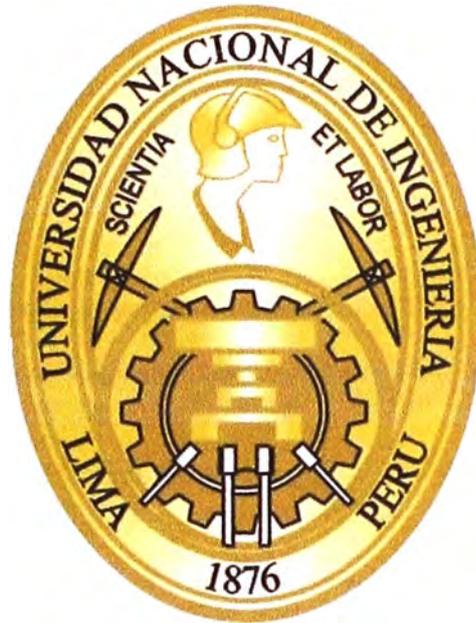


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**PRUEBAS ELÉCTRICAS AL TRANSFORMADOR DE
POTENCIA DE 10 MVA, S.E. SOCABAYA – AREQUIPA**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

WALTER FRANCISCO ROJAS UNDA

PROMOCIÓN

1989 – 1

LIMA – PERÚ

2012

**PRUEBAS ELÉCTRICAS AL TRANSFORMADOR DE POTENCIA
DE 10 MVA, S.E. SOCABAYA – AREQUIPA**

*Agradezco a Dios por dame su
inmenso amor, a mis padres y
hermanos por su generoso apoyo.*

SUMARIO

El presente informe explica sobre las pruebas eléctricas después del mantenimiento al transformador de potencia trifásico ASEA BROWN BOVERI INDUSTRIAL S.A. Asimismo una breve descripción de los trabajos del mantenimiento.

En Junio del 2011, la empresa peruana M&P Ingenieros SAC¹, dedicado al montaje electromecánico de generadores, turbinas, mantenimiento de motores, transformadores de potencia, etc. Suscribe el contrato con la empresa SEAL – Arequipa; Comunicados de la posibilidad de iniciar trabajos, se inició con la preparación de máquinas y equipos.

El día 22 de julio, el contratante entrega al contratista un (01) transformador de potencia para el cumplimiento de contrato.

Para un mejor traslado, en el mismo lugar se desmontan los radiadores y se transporta el transformador de la ciudad de Arequipa hacia las instalaciones de M&P Ingenieros en la ciudad de Lima. Luego se procede al mantenimiento del transformador, consistente en el descargue del transformador de potencia y sus respectivos accesorios, desmontaje de los accesorios principales (Bushings de alta y baja tensión, Relé Buchholz, válvula de seguridad, termómetros de aceite y de imagen térmica, sistema de deshidratación, tablero de motor de accionamiento de conmutador bajo carga, tablero de conexiones de transformadores de corriente, etc.).

Finalmente después del mantenimiento se procede a realizar las pruebas eléctricas en las instalaciones del parque Industrial de SEAL en la ciudad de Arequipa en Agosto del 2011, lo cual se explica las pruebas en el presente informe.

ÍNDICE

PRÓLOGO.....	1
CAPÍTULO I.....	3
INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 Objetivos.....	3
1.2 Planteamiento del problema.....	3
1.3 Alcances.....	3
1.4 Normas aplicadas.....	3
CAPÍTULO II.....	5
MANTENIMIENTO, PRUEBA DE CAMPO Y DIAGNÓSTICO DE.....	5
TRANSFORMADORES DE POTENCIA	
2.1 Sobretensión de origen atmosférico.....	6
2.2 Comportamiento del aceite y papel prensado frente a una prueba de impulso..	7
2.3 Esfuerzos que actúan sobre el transformador.....	8
2.4 Mantenimiento de transformadores de potencia.....	8
2.4.1 Tipos de mantenimiento de transformadores de potencia.....	9
2.4.2 Métodos de diagnóstico.....	9
2.4.3 Rentabilidad económica.....	11
CAPÍTULO III.....	14
TEORÍA DE PRUEBAS ELÉCTRICAS.....	14
3.1 Factor de potencia, pérdidas y capacitancia.....	14
3.1.1 Fundamento teórico.....	14
3.1.2 Diagrama simplificado de bloques del CPC 100.....	17
3.1.3 Principio de medición del CP TD1.....	17
3.1.4 Transformador de dos devanados.....	20
3.2 Corriente de excitación.....	23
3.2.1 Teoría de corriente de excitación.....	23
3.3 Relación de transformación.....	26
3.3.1 teoría.....	26
3.3.2 Resultados.....	26
3.3.3 Interpretación de la prueba de relación de transformación.....	26
3.3.4 Medición.....	27

3.4	Resistencia óhmica de devanado.....	29
3.4.1	Teoría de resistencia óhmica de devanado.....	29
3.4.2	Método de medición del devanado.....	29
3.4.3	Procedimiento de prueba.....	30
3.4.4	Diagramas de conexión resistencia óhmica de devanado.....	31
3.5	Resistencia de aislamiento.....	32
3.5.1	Fundamento teórico.....	32
3.5.2	Análisis de los resultados.....	34
3.5.3	Diagrama de conexión de devanados.....	35
3.5.4	Conexión del transformador.....	36
3.6	Prueba de respuesta al barrido de la frecuencia.....	36
3.6.1	Objetivo de la medida.....	36
3.6.2	Descripción general y circuito equivalente.....	37
3.6.3	Fundamentos de la prueba SFRA.....	38
3.6.4	Mediciones.....	38
3.6.5	Las pruebas del SFRA, se deben realizar.....	39
3.6.6	Transformador de dos devanados.....	40
3.6.7	Evaluación de los devanados.....	41
CAPÍTULO IV.....		43
INFORME DEL SERVICIO DE MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR.....		43
DE POTENCIA DE 10 MVA SEAL		
4.1	Antecedentes.....	43
4.2	Máquinas y equipos utilizados.....	43
4.3	Trabajos previos.....	43
4.4	Cronograma del servicio.....	48
CAPÍTULO V.....		49
PROTOCOLOS DE PRUEBA.....		49
5.1	Datos del transformador.....	49
5.2	Prueba de factor de potencia.....	50
5.3	Prueba de capacitancia.....	50
5.4	Prueba de corriente de excitación.....	51
5.5	Relación de transformación.....	51
5.6	Resistencia óhmica de devanados.....	52
5.7	Resistencia de aislamiento.....	53
5.8	Respuesta en barrido de frecuencia.....	55
CAPÍTULO VI.....		58

COSTOS APROXIMADOS DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS MÁS IMPORTANTES...	58
6.1 Costo total aproximado de las pruebas eléctricas del transformador.....	58
6.2 Costo de horas-máquina aproximado de equipos de prueba.....	58
6.3 Análisis de Precios Unitarios.....	58
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	61
ANEXO A, TÉRMINOS DE REFERENCIA	
ANEXO B, REPORTES DE PRUEBAS	
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	

PRÓLOGO

Las pruebas que se presentaron fueron:

Pruebas eléctricas:

- Factor de potencia y capacitancia de los aislamientos; ANSI/IEEE Std.62-1995.
- Corriente de excitación; ANSI/IEEE Std. 62 – 1995.
- Relación de transformación; ANSI/IEEE Std. 62 – 1995.
- Resistencia de devanado; ANSI/IEEE 62 – 1995.
- Resistencia de aislamiento entre AT, BT y Masa; ANSI/IEEE C57. 12.91, IRAM 2250.
- Prueba de respuesta al barrido de la frecuencia (SFRA); IEEE PC57 – 149TM/D8.
- Verificación de la polaridad y grupo de conexión.
Verificación de funcionamiento de los accesorios de protección propios del transformador.

En cuanto al análisis del aceite este informe está limitado solo a la presentación de Protocolos.

Comprobación del estado de aceite mediante Análisis, que consta de:

a) Análisis físico-químico que comprende:

Rigidez dieléctrica	(kV/2.mm)	Norma ASTM D 1816.
- Tensión interfacial	(mN/m)	Norma ASTM D 971.
- Cantidad de agua	(ppm)	Norma ASTM D1533.
- Índice de neutralización	(mgKOH/g)	Norma ASTM D 974.
- Pérdida dieléctrica a 25°C	(%)	Norma ASTM D 924.

Estas pruebas se hicieron porque está definido en los términos de referencia de la adjudicación directa selectiva; "Mantenimiento integral de un transformador de potencia de 10 MVA" N° 012-2011- SEAL (según Anexo A).

En las pruebas de Factor de capacitancia , factor de potencia, corriente de excitación, relación de transformación, resistencia de devanado y Respuesta al barrido de frecuencia se emplearon equipos de última generación, como el CPC 100, CP TD1, CP SB1 y analizador SFRA. En la cual se obtienen medidas a diferentes frecuencias. Los valores obtenidos en las diferentes pruebas nos permitirán obtener valores que se comparan con las normas de estándares internacionales, como la IEEE, IEC, CIGRE que nos indicaran si el transformador se encuentra en buenas condiciones de operación.

En el capítulo I: se presentan los antecedentes del informe.

En el capítulo II: Se explica el mantenimiento; prueba de campo y diagnóstico de transformadores de potencia.

En el capítulo III: se explica la teoría y procedimientos de las pruebas realizadas, tales como:

Factor de potencia, Corriente de excitación, Relación de transformación, Resistencia de devanado, Resistencia de aislamiento, y Prueba de respuesta al barrido de frecuencia.

Capítulo IV: Informe de servicio de mantenimiento integral de transformador de potencia e incluye:

Antecedentes, datos del transformador, trabajos previos, descripción de trabajos, observaciones, conclusiones y recomendaciones.

Capítulo V: se trata sobre el protocolo de cada uno de las pruebas realizadas.

En el capítulo VI: trata sobre los costos aproximados de las principales pruebas eléctricas.

Luego siguen los anexos A y B

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivos

El objetivo del presente trabajo tiene por misión el describir los procedimientos realizados para cumplir con el alcance del contrato, evaluación de los resultados de los análisis de muestras del aceite dieléctrico después del tratamiento de termo vacio así como la teoría, también los resultados de las pruebas eléctricas, para la entrega del transformador y que permitan un fácil entendimiento sobre dichas pruebas.

Se tomará en cuenta los resultados obtenidos en las pruebas, contrastándolas con las normas internacionales vigentes y ver si se encuentran dentro de los límites permisibles que indiquen buen estado de operatividad.

1.2 Planteamiento del problema

Las pruebas eléctricas en los transformadores de potencia son acciones que se realizan periódicamente por las empresas de generación, distribución y usuarios finales.

Para programar su mantenimiento o reparación, para así asegurar la continuidad y la confiabilidad del suministro eléctrico; la salida inoportuna, ya sea por falla o reparación origina grandes pérdidas de producción a clientes usuarios de la energía eléctrica.

Durante la vida útil de los transformadores de potencia, se ven sometidos a esfuerzos térmicos, eléctricos y mecánicos que van deteriorando el sistema aislante, la cual va a llevar a una falla, por lo cual es importante tomar acciones preventivas y predictivas.

Estos aislamientos se ven sometidos a descargas parciales, esfuerzos de maniobra y tensiones peligrosas debido a rayos de origen atmosféricos. Que deberían reducirse al aplicarse materiales con un proceso de manufactura que garanticen bajos niveles de descargas parciales en sus aislamientos.

1.3 Alcances

Cumplir con las exigencias del ADS N° 012-2011-SEAL

1.4 Normas aplicadas:

- IEEE, Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, Nueva York 1997.
- IEC 60076 – 3 - 2000-3, Power Transformer.
- IEEE, Norma ANSI 62-1995. "IEEE Guide For Diagnostic Field testing of Electric

Power Apparatus, USA 1995.

- IEC 60422, 2005 – 10, Mineral Insulating oils in electrical equipment – supervision and maintenance guidance.
- IRAM 2250, Norma de Resistencia de aislamiento.
- Norma DL/T 911-2004 de Electric Power Industry Standard of People's Republic of China.
- Report 342 de CIGRE, Mechanical Condition Assessment of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA)-2008.
- IEEE PC57.149TM/D8 Draft Trial – Use Guide for the application and interpretation of frequency Response Analysis for Oil immersed Transformers, 2009.
- Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- Código Nacional de Electricidad-Suministro, aprobado por Resolución Ministerial N° 366-2001-EM/VME.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM; y demás dispositivos modificatorios.

CAPÍTULO II

MANTENIMIENTO, PRUEBA DE CAMPO Y DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE POTENCIA

Entre los equipos de potencia más importantes en el proceso de transmisión de energía eléctrica, se encuentran los transformadores de potencia, los cuales requieren de una mayor inversión en su adquisición y puesta en servicio. Durante su vida útil los transformadores se ven expuestos a diferentes fenómenos naturales tales como:



Figura 2.1 Sobretensiones de origen atmosférico



Figura 2.2 Corrosión ambiental

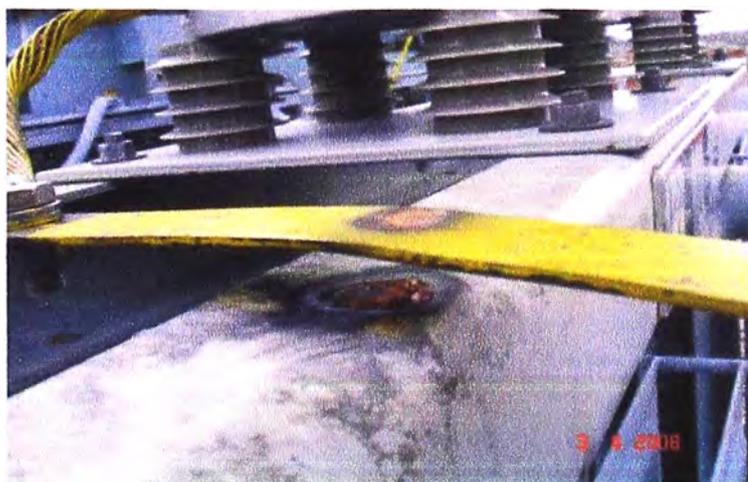


Figura 2.3 Fallas propias de instalación y operación que afectan sus componentes y como consecuencia la confiabilidad y vida útil del equipo

2.1 Sobretensiones de origen atmosférico

a) Efectos en el Transformador

Representación gráfica del aislamiento en las espiras del transformador antes de una sobretensión de origen atmosférico.

Dónde:

L: Inductancia entre espiras.

C_E: Capacidad entre espiras.

C_T: Capacidad de espira.

