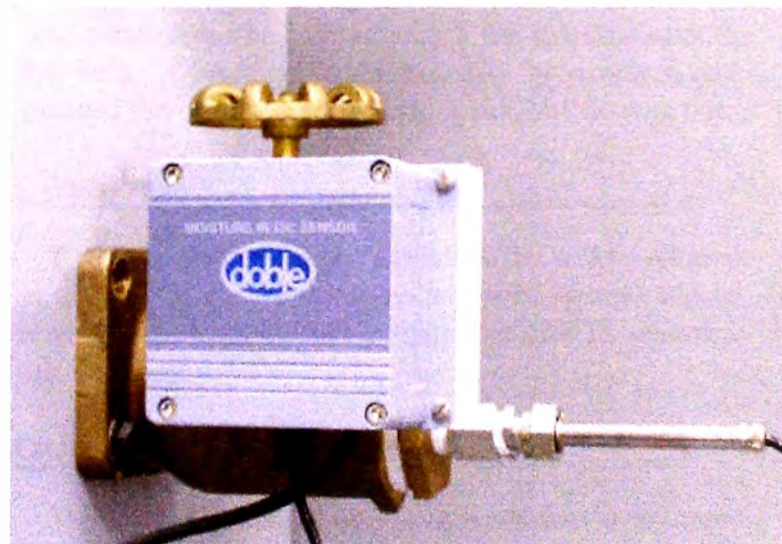
The Doble solution: five years of development have come to fruition in the development of DOMINO, the continuous Doble Moisture in Oil Sensor. This sensor provides for continuous reliable measurement of the water content of electrical insulating liquids. The determination of moisture in oil is an essential part of any comprehensive transformer maintenance or diagnostic program. There are many advantages to this new technology as well as the ability to have continuous measurements.

DOMINO:

- Provides instantaneous results in parts per million (ppm)
- Effectively monitors oil reconditioning, such as when to change filters, or to stop the process
- Continuous measurement allows for estimation of the moisture content of the transformer insulation system and hazardous conditions, which may occur during temperature cycling, helping prevent transformer failures
- Can be used to estimate the water content of the paper insulation
- Provides measurement of the relative saturation of water and temperature of the oil
- The sensor operates directly in the oil so it can be installed directly into the transformer or processing equipment
- Very compact in size
- Extremely versatile

Using the DOMINO eliminates:

- All the chemicals associated with Karl Fischer titrations
- Sampling, saving time and containers, reducing human error, and eliminating contamination from ambient humidity
- Human error in the analysis



RELATIVE SATURATION

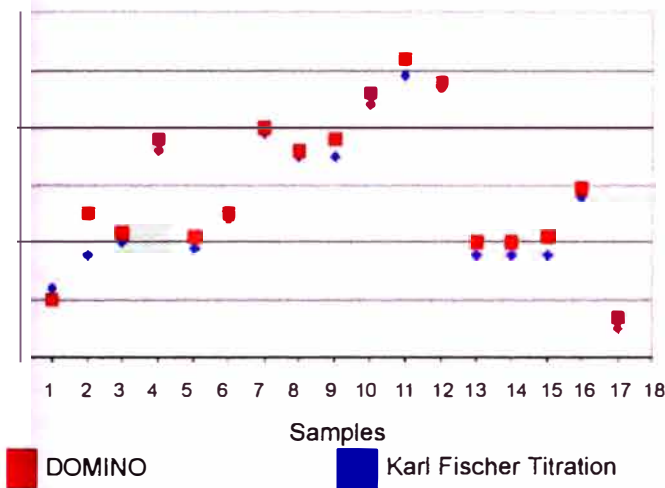
Besides showing the results as a concentration in ppm, relative saturation and temperature can also be displayed.

relative saturation can provide useful information about dielectric breakdown strength of the oil. For example, at 100 percent saturation the oil will always have a low dielectric breakdown voltage regardless of its concentration in ppm.

COMPARISON TO KARL FISCHER TITRATION

The DOMINO provides ppm results that are comparable to the traditional Karl Fischer titration for the determination of water. The instrument can also be configured for insulating liquids with different water solubility characteristics. The measurement of water by this sensor is not affected by certain contaminants in the oil which occasionally adversely alter the results of the chemical test for water by ASTM Test Method D 1533B.

Domino vs. Karl Fischer Titration



SAVE TIME AND MONEY PROCESSING OIL

Knowing when you've met the exact endpoint criterion in any oil processing or filtering application can save many hours of labor, materials, chemicals, and hazardous waste disposal and analysis costs. With the DOMINO installed directly into the process there is no guessing when the final desired water concentration is reached. (The response time of this moisture sensor is several minutes or less, thus drastically reducing analysis time.)

HOW IT WORKS

The sensor, which is placed directly in the oil, measures the capacitance of a thin-polymer film. The capacitance changes proportionally to the change in relative saturation of water in the oil. Relative saturation (RS) expressed in percent, is the concentration of water in the oil relative to the solubility or concentration of water the oil can hold at the measurement temperature. The instrument

can convert the measured RS to a concentration value which most people are familiar with, parts per million (ppm) wt./wt. which can be displayed. The conversion is preset for electrical insulating mineral oil. The instrument can be configured for use with other insulating liquids such as silicones, and esters which have different solubility characteristics for water.

DOMINO technology allows direct measurement of water-in-oil without the chemicals.

DURABILITY AND EASE OF INSTALLATION

A stainless steel probe housing the sensor and compression fittings can be installed into any valve that is 1/2" NPT or larger. The probe forms an oil tight seal that allows installation in energized equipment without spilling oil. This robust sensor can withstand full vacuum and up to 290 psi of pressure and temperatures up to 180°C. The stainless probe along with the NEMA 4 housing for the transmitter provides a durable weatherproof package. Either 24 VDC or 115/230 VAC powers the transmitter that is attached to the probe.

FLEXIBLE CONFIGURATIONS MADE EASY

DOMINO comes equipped with two analog outputs default set to 4 to 20 mA. A user-friendly design allows the outputs to be easily changed to any of four other configurations. By using simple software commands, configuration can be completed in a few minutes, even in the field. Operating parameters may be accessed and changed through the local display menu, or the serial bus.

CALIBRATION

The unit comes factory calibrated to ± 1% relative saturation. It can be easily re-calibrated against widely used relative humidity (RH) references such as saturated salt solutions.

OPTIONS

The DOMINO incorporates many options in the base unit such as selectable and scalable outputs. Other options include a local keypad and display, 115 VAC or 230 VAC power supply and various cable lengths from the probe to the transmitter. These options enable you to fit the product to your needs.

Measured Variables:

Relative Saturation (RS) 0 to 100%
 Concentration, parts per million of water (ppm) mg/Kg

Accuracy, including nonlinearity and repeatability 0-90% RS ±1%
 90-100% RS ±2%

Temperature Measurement Range -40 to 180°C

Sensor Types:

Water Sensor Thin film polymer

Temperature Pt 100 RTD 1/3

Pressure range of sensor head (probe) 0-2 Mpa (0-290 psi)

Outputs:

Two analog outputs (default) 4-20 mA
 Relative Saturation in Oil 0 to 100% RS
 Temperature Measurement Range -40 to 180°C
 Other Outputs: Selectable and Scaleable 0-20 mA
 0-1 V
 0-5 V
 0-10 V
 Serial Output RS232C

Display:

Alphanumeric display/keypad 2 x 16 character LCD alphanumeric
 high-contrast, wide view angle LCD
 Character Height 3.85 mm (0.15")
 Keypad 1 x 4 keypad
 Operating Temperature Range 0 to 50°C
 Readability -20 to 50°C
 Shock Survivability -40 to 50°C

Power Requirements:

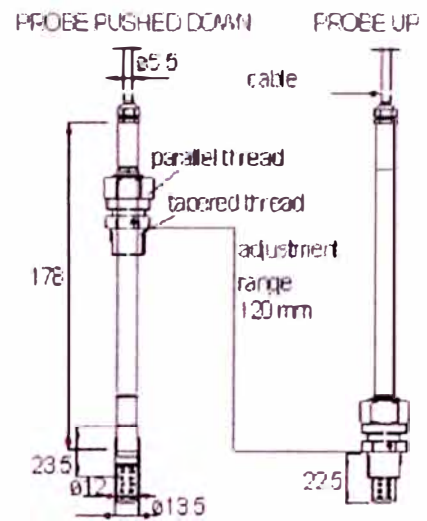
+20 to +28 VDC, max 120 mA or
 115/230 VAC

General:

Operating temperature range for electronics -40 to +60°C
 Cable Length 56 cm or 2 m
 (Transmitter to Probe) (22.0 or 78.7 inches)
 CE Marked

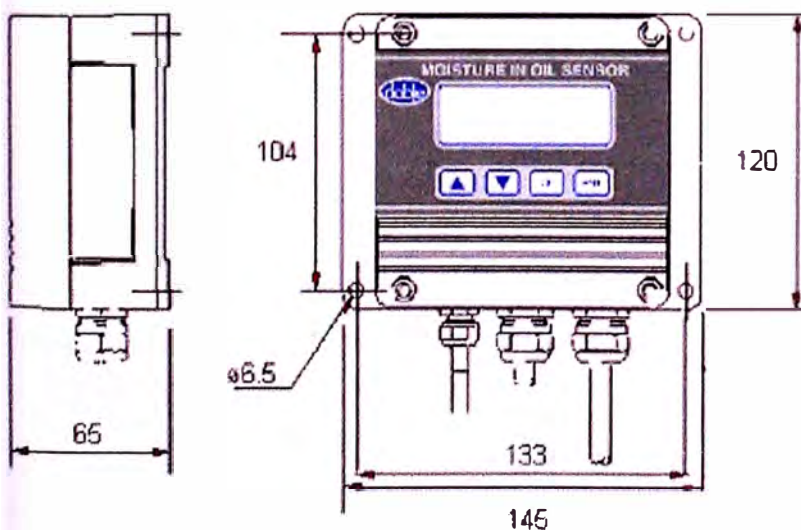
Probe Assembly:

Sensor Protection Stainless Steel Filter
 O-ring Material Viton
 Probe Dimensions 170mm L x 13.5mm dia
 (see diagram) (6.69in.L x 0.53 in. dia)



Transmitter Housing Assembly:

Housing Material G-AISI12 (DIN 1725)
 Housing Classification IP 65 (NEMA 4)
 Size, (see diagram) 120 mm x 145mm x 65mm
 (4.72 in. x 5.71 in. x 2.56 in.)



Measurements in millimeters

For more information contact:

Doble Engineering Company

85 Walnut Street
 Watertown, MA 02472-9107 USA
 +1 617.926.4900
 FAX: +1 617.926.0528
 Lance Lewand @ extension 401
 Email: llewand@doble.com
 Visit our Website - www.doble.com



DOMINO™

Technical Data Sheet

Models and Description

Models	Features
DOMINO 161	Sensor: Remote Readout of % relative saturation (RS) and temperature in oil. Operating Voltage is 24 VDC. Sensor is equipped with two 4-20 mA outputs. Four other user selectable outputs are included (0-20 mA, 0-1 V, 0-5 V and 0-10 V). Supplied with Installation and Operating manual, 56-cm cable, and installation hardware for 1" or 2" NPT globe valve.
DOMINO 162	Sensor: Local and Remote Readout of % relative saturation (RS) and temperature in oil. Operating Voltage is 24 VDC. Sensor is equipped with two 4-20 mA outputs. Four other user selectable outputs are included (0-20 mA, 0-1 V, 0-5 V and 0-10 V). Supplied with Installation and Operating manual, 56-cm cable, and installation hardware for 1" or 2" NPT globe valve.
DOMINO 165	Sensor: Local and Remote Readout of water in ppm and temperature in oil. Operating Voltage is 24 VDC. Sensor is equipped with two 0-5 V outputs. Four other user selectable outputs are included (0-20 mA, 4-20 mA, 0-1 V and 0-10 V). Supplied with two alarm relays, Installation and Operating manual, Alarm Output Unit Manual, and a 2 m cable.
DOMINO 263	Instrument: Local and Remote Readout of water in % relative saturation (RS) and temperature in oil. Operating Voltage is 115/230 VAC. Instrument is equipped with two 4-20 mA outputs. Four other user selectable outputs are included (0-20 mA, 0-1 V, 0-5 V and 0-10 V). Supplied with Installation and Operating manual, 56-cm cable, and installation hardware for 1" or 2" NPT globe valve.
DOMINO 264	Instrument: Local and Remote Readout of water in % relative saturation (RS) and temperature in oil. Operating Voltage is 115/230 VAC. Instrument is equipped with two 4-20 mA outputs. Four other user selectable outputs are included (0-20 mA, 0-1 V, 0-5 V and 0-10 V). Supplied with Installation and Operating manual, and 2-m cable.