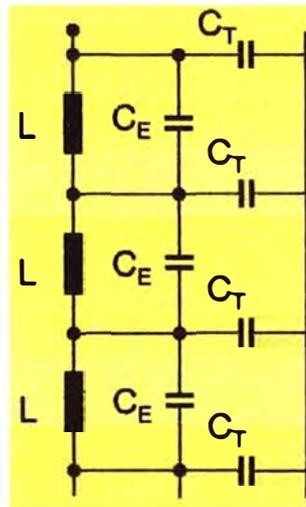


Figura. 2.4 Representación del aislamiento ante sobretensiones de origen atmosférico

Ante la presencia de una sobretensión transitoria en uno de los devanados de AT; L se comporta como circuito abierto, actuando solamente las capacitancias de espiras y entre espiras. Se presenta el mayor esfuerzo Electrodinámico en la primera espira del transformador.

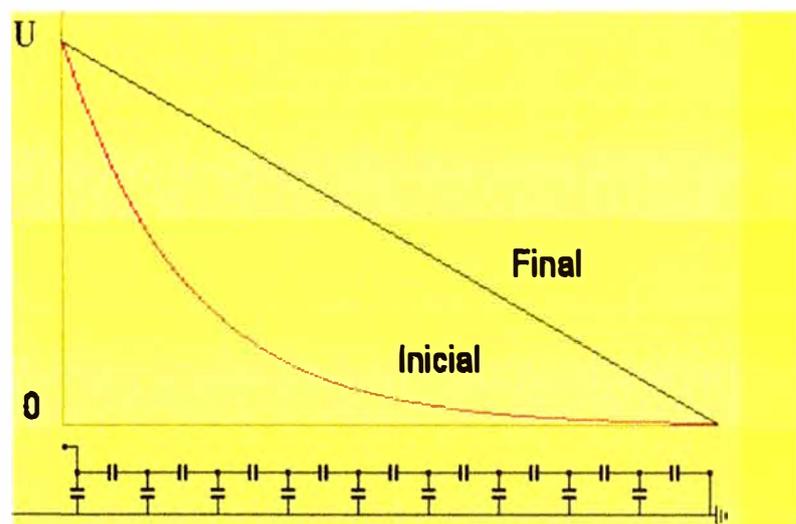


Figura. 2.5 Representación del aislamiento en presencia de una sobretensión transitoria

Por ello para el diseño del sistema de aislamiento determinamos la envolvente que determina el máximo soporte de las bobinas.

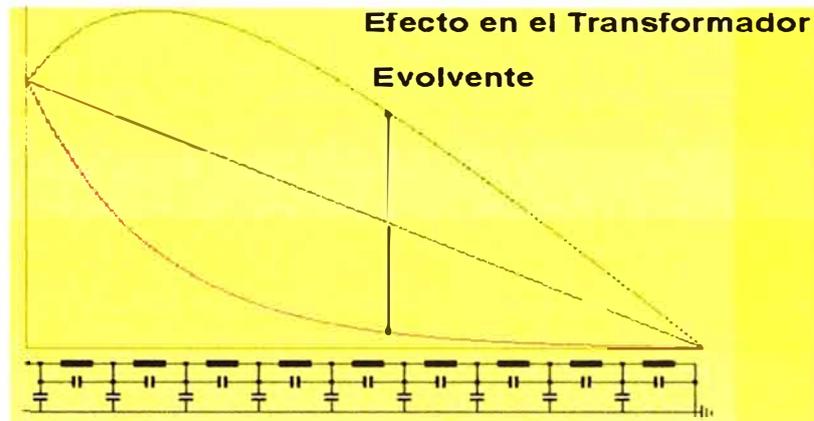


Figura. 2.6 Gráfica para el diseño del aislamiento del transformador frente a sobretensiones atmosféricas

Los fabricantes de transformadores de potencia consideran el rango de variación del origen atmosférico.

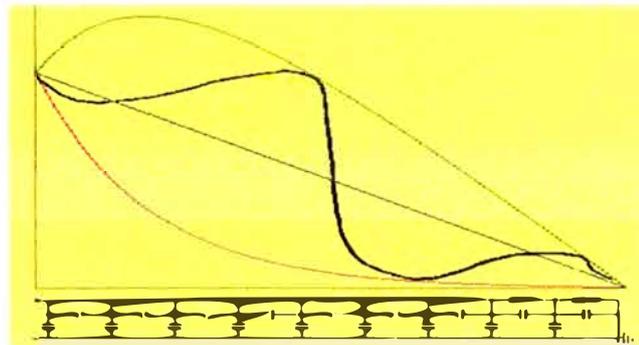


Figura 2.7 Rango de variación

2.2 Comportamiento del aceite y papel prensado frente a una prueba de impulso

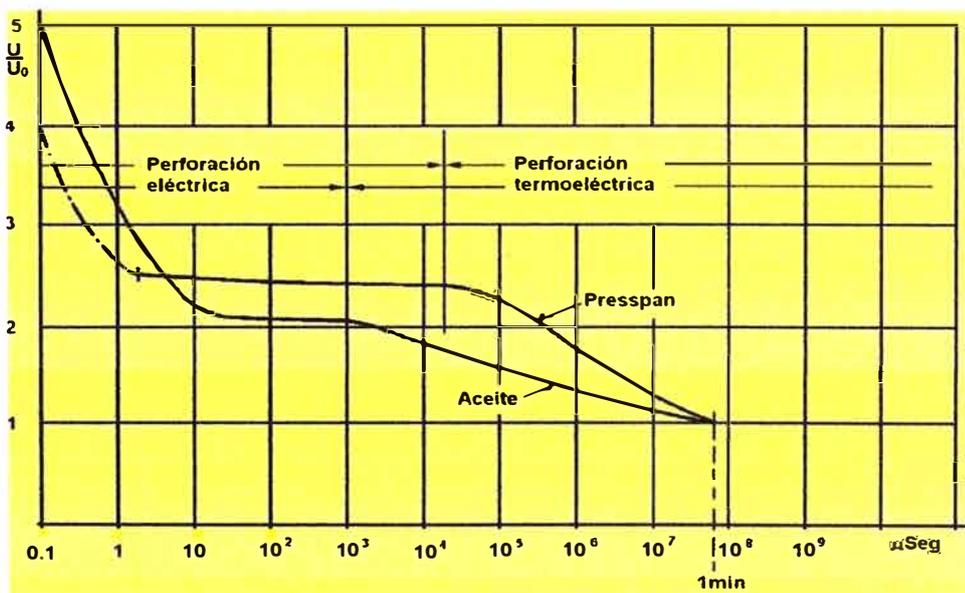


Figura 2.8. U/U_0 Vs Tiempo del aceite y papel prensado

En una prueba de impulso, a veces ocurre una perforación eléctrica.

La mayoría de las fallas se debe a la perforación termoeléctrica.

Estos fenómenos naturales tienden a envejecer prematuramente las condiciones de aislamiento de los transformadores y si no son objeto de un mínimo programa de mantenimiento que detecte situaciones de riesgo o limitación de uso; la situación resultante conducirá a averías, fallas, paradas no programadas, interrupciones de suministro que hoy en día son tan negativas ante el cliente final.



Figura 2.9 Incendio en un transformador debido a una falla

2.3 Esfuerzos que actúan sobre transformadores

Los principales esfuerzos que actúan sobre un transformador de potencia, ya sea individualmente o en combinación, son:

Mecánicos: Esfuerzos entre conductores, cables y devanados debido a sobre corrientes de carga de corto tiempo, corrientes de falla causada principalmente por el sistema de cortocircuito y corrientes de irrupción, bajo condiciones de energización.

Térmicos: Esfuerzos térmicos, calefacción por sobre calentamiento locales, asociadas a un tiempo corto, corrientes de sobrecarga y el flujo de fuga durante la carga por sobre la nominal, o debido al mal funcionamiento de los sistemas de refrigeración.

Dieléctricos: Esfuerzos, debido a las sobretensiones transitorias, las condiciones del sistema de impulso, o resonancias internas dentro de los devanados.

2.4 Mantenimiento de transformadores de potencia

El aislamiento del bobinado de la gran mayoría de transformadores de potencia, está conformado por papel como aislante sólido y aceite mineral como fluido aislante y refrigerante. La vida del transformador es la vida del papel; y el objetivo es maximizar la vida útil del transformador.

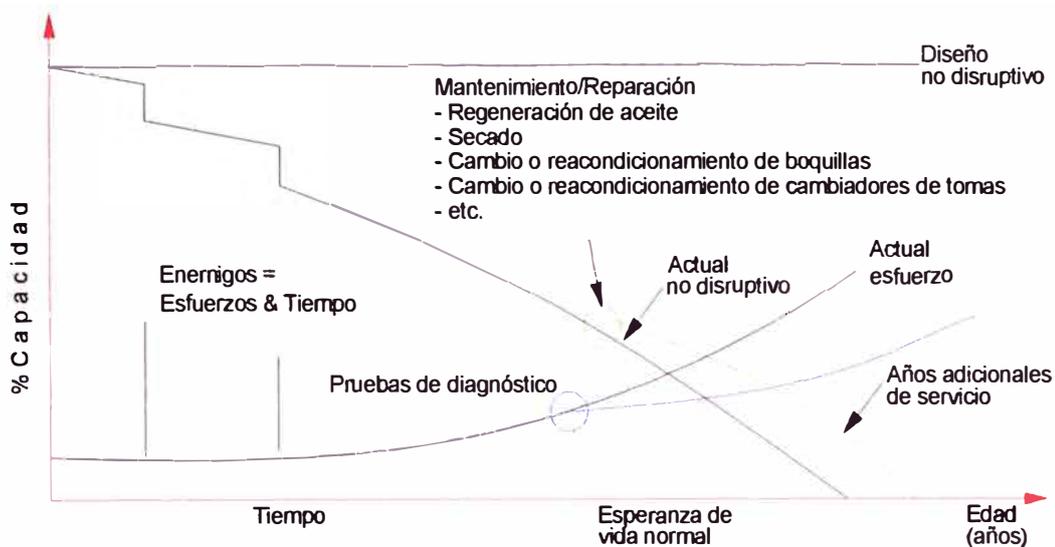


Figura 2.10 Porcentaje de capacidad vs tiempo

Uno de los pasos más importantes que hay que tomar en cuenta, es cuando se decide iniciar un plan de mantenimiento en los transformadores, establecer una frecuencia para realizar las diferentes pruebas al transformador.

2.4.1 Tipos de mantenimiento al transformador de potencia:

a) Mantenimiento Correctivo

Reparación del transformador una vez que se ha producido el fallo.

Desventajas: paradas imprevisibles, baja calidad en la reparación (por el tiempo que no está programado), peligro a las instalaciones y personas.

b) Mantenimiento Preventivo

Inspecciones periódicas y renovación de elementos dañados.

Desventajas: costoso, rutinario, produce excesivas paradas y no siempre son posibles.

c) Mantenimiento Predictivo

Diagnóstico de las instalaciones para predecir la avería. Suple las desventajas del correctivo y preventivo.

El mantenimiento predictivo está basado en la observación de las condiciones y análisis de los parámetros de funcionamiento de una instalación con el fin de detectar una falla antes que suceda para dar tiempo a planificar una corrección.

- Parámetros iniciales del transformador
- Ensayos regulares y planificados para conocer la evolución
- Ensayos excepcionales, tras descargas atmosféricas, alarmas o disparos del sistema de protección.

2.4.2 Métodos de diagnóstico

La tabla 2.1 presenta las técnicas de diagnóstico más ampliamente utilizadas para transformadores de potencia, junto con su campo de aplicación, estado actual, la eficacia,

y referencias específicas. Las técnicas de diagnóstico pueden dar información sobre la detección de fallas incipientes, así como sobre el origen o lugar específico en una estructura del transformador.

Tabla 2.1 Diagnóstico más importantes para un transformador de potencia [1]

PROBLEMAS	TÉCNICAS DE DIAGNOSTICO	CONDICIONES DE SERVICIO DE LOS EQUIPOS ²	ESTADO DE LA TÉCNICA DE DIAGNÓSTICO ³	PROBADA EFICACIA DE LA TÉCNICA DE DIAGNÓSTICO ⁴
MECÁNICA	1. Corriente de excitación	OFF-S	A	M
	2. Impulso de baja tensión	OFF-S	A	L
	3. análisis de la respuesta de frecuencia	OFF-S	A	H
	4. Medición de la inductancia de fuga	OFF-S	A	M/H
	5. Capacitancia	OFF-S	A	H
TÉRMICA	<u>ANÁLISIS DE GAS EN ACEITE</u>			
	6. Cromatografía de gases	ON	A	H
	7. Método de hidrogeno equivalente	ON	A	M
	<u>DETERIORO DEL PAPEL-ACEITE</u>			
	8. Método DP ⁵ – cromatografía líquida	ON	B	M/H
	9. Analisis de furanos	ON	B	M/H
DIELÉCTRICA	<u>DETECCIÓN DE PUNTOS CALIENTES</u>			
	10. sensores invasivos	ON	B	L
	11. La termografía infrarroja	ON	A	H
DIELÉCTRICA	<u>ANÁLISIS DE ACEITE</u>			
	12. Humedad, Esfuerzo eléctrico, resistividad, etc.	ON	A	M
	13 Relación de Transformación	OFF-S	A	L
	<u>MEDIDA PD⁶</u>			
	14. Método ultrasonido	ON	B	M/H
15. Método eléctrico	ON	B	M/H	
DIELÉCTRICA	16. Factor de potencia y capacitancia	OFF-S	A	H
	17. Respuesta de frecuencia dieléctrica	OFF-S	A	H

²OFF-S: Equipo fuera de servicio en el sitio, ON: Equipo en servicio

OFF - L: Equipo fuera de servicio en el laboratorio

³A: Generalmente aplicado, B: fase de desarrollo.

⁴H: alto, M: medio, B: Baja.

⁵DP: Grado de polimerización

⁶PD: Descarga parcial

2.4.3 Rentabilidad económica

a) El mantenimiento predictivo

- Solo se interviene cuando es necesario.
- Los tiempos de reparación se acortan al conocer el alcance del problema.
- Al intervenir la avería en una fase inicial, el coste de reparación será inferior.
- Conociendo nuestros equipos podemos tomar medidas para alargar su vida y así reducir los costes de reinversión.
- Se reduce el almacenamiento de repuestos y los equipos por duplicado.
- Se consiguen bonificaciones de los seguros.
- Es importante para transformadores grandes.



Figura 2.11 Reducción de costos

b) Estadísticas de la IEEE

- Fallas en Devanados.....51%
- Fallas en el Cambiador de Tomas.... 19%
- Fallas en los Bujes o Bushings.....9%
- Fallas en las cajas de conexión.....6%
- Fallas en el núcleo.....5%
- Fallas misceláneas.....10%

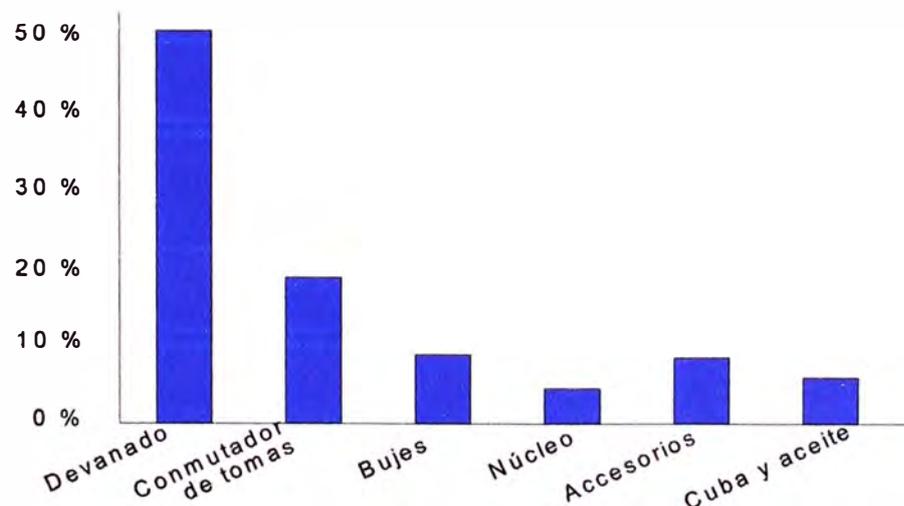


Figura 2.12. Fallas vs Componentes del transformador

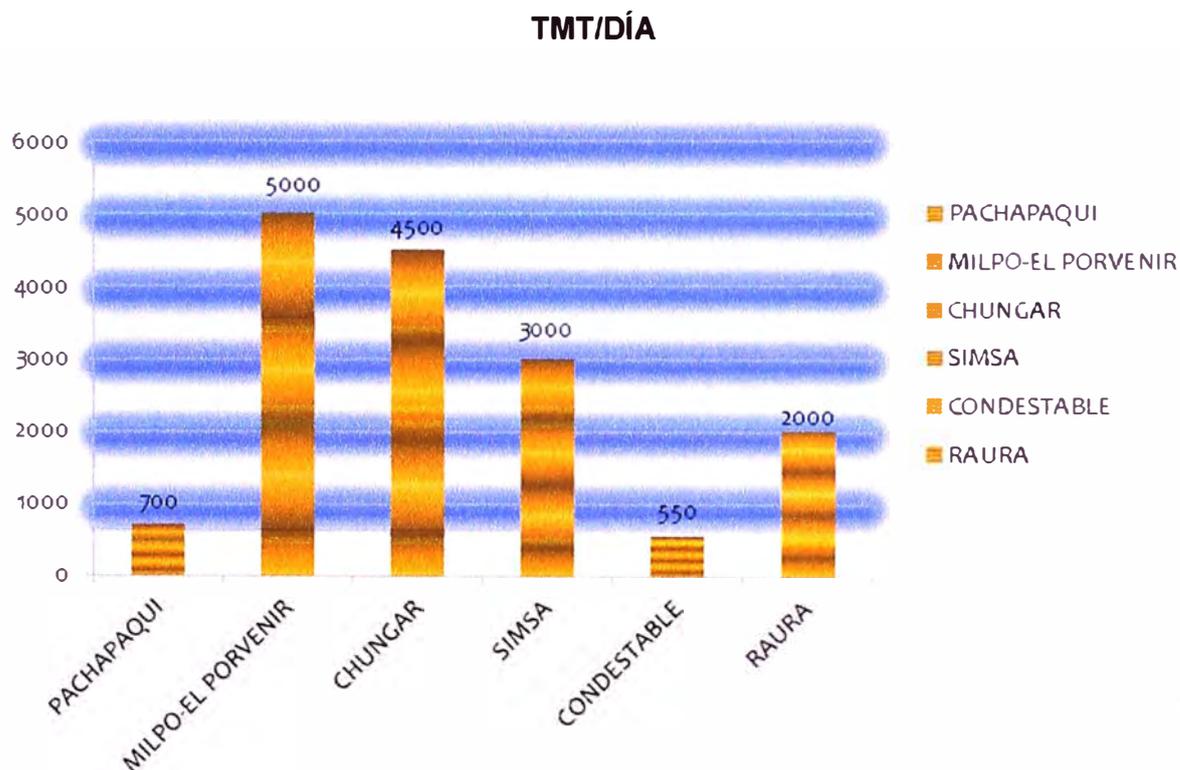
Tabla 2.2 Cuadro comparativo precio mantenimiento con precio de transformador nuevo¹

ITEM	DESCRIPCIÓN DE SERVICIOS REALIZADOS POR M&P INGENIEROS SAC ¹	FECHA EJECUCIÓN	PROPIETARIO	PRECIO MANTTO PREDICTIVO	PRECIO TRAFU NUEVO	PRECIO MANTTO /PRECIO NUEVO (%)
1	Mantenimiento de transformador de potencia de 3 MVA, 48/13.2kV	Mayo, 2006	ELECTROCENTRO S.A.	\$ 16,101	\$ 50,000	32.20
2	Mantenimiento del transformador Principal de 6 MVA; 10/2.3kV	Agosto, 2006	DOE RUN PERU S.R.L.	\$ 16,101	\$ 80,000	20.12
3	Mantenimiento del transformador de Potencia de 8.4 MVA; 35.2/6kV	Febrero, 2007	SIMSA	\$ 16,499	\$ 120,000	13.74
4	Mantenimiento del transformador de Potencia TR1 de 14 MVA; 60/10kV	Octubre, 2009	ELECTRO UCAYALI S.A.	\$ 25,854	\$ 200,000	12.93
5	Mantenimiento del transformador de Potencia de 25/15/12 MVA; 134/60/13.2kV	Enero, 2010	ELSE	\$ 15,544	\$ 350,000	4.44
6	Mantenimiento del transformador de Potencia de 9.4 MVA; 66/10.5kV	Junio, 2010	EGESUR	\$ 29,772	\$ 135,000	22.05
7	Mantenimiento del transformador de Potencia de 8/10 MVA; 33.5/10.4kV	Enero, 2011	SEAL	\$ 18,501	\$ 120,000	15.41
8	Mantenimiento del transformador de Potencia de 25 MVA; 134/60/13.2kV	Febrero, 2011	ELSE	\$ 19,500	\$ 380,000	5.13
9	Mantenimiento del transformador de Potencia de 10 MVA; 32.6/10.85kV	Marzo, 2011	SEAL	\$ 40,954	\$ 120,000	34.12
10	Mantenimiento del transformador de Potencia TR2 de 14 MVA; 60/10kV	Mayo, 2011	ELECTRO UCAYALI S.A.	\$ 25,500	\$ 200,000	12.75
11	Mantenimiento del transformador de Potencia de 10 MVA; 33.5/10.4kV	Junio, 2011	SEAL	\$ 24,339	\$ 120,000	20.28
12	Mantenimiento del transformador de Potencia de 5/2.5/3 MVA; 60/22.9/13.2	Julio, 2011	ELSE	\$ 29,094	\$ 108,000	26.93
13	Mantenimiento del transformador de potencia de 24 MVA	Marzo, 2012	EGESUR	\$ 19,528.30	\$ 280,000	6.98

¹ Fuente: M&P Ingenieros SAC, precios en US \$

De acuerdo al cuadro comparativo, se observa que el porcentaje de Precio Mantenimiento / precio nuevo del transformador, varía del 4.4 – 32%, lo que origina un gran ahorro.

Por lo tanto es importante el **Plan de Mantenimiento** para que garantice la disponibilidad del transformador, que permita obtener una alta confiabilidad y continuidad de la transmisión de energía y por ende el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales (Minería; Industrias; Comercios).



Cobre: US\$ 8,100 TM

Plomo: US\$ 2,050 TM

Zinc: US\$ 1,930 TM

Figura 2.13 Toneladas métricas de mineral por compañía minera

CAPÍTULO III

TEORÍA DE PRUEBAS ELÉCTRICAS

3.1 Factor de potencia, pérdidas y capacitancia:

La medida de la Capacitancia (C) y del Factor de disipación (DF) es un reconocido e importante método de diagnóstico de aislamiento puede detectar:

- Envejecimiento y fallos de aislamiento.
- Contaminación por partículas de los líquidos del aislamiento.
- Agua en aislamiento sólido y líquido.
- Descargas parciales.

3.1.1 Fundamento Teórico

a) Factor de potencia

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

La corriente total tiene dos componentes, uno resistivo y el otro capacitivo, que se puede medir por separado. Muy simplemente, el factor de disipación es la relación de corriente resistiva a corriente capacitiva, y factor de potencia es la relación de corriente resistiva a corriente total que fluye a través del aislamiento.

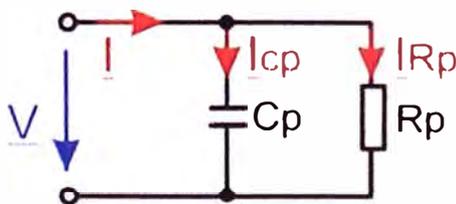


Figura. 3.1 Diagrama de vectores simples
Para la prueba de factor de pérdida

Dónde:

V: Voltaje aplicado
Rp: pérdidas

Cp: Capacitancia sin pérdidas
Icp: Corriente capacitiva

I: Corriente total
IRp: Corriente resistiva

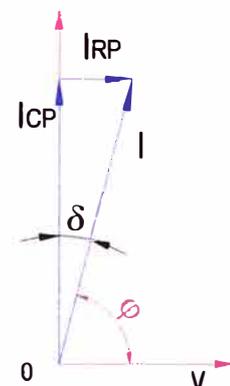


Figura 3.2 Diagrama fasorial del
factor de potencia

En un aislamiento real con pérdidas dieléctricas, este ángulo φ es inferior a 90° . El ángulo $\delta = 90^\circ - \varphi$, se llama ángulo de pérdidas, a consecuencias de las pérdidas figura 3.2. El comportamiento del aislamiento se puede representar por medio de un circuito equivalente que consta de un condensador ideal con una resistencia paralela. Circuito paralelo, figura 3.1

$$\tan \delta = \frac{I_{RP}}{I_{CP}} = \frac{V}{R_p} / \frac{V}{X_c} = \frac{X_c}{R_p} = \frac{1}{R_p \omega C_p} \quad (3.1)$$

Dentro de los límites de funcionamiento normal, el valor de tangente delta no está sensiblemente ligado a la frecuencia ni al campo eléctrico, en cambio la temperatura resulta el parámetro que más influye.

Su medición permite la evaluación del resultado de pruebas dieléctricas, poniendo en evidencia eventuales alteraciones de naturaleza físico – químico o degradamientos del dieléctrico durante las pruebas. Asimismo también se puede representar como circuito en serie según figura 3.3 y gráfica vectorial según figura 3.4

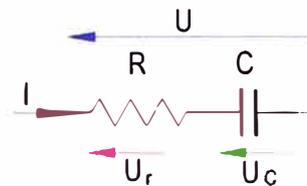


Figura 3.3 Circuito R-C serie

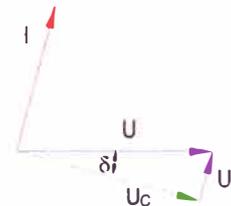


Figura 3.4 Gráfica vectorial de tensiones

$$\tan \delta = \frac{U_r}{U_c} = \frac{I \cdot R}{I \cdot X_c} = \frac{R}{X_c} = \omega \cdot R \cdot C \quad (3.2)$$

$$\tan \delta = \omega \cdot C_x \cdot R_x = \omega \cdot \frac{C_3 \cdot R_1}{R_2} \cdot \frac{C_1 \cdot R_2}{C_3} = \omega \cdot C_1 \cdot R_1 \quad (3.3)$$

La medida del factor de disipación o factor de potencia es una herramienta de diagnóstico importante para evaluar la calidad del aislamiento a una determinada frecuencia por ejemplo de 50 o 60 Hz. El aislamiento de un transformador consta de aceite, separadores y barreras. El circuito equivalente de un aislamiento real su representación es muy compleja Para la humedad de la celulosa, tenemos la siguiente figura.

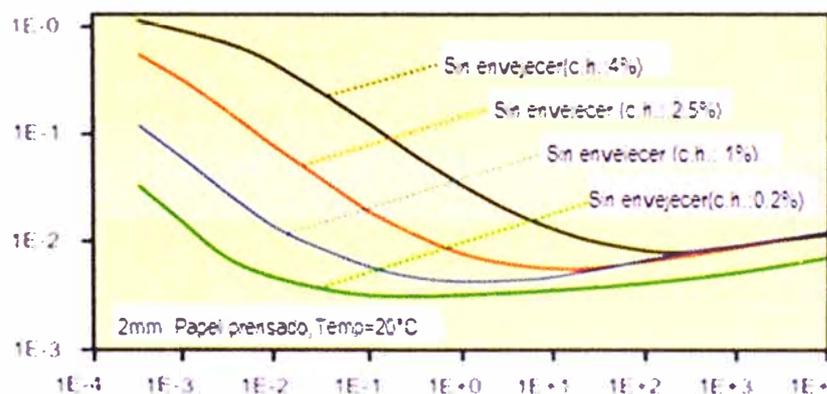


Figura 3.5 Gráfica FP Vs Frecuencia del cartón prensado a diferente humedad

- La tangente delta da una detallada indicación del estado general del sistema aislante ensayado.
- Debido a que se trata de un ensayo de tensión alterna y alta tensión, solicita al elemento bajo prueba unas condiciones de trabajo muy similares a las reales.
- El ensayo de tangente delta es normalmente realizado a tensiones menores o iguales a la nominal, evitando con ello dañar el aislamiento bajo ensayo.

a.1) Factor de corrección de temperatura para factor de potencia de aislamiento

Dependen de los materiales aislantes y de su estructura, contenido de humedad, etc. Los valores del factor K' se enumeran en la tabla 3.1, que son valores típicos para fines prácticos para su uso en la ecuación (3.4)

$$F_{p20} = \frac{F_{pt}}{K'} \tag{3.4}$$

Dónde:

F_{p20}: es el factor de potencia corregido a 20°C. T: temperatura de prueba (°C)

F_{pt}: es el factor de potencia medido a una temperatura K': Factor de corrección

Tabla 3.1 Factor de corrección de temperatura para factor de potencia de aislamiento cuando no se usa el CPC 100 [10]

Temperatura del aislamiento (°C)	Factor de corrección K	Temperatura del aislamiento (°C)	Factor de corrección K	Temperatura del aislamiento (°C)	Factor de corrección K
10	1.56	30	1.12	50	0.53
15	1.54	35	1.08	55	0.51
20	1.52	40	1.04	60	0.49
25	1.50	45	1.00	65	0.47

b) Capacidad:

El equipo eléctrico considerado en este informe es muy parecido a un condensador simple. Ambos contienen un material dieléctrico (aislante) entre dos electrodos (conductores). La capacitancia es dependiente de las características del material dieléctrico, y en la configuración física de los electrodos. En el aparato eléctrico, si las características de los materiales aislantes o configuraciones de los conductores cambian, una diferencia en la capacitancia medida va a ocurrir. Estos cambios son causados por deterioro del aislamiento, la contaminación o el daño físico.