All Models are CE Marked

Parts List:

- Manual press tool
- 5mm hex wrench
- 1.5mm hex wrench
- Fitting adapter
- ISO to MNPT adapter
- Hex screw for fitting body
- Manual
- 2" NPT globe valve mounting assembly*
- 1" globe valve mounting assembly*

*These mounting assemblies are not supplied with DOMINO Models 165 and 264

Relative Saturation\PPM

Measuring range of relative saturation	0...100%
Accuracy (including nonlinearity and repeatability)	
Maximum achievable accuracy when calibrated against high quality, certified humidity standards:	±1% RS (0...90%) ±2% RS (90...100%)
When calibrated against salt solutions (ASTM E 104-85):	±2% RS (0...90%) ±3% RS (90...100%)
Concentration, calculated (parts per million)	ppm (mg/Kg)
Response time (90 %) at +20 °C in still air (stainless steel filter), clean sensor	10 s
Sensor	thin film polymer sensor

Temperature

Measuring Range:	-40...+180 °C
Typical Accuracy of Electronics at +20 °C (+68 °F):	±0.1 °C
Typical Temperature Dependence Of Electronics:	0.005 °C/°C
Temperature Sensor:	Pt 100 RTD 1/3

Pressure

Pressure Range of the DOMINO Probe (0...20 bar, 0-290 psi)	0...2 MPa
---	-----------

Analog Outputs

Two Analog Outputs Selectable:	0...20 mA	4...20 mA
	0...1 V	0...5 V*
	0...10 V	

*Default setting on DOMINO 165

Electronics

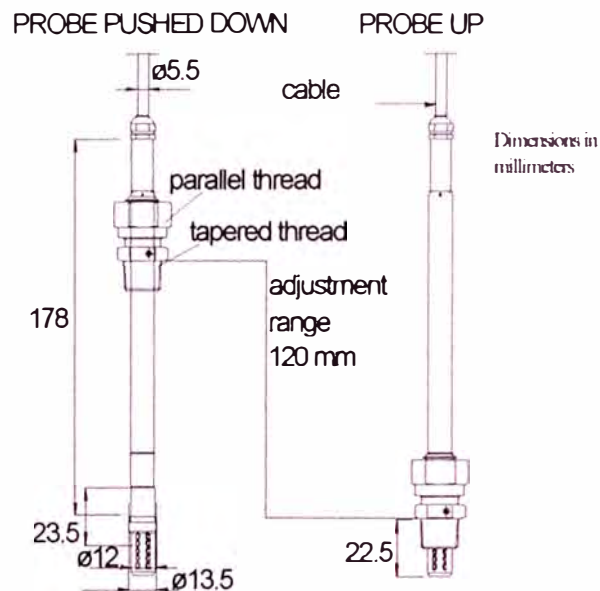
Connections:	screw terminals, 0.5 mm ² stranded wire recommended
Operating Voltage:	24 VDC (20...28 V) 115/230 VAC with power supply module (93-127 and 187-253 VAC)
Power Consumption:	120 mA maximum (24 VDC)
Recommended External Load for Current Outputs:	<500 Ω
0...1 V Voltage Output	>2 kΩ (to ground)
0...5 And 0...10 V Voltage Outputs	>10 kΩ (to ground)
Operating Temperature (Electronics):	-40...+60 °C
With Display Cover	-20...+50 °C
With Power Supply Module	-40...+45 °C
Storage Temperature:	-40...+70 °C

Units with a Display

User Interface:	3 keys and 4 LEDs inside the housing or local display keypad
Display:	2 x 16 character alphanumeric high-contrast, wide view angle LCD
Character Height:	3.85 mm (0.15 inches)
Keyboard:	1 x 4 keypad
Operating Temperature Range:	0 to 50°C
Readability:	-20 to 50°C
LCD Survivability	-40 to 50°C

Mechanics

Housing Material	G-ALSi12 (DIN 1725)
Housing Classification	IP 65 (NEMA 4)
Sensor Protection	Stainless steel filter
Housing Dimensions	145 x 120 x 65 mm (4.7 x 5.7 x 2.5 inches)
Sensor Head Dimensions(See Figure)	length 170 mm, 13.5 mm diameter (6.69 x 0.53 inches diameter)
Probe Adjustment Range	120 mm (4.72 inches)
Probe Cable Diameter	5.5 mm (0.22 inches)



Weight (without Display Cover and Power Supply Module):

Weight of Basic Transmitter and Probe:	1300 g
Weight of Display Cover:	420 g
Weight of Power Supply Module:	240 g

Electrical Testing

Testing Performed on Entire Product (Transmitter, probe and cable, and 115/230V power supply where appropriate):

<u>Test Description:</u>	<u>Result:</u>
EN61000-4-8 Power Frequency Magnetic Field Immunity Test, Test Level: 100 amps/meter	Pass
Doble Power Frequency Magnetic Field Immunity Test, Test Level: 3200 amps/meter	Pass
Doble High Voltage Field Immunity Test, Test Level: 140 kV/meter	Pass

The following emission and immunity tests were performed according to standards EN50081-1 and EN50082-2

<u>Test Description:</u>	<u>Result:</u>
EN55022 (class B), Radiated Interference	Pass
EN55022 (class B), Conducted Interference	Pass
EN61000-3-2, Harmonic Currents	Pass
EN61000-3-3, Voltage Fluctuations	Pass
EN61000-4-2: 1995 (criteria B), Electrostatic Discharge	Pass
EN61000-4-4: 1995 (criteria B), Electrical Fast Transients	Pass
ENV50204: 1995 (criteria A), GSM Field Immunity	Pass
ENV50140: 1993 (criteria A), RF Radiated Fields	Pass
ENV50141: 1993 (criteria A), RF Conducted Fields	Pass

Testing Performed on 115/230V-power supply only loaded with 240-ohm resistor:

<u>Test Description:</u>	<u>Result:</u>
High Pot Isolation Tests, 2500 V RMS, 60 Hz for 1 minute	Pass
IEC 1000-4-2, Electrostatic Discharge Test, Contact Test at 8 kV	Pass
IEC 1000-4-5, Impulse Test, Line to Neutral	2500 V

Vibration Testing

IEC 68-2-6-Fc, 10-150 Hz Frequency	Pass
------------------------------------	------

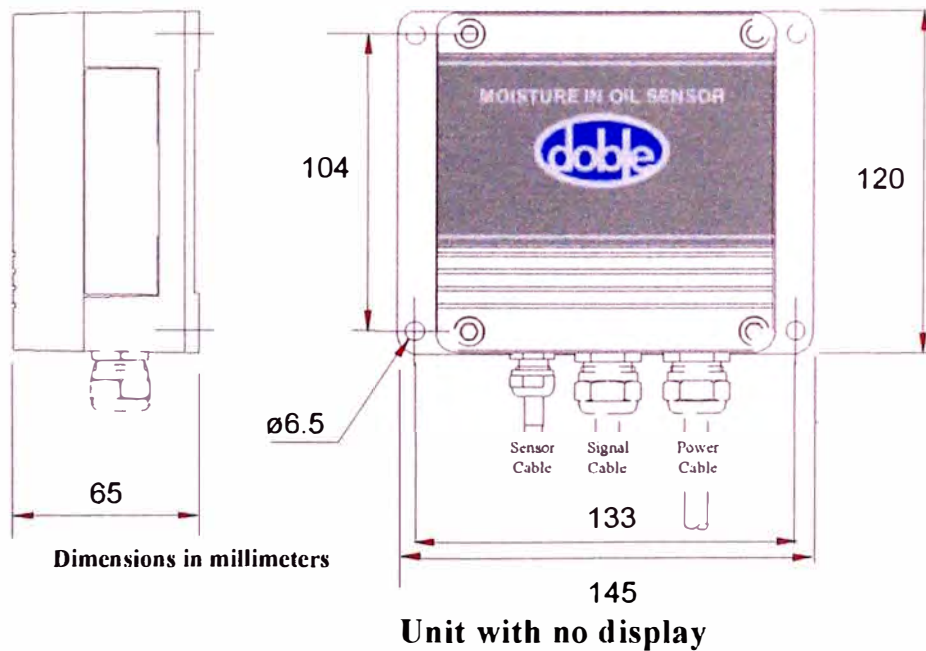


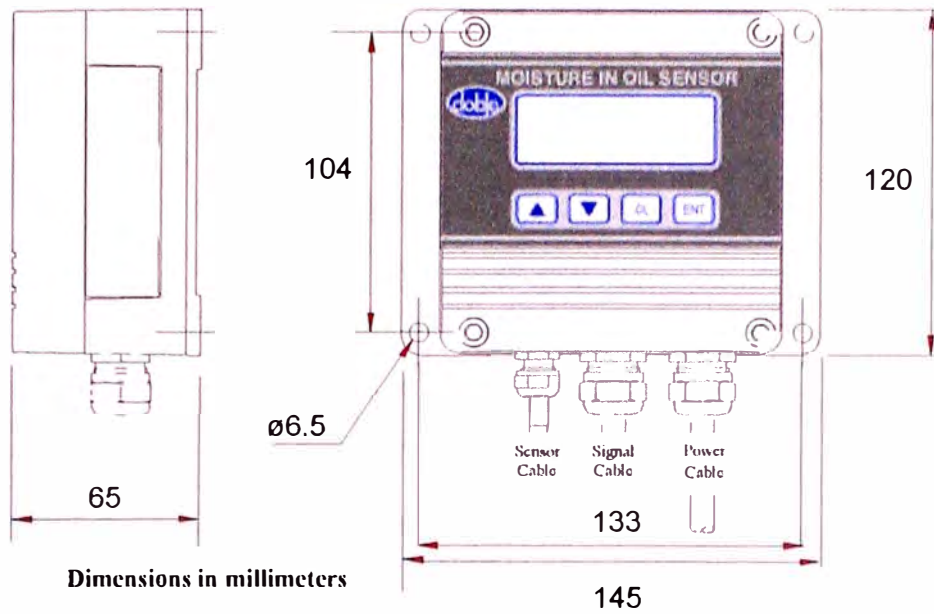
Cabling

Recommended Power Cable (115/230V):	Two conductor with braided shield cable jacket to be rated for outdoor use. Cable diameter: 7... 10 mm (0.28... 0.39 inches)
Recommended Signal Cable:	Braided shield cable, AWG 20 stranded wires, 7... 10 mm (0.28... 0.39 inches) diameter. Cable jacket to be rated for outdoor use
Minimum Number of Wires Necessary for Signal Cable:	
2 analog channels, serial bus, and 24 VDC power	9 wires
2 analog channels and serial bus	7 wires
2 analog channels and 24 VDC power	6 wires
Serial bus and 24 VDC power	5 wires

Recommended Plumbing Connection to Transformer Drain Valve

2-Inch NPT Globe, Gate, or Ball Valve: (United States And Canada):	2 inch x ½ inch NPT brass or SS reducing bushing
1-Inch NPT Globe, Gate, or Ball Valve: (United States and Canada):	1 inch x ½ inch NPT brass or SS reducing bushing





Unit with a Display

Warranty

Product will be free of defects in workmanship and material for a period of one-year from the date of purchase.

For More Information Contact:

Doble Engineering Company
85 Walnut Street
Watertown, MA 02472-9107 USA
+1 617.926.4900
FAX: +1 617.926.0528
Lance Lewand @ extension 401
Email: llewand@doble.com
Visit Our Website – www.doble.com



Especificaciones Técnicas Standard

Monitor de Gas en Aceite Continuo En – Línea

(Monitor de Fallas Incipientes en Transformadores)

HYDRAN 201 Ti

1. GENERAL

- El transformador estará equipado con un Monitor de Fallas Incipientes de Gas –en- Aceite Continuo, En – Línea, Inteligente (HYDRAN 201 Ti Monitor Inteligente de Fallas Incipientes de Transformadores, fabricado por Syprotec).
- El Monitor de Fallas incluirá un Transmisor (HYDRAN 201Ti), para detectar y supervisar en forma continua la evolución de los valores compuestos de hidrógeno, monóxido de carbono, acetileno, y etileno.
- El Transmisor viene carente de partes móviles o bombas
- El Transmisor deberá contener un puerto RS-232 para habilitar comunicaciones locales o remotas.