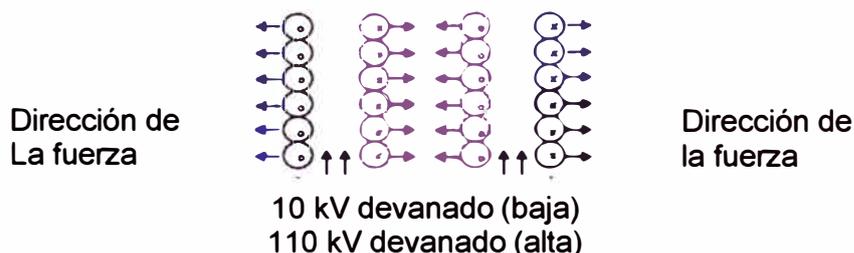


Figura 3.6 Dispersión del flujo magnético; Variación de la capacitancia

3.1.2 Diagrama simplificado de bloques del CPC 100

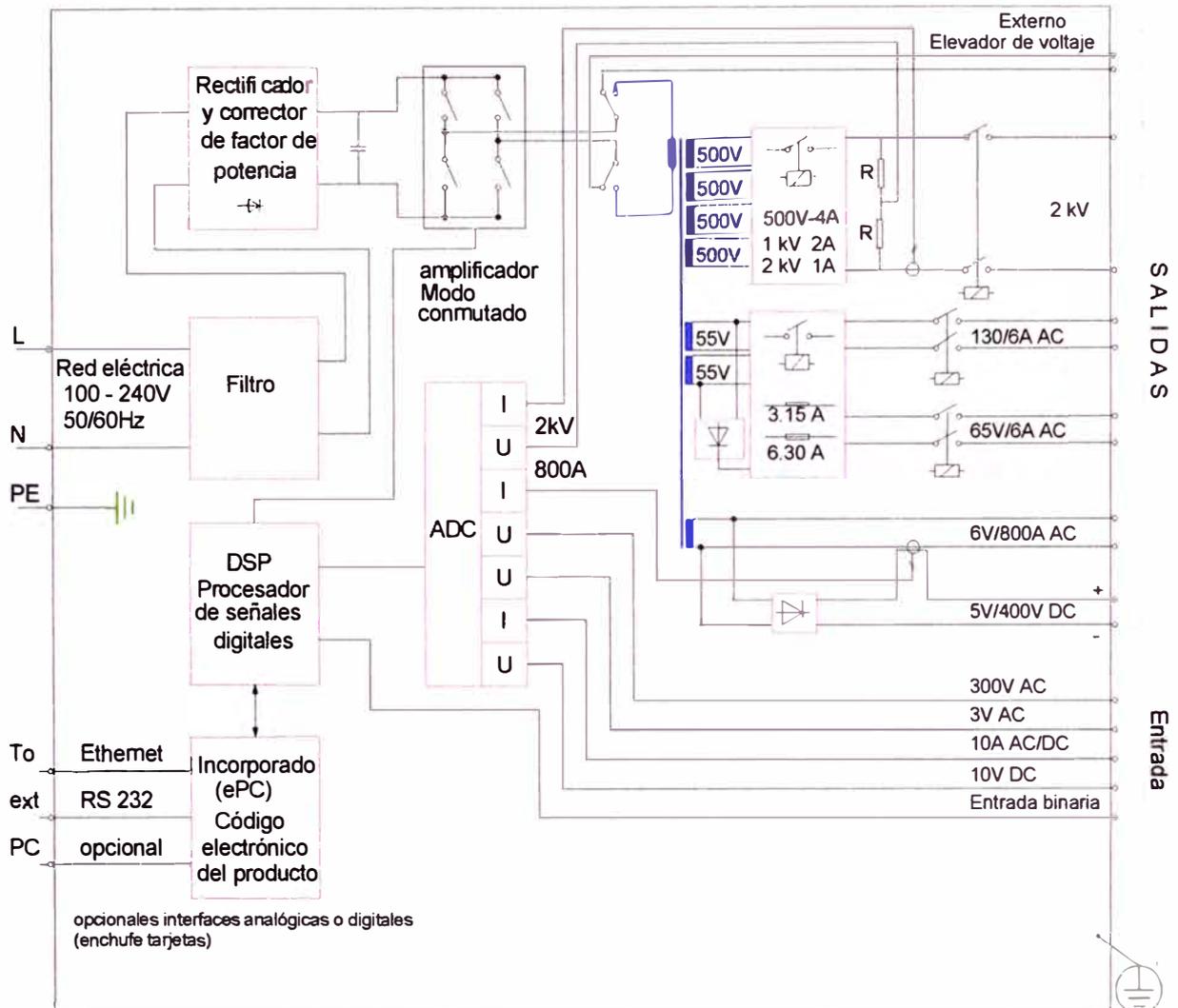


Figura 3.7 Diagrama simplificado del CPC 100

3.1.3 Principio de medición del CP TD1

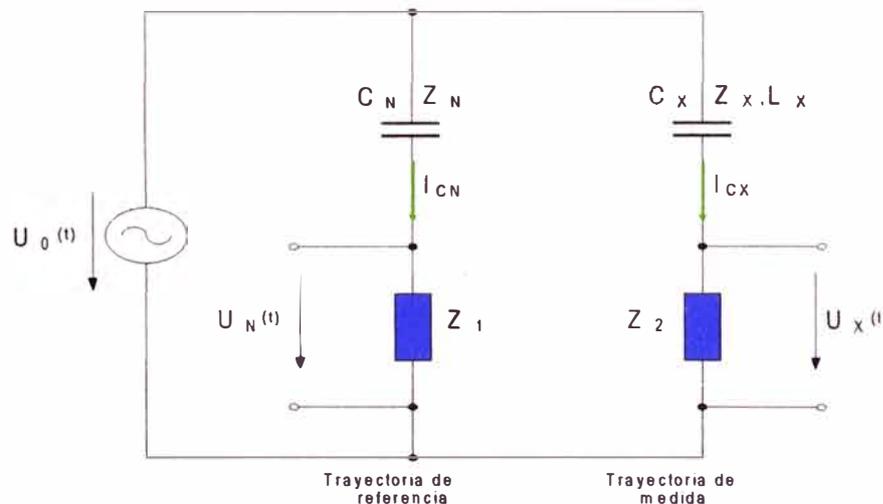


Figura 3.8 Principio de medición de CP TD1

El sistema de pruebas CP TD1 utiliza un método similar al del puente de Schering. La diferencia principal es que el principio de medición (Figura 3.8) del CP TD1 no exige

sintonizar para medir C y DF. Cn es un condensador de referencia aislado por gas con pérdidas inferiores a $10 \text{ E-}5$. En laboratorio se usan habitualmente condensadores de este tipo para obtener medidas precisas, ya que la temperatura ambiente del laboratorio normalmente es de 20 a 25°C ($68 - 77^\circ\text{F}$). Al efectuar medidas en planta, sin embargo, las temperaturas pueden variar considerablemente, lo que provoca variaciones en la geometría de los electrodos.

El CP TD1 tiene en cuenta todos estos efectos y lo compensa electrónicamente, por lo que ahora es posible, por primera vez, medir en campo hasta $\text{DF} = 5 \times 10 \text{ E-}5$. En la Figura 3.9 se muestra el diagrama de circuito equivalente completo.

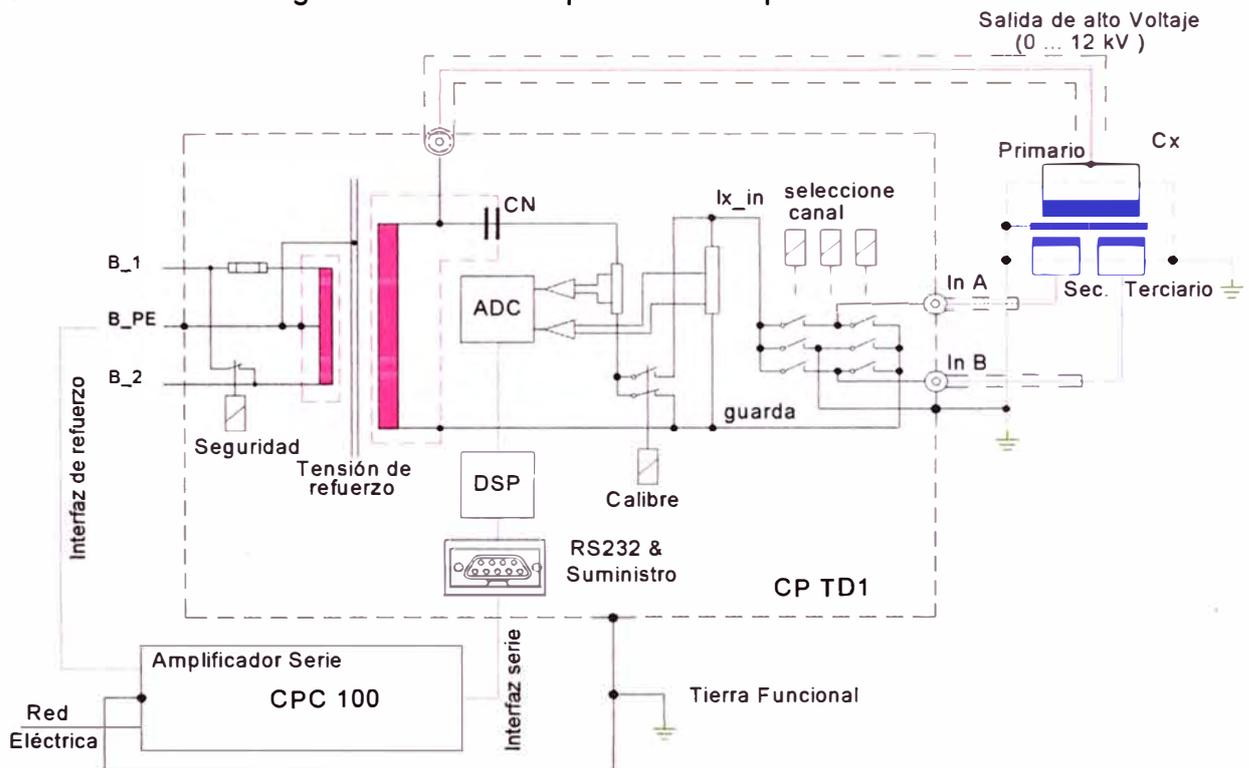


Figura 3.9 Principio de medición de CP 100 + TD1. Circuito equivalente completo.

Hasta el día de hoy, la disipación o el factor de disipación se han medido únicamente a la frecuencia de línea. Con la fuente de alimentación descrita, ahora es posible hacer estas medidas del aislamiento en un amplio rango de frecuencias. Además de la posibilidad de aplicar exploraciones de frecuencia, se pueden hacer medidas a frecuencias distintas de la frecuencia de línea y sus armónicos. Con este principio, las medidas también son posibles en subestaciones de alta tensión con presencia de fuertes interferencias electromagnéticas.

a) Precauciones especiales antes de la prueba

En la preparación para la prueba, todos los bushings de alta tensión deben estar equipados, con anillos corona de tamaño suficiente, a fin de eliminar todas las posibilidades de descarga de aire corona. Para evitar el efecto corona en la parte baja,

todos los bordes afilados o puntas en la parte superior y cerca del tanque del transformador debe ser enmascarada cubriéndolos con tubos semiconductores neumáticos inflados internas o anillos corona galvánicamente conectados al tanque. Los salientes más pequeñas también pueden estar cubiertos con parches de masilla semiconductor. Todos los aisladores de alta tensión deben ser cuidadosamente limpiados y secados. Inmediatamente antes de la prueba, una vez más que debe limpiarse en seco. No debe haber objetos conductores o semiconductores que se debe dejar sin conexión a tierra en el transformador o cerca de ella, ya que esto podría producir descargas de objetos flotantes Por lo tanto, o bien debe ser quitado, cuando esto es posible, o puestas a tierra cuidadosamente.

Si el devanado está en triángulo, la tensión que se aplica al bobinado es de 10 kV. Que es la tensión de fase en el devanado. Si el devanado está en estrella la tensión que se aplica al bobinado es de $10/\sqrt{3}$ que es la tensión de fase en el devanado. Todos los pararrayos del transformador montados deben ser desconectados antes de energizar el transformador para evitar daños a los pararrayos y así no limitar la prueba de tensiones debido a la operación de pararrayos.

Tabla 3.2 Diagnóstico recomendado – Part 1: Oil Filled Power Transformer, Regulators, and reactors [11]

Procedimiento	Transformador nuevo	Servicio del transformador usado
Factor de potencia	< 0.5%	< 2.0%
Total de gas disuelto	< 0.5%	< 0.8%
Contenido de humedad	< 10 ppm	< 15 ppm
Relación de vueltas	en 0,5% de la placa de identificación	en 0,5% de la placa de identificación

b) Procedimiento de prueba

Para realizar las pruebas de transformadores, deben cumplirse las siguientes condiciones:

- El transformador debe estar desenergizado y aislado por completo de la red de energía eléctrica, según las operaciones establecidas por el usuario.
- El supervisor encargado deberá de proporcionar la orden de trabajo y el permiso correspondiente para iniciar con las pruebas.
- La carcasa del transformador debe de estar debidamente conectado a tierra.
- Antes de manipular de cualquier modo la unidad CP TD1 o la CPC 100, conéctelas a tierra equipotencial por medio de una conexión sólida que tenga como mínimo una sección de 6mm². Conecte a tierra el CP TD1 lo más cerca posible de la CPC 100.
- No operar con los equipos OMICRON en presencia de explosiones, gases o vapores.

- Se realizará una limpieza de los terminales del transformador, con la finalidad de eliminar cualquier impureza que pueda alterar los resultados.
- Todos los bornes, de cada devanado, inclusive los puntos neutros, deben conectarse entre sí con el objeto de poner cada devanado en corto circuito. Los puntos neutros deben estar también desconectados de tierra.
- Proceder con el protocolo de pruebas.

3.1.4 Transformador de dos devanados

La prueba de los transformadores de dos devanados en la figura 3.10 se muestra el diagrama del circuito simplificado de un transformador de dos devanados.