2. INSTALACION

- A menos que se especifique lo contrario, el Transmisor Inteligente de Gas – en- Aceite Continuo, En – Línea (HYDRAN 201Ti) será montado en una válvula de esfera o de compuerta 1-1/2 pulgadas (38mm) sin restricciones internas, en contacto continuo con el aceite del transformador. La distancia entre el sensor y el contenedor principal del aceite no deberá exceder las 9 pulgadas (225mm).
- La válvula se deberá colocar en el tubo de retorno del radiador y del lado de descarga de la bomba en una sección recta de tubería. De no ser práctica la instalación en el tubo de retorno, una alternativa aceptable puede ser de colocar la válvula en el tanque principal del transformador, donde exista buen flujo por convección del aceite. Esta ubicación especial deberá ser confirmada como aceptable por el Fabricante (Syprotec).
- Para todos los casos, la válvula y el Transmisor deberán ser colocados a una altura donde tengan acceso en forma segura por el personal.
- La válvula deberá estar eléctricamente aterrada.
- Para aplicaciones en climas tropicales o desérticos, se deberá montar un disipador de calor entre la válvula y el Transmisor (Heat Fin Adapter by Syprotec) .

3. ESPECIFICACIONES

El Monitor Inteligente de Fallas Incipientes de Gas – en – Aceite Continuo, En – Línea (Monitor Inteligente de Fallas Incipientes de Transformadores, HYDRAN 201 T i, fabricado por Syprotec) deberá cumplir con las siguientes especificaciones

- **Rango de Despliegue:** 0 - 2000 PPM
- **Precisión:** $\pm 10\%$ de lectura y ± 25 PPM
- **Funciones:**
 - Lectura En - Línea Continua de Lectura Compuesta de Gas – En – Aceite de: hidrógeno, monóxido de carbono, acetileno y etileno en % relativo variante.
 - Tendencia Horaria y Diaria
 - Historia y Registro de Eventos
 - Prueba Periódica Automática del Sensor.
 - Calibración, Configuración y Auto Prueba
 - Capacidad de conexión a Redes
 - Control por Módem (módem Opcional)
 - Actualización Remota de Software
- **Señal de Salida Analógica Configurable:**
 - No-Aislada 0-1 mA, 4-20 mA, 0-1V, 0-10V
 - Aislada 4-20mA Opcional
- **Alarmas:**
 - Umbral –Dos (2) Alarmas de Nivel de Gas ajustables de 0-a escala total
 - Tendencias – Alarmas; posibilidades basadas en relación de aumento
- **Contactos de Alarma:**
 - Gas Hi, Gas Hi-Hi, Fail
 - Standard
- **Puerto Serial RS-232:**
 - Standard
- **Software de Análisis de Datos:**
 - Software HYDRAN Host Incluido
- **Llave de Tubo para Instalación:**
 - Necesaria, adquirida por separado
- **Disipador de Calor:**
 - Según necesidades climáticas, adquirido por separado
- **Monturas Anti - Vibración::**
 - Opcionales, adquiridas por separado

Especificaciones Técnicas Standard

Monitor de Gas en Aceite Continuo En – Línea

(Monitor de Fallas Incipientes en Transformadores)

HYDRAN 201R Modelo i

2. GENERICO

- El transformador estará equipado con un Monitor de Fallas Incipientes de Gas –en- Aceite Continuo, En – Línea, Inteligente (HYDRAN 201R Modelo i Monitor Inteligente de Fallas Incipientes de Transformadores, fabricado por Syprotec).
- El Monitor de Fallas incluirá un Transmisor (HYDRAN 201Ti), carente de partes móviles o bombas para detectar y supervisar en forma continua la evolución de los valores compuestos de hidrógeno, monóxido de carbono, acetileno, y etileno.
- Vendrá provisto con características completas de Muestreo Dinámico de Aceite.
- Un Controlador de Comunicaciones de 4 (HYDRAN 201Ci-4EV) proporcionará Indicadores de Alarmas Visuales de Doble Nivel, y despliegue de ppm continuo para comunicaciones remotas y locales.
- El equipo estará interconectado por un cable de 9m (30pies).
- El Controlador deberá proporcionar facilidades de conexión a redes y permitir un punto de conexión RS-232.
- El Controlador podrá habilitar, por medio de RS-485, el acceso remoto hasta a otros 32 Controladores Inteligentes de Monitor de Fallas Incipientes de Gas -en- Aceite (HYDRAN 201R Modelo i- u otros controladores de la familia de Sistemas HYDRAN 201i).

3. INSTALACION

- A menos que se especifique lo contrario, el Transmisor Inteligente de Gas – en- Aceite Continuo, En – Línea (HYDRAN 201Ti) será montado en una válvula de esfera o de compuerta 1-1/2 pulgadas (38mm) sin restricciones internas, en contacto continuo con el aceite del transformador. La distancia entre el sensor y el contenedor principal del aceite no deberá exceder las 9 pulgadas (225mm).

- La válvula se deberá colocar en el tubo de retorno del radiador y del lado de descarga de la bomba en una sección recta de tubería. De no ser práctica la instalación en el tubo de retorno, una alternativa aceptable puede ser de colocar la válvula en el tanque principal del transformador, donde exista buen flujo por convección del aceite. Esta ubicación especial deberá ser confirmada como aceptable por el Fabricante (Syprotec).

- Para todos los casos, la válvula y el Transmisor deberán ser colocados a una altura donde tengan acceso en forma segura por el personal.

- La válvula deberá estar eléctricamente aterrada.

- Para aplicaciones en climas tropicales o desérticos, se deberá montar un disipador de calor entre la válvula y el Transmisor (Heat Fin Adapter by Syprotec)

- Es Controlador de Comunicaciones (HYDRAN 201Ci-4EV) podrá montarse a una distancia de hasta 9 metros (30 pies) del Transmisor (HYDRAN 201Ti), como standard. Distancias mayores tienen que ser evaluadas por el fabricante (Syprotec).

- La unidad deberá instalarse con monturas anti – vibración, disponibles en forma opcional por el (Syprotec).

- La unidad viene en gabinete NEMA-4X (IP-66) y puede operar en el rango de temperaturas de -50°C a +55°C (-58°F a +131°F).

- El Controlador de Comunicaciones estará conectado al Transmisor Inteligente de Gases – en – Aceite Continuos , En – Línea (HYDRAN 201Ti) por medio de un cable proporcionado por el fabricante (Syprotec). Este cable debe ser enrutado con ducto de acero, rígido o flexible. No se permiten empalmes.

- La unidad puede operar a 115 VAC (230 VAC bajo pedido) a 50/60 HZ. Los cables de alimentación AC deben ser enrutados con ducto separado de acero, rígido o flexible.

El Controlador debe tener el adecuado aterramiento eléctrico.

3. ESPECIFICACIONES

El Monitor Inteligente de Fallas Incipientes de Gas – en – Aceite Continuo, En – Línea (Monitor Inteligente de Fallas Incipientes de Transformadores, HYDRAN 201R Modelo i, fabricado por Syprotec) deberá cumplir con las siguientes especificaciones

- **Rango de Despliegue:** 0 - 2000 PPM
- **Precisión:** $\pm 10\%$ de lectura y ± 25 PPM
- **Funciones:** Lectura En - Línea Continua de Lectura Compuesta de Gas – En – Aceite de: hidrógeno, monóxido de carbono, acetileno y etileno en % relativo variante.

Tendencia Horaria y Diaria
Historia y Registro de Eventos
Prueba Periódica Automática del Sensor.
Calibración, Configuración y Auto Prueba
Capacidad de conexión a Redes
Control por Módem (módem Opcional)
Actualización Remota de Software
- **Señal de Salida Analógica Configurable:**

Transmisor (H201Ti)
No-Aislada 0-1 mA, 4-20 mA, 0-1V, 0-10V
Aislada 4-20mA Opcional
Controlador (H201Ci-1)
Aislada 0-1mA,4-20mA,0-1V,0-10V Opcional
- **Alarmas:** Umbral -Dos (2) Alarmas de Nivel de Gas ajustables de 0-a escala total
Tendencias – Alarmas; posibilidades basadas en relación de aumento
- **Contactos de Alarma:** Gas Hi, Gas Hi-Hi, Fail
- **Indicadores de Alarmas Visuales de Doble Nivel:**
- **Indicadores de Estado de LED:** Standard
- **Puerto Serial RS-232:** Standard
- **Puerto de Comunicaciones RS-485:** Standard
- **Software de Análisis de Datos:** Software HYDRAN Host Incluido
- **Llave de Tubo para Instalación:** Necesaria, adquirida por separado
- **Disipador de Calor:** Según necesidades climáticas, adquirido por separado
- **Monturas Anti - Vibración::** Opcionales, adquiridas por separado

Especificaciones Técnicas Standard

Monitor de Gas en Aceite Continuo En – Línea

(Monitor de Fallas Incipientes en Transformadores)

Sistema HYDRAN 201*i* (Configuración HYDRAN 201Ci-4EV)

2. GENERICO

- El transformador estará equipado con un Monitor de Fallas Incipientes de Gas –en- Aceite Continuo, En – Línea, Inteligente (HYDRAN 201*i* Sistema Inteligente de Monitoreo de Fallas Incipientes de Transformadores, fabricado por Syprotec).
- El Monitor de Fallas incluirá un Transmisor (HYDRAN 201T*i*), carente de partes móviles o bombas para detectar y supervisar en forma continua la evolución de los valores compuestos de hidrógeno, monóxido de carbono, acetileno, y etileno.
- Vendrá provisto con características completas de Muestreo Dinámico de Aceite.
- Un Controlador de Comunicaciones de 4 (HYDRAN 201Ci-4EV) proporcionará Indicadores de Alarmas Visuales de Doble Nivel, y despliegue de ppm continuo para comunicaciones remotas y locales.
- El equipo estará interconectado por un cable de 9m (30pies).
- El Controlador deberá proporcionar facilidades de conexión a redes y permitir un punto de conexión RS-232. El Controlador podrá habilitar, por medio de RS-485, el acceso remoto hasta a otros 32 Controladores Inteligentes de Monitor de Fallas Incipientes de Gas -en- Aceite (HYDRAN 201Ci-4EV u otros controladores de la familia de Sistemas HYDRAN 201*i*).

3. INSTALACION

- A menos que se especifique lo contrario, el Transmisor Inteligente de Gas – en- Aceite Continuo, En – Línea (HYDRAN 201T*i*) será montado en una válvula de esfera o de compuerta 1-1/2 pulgadas (38mm) sin restricciones internas, en contacto continuo con el aceite del transformador. La distancia entre el sensor y el contenedor principal del aceite no deberá exceder las 9 pulgadas (225mm).

•La válvula se deberá colocar en el tubo de retorno del radiador y del lado de descarga de la bomba en una sección recta de tubería. De no ser práctica la instalación en el tubo de retorno, una alternativa aceptable puede ser de colocar la válvula en el tanque principal del transformador, donde exista buen flujo por convección del aceite. Esta ubicación especial deberá ser confirmada como aceptable por el Fabricante (Syprotec).

•Para todos los casos, la válvula y el Transmisor deberán ser colocados a una altura donde tengan acceso en forma segura por el personal.

•La válvula deberá estar eléctricamente aterrada.

•Para aplicaciones en climas tropicales o desérticos, se deberá montar un disipador de calor entre la válvula y el Transmisor (Heat Fin Adapter by Syprotec) .

•Es Controlador de Comunicaciones (HYDRAN 201Ci-4EV) podrá montarse a una distancia de hasta 9 metros (30 pies) del Transmisor (HYDRAN 201Ti), como standard. Distancias mayores tienen que ser evaluadas por el fabricante (Syprotec).

•La unidad deberá instalarse con monturas anti – vibración, disponibles en forma opcional por el (Syprotec).

•La unidad viene en gabinete NEMA-4X (IP-66) y puede operar en el rango de temperaturas de -50°C a +55°C (-58°F a +131°F).

•El Controlador de Comunicaciones estará conectado al Transmisor Inteligente de Gases – en – Aceite Continuos , En – Línea (HYDRAN 201Ti) por medio de un cable proporcionado por el fabricante (Syprotec). Este cable debe ser enrutado por conducto de acero, rígido o flexible. No se permiten empalmes.