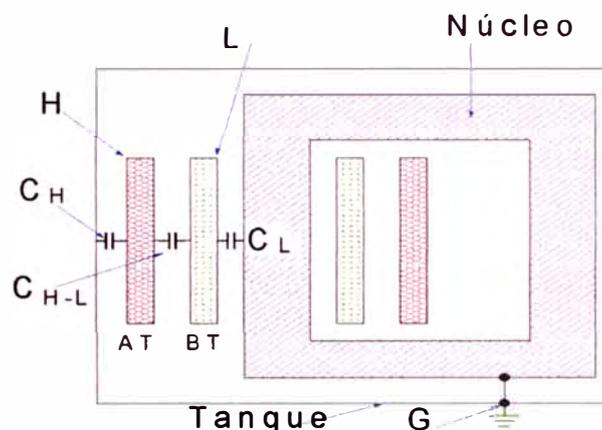


Figura 3.10 Transformador de dos devanados con capacitancias de devanados

Tabla 3.3 Significado de parámetros [6]

H	Devanado de alta tensión	CH	Cond. Entre alta tensión (H) y tierra	CHL	Cond. Entre alta tensión (H) y baja tensión (L)
L	Devanado de baja tensión	CL	Cond. Entre baja tensión (L) y tierra	CLT	Cond. Entre baja tensión (L) y tierra

Tabla 3.4 Parámetros a medir [11]

MODALIDAD DE PRUEBA	PARAMETRO A MEDIR
GST	CH+CHL
GSTg-A	CH
UST-A	CHL
GSTg-A	CL

CH: Refiere a todo el aislamiento entre los conductores de AT, y las partes aterrizadas (núcleo magnético y tanque de alojamiento) que incluyen bushings, aislamiento del devanado, miembros aislantes estructurales y el aceite.

CHL: Referido a todo el aislamiento del devanado, separadores y aceite entre los devanados de Alta y Baja Tensión.

CL: Referido a todo el aislamiento entre los conductores de BT, y las partes aterrizadas que incluyen bushings, aislamiento del devanado, miembros aislantes estructurales y el aceite.

a) Métodos de prueba

Existen 3 métodos básicos de prueba: UST, GST y GSTg.

UST: en inglés Ungrounded Specimen Test, se emplea cuando el equipo sometido a prueba no está puesto a tierra, mide la corriente que no circula a tierra la figura 3.11 muestra la conexión.

GST: en inglés Grounded Specimen Test, la prueba tiene como objeto medir toda la corriente de fuga que circula a tierra y que circula hacia el cable de bajo voltaje, que está puesto a tierra. La figura 3.12 muestra la conexión.

GSTg: Indica una prueba con puesta a tierra y con protección. En este modo se mide la corriente de fuga hacia tierra obviando la corriente que circula por el cable de bajo voltaje, la figura 3.13 muestra la conexión.

b) Conexión Transformador trifásico de dos devanados por el lado AT: 1 / 2

b.1) (UST-A) Modelo de tierra flotante de prueba

Este modelo es usado para medir CHL, donde la corriente circula por el circuito de las líneas sólidas HL y pasa por el medidor.

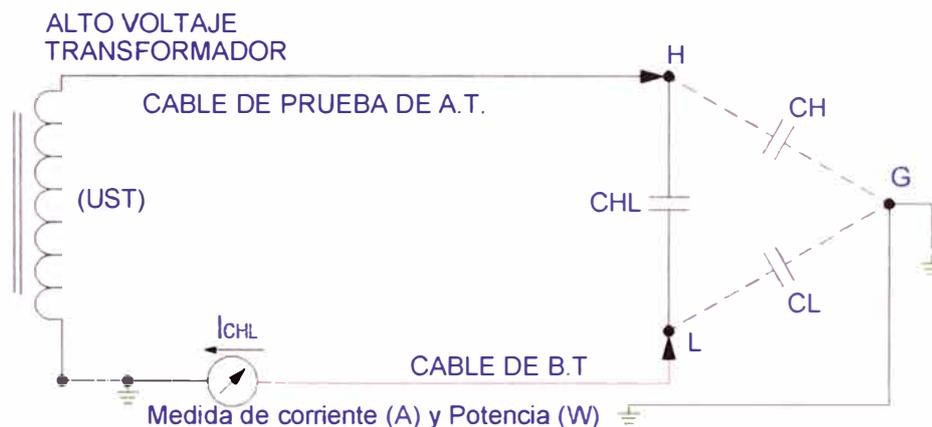


Figura 3.11 Medida de factor de potencia del aislamiento CHL

b.2) (GST) Modelo de tierra de prueba

En este circuito las corrientes circulan por HL y por HG.

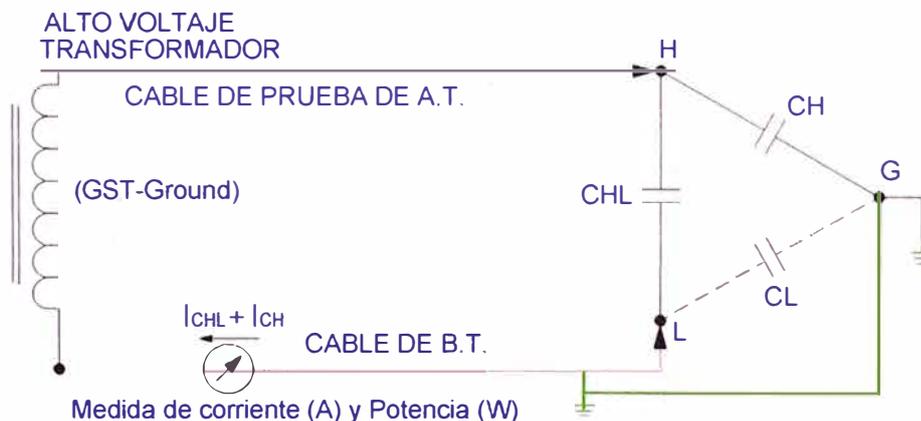


Figura 3.12 Medida de factor de potencia del aislamiento CH + CHL

b.3) (GSTg-A) Modelo de tierra de prueba

En este circuito la corriente circula por HG y tierra.

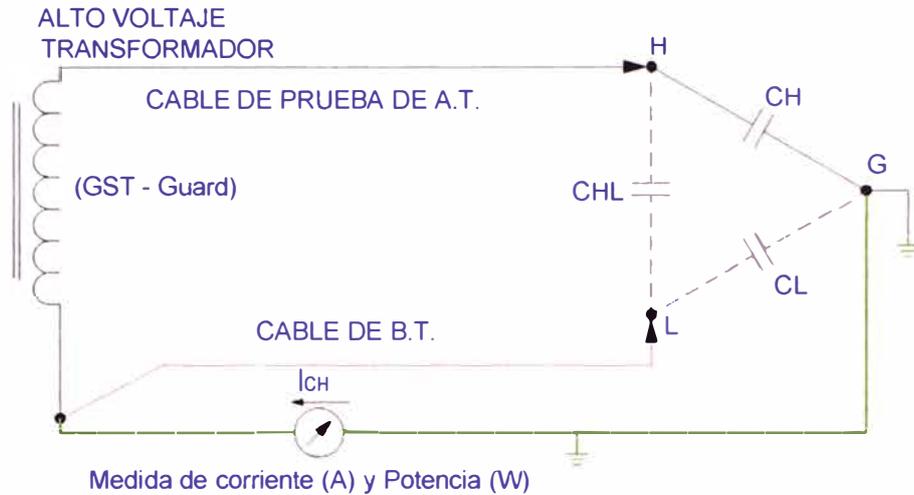


Figura 3.13 Medida de factor de potencia del aislamiento CH

c) Conexión Transformador trifásico de dos devanados por el lado BT: 2/2

c.1) (GSTg-A) Modelo de Tierra de prueba

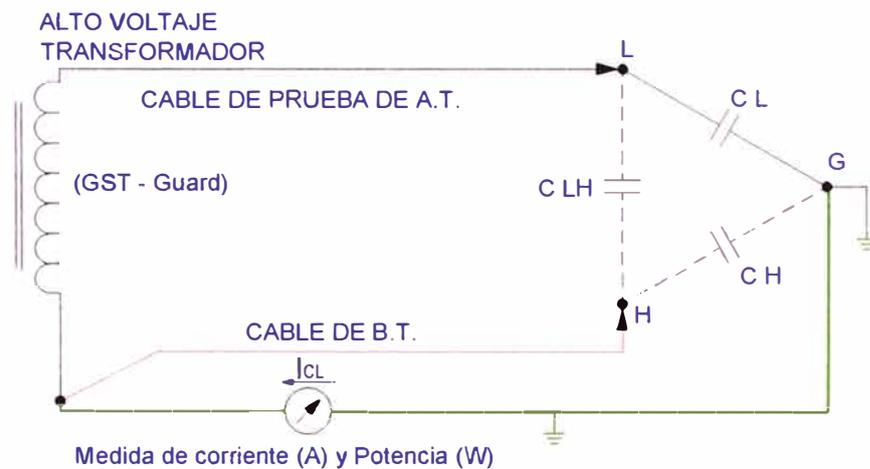


Figura 3.14. Medida de factor de potencia de aislamiento CL

c.2) (GST) Modelo de tierra de prueba

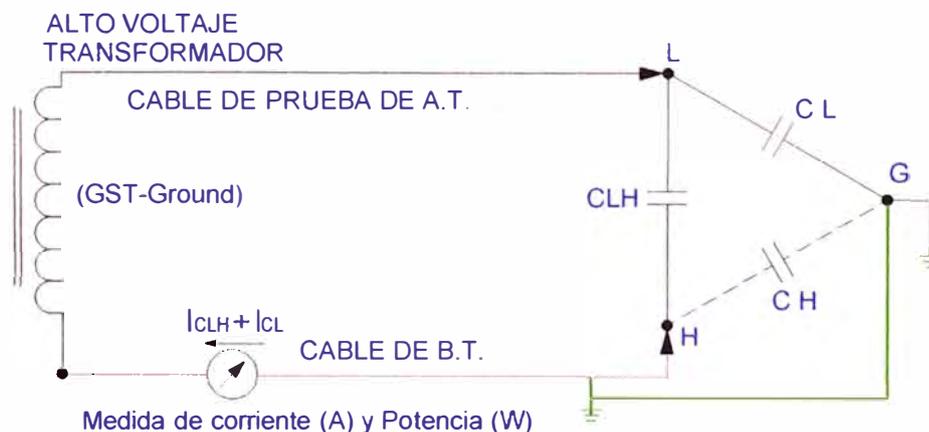


Figura 3.15 Medida de factor de potencia del aislamiento CL + CLH

d) Modelo dieléctrico de un transformador de dos devanados

El aislamiento dieléctrico es representado por un modelo capacitivo, como indica la figura 3.16

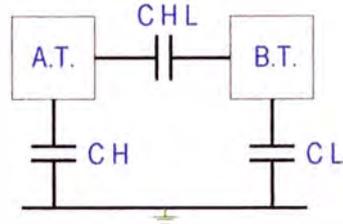


Figura 3.16. Transformador de dos devanados según IEEE 62 – 1995

e) Prueba de transformador de dos (2) devanados

Tabla 3.6 Configuración de medición para transformador de dos devanados [1]

Modo de prueba	Devanado HV ⁷	Devanado BT ⁸	Tanque/Núcleo	Capacitancia medida
GST	Cable HV	Cable Meas. ⁹	Cable de tierra	CH + CHL
GST/g	Cable HV	Cable Meas. (con guarda)	Cable de tierra	CH
UST	Cable HV	Cable Meas.	Cable de tierra (con guarda)	CHL
GST	Cable Meas.	Cable HV	Cable de tierra	CL + CHL
GST/g	Cable Meas. (con guarda)	Cable HV	Cable de tierra	CL
UST	Cable Meas.	Cable HV	Cable de tierra (con guarda)	CHL

⁷ HV: alta tensión ⁸ LV: Baja tensión ⁹ Meas: medido

f) Modelo dieléctrico de un transformador de tres devanados

El aislamiento dieléctrico es representado por un modelo capacitivo.

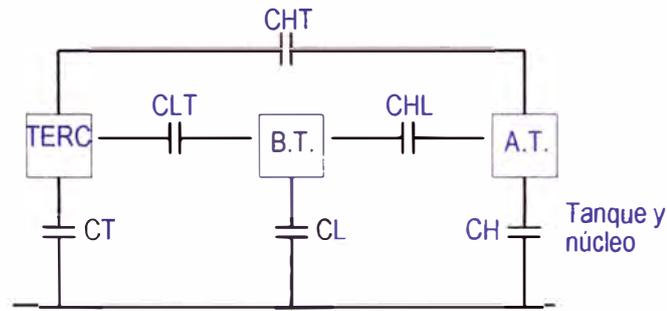


Figura 3.17. Transformador de tres devanados según IEEE 62 -1995

3.2 Corriente de Excitación

3.2.1 Teoría de Corriente de Excitación

Prueba de Corriente de excitación, La corriente de excitación es aquella requerida por el transformador para mantener el flujo magnético en el núcleo. Se obtiene aplicando voltaje AC, al primario del transformador, manteniendo el secundario abierto.

Aplicando voltaje AC a cada uno de los devanados de AT.

- Fase A, luego Fase B y Fase C.
- Todos los otros devanados están flotando.
- Configuración de Prueba UST en equipo de pruebas de Factor de Potencia (FP).

La prueba de corriente de excitación provee un medio para detectar problemas en:

- Defectos en la estructura del núcleo magnético.
- vueltas cortocircuitadas en el arrollamiento.
conexiones eléctricas débiles, etc.

Estas fallas aumentan la reluctancia aparente del circuito magnético y pueden detectarse por un nivel anormal alto de la corriente de excitación requerida para generar un flujo determinado a través del núcleo.

Esta prueba se debe realizar antes de cualquier prueba de corriente continua (CC). Los resultados serán incorrectos debido al flujo residual del núcleo, que fue iniciado por la corriente continua.

Se debe registrar los resultados de las pruebas para futuras comparaciones. Se realiza con el mismo equipo utilizado para la medición del factor de Potencia. En la prueba de corriente de excitación la inyección de voltaje se efectúa normalmente por el lado de alta tensión, ya que de esta forma el valor de la corriente requerida es menor. Si la conexión del transformador es en estrella, la conexión deberá efectuarse entre fase y neutro, con el neutro desconectado. En caso de que la conexión sea en delta, la prueba se hace entre fase y fase. El terminal que queda libre debe ser conectado a tierra. En el caso de transformadores trifásicos, tipo núcleo, los resultados mostrarán dos corrientes iguales y una diferente. Si el lado de baja tensión se encuentra en estrella y posee conexión a tierra esta deberá estar conectada.

En un transformador trifásico estrella-delta o delta-estrella, la corriente de excitación será mayor en las dos fases exteriores que en la fase intermedia. Sólo se pueden comparar las dos corrientes mayores.

- Si la corriente de excitación es inferior a 50 mA, la diferencia entre las dos corrientes mayores debe ser inferior al 10%.
- Si la corriente de excitación es superior a 50 mA, la diferencia debe ser inferior al 5%.

En general, si existe un problema interno, estas diferencias serán mayores. En este caso otras pruebas también indicarán anomalías, y se debería contemplar una inspección interna. Según la referencia de la página 146 del Service Handbook for transformer de ABB. La prueba de corriente de excitación debe realizarse en todas las posiciones del cambiador de tomas del transformador, en especial si este es bajo carga.

Muchos usuarios no efectúan pruebas modificando la posición del cambiador de tomas sin carga, alegan que el cambiador pudiera estar dañado y el movimiento pudiera ocasionar una falla en el cambiador de tomas que pudiera inhabilitar al transformador.

a) Procedimiento de prueba

1. El transformador debe estar desenergizado y aislado por completo de la red de energía

Eléctrica.

2. La carcasa del transformador debe de estar debidamente conectada a tierra.
3. Los bornes del lado de alta y baja tensión deben estar desconectados, sin cortocircuitos.
4. Proceder con el protocolo.

b) Diagrama de conexionado del transformador trifásico:

b.1) Conexionado lado de Alta Tensión en estrella “Y”

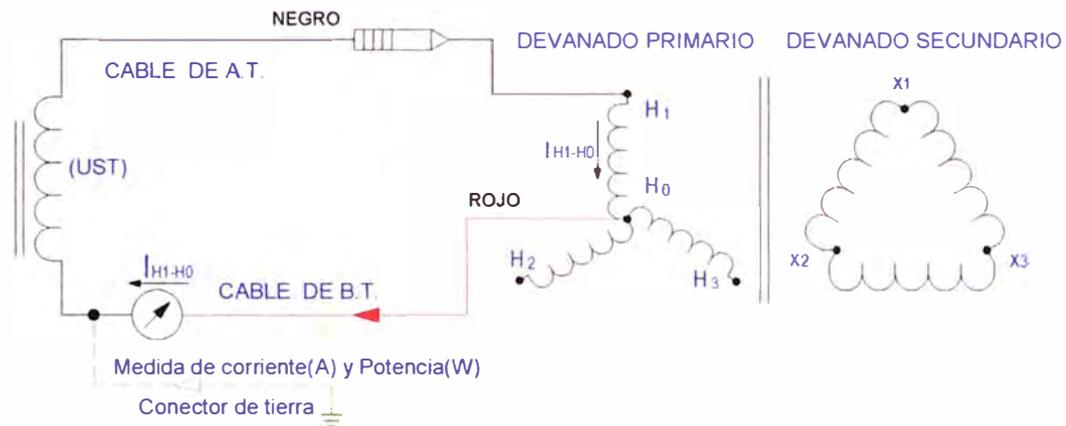


Figura 3.18. Medida de la corriente de excitación $H_1 - H_0$

b.2) Protocolo de prueba para diferentes fases en A.T. en estrella

Tabla 3.7 Protocolo para medir corriente de excitación en estrella [8]

Medidas Símbolo Terminal	Conexiones de los cables de prueba			Devanado Secundario	Terminales Flotantes
	Negro (Alta tensión)	Rojo (Baja tensión)	Tierra		
$H_1 - H_0$	H1	H0	---	---	H2, H3, x1,x2,x3
$H_2 - H_0$	H2	H0	---	---	H1, H3, x1,x2,x3
$H_3 - H_0$	H3	H0	---	---	H1, H2, x1,x2,x3

c) Conexionado lado de Alta Tensión en delta “Δ”

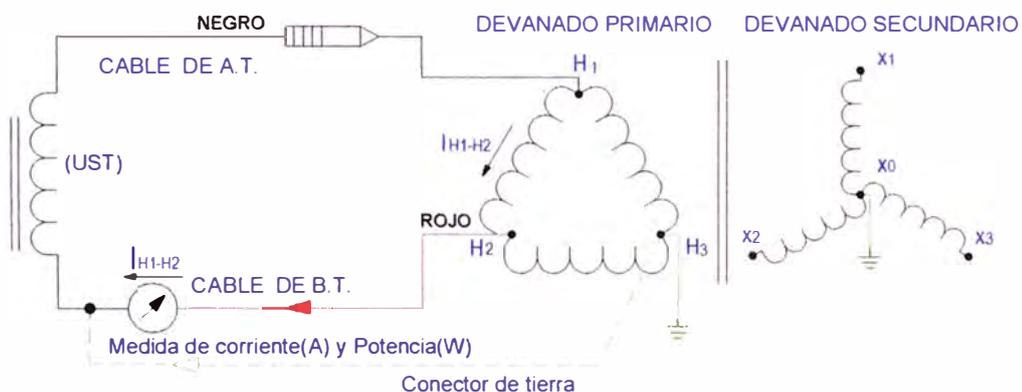


Figura 3.19. Medida de la corriente de excitación $H_1 - H_2$

c.1) Protocolo de prueba para diferentes fases en A.T. en delta

Tabla 3.8 Protocolo para medir corrientes de excitación en delta [8]

Medidas	Conexiones de los cables de prueba			Devanado Secundario	Terminales flotantes
	Negro (Alta tensión)	Rojo (Baja tensión)	Tierra	tierra	
H1 – H2	H1	H2	H3	x0	H2, H3, x1,x2,x3
H2 – H3	H2	H3	H1	x0	H1, H3, x1,x2,x3
H3 – H1	H3	H1	H2	x0	H1, H2, x1,x2,x3

3.3 Relación de transformación

3.3.1 Teoría

La relación de transformación de un transformador es la relación del número de vueltas de un devanado de alto voltaje al de un número de vueltas de un devanado de baja tensión.

La relación de tensión de un transformador es la relación entre la tensión en rms de un voltaje superior a la tensión de bobinado de un voltaje rms inferior de arrollamiento bajo condiciones específicas de carga.

Para todos los propósitos prácticos, cuando el transformador está en circuito abierto, la tensión y los números de vueltas son proporcionales y pueden ser consideradas iguales.

En general la ecuación fundamental de la relación entre el primario y secundario de un transformador relaciona corrientes y voltajes con la relación de transformación (η).

$$\eta = \frac{N_{\text{primario}}}{N_{\text{secundario}}} = \frac{V_{\text{primario}}}{V_{\text{secundario}}} = \frac{I_{\text{secundario}}}{I_{\text{primario}}} \quad (3.5)$$

En particular, se comprueba durante inspecciones regulares (por ejemplo, anual) y se recomienda que también se compruebe antes de devolver el transformador de servicio si la unidad ha sido sometida a un fallo.

3.3.2 Resultados

a) Defectos de fábrica en los devanados

Errores en: Espiras, Polaridad y Configuración de devanados.

b) Falla del aislamiento

- Corto circuito entre espiras por daño de aislamiento.
- Fallas mayores de aislamiento: inter-devanados o devanado a tierra.

3.3.3 Interpretación de la prueba de relación de transformación

La tolerancia de relación de transformación no debe ser mayor a 0,5% o menor de -0.5% de las especificaciones de la placa de identificación para todos los devanados.

Para tres fases, donde sus devanados están conectadas en Y, esta tolerancia se aplica a

la tensión de fase a neutro. Si la tensión entre fase y neutro no está explícitamente indicada en la placa, la calificación de la fase-neutro de tensión debe calcularse dividiendo la tensión de fase a fase en un $\sqrt{3}$. Para transformadores que tienen cambiador de derivaciones, la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de estos se deberá determinar para todos los taps y para todos los devanados.

3.3.4 Mediciones

Las mediciones se hacen típicamente mediante la aplicación de una baja tensión conocida a través de los devanados de alto voltaje (primario) de modo que la tensión inducida por el secundario es más baja, reduciendo con ellos peligros, mientras se realiza las pruebas.

Una de las principales fuentes de error es la excesiva corriente de magnetización, por eso el voltaje de prueba está limitado a una fracción del voltaje nominal del espécimen.

- Se excita el devanado de BT 2, 5, 8 V. Según el equipo de prueba.
- Se excita el devanado de AT 80, 100 V. Según el equipo de prueba.

a) Conexión para relación de transformación Utilizando CP 100 + CP SB1

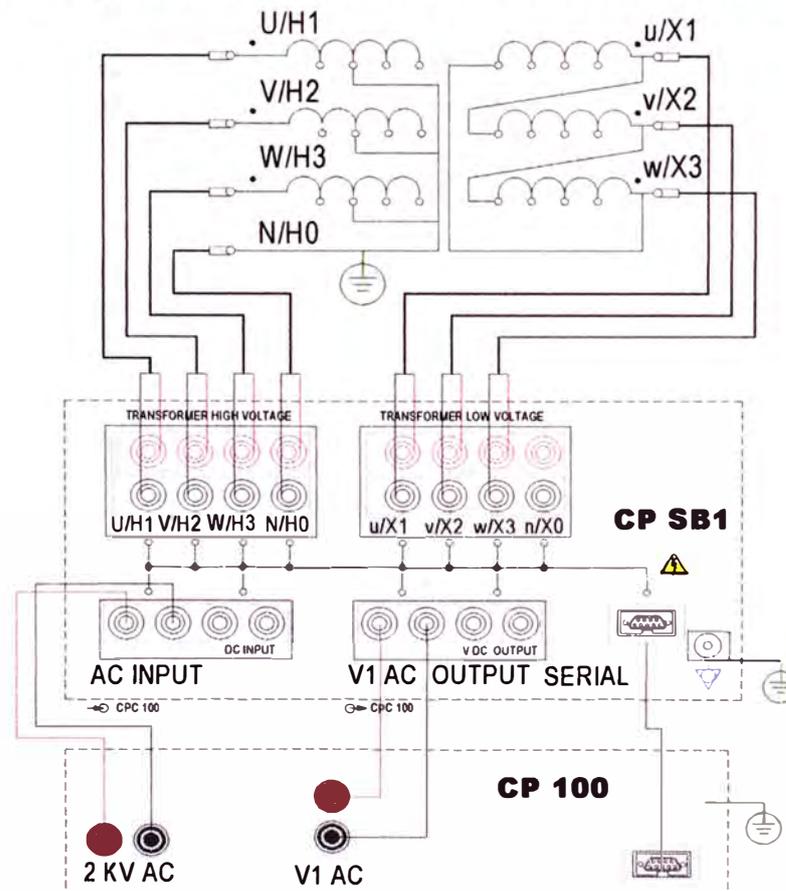


Figura 3.20 grafico del conexionado para relación de transformación con CPC 100 + SB1

En esta forma se mide la relación de transformación automáticamente por cada fase, solo se cambia en forma manual el CBC.

a.1) Voltaje V_{prim} y V_{sec} .

Tabla 3.9 Para nuestro conexionado [5]

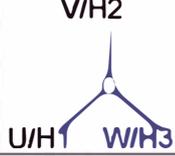
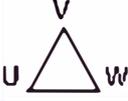
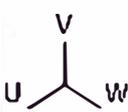
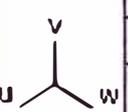
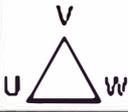
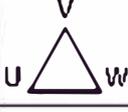
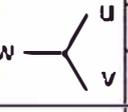
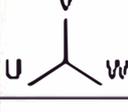
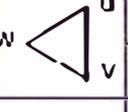
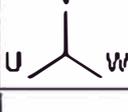
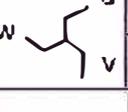
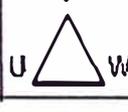
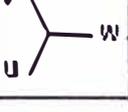
Grupo vectorial	Devanado		Conexión al equipo				Ajustes de Relación	
	AT/H	BT/X	Salida 2 kV		Entrada V1 AC		V_{pri}	V_{sec}
			rojo	negro	rojo	negro		
YNd 11			U/H1	N/H0	u/X1	u/X1	1/√3	--
			V/H2	N/H0	v/X2	w/X3		
			W/H3	N/H0	w/X3	v/X2		

Tabla 3.10 Para otros conexionados [5]

Grupo vectorial IEC 60076	Devanado		Conexión con CPC 100				Ajustes de Relación TP	
	AT/H	BT/X	Salida 2 kV		Entrada V1 AC		V_{prim}	V_{sec}
			rojo	negro	rojo	negro		
Dd0			U/H1	V/H2	u/X1	v/X2	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	v/X2	w/X3		
			W/H3	U/H1	w/X3	u/X1		
Yy0			U/H1	V/H2	u/X1	v/X2	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	v/X2	w/X3		
			W/H3	U/H1	w/X3	u/X1		
Dz0			U/H1	V/H2	u/X1	v/X2	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	v/X2	w/X3		
			W/H3	U/H1	w/X3	u/X1		
Dy5			U/H1	V/H2	n/X0	u/X1	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input checked="" type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	n/X0	v/X2		
			W/H3	U/H1	n/X0	w/X3		
Yd5			U/H1	N/H0	w/X3	u/X1	<input checked="" type="checkbox"/> 1/√3	<input type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	N/H0	u/X1	v/X2		
			W/H3	N/H0	v/X2	w/X3		
Yz5			U/H1	V/H2	n/X0	u/X1	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input checked="" type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	n/X0	v/X2		
			W/H3	U/H1	n/X0	w/X3		
Dy11			U/H1	V/H2	u/X1	n/X0	<input type="checkbox"/> 1/√3	<input checked="" type="checkbox"/> 1/√3
			V/H2	W/H3	v/X2	n/X0		
			W/H3	U/H1	w/X3	n/X0		

3.4 Resistencia óhmica de devanado

3.4.1 Teoría de resistencia óhmica de devanado

Esta prueba es una medida de la resistencia de los conductores en el devanado del transformador, con el fin de detectar anomalías, debido a:

- Conexiones flojas de devanados.
- Espiras en cortocircuito.
- Conductor roto.
- conexionado de boquillas.
- Alta resistencia de contacto en los cambiadores de tomas.

Estas condiciones normalmente darán lugar a puntos de acceso en el devanado o las áreas afectadas y generaran gases calientes de metal en el aceite. Los gases que debe buscar en un DGA en caso de malas conexiones son etileno, etano, y en cierta medida, el metano. Si la DGA sugiere la posibilidad de cualquiera de las situaciones mencionadas anteriormente, una prueba de resistencia del devanado está en orden.

La medición de la resistencia se corrige a cualquiera de 75 ° C o 85 ° C, dependiendo de la subida de la temperatura media del devanado del transformador.

3.4.2 Método de medición del devanado

Para un transformador trifásico conectado en estrella, la resistencia se mide para cada devanado de fase y neutro, si la conexión está conectada en delta, la resistencia se mide para cada devanado de fase a fase. Nótese que para los transformadores conectados en delta, la resistencia medida para cada fase se compone de una combinación en paralelo del devanado bajo prueba y la combinación en serie de los devanados restantes.