•La unidad puede operar a 115 VAC (230 VAC bajo pedido) a 50/60 HZ. Los cables de alimentación AC deben ser enrutados por conducto separado de acero, rígido o flexible.

•El Controlador debe tener el adecuado aterramiento eléctrico.

3. ESPECIFICACIONES

El Monitor Inteligente de Fallas Incipientes de Gas – en – Aceite Continuo, En – Línea (Monitor Inteligente de Fallas Incipientes de Transformadores, Sistema HYDRAN 201i, fabricado por Syprotec) deberá cumplir con las siguientes especificaciones:

- **Rango de Despliegue:** 0 - 2000 PPM
- **Precisión:** $\pm 10\%$ de lectura y ± 25 PPM
- **Funciones:** Lectura En - Línea Continua de Lectura Compuesta de Gas – En – Aceite de: hidrógeno, monóxido de carbono, acetileno y etileno en % relativo variante.
Monitoreo de hasta 4 Transmisores Inteligentes (Transmisores Adicionales disponibles por separado)
Tendencia Horaria y Diaria e Historia y Registro de Eventos
Prueba Periódica Automática del Sensor.
Calibración, Configuración y Auto Prueba
Capacidad de conexión a Redes
Control por Módem (módem Opcional)
Actualización Remota de Software
- **Señal de Salida Analógica Configurable:**
Transmisor (H201Ti)
No-Aislada 0-1 mA, 4-20 mA, 0-1V, 0-10V
Aislada 4-20mA Opcional
Controlador (H201Ci-1)
Aislada 0-1mA,4-20mA,0-1V,0-10V Opcional
- **Alarmas:** Umbral – Dos (2) Alarmas de Nivel de Gas ajustables de 0-a escala total
Tendencias – Alarmas; posibilidades basadas en relación de aumento
- **Contactos de Alarma:** Gas Hi, Gas Hi-Hi, Falla para hasta 4 Transmisores (un grupo por Transmisor)
Standard
- **Indicadores de Alarmas Visuales de Doble Nivel:** Standard
- **Indicadores de Estado de LED:** Standard
- **Puerto Serial RS-232:** Standard
- **Puerto de Comunicaciones RS-485:** Standard
- **Software de Análisis de Datos:** Software HYDRAN Host Incluido
- **Llave de Tubo para Instalación:** Necesaria, adquirida por separado
- **Disipador de Calor:** Según necesidades climáticas, adquirido por separado
- **Monturas Anti - Vibración:** Opcionales, adquiridas por separado



Sixty-Seventh Annual International Conference of Doble Clients

March 27-31, 2000

Westin Hotel at Copley Place, Boston, Massachusetts U.S.A.

INSITE DIAGNOSTICS FOR TRANSFORMERS

Alan Wilson, Paul Griffin, Mark Lachman, Robert Brusetti
Doble Engineering Company

Ronald A. Proffitt
Virginia Power Company

Steven J. Skinner
Idaho Power Company

Emery L. Francis
Entergy Services, Inc.

PRELIMINARY PAPER NO. 8E

This Preliminary Copy of a Doble Client Conference paper is for the exclusive use of organizations that subscribe to Doble Engineering Company's consulting services (i.e., Doble clients), and is not to be copied or distributed outside a Doble client's organization without written consent of the Doble Engineering Company.

The Doble Engineering Company does not necessarily agree with, and takes no responsibility for, statements appearing in the papers prepared for the International Conference of Doble Clients, except for those which were made by members of its own staff.

INSITE DIAGNOSTICS FOR TRANSFORMERS

A. Wilson, P. Griffin, M. F. Lachman and R. Brusetti
Doble Engineering Company
R. A. Proffitt
Virginia Power Company
S. J. Skinner
Idaho Power Company
E. L. Francis
Entergy Services, Inc

INTRODUCTION

As deregulation and free market competition begin to bite so must the utility engineer prioritize his activities and tools away from the challenges of narrow technology excellence and towards gaining greatest business benefits. For both the system operation and operation and maintenance one of the key issues is to maximize the return on the asset investment. This involves considerations of working apparatus harder to reduce capital expenditure and overcome restricted rights of way opportunities, minimize maintenance outages, outage risk assessment, constraint costs, circuit availability, reliability, quality of supply, asset life assessment, etc. These difficult targets are all to be achieved within a context of reduced manpower, loss of experienced staff, reduced budgets, and outsourcing.

To address these issues the engineer must seek greater analytical tools to assess actions and risks, tools for data acquisition and manipulation, and a greater reliance on automated decision indicators. It is here that continuous and on-line diagnostics have a role and to meet it the Doble Engineering Company began five years ago to develop the **INSITE** system.

This is an on-line monitoring system with a rule-based expert system covering essential apparatus on a high voltage substation. For transformers the diagnostic system covers bushings, on-load tap changers and the main tank. There are three distinct outcomes from transformer diagnostics, and each has its own client within the utility. One outcome is to identify a malfunction in the bushing, tap changer or main tank for the maintenance engineer. In this case the main tank diagnostics would include moisture in paper and in the oil, combustible gas production and cooling system efficiency. Another outcome would be an estimate of aging and this is important to the asset manager. The relevant information would be derived from operating temperatures, time and moisture-in-paper content. Thirdly the system operator is interested in on-line calculation of continuous and post-fault ratings. This is derived from temperature measurements, load currents and the use of a thermal model for the transformer. Succeeding sections describe the status of each of these elements.

INSITE OVERVIEW

INSITE is the on-line diagnostic system developed by Doble Engineering Company. It is a rule-based expert system designed to examine recordings from apparatus at high voltage substations. In some cases the signals come from normally available sources- such as phase currents and voltages, in others special sensors have been designed. The signals are collected in a number of data acquisition units, and these in turn transfer recordings to the **INSITE** server on a timed or

critical event basis. The server contains the intelligent software for the analysis and will issue "Alerts" when there is a change in apparatus condition or when malfunctions occur.

The system can use sensors developed by Doble or by third parties. (An example of the latter is the "hydrogen" sensors to be described later). The sensors are brought to a nearby kiosk (the data acquisition unit, DAU.) There may be several such units at each site. They are networked together using a 1Mbit/sec Modbus Plus system and time synchronized to 100ms GPS Irig B system. Each signal can be saved either as a 10 kHz or less waveform or as single point data. A recording definition is a list of signals that are combined for each analysis and these may come from more than one DAU. Each recording is triggered either by an event signal or internally for a timed recording. When a DAU detects a trigger it posts a global message to all other DAUs and those acquiring signals included in the recording definition post the sensor data to the system controller. In most installations this is a server located in the local control room, but could be off-site. In the latter case a modem link is used. The server uses a SQL database and Microsoft NT operating system. All data relating to the recording definition are then submitted to the expert system for analysis.

LOAD TAP CHANGERS

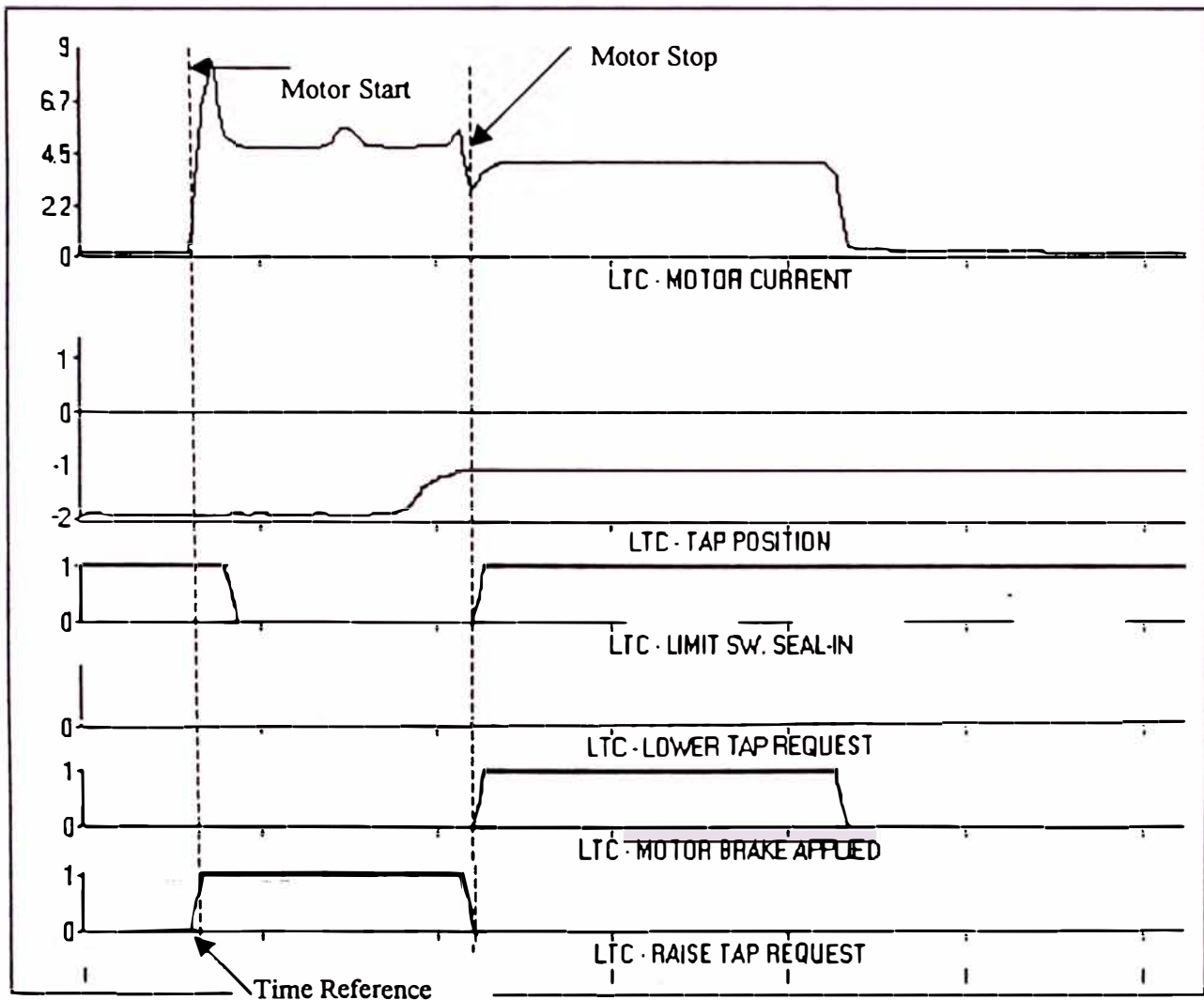
A significant proportion of failures of power transformers is attributed to malfunction in the load tap changer. The 1981 CIGRE study attributed 40% to this cause¹. Consequently utilities and equipment developers have sought diagnostic devices for tap changers. As a prelude to its development in INSITE, Doble undertook a failure mode and effects analysis for US tap changers. This indicated that some 30% were associated with overheating, and 50% with malfunction during operation. Consequently the diagnostics within INSITE evaluates the load tap changer based upon these two different approaches. One is a scheduled recording of several temperature measurements and includes ambient, main tank top oil and LTC compartment temperatures. The other is an event recording which captures various signals during an LTC operation.

The analysis associated with the scheduled recording, LTC Temperature Differential, will calculate the temperature differential between the load tap changer and the main tank. It is insufficient to simply apply this calculation to a limit because it does not take into account variables such as transformer cooling, ambient conditions and load. By taking into consideration previous data the analysis can distinguish if a thermal condition is a result of problems internal or external to the tap changer. The LTC Temperature Differential is only concerned with identifying problems associated with the tap changer. By eliminating variations in temperature caused by the main tank cooling system turning on or a tap changer being heated by external conditions a more applicable temperature differential limit can be used.

The event driven analysis, LTC Operation, requires information on the motor which drives the contacts, raise/lower command, tap changer position and voltage of the regulated winding. Optional signals, which can be used by the analysis are: braking mechanism, seal in circuit, off position signal and phase current. Figure 1 shows a typical recording for a reactive type tap changer, moving from the tap position 2 lower to 1 lower. All signals in the analysis are referenced to the beginning of the raise/lower tap request command (bottom trace and first vertical dotted line). The transition of the motor from operating to breaking is correlated to the termination of the raise/lower tap request signal (see second vertical dotted line). Identifying the tap position is essential to any operation analysis that evaluates the duration of an operation

and/or tracks the operating range of the tap changer. Knowing the beginning and ending position of the most recent operation can provide information on the number of the tap moved and the direction of operation. However, an accurate evaluation of the duration of an operation requires data from the previous operation. In developing this analysis it was observed that the amount of time required to complete a tap change operation if the recent move is in the same direction differs from an operation that moves in the opposite direction to the previous. Thus, to base a diagnosis upon the time of operation requires knowing the number of positions moved, the direction, the previous operation and whether the neutral position was involved. Concerning the other required signals; the raise/lower command is used as the reference for timing various aspects of the operation, the motor current is used to calculate the energy needed to perform an operation and the phase voltage is used to evaluate the regulation and correlation between phases.

By including the supplemental signals in the LTC Operation analysis, the expert system has additional information to identify the cause of the problem. An example is a runaway tap changer (tap does not stop until it reaches the extreme tap position), where the analysis uses the position and phase voltage to identify the defect. By including the brake signal, the expert system can distinguish if the cause is an inoperative brake or a problem with the control scheme.



LTC Operation recordings used in INSITE
Figure 1

BUSHING DIAGNOSTICS

Bushing analysis utilizes the sum current method^{2,3}. It is based on the fact that in a three-phase system, if the system voltages are perfectly balanced and the bushings are identical, the vector sum of the bushing currents will be zero. The summed currents simply represent the currents available at the capacitance or power factor taps of the bushings. In reality, bushings are never identical and system voltages are never perfectly balanced. As a result, the initial sum current will be small but finite and unique for each set of bushings. When one of the bushings deteriorates, its capacitance and/or power factor will change and, correspondingly, the sum current associated with the set will deviate from its initial value. Thus, the condition of the deteriorating bushing in the set can be determined by evaluating changes in the sum current.

Presently, this method is applied at twenty seven substations, comprising 108 sets of (three) bushings and current transformers, including bushings with potential devices and current transformers without taps. These sets are equipped with the **INSITE** on-line diagnostic system at utilities around the world, and include voltage levels of 19.9, 34.5, 69, 115, 138, 161, 230, 345, 400, and 500 kV. To date, two bushings were replaced due to a very high capacitance and elevated power factors [2], and three bushings due to the high and temperature-sensitive power factors [3].

DISSOLVED GAS ANALYSIS

To manage the life of transformers requires information about its condition. Fortunately, the degradation of insulating materials from thermal stresses, oxidation, and discharges results in the generation of byproduct dissolved combustible gases. These gases serve as useful indicators of excessive aging or the incipience of fault conditions. Most owners of power transformers have a program for dissolved gas analysis (DGA). Many have continuous in-situ sensors for some combustible gases on more critical transformers or those with incipient-fault conditions that require more frequent condition assessment as possible failure is more imminent. This could include sister transformers that may develop similar problems.

There are a number of technologies used to detect one or more of the combustible gases. The simplest and proven technologies are those that detect hydrogen or hydrogen plus a portion of several other gases in a composite signal (no distinction between gases). Examples of these technologies include the Morgan-Schaffer AMS-500 Plus and GE-Syprotec Hydran 201Ti which use a thermal conductivity detector and fuel cell respectively. Other technologies have been used to detect a wider range of gases, such as gas chromatography; column separation and detection by metal oxide semiconductors, metal insulated semiconductors, and infrared spectroscopy of various types.

An expert system was developed for use with the widely used simpler systems which detect hydrogen or hydrogen plus a portion of several other gases. Our experience to date has been with the GE-Syprotec Hydran 201 Ti, but **INSITE** can be configured with other sensors with a similar output. The output of the Hydran is read as an equivalent concentration of hydrogen in parts per million. It can be calculated from Equation 1.

$$H_E = \Sigma H_2 + (0.18 \text{ CO}) + (0.08 \text{ C}_2\text{H}_2) + (0.015 \text{ C}_2\text{H}_4) \quad (1)$$

Where:

H_E = Hydrogen equivalent composite output

H_2 = Hydrogen content, ppm

CO = Carbon monoxide content, ppm

C_2H_2 = Acetylene content, ppm

C_2H_4 = Ethylene content, ppm

Many incipient faults will generate appreciable amounts of hydrogen and other gases at increasing rates as conditions become more severe. Specific problems that can be detected because of their production of combustible gases have been previously listed⁴.

The purpose of continuous diagnostics is to detect changes in condition, its severity, possible causes, and to suggest appropriate actions when deemed necessary. As the simpler continuous in-situ sensors do not detect a full array of gases, evaluation of the trend is the most relevant indicator of a change in condition. This is best achieved by evaluating changes in rates of gas generation.

To assess the gassing characteristics of transformers with different preservation systems in an equal manner the total hydrogen content is calculated as part of the INSITE diagnostics. This is accomplished by summing the amount of hydrogen measured by the sensor in the oil and that estimated in the gas space of blanketed transformers or that lost from transformers with free breathing conservator tanks. For sealed conservator systems the gas measured is assumed to be the total gas.

Once the total hydrogen content has been calculated a regression analysis is performed to smooth the data. Small fluctuations because of sensor performance and other factors are reduced to a trending curve from which calculated values are used in the expert analysis to determine if an abnormal condition is present. The regression analysis applies a quadratic least squares fit to enhance sensitivity to rapid increases in gassing rate, the most serious condition. The output of a Hydran sensor operating on a Westinghouse single-phase, 500/230 kV, 597 MVA, OFAF rated power transformer with a sealed conservator preservation is shown in Figure 2 along with some of the feature values used by the analysis. Note that two of the curves are associated with a secondary Y-axis which is numerically equivalent to the primary Y-axis, but offset by 20 ppm to facilitate viewing. These are the curves for the calculated hydrogen contents, which can be compared with the measured value for hydrogen (really the hydrogen equivalent) from the output of the sensor. The values for the present hydrogen content and that for the beginning of the past 24-hour period are derived from the regression analysis of the data. The change is the difference between the present past hydrogen contents and is used to determine the gassing rate. The X-axis is associated with recordings (which were usually taken hourly) not time.

The uncertainty of the regression analysis is shown in the figure, and is built into the expert system limits. The curves of the feature data have several gaps where either the sensor was off or data collection stopped. The analysis is only performed when there is sufficient data. The large decrease in the measured hydrogen is an indication that the sensor was off. Examination of the change in hydrogen content data demonstrates that the small increases in hydrogen can be automatically detected. That there were no alerts issued during this time period reveals that the system is not "over sensitive" to the small variations expected while the transformer is behaving normally. Even though the hydrogen content is not low it is quite reasonable to leave this equipment in service and have INSITE watch for changes.

The rate of gas generation is analyzed against limits which are divided into two categories by gas concentration. The limits are a sum of an absolute value and a percentage of the measured value. Trending information is examined over four different time periods to detect a range of conditions from very quickly evolving faults to long-term, incipient-fault conditions. Alerts are issued when the change in gassing rate exceeds prescribed limits. Low, medium, and high limit alerts are issued as new gassing rate thresholds are exceeded. Medium and high level alerts recommend quicker and more serious and extensive responses by the user. A low level alert requests a laboratory DGA test be performed for more comprehensive information about the gassing behavior.

The analysis takes into account the conclusions from results of laboratory DGA tests entered by the user. Also, provisions are made for a user-defined absolute value threshold. Taking advantage of the sensor output contact, an alert is issued should the sensor malfunction.

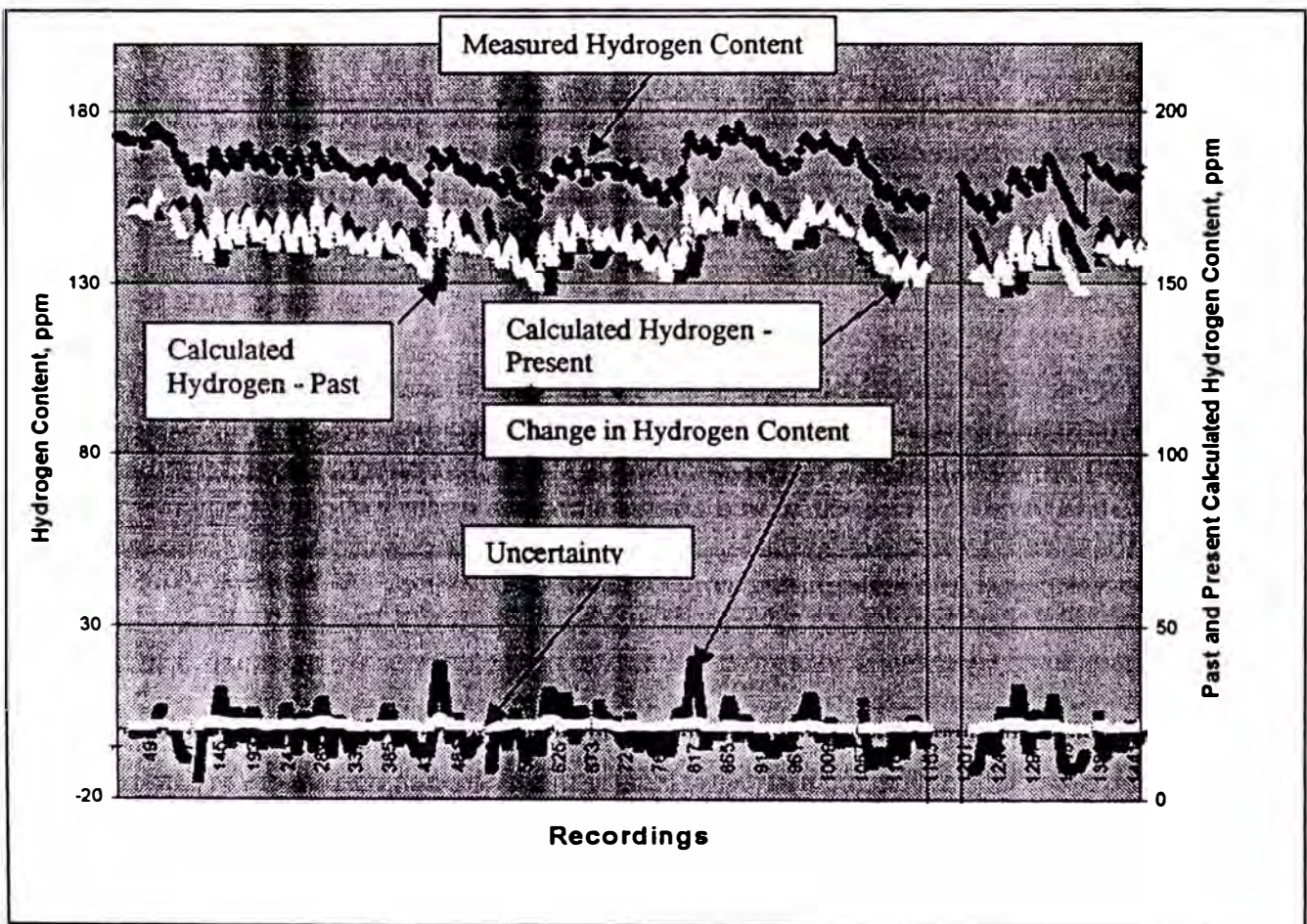


Figure 2
Gas Analysis

MOISTURE IN THE INSULATION SYSTEM

Excessive moisture in transformers has been a problem for much of the 20th century and continues to be of concern today. Moisture affects the dielectric breakdown strength of the solid and liquid insulation, the rate of aging of the cellulosic insulation, and the propensity for bubble

evolution during overloads. Consequently, it is important to the operational engineer to ensure that it remains below critical concentrations throughout the life of the transformer. Knowledge of the moisture level is important to the apparatus specialist ascribing maximum hot-spot temperatures (to avoid bubbling) and when attempting to ascribe an asset life based on age, operating temperature and paper aging studies.

The dielectric breakdown voltage of insulating oils is a function of the relative saturation (RS) of water in oil, the ratio of the amount of water in oil to the amount of water the oil can hold in solution at that temperature. This can be shown by raising or lowering the temperature of an oil with a constant water content while measuring the dielectric breakdown voltage⁵. As the temperature increases or decreases the dielectric breakdown voltage correspondingly increases or decreases as the RS changes in the opposite direction. An expert system is used to alert users when the RS (measured with DOMINO™, a Doble moisture-in-oil sensor) of water in oil is excessive.