Por consiguiente se recomienda:

- Realizar tres mediciones para cada devanado de fase a fase con el fin de obtener los resultados más precisos.
- Permitir que el transformador se asiente sin energía hasta que las temperaturas se igualen (la diferencia entre las temperaturas superior e inferior no sea superior a 5 ° C - ANSI / IEEE C57.12.90) antes de tomar medidas de resistencia.

De acuerdo con la norma IEC 60076-1, con el fin de reducir los errores de medición debido a los cambios en la temperatura, se deben tomar precauciones antes de la medición para:

- Para los transformadores de tipo seco, el transformador estará en reposo en un ambiente constante temperatura durante al menos 3 horas.
- Para los transformadores sumergidos en aceite, el transformador debe estar bajo aceite y sin excitación por lo menos 3 horas. Además, es importante asegurar que la temperatura promedio del aceite sea aproximadamente la misma que la temperatura

del devanado. (Promedio de las temperaturas del aceite superior e inferior).

Para evitar un aumento de temperatura inadmisibles del devanado durante la medición, se recomienda también que la corriente de medida deba estar limitada a no más de 10 por ciento de la corriente nominal del devanado.

Con el fin de diagnosticar los posibles problemas, los resultados medidos se comparan con los valores de fábrica, los valores de otras fases del mismo transformador, o unidades hermanas, si está disponible. Antes de hacer tales comparaciones, la resistencia tiene que ser convertida a una base común temperatura de 75 ° C o 85 ° C, dependiendo de lo que se informa en la hoja de prueba transformador fábrica.

La conversión se logra mediante la siguiente fórmula:

$$R_s = R_m \frac{T_s + T_K}{T_m + T_K} \quad (3.6)$$

R_s = Es la resistencia a la temperatura deseada T_s

R_m = La resistencia medida del devanado

T_s = 75°C para un elevamiento de 55°C en el transformador

T_m = Es la temperatura en que la resistencia fue medida (°C)

T_K = 234.5 °C para el devanado de cobre (IEEEC57.12.90)

La consistencia en las mediciones y el mantenimiento de registros son las claves para hacer un adecuado análisis del uso de esta prueba. Si la unidad cuenta con un cambiador de tomas, es importante comparar las resistencias para la posición de la toma misma.

La resistencia de contacto de las posiciones de toma de otros puede ser investigada por el movimiento de los Taps y la repetición de las medidas.

Una medición se considera aceptable si está dentro del 2% del valor reportado de fábrica.

Los cambios mayores al 2% pueden ser indicativos de malas conexiones en los pernos, cortocircuitos o malos contactos del cambiador de tomas.

3.4.3 Procedimiento de prueba

Para realizar las pruebas de resistencia de devanados en transformadores, deben cumplirse las siguientes condiciones.

- El transformador debe estar desenergizado y aislado por completo de la red de energía eléctrica, según las operaciones establecidas por el usuario.
- El supervisor encargado deberá de proporcionar la orden de trabajo y el permiso correspondiente para iniciar con las pruebas.
- La carcasa del transformador debe de estar debidamente conectado a tierra.
- Los equipos OMICRON CPC100 deben tener una conexión segura para realizar las pruebas.

- No operar con los equipos en presencia de explosiones, gases o vapores.
- Se realizara una limpieza de los terminales del transformador, con la finalidad de eliminar cualquier impureza que pueda alterar los resultados.
- No permanezca en la proximidad inmediata ni directamente debajo de un punto de conexión de los cables de corriente, ya que las pinzas pueden soltarse.

3.4.4 Diagramas de conexión de resistencia óhmica de devanado

a) Para medir la resistencia óhmica del devanado de alta tensión

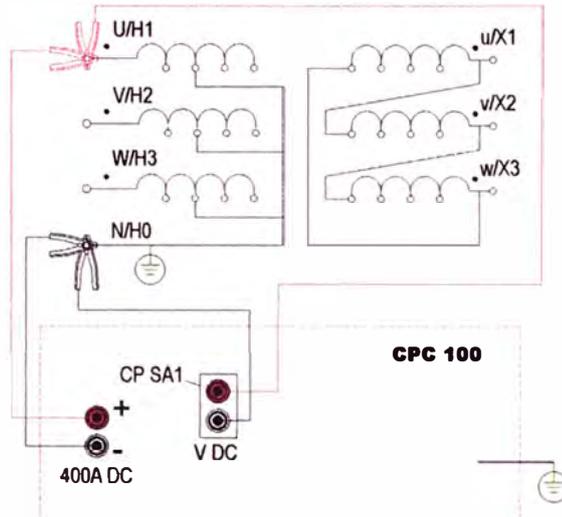


Figura 3.21 Resistencia del devanado de prueba, lado de A.T. Utilizando 400 A CC de salida

b) Para medir la resistencia óhmica del devanado de baja tensión

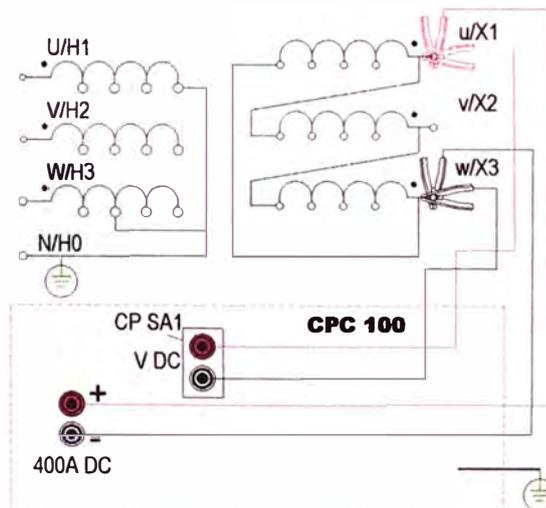


Figura 3.22 Resistencia del devanado de prueba del lado de B.T. Utilizando 400A CC de salida

Se inyecta la corriente directamente desde la salida de CC 400A (ver Figura 3.21 y 3.22). Se recomienda llevar a cabo todas las medidas de resistencia devanado con el CP SA1,

Conecte el supresor de transitorios CP SA1 a los zócalos de entrada de V DC de la unidad CPC 100 para protegerse usted mismo y proteger a la CPC 100 de riesgos de alta tensión.

Se programa con la conexión para nuestro caso de YNd11, así como también se haría para otro tipo de conexionado, solo se cambia su grupo de conexión.

c) Conexión del transformador

Tabla 3.11 Conexionado para devanado estrella – delta y delta – estrella [12]

PRUEBA	CONEXIÓN DE DEV.	CONEXIONES DE PRUEBA		MIDE	Resistencia Fase (R _F)
		R _x (1)	R _x (2)		
DEVANADO EN ESTRELLA CON NEUTRO ACCESIBLE					
1	Y	H ₁	H ₀	R ₁₀	R _F = R ₁₀
2	Y	H ₂	H ₀	R ₂₀	R _F = R ₂₀
3	Y	H ₃	H ₀	R ₃₀	R _F = R ₃₀
DEVANADO EN ESTRELLA SIN NEUTRO ACCESIBLE					
1	Y	H ₁	H ₂	R ₁₂	R _F = R ₁₂ /2
2	Y	H ₂	H ₃	R ₂₃	R _F = R ₂₃ /2
3	Y	H ₃	H ₁	R ₃₁	R _F = R ₃₁ /2
DEVANADO EN DELTA					
4	Δ	x ₁	x ₂	R ₁₂	R _F = (3/2) R ₁₂
5	Δ	x ₂	x ₃	R ₂₃	R _F = (3/2) R ₂₃
6	Δ	x ₃	x ₁	R ₃₁	R _F = (3/2) R ₃₁

3.5 Resistencia de aislamiento

3.5.1 Fundamento teórico

Para la medición de la resistencia de aislamiento, se prueba con Voltaje DC 250V, 500V, 1000V, 5000V, 5000 V, 10000V, la duración de la prueba es de 1 a 10 minutos y las lecturas de resistencia de aislamiento deben ser corregidas a 20°C, ver tabla 6 (método de: Prueba de corto tiempo o lectura puntual) Se aplica tensión continua entre bobinados:

- A.T. y B.T.
- A.T. y Masa.
- B.T. y Masa.

Tenemos que recordar que la resistencia medida del aislamiento (R) serán determinadas por el voltaje aplicado (E) y la corriente resultante (I):

$$R = \frac{E}{I} \quad (3.7)$$

La corriente a través y a lo largo del aislamiento forma parte de una corriente relativamente estable en las trayectorias de fuga sobre la superficie del aislamiento. La electricidad también fluye a través del volumen del aislamiento. Realmente como se muestra en la Figura 3.21, la corriente total comprende de tres componentes:

Corriente Capacitiva.- Corriente que empieza alta y cae después de que el aislamiento se ha cargado a pleno voltaje.

Corriente de absorción.- también una corriente alta inicialmente que luego disminuye

con una rapidez relativamente lenta, que depende de la naturaleza del aislamiento.

Corriente de fuga.- Una corriente pequeña esencialmente estable a través y sobre el aislamiento, con buen aislamiento la corriente de conducción o fuga debe subir a un valor estable que es constante, cualquier incremento de la corriente de fuga con el tiempo es una advertencia de problema. Debido a que la corriente total depende del tiempo que se aplica el voltaje, se puede ver porque la ley de ohm ($R = E/I$) solo se mantiene, teóricamente para un tiempo infinito, es decir debemos esperar antes de tomar una lectura.

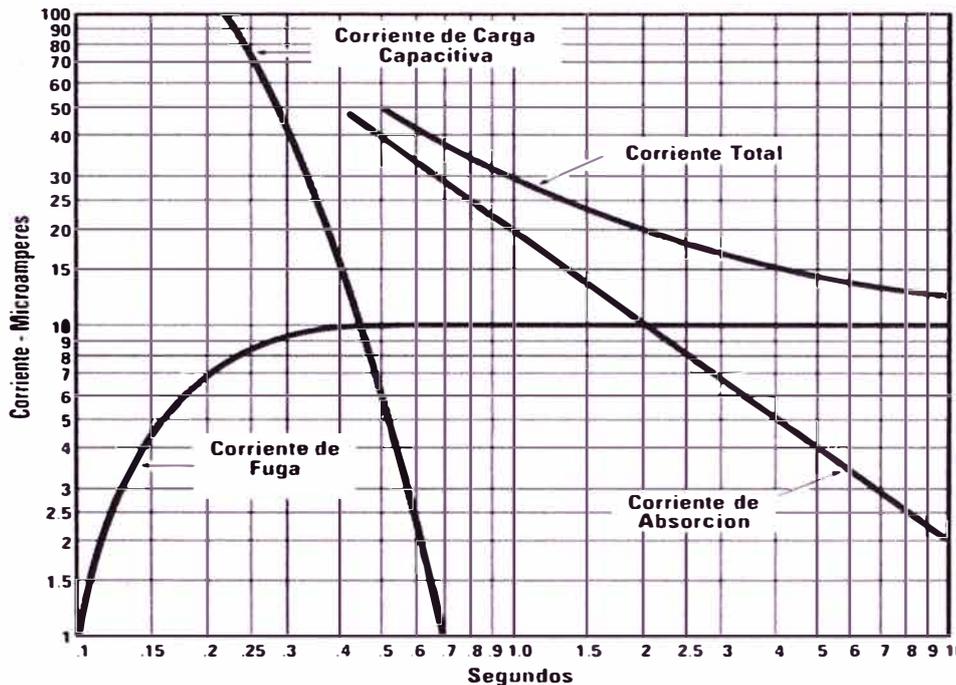


Figura 3.23 Componentes de la corriente medida durante la prueba de aislamiento con corriente continua

Existen dos índices que aportan información para incrementar exactitud de dicha prueba.

Índice de absorción (RDA).- Es el cociente del valor de resistencia tomada a los 60 segundos y el valor de la resistencia a 30 segundos, mide la calidad del aislamiento. Si el aislamiento se encuentra en buenas condiciones el valor de la resistencia de aislamiento se incrementa a medida que transcurre el tiempo.

$$\text{Índice de Absorción} = \frac{R.A._{60 \text{ SEGUNDOS}}}{R.A._{30 \text{ SEGUNDOS}}} \quad (3.8)$$

Índice de polarización (IP).- es una aplicación especial incrementa la exactitud del estado de prueba de los aislamientos del transformador, y en el caso de que no sea suficiente con la prueba de resistencia de aislamiento se realiza el cálculo del índice de polarización.

$$\text{Índice de polarización} = \frac{R.A._{10 \text{ MINUTOS}}}{R.A._{1 \text{ MINUTO}}} \quad (3.9)$$

IP y RDA, no son dependientes de la temperatura del aislamiento.

3.5.2 Análisis de los resultados

Esta prueba detecta:

- Problemas severos con el sistema de aislamiento.
- Sequedad en el aislamiento del núcleo y de los devanados.

Estos valores deben ser comparados con registros históricos, en condiciones atmosféricas similares.

- Las siguientes pautas se utilizan para evaluar la condición de aislamiento basado en el índice de polarización.

Tabla 3.12. Interpretación del índice de polarización, para transformadores nuevos [1]

Polarization Index	Insulation Condition
< 1	Unsatisfactory
>2	Good

Esta prueba es normalizada para transformadores nuevos, pero no establece valores típicos para transformadores usados. Por lo tanto, los criterios de aceptación y rechazo se tomarán de acuerdo a las experiencias desarrolladas por el usuario de la misma. Si el aislamiento contiene mucha humedad o contaminantes, el efecto de absorción se enmascara por una corriente de fuga alta que permanece en un valor casi constante (curva roja).