It is because of the development of a very stable, oil compatible, thin-film polymer sensor that can operate in temperatures up to 150°C that continuous measurement of the water-in-oil content is possible today. This sensor used in DOMINO™ is stable in an oil environment for many years and can operate over the full range of temperatures in transformers. The 90% response time of this thin-film moisture sensor is several minutes. The sensor is quite accurate, and calibration includes low moisture contents where the sensors will operate much of the time. These sensors can be used anywhere there is oil flow.

A model has been developed to estimate the average moisture content of the cellulosic insulation and to detect subsequent changes. This dynamic model uses the measured relative saturation of water in oil and transformer operating temperatures as inputs to continuously estimate the average moisture-in-paper and moisture-in-oil contents and distribution within the paper. The model has several components:

1. Estimate of the average moisture-in-paper content based on calculation of equilibrium equation using measured water-in-oil content and operating temperature. This value varies considerably and therefore the calculated values are treated as a moving average of values obtained under prescribed operating conditions. The moving average is used as a means of detecting changes in the total moisture content of the insulation system. The equilibrium equation is based on the work of Fessler, et. al⁶.
2. Learning cycle to establish an initial or new set of equilibrium conditions for moisture in paper and oil which is used by the transient model at the beginning.
3. A transient model that estimates the change in the moisture distribution between the oil and paper and within the paper based on temperature changes or moisture gradients. The transient model assumes conservation of total moisture mass.

The transient moisture model is a mathematical formulation in two dimensions, length and time, utilizing plane parallel geometry for moisture migration in oil-cellulose structures. As temperature changes over time the moisture will be redistributed to a degree, tending towards equilibrium. Equilibrium conditions are assumed to occur at the oil-paper interface. At any recording the insulation is assumed to be isothermal. The moisture diffusion in paper and the oil

diffusion layer is calculated by solving Fick's Second Law of Diffusion⁷. The actual mass of moisture transferred is calculated from the plane geometry representation used in the model. The moisture distribution in the paper is calculated at the oil paper interface, and at six equally divided intervals into the depth of the paper over 2.64 mm or approximately 0.1 inches. Moisture in the bulk oil is considered to be uniformly distributed, as mechanical mixing is assumed to be practically instantaneous.

Figures 3 and 4 show the measured and calculated values respectively, from a three-phase, McGraw Edison 230/36.5 kV transformer rated 27/36/45 MVA, ONAN/OFAF/OFAF. As the bottom oil temperature fluctuates considerably with load and ambient conditions the relative saturation of water in oil remains fairly constant, while the concentration of water in oil changes significantly between 4 and 30 ppm. Assessment of transformer dryness using individual water-in-oil content values without knowledge of the operating temperature could lead to varying conclusions depending upon when the samples were taken. Water-in-paper contents estimated from the equilibrium equation shows considerable variation from 1.8 to 3.6%. The moving average value of selected data points provides a more consistent trend varying around 2.5% water in the paper. The output of the transient moisture model starts after the learning period for the average moisture-in-paper content and subsequently the curve of moving average values begins. This set of curves from the transient model is fairly flat as would be expected based on the mass of water that is being added to or subtracted from the mass of paper. Comparison of the moving average curves is used to determine when the total moisture content in the transformer has changed. A large difference would initiate an update for the transient model input conditions.

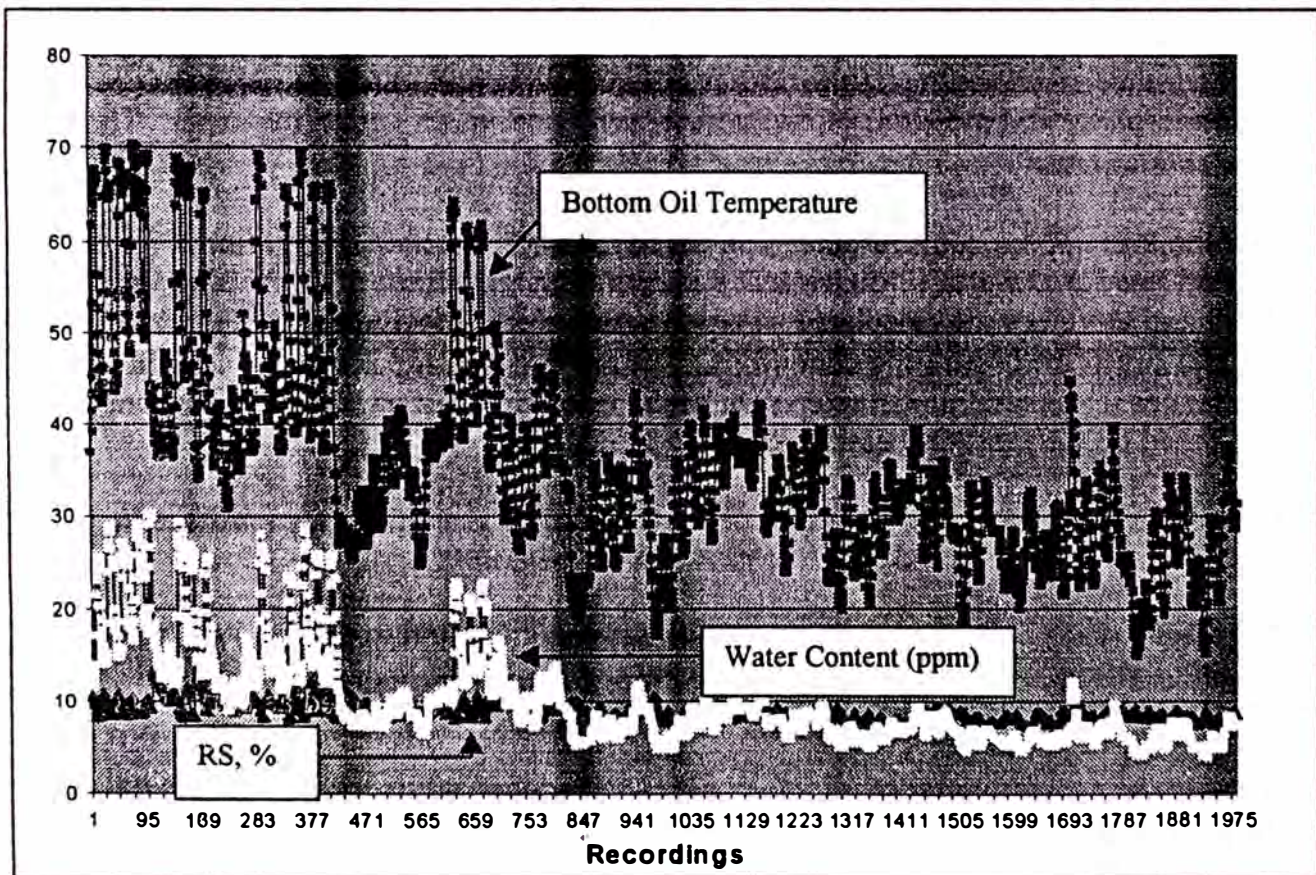


Figure 3

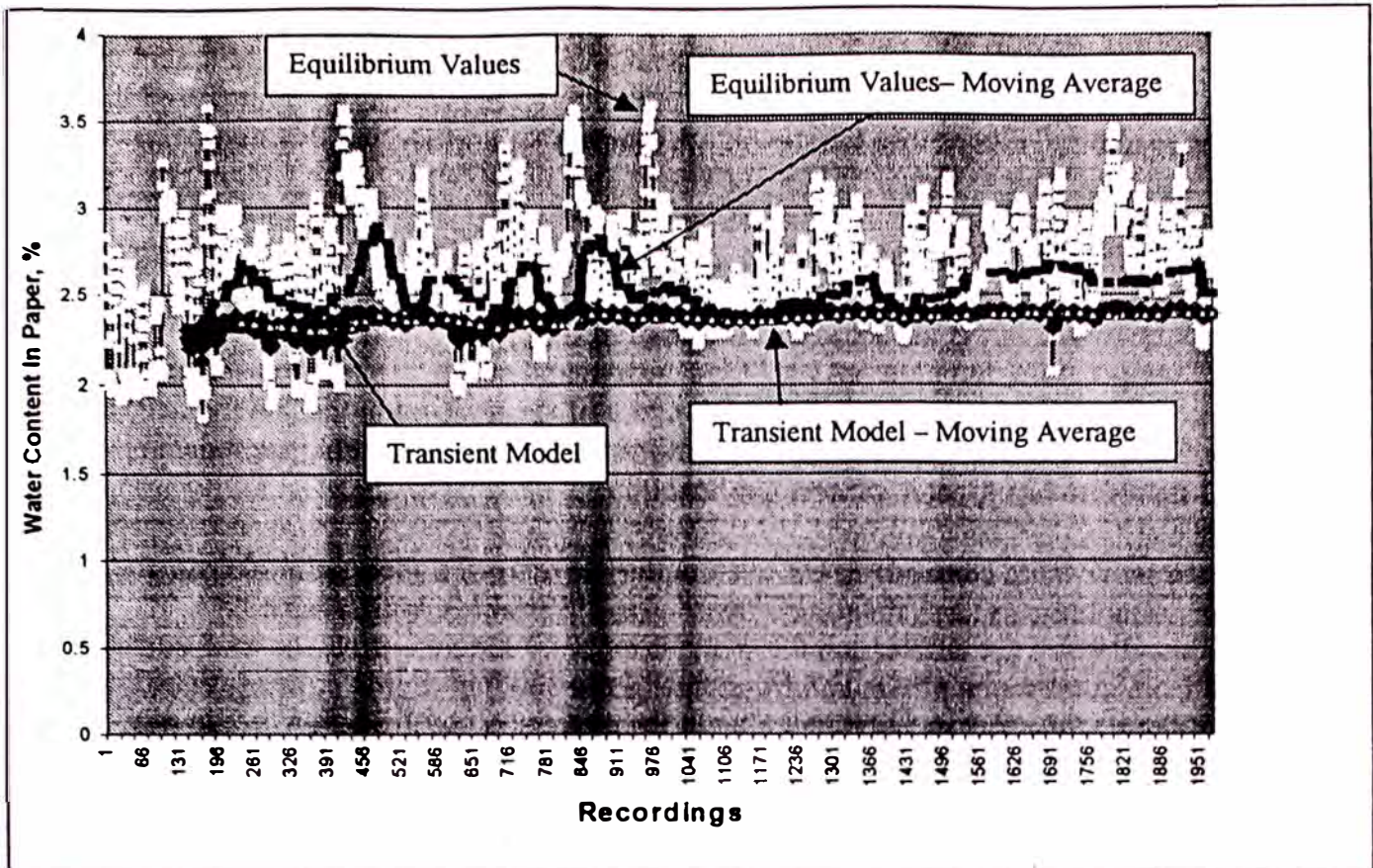


Figure 4

THERMAL ANALYSIS

On Line Ratings

System planners are faced with a more complex role in a deregulated environment. It is particularly the case that problems of short-term operational control can be eased with dynamic circuit ratings tools. Lines, cables, protection, transformers and circuit breakers will each have rating capabilities for continuous and post-fault operating times. Thermal time constants differ greatly between these items and which one determines the circuit capability will depend upon the proposed fault period in addition to the type of apparatus. Some utilities have developed ratings sheets for most of their circuits to aid the system planner. These tabulate time duration, preload and season for each type of apparatus in the circuit⁸. This first level tool takes presumption of the worst case temperatures allocated by the utility for the season. Considerable advantage can be gained from the use of actual temperatures. This would follow from on-line measurements of temperature and load, used in appropriate thermal models. Such systems have been developed in the UK and US^{8,9}.

In the case of power transformers the thermal models used are those developed as part of the factory design and heat run acceptance trials. They are based on generic standards such as IEC 354 and ANSI C57.91/92. They relate the best understanding of performance from calculation and factory tests in order to determine the time and temperature at which loading above nameplate is acceptable for a given loss of life of the solid insulation and above which operating risk may be very high.

The factory process is to determine, for the design, the top oil temperature, the estimated hot spot temperature, the average winding temperature, or some combination of these for subsequent use for guidance in the loading of transformers. The top oil temperature is most often measured in a well, which extends about 6 inches into the top oil. A temperature-measuring device is contained at the bottom of the well such that it is a reasonable distance from the wall of the transformer where ambient cooling may influence the measurement. The hottest-spot temperature is estimated by calculation and the hot-spot indicator is calibrated to respond to load and oil temperature accordingly. Average-winding temperature is measured during factory test and is reported to the owner but is not measured in the field by a gauge. It is with such factory measurements of temperature, temperature rise, load current and cooling mode that service predictions can be made. However, a limitation with many of the existing models is the need for this factory data from the heat run. The models developed by Doble assume that such data is unavailable, and therefore has greater general applicability.

Doble, through the work from contracting US experts, has developed a thermal model for the prediction of operating temperatures for transformers. Input variables, which must be determined periodically, are the ambient, and top and bottom oil temperatures, the load current on the high side from at least one phase, and the status of the cooling. Some constants describing characteristics of the transformer must be included in the apparatus identification, while others are determined during a learning period, which needs to be implemented for each cooling mode. The state of progress is that the model has been developed, but needs to be tested with operating data to see how well it can predict operating temperatures based on these measured values. Consequently an experiment has been initiated at three utility sites.

Model Development

The objective of the thermal model is to predict performance of a transformer with unknown and changing thermal characteristics from in-service measurements of temperatures and load current. Analysis is performed under multiple modes of transformer cooling and is largely based on the approach of Pierce¹⁰. The key thermal characteristic produced by analysis is the winding hottest-spot temperature.

The process starts by calculating the average winding temperature:

$$T_w = T_{BO} + \Delta T_{TDO}/2 + \Delta T_{W/ADO} \quad (2)$$

where

T_{BO} is the measured bottom oil temperature

ΔT_{TDO} is the rise of the oil temperature at the top of the duct over the bottom oil temperature

$\Delta T_{W/ADO}$ is the average winding temperature rise over adjacent duct oil temperature.

While the first component in (2) is measured, the other two temperatures are calculated. This calculation is based on correcting the rated value (associated with present cooling mode) for load, winding losses, and viscosity of liquid film in ducts, while taking into account the type of flow through the windings, i.e. ONAN, ONAF, OFAF, or ODAF. For each recording, the calculation by equation (2) goes through an iterative process that starts with the load correction

only. The temperatures produced by the first iteration are used by the second iteration to correct for changes in winding losses and effects of viscosity. This process continues until the change in T_w falls within the specified limits.

The hottest-spot temperature is made up of the following components:

$$T_{HS} = T_{BO} + \Delta T_{TDO} + \Delta T_{HS/TDO} \quad (3)$$

where $\Delta T_{HS/TDO}$ is the rise of the winding hottest-spot temperature over the oil temperature at the top of the duct. Similar iterative process and corrections are performed for equation (3), except that viscosities are determined for liquid films at the top of ducts and ΔT_{TDO} is obtained at the end of the T_w iteration.

The initial rated values for ΔT_{TDO} , $\Delta T_{w/ADO}$, and $\Delta T_{HS/TDO}$ for each cooling mode are calculated using data provided in the factory test report. Once sufficient field data is accumulated, the initial rated values are re-calculated. The process of continuously recalculating the rated parameters is unique from those used by other researchers. It is based on the fundamental heat balance equations and the use of the least squares calculation to determine thermal constants. These uniquely describe the thermal response of the transformer under the present cooling mode, ambient and power system conditions. The thermal constants determined for each recording are used to re-calculate the "rated" average oil temperature rise over ambient, which in turn is used to update the "rated" parameters. It is also envisioned that some of these rated parameters will be used to detect deterioration in cooling performance.

The uniqueness of the above approach is summarized in the following:

1. The equations use the time derivative of temperature in evaluating the thermal constants.
2. Winding resistance changes with temperature are considered.
3. Effects of changes in ambient temperature are considered.
4. Effects of oil viscosity are considered.
5. The approach does not require extensive knowledge of the transformer characteristics. The needed information includes:
 - a) Measured signals: top oil, bottom oil and ambient temperatures, load current, and cooling mode status.
 - b) Nameplate data for each cooling mode: rated load current, average winding temperature rise over ambient at rated load, winding hottest-spot rise over ambient at rated load, and top-oil temperature rise over ambient at rated load.

Temperature Measurement Field Study

To develop the measurement and prediction of transformer operating temperatures a program has been undertaken, with the following elements:

1. To test the model it is important to have transformers that will operate in all cooling modes (ONAN, ONAF, OFAF, or ODAF). Many transformers operate part or all of their life in the ONAN mode. Some transformers top rating is in the ONAF mode, while others are OFAF or ODAF. In either case the mode of operation for the highest rating is the most important as almost all of the loss of life of the solid insulation occurs during this mode of operation.

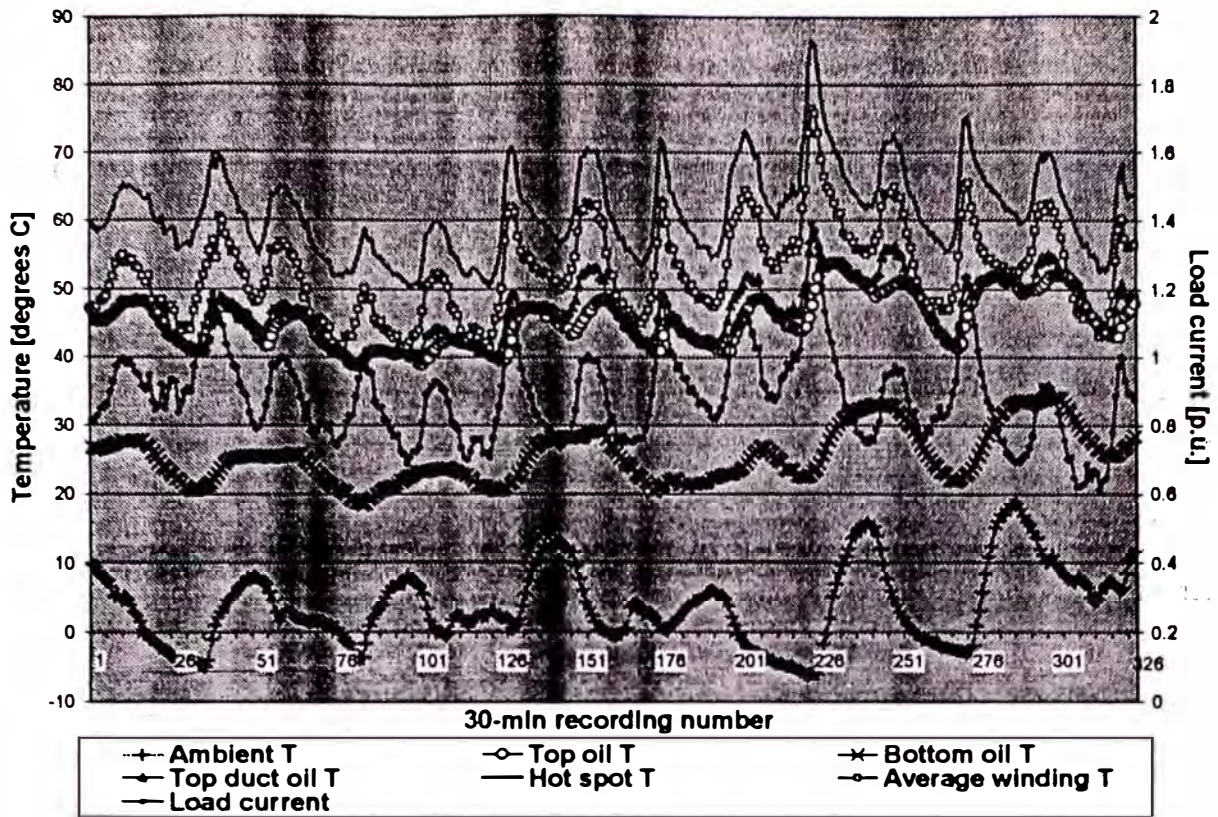
2. The ratio of the mass of solid to liquid insulation in shell-form and core-form transformers is quite different. The operating temperatures by design are similar for both types of transformers but some of the coefficients and variables for the thermal model may be different and need to be explored.
3. Different methods of temperature measurement will be investigated. The model requires inputs for top and bottom oil, and ambient temperatures. The well temperatures are the manufacturer's best attempt at getting top oil temperature. However, the investigation will include the wall-mounted sensor as well. It is not certain how uniform the temperature distribution is in horizontal planes across a wall of the transformer or from wall to wall. It may be affected by the orientation to the sun, wind, rain, and other ambient conditions and the location of the cooling. Further, the weather has some effect on the measurement of temperatures when made on the wall rather than in the well.
4. The weather station will be used to record ambient conditions, including wind speed and direction, ambient temperature, solar radiation, some measure for the presence of precipitation and ambient humidity. One outcome of the experiment will be to determine how much of this information is relevant in the long term for cost-effective approach for temperature measurement and prediction of operating temperatures.

To date four transformers have been instrumented. One three-phase unit is used at Virginia Power and Entergy; two single-phase units are used at Idaho Power. The first stage in the development is the evaluation of the model, and to identify the preferred number, type and location of temperature probes. The next phase will be to work with utilities to identify the optimum means of establishing the interactive link between sites and control rooms.

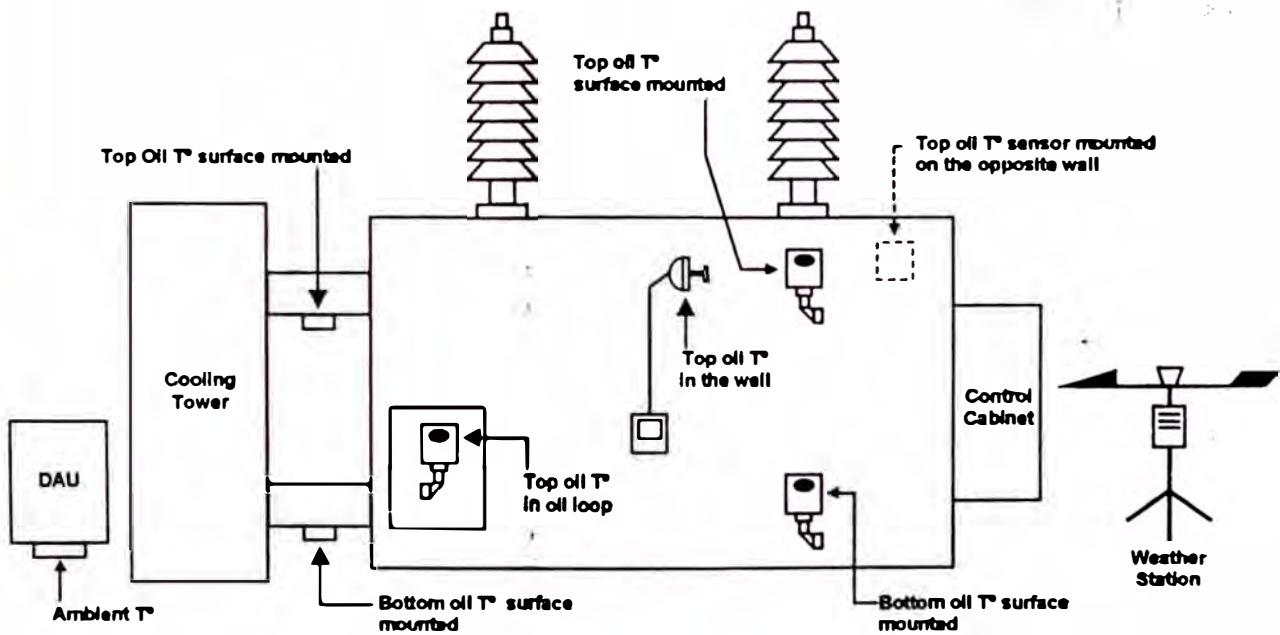
Initial Data

Figure 5 presents the measured top oil, bottom oil and ambient temperatures, the load current along with the hot spot, top duct oil and average winding temperatures as determined by the thermal model. Recordings have been performed every 30 minutes on McGraw-Edison, 27/36/45 MVA, 230/36.5 kV, Δ/Y , TX3 unit located at Elmont substation operated by Virginia Power. During the period of observation, the unit operated in ONAN mode.

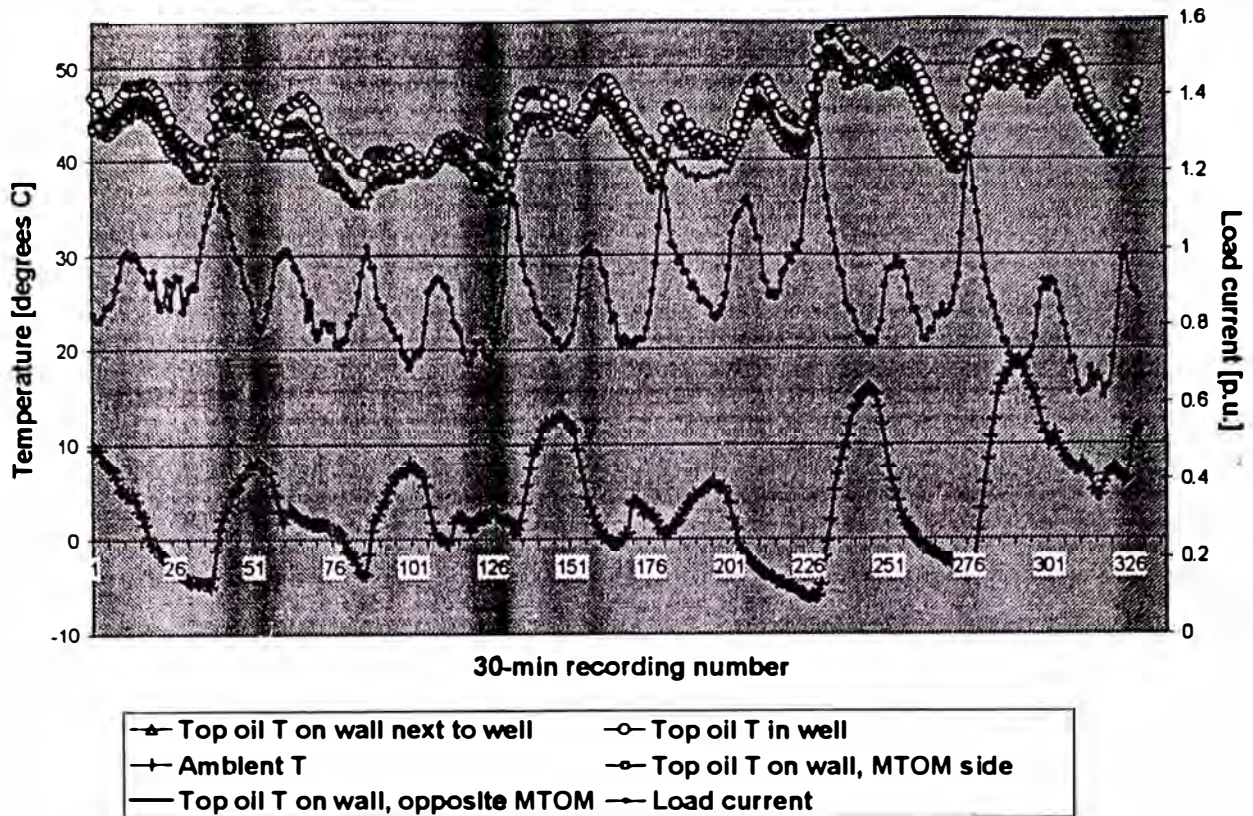
This unit is also instrumented with a number of sensors to evaluate various methods of measuring top and bottom oil temperatures (Figure 6). Figures 7 and 8 show the correlation of top and bottom oil temperatures as measured in the oil and at various locations on the surface of the tank with the load current and the ambient temperature.



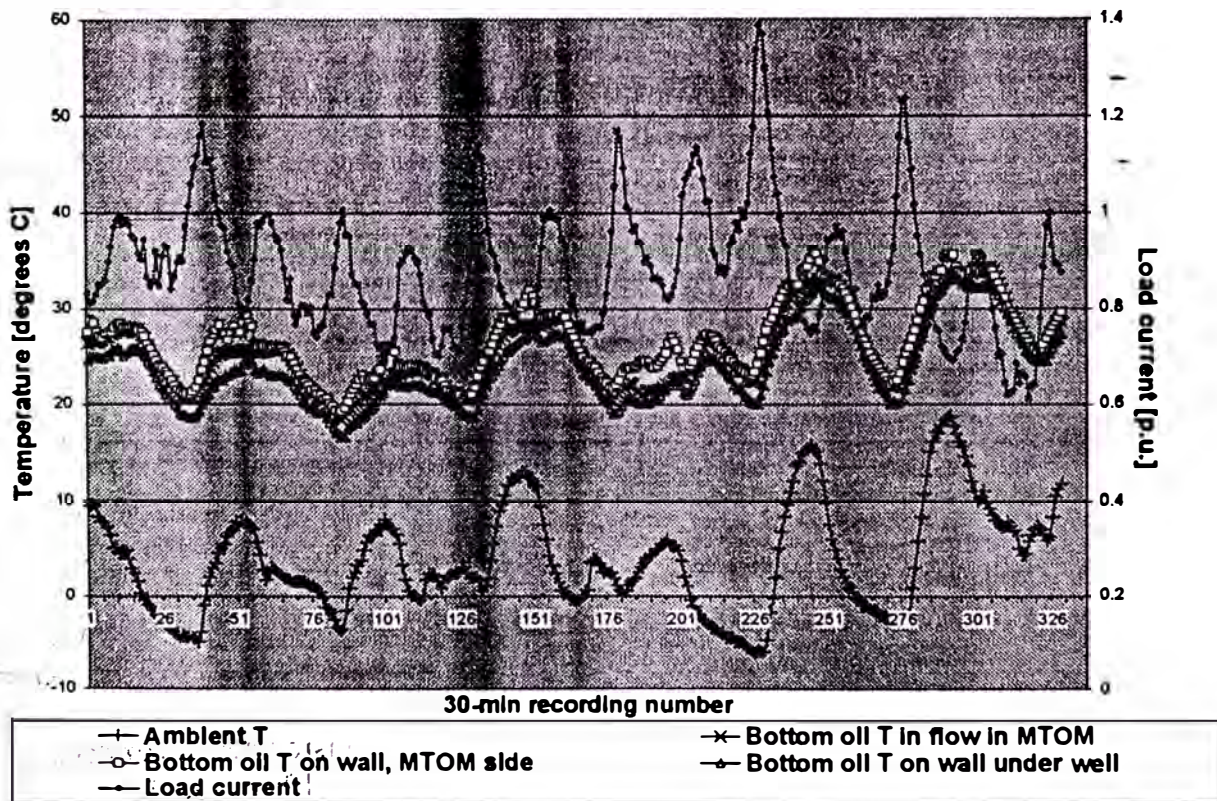
Calculated and measured temperatures on McGraw-Edison, 27/36/45 MVA, 230/36.5 kV, Δ/Y unit
Figure 5



Location of temperature sensors at Elmont TX3 unit
Figure 6



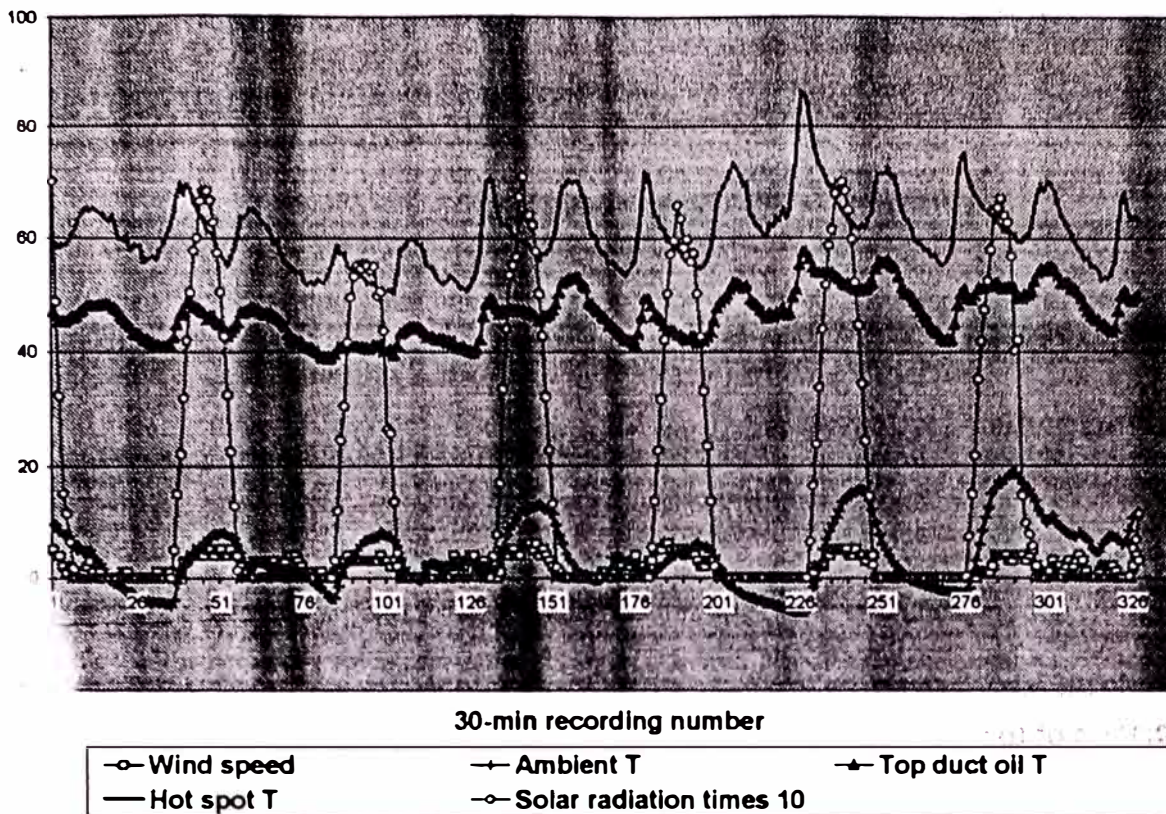
Correlation of top oil temperatures with load current and ambient temperature
Figure 7



Correlation of bottom oil temperatures with load current and ambient temperature
Figure 8

Results of the measurements and model calculations are correlated with data provided by the

weather station. Figure 9 presents calculated temperatures along with solar radiation, wind speed and ambient temperatures (during the period of observation there was no precipitation).



Correlation of weather data with outputs of the thermal model.

Figure 9

The temperature measurement studies and the thermal model evaluation will continue throughout the year culminating in a new INSITE capability which will provide diagnostic information about the transformer thermal performance and will enable the operation personnel to intelligently load their units in real time.

REFERENCES

1. CIGRE, "An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service," *Electra*, Vol 88 May 1983.
2. Lachman, M. F., Walter, W. and von Guggenberg, P. A. "On-Line Diagnostics of High-Voltage Bushings and Current Transformers Using the Sum Current Method", *IEEE Transactions on Power Delivery*, PE-471-PWRD-0-03-1999.
3. Lachman, M. F. and Walter, W. "Experience with On-Line Diagnostics and Life Management of High-Voltage Bushings", *Proceedings of the Sixty-Sixth Annual International Conference of Doble Clients*, 1999, page 3-4.1.
4. Griffin, P. "Continuous Condition Assessment And Ratings Of Transformers", *Proceedings of the Sixty-Sixth Annual International Conference of Doble Clients*, 1999, Sec. 8-2.
5. Azizian, H., et al., "Dissolved Versus Free Water in Oil Circuit Breakers", *Proceedings of the Sixty-Fourth Annual International Conference of Doble Clients*, 1997, Sec 5-8
6. Fessler, W. A., et al. "A Refined Mathematical Model for Prediction of Bubble Evolution in Transformers", *IEEE PES Winter Meeting*, Jan. 31 – Feb. 5, 1998.

7. Farlow, S. J., *Partial Differential Equations for Scientists and Engineers*, Dover Publications, NY, 1993.
8. Funnell, I.R. and Tunstall, M.J. "Coordination and enhancement of plant and circuit ratings incorporating prediction and real time measurements", CIGRE Third south Africa Regional Conference, Johannesburg, May 1998.
9. Douglass, D.A. and Edris, A.A. "Real-Time Monitoring and Dynamic thermal rating of power transmission Circuits." *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol 11, No 3, July 1996.
10. Pierce, L. W. "Predicting Liquid Filled Transformer Capability", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 30, #1, January/February 1994, pages 170-178.

ACKNOWLEDGMENTS

The assistance from L. W. Pierce, R. B. Degenoff, J. K. Nelson, and M. Gutierrez, is recognized.

BIBLIOGRAFIA

ANNUAL BOOK OF ASTM STANDARDS 1998

Electrical Insulating Liquids and Gases; Electrical Protective
Equipment

José B. DiGiorgio, Ph.D., "Análisis Disuelto del Gas de Líquidos
Aisladores del Aceite Mineral."

GE Syprotec, "Managing the Life of Transformers"

Morgan Schaffer, "Transformer Gas Analysis"