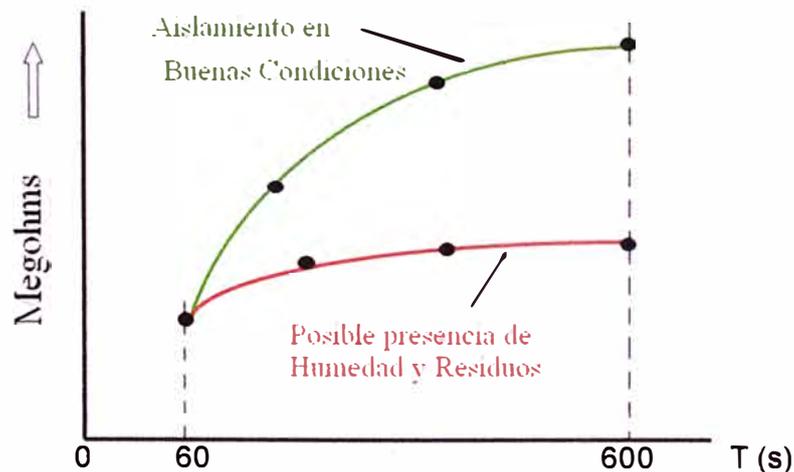


Figura. 3.24 Curva aislamiento R.A. (megaohmio) vs Tiempo(s)

Patrón para las pruebas de Resistencia de Aislamiento.

$$R.A._{min.} = 4 (U_n + 1) \quad (3.10)$$

Según IRAM 2250;

Dónde:

Un: Tensión nominal del transformador en kV

R.A mín.: Resistencia de aislamiento mínimo en MΩ

Tabla 3.13 Factor de corrección de resistencia de aislamiento para conversión de temperatura a 20°C. [11]

Temp. Equipo (°C)	Factor K						
0	0.250						
1	0.270	21	1.065	41	4.25	61	17.00
2	0.290	22	1.145	42	4.50	62	18.20
3	0.310	23	1.230	43	4.85	63	19.50
4	0.334	24	1.310	44	5.22	64	21.00
5	0.360	25	1.400	45	5.60	65	22.40
6	0.380	26	1.510	46	5.98	66	24.20
7	0.410	27	1.680	47	6.40	67	25.80
8	0.440	28	1.73	48	6.85	68	27.70
9	0.470	29	1.84	49	7.35	69	29.60
10	0.500	30	1.98	50	7.85	70	31.75
11	0.580	31	2.12	51	8.35	71	34.00
12	0.620	32	2.28	52	9.10	72	36.40
13	0.620	33	2.44	53	9.70	73	39.60
14	0.665	34	2.62	54	10.40	74	41.70
15	0.704	35	2.80	55	11.20	75	44.70
16	0.765	36	3.00	56	12.05	76	48.73
17	0.820	37	3.22	57	12.90	77	52.20
18	0.875	38	3.44	58	13.80	78	56.00
19	0.935	39	3.70	59	14.85	79	59.60
20	1.000	40	3.95	60	15.85	80	63.75

3.5.3 Diagrama de conexionado de devanados

Los devanados de A.T. y B. T. se conectan en cortocircuito.

- La cuba y el núcleo están aterrizados.
- Los devanados que no estén bajo prueba se aterrizan.
- Las pruebas deben realizarse en cada devanado por separado.

a) Conexionado Alta tensión y Masa

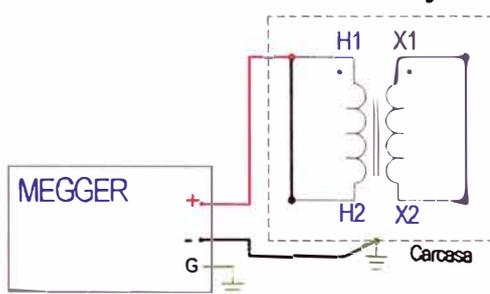


Figura 3.25. Conexionado AT y Masa

b) Conexionado A.T. y B.T.

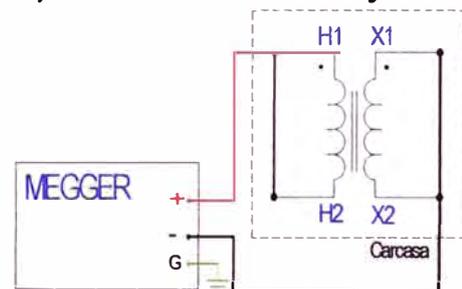


Figura 3.26. Conexionado AT y BT

d) Conexionado Baja tensión y Masa

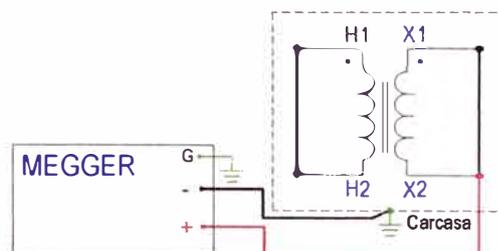


Figura 3.27. Conexionado BT y Masa

3.5.4 Conexión del transformador

Tabla 3.14 Protocolo para prueba de resistencia de aislamiento [8]

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	L (+)	G (Tierra)	T (-)	
1	H	G	Carcasa	AT y Masa
2	H	G	X	AT y BT
3	X	G	Carcasa	BT y Masa

a) Factor de corrección por temperatura

$$R.A. = R_{aT} K \quad (3.11)$$

Dónde:

R.A: Resistencia de aislamiento corregida a 20°C.

R_{aT}: Resistencia de aislamiento en MΩ a la temperatura de prueba.

K: Es el factor de corrección según tabla 3.13

b) Advertencias

Las siguientes precauciones deben ser tomadas en la ejecución del aislamiento Prueba de resistencia:

- La prueba debe suspenderse de inmediato si la corriente empieza a aumentar sin estabilizar.
- Bajo ninguna circunstancia debe hacerse la prueba, mientras que el transformador se encuentre sin aceite dieléctrico.
- Después de que la prueba se ha terminado, todos los terminales deben estar conectados a tierra por un período de tiempo suficiente para permitir que cualquier carga atrapada se disperse y llegue a un valor despreciable.

3.6 Prueba de respuesta al barrido de la frecuencia

3.6.1 Objetivo de la medida

El análisis de frecuencia de respuesta (FRA) es una forma no destructiva, es una herramienta de diagnóstico avanzado para verificar la colocación satisfactoria de la parte activa de un transformador (bobinas y el núcleo), en comparación con los datos de referencia de la misma unidad o en los resultados de las unidades similares.

El objetivo de la FRA es para probar si los desplazamientos físicos en la parte activa del transformador se han producido con la edad o después de un evento en particular (por ejemplo, restauración, reparación, accidentes, el transporte, a través de fallos, control de calidad).

Mediciones FRA puede proporcionar indicaciones de daños en el transformador, que puede ser investigado adicionalmente usando otras técnicas o por un examen interior.

Mediciones de FRA se encuentran actualmente en estudio por el IEEE y los comités de CIGRE, y las recomendaciones o normas se publicarán en un futuro próximo.

3.6.2 Descripción general y circuito equivalente

FRA consiste en medir la respuesta eléctrica (expresada por las funciones de transferencia) de devanados del transformador en una amplia gama de frecuencias (barrido de frecuencias) y comparando los resultados de estas mediciones con un conjunto de referencia. Una función de transferencia se obtiene como la relación entre la señal inyectada en un acceso seleccionado del transformador y la señal recibida de otro acceso del transformador. Por lo general, la señal se inyecta entre un bushing y tierra del transformador, y la respuesta se mide a otro bushing a tierra.

El circuito equivalente, conformado por RLC Entre bobinas y entre el devanado y la pared del tanque y el núcleo según figura 3.28

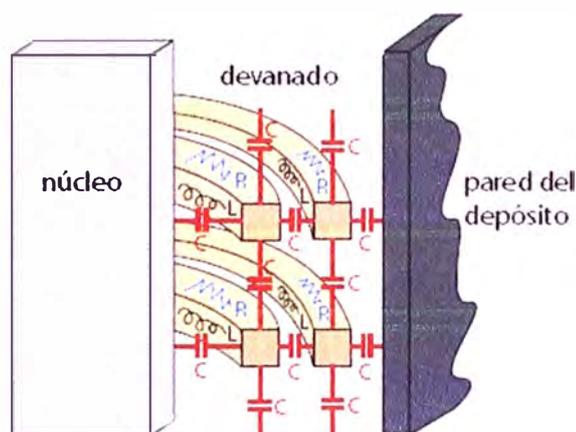


Figura. 3.28 Circuito equivalente de un transformador para respuesta en frecuencia

Fenómenos como cortocircuitos, producen esfuerzos mecánicos en el transformador que gradualmente desplazan, aflojan o deforman los arrollamientos.

Debilidad mecánica en el papel, utilizado en el aislamiento del transformador, pueden causar desplazamiento de las bobinas y núcleo, como consecuencia en la disminución de la tensión de amarre de los arrollamientos.

La corrosión puede causar la destrucción o deterioro de retenes, estructuras soporte de los arrollados y núcleo del transformador.

Si el desplazamiento no es de gran magnitud solo podrá ser detectado con esta prueba.

La prueba de análisis de respuesta en frecuencia puede detectar:

- Deformación de Bobinas; Desplazamiento Axial y Radial.
- Deformación del devanado circunferencial (hoop buckling).
- Espiras cortocircuitadas y devanados abiertos.
- Localización de fallas en el devanado.
- Fallas en el núcleo magnético (láminas en corto circuito).

- Deformaciones en el núcleo.

3.6.3 Fundamentos de la Prueba SFRA

- Prueba con el equipo fuera de servicio.
- El transformador se analiza como un circuito de filtro RLC complejo.
- La respuesta del circuito se mide en un gran número de frecuencias sobre un extenso rango de frecuencias y se grafica como una curva de magnitud de respuesta.
- Los cambios en el circuito de filtro pueden detectarse y mediante comparación en el tiempo.
- este método es único por su capacidad para detectar una variedad de fallas en los devanados o en núcleo en una sola prueba.

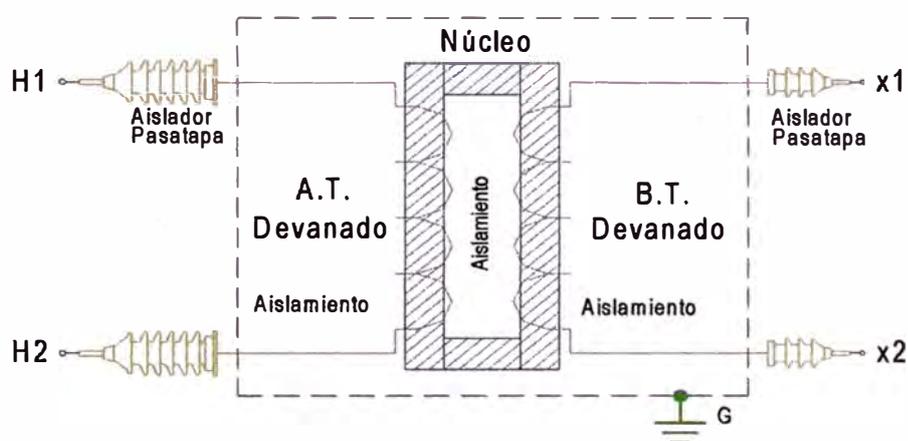


Figura 3.29 Transformador sumergido en aceite

Cambios eléctricos = Cambios en la magnitud de la respuesta

Capacitancia entre devanados y núcleo.

Capacitancia entre devanados y la cuba.

Inductancia de la Bobina.

Resistencia de la Bobina.

3.6.4 Mediciones

Una medición típica configuración se muestra en la figura 3.30. Una señal de voltaje se inyecta a través de una señal de cable coaxial en algún terminal de transformador, y se mide en el mismo punto con una medición separada de cable coaxial. La señal transferida en algún otro terminal (normalmente el otro extremo del devanado mismos) se mide con un tercer cable coaxial. Es aconsejable elegir todos los cables coaxiales de la misma longitud, con el fin de compensar retardo de fase y de amortiguamiento.

Todas las pantallas de los cables están conectadas a tierra en el camino más corto posible, tanto a los terminales del transformador y el dispositivo de medición. La impedancia de entrada del dispositivo de medición es típicamente elegida para igualar la impedancia de onda.

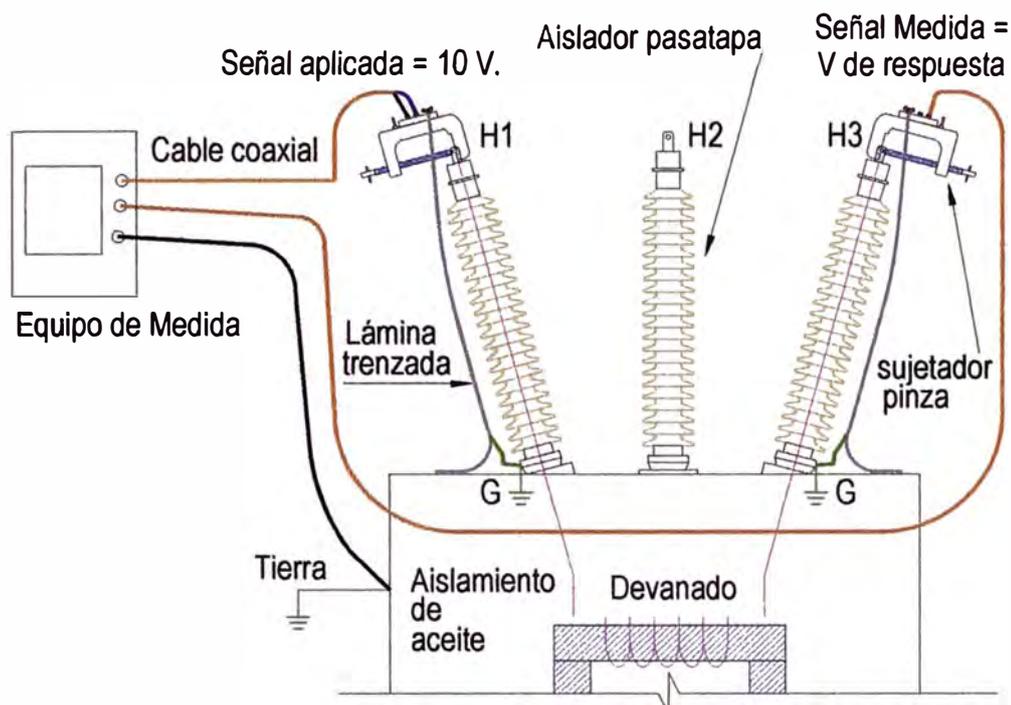


Figura 3.30 Principio de medición del SFRA

3.6.5 Las Pruebas del SFRA, se deben realizar:

a) En Fabricación:

En Control de calidad:

- Antes y después de la prueba de cortocircuito.
- Antes y después de la prueba de impulso.
- Antes del transporte.

b) En Sitio:

- Después del transporte.
- Prueba de Rutina.
- Después de fallas pasantes.
- Después de mensajes de alarma y operación de los relés de protección.
- Después de presencia de cambios en variables monitoreadas (gases).
- Después de detectar anomalías por medio de las pruebas tradicionales (resistencia de devanado, etc.).
- Después del mantenimiento de OLTC, Bushings y devanados.

c) Prueba de Protocolo de conexión

En general, las pruebas de FRA requieren medidas de la función de transferencia de los siguientes:

- Para cada devanado de alta tensión y baja (inyectar la señal en el inicio del devanado y la observación de la respuesta en el otro terminal de la misma liquidación).

- Si el transformador está conectado en una Y, entre un terminal de arrollamiento y el neutro para las tres fases de los devanados de alta tensión o de baja.
- Entre devanados de alta tensión y baja tensión en la misma fase del transformador para las tres fases.

Todas las posibilidades de conexión requieren un protocolo específico de las mediciones. Por ejemplo, la Figura 3.31 muestra una lista de medidas para un transformador conectado en YNd11.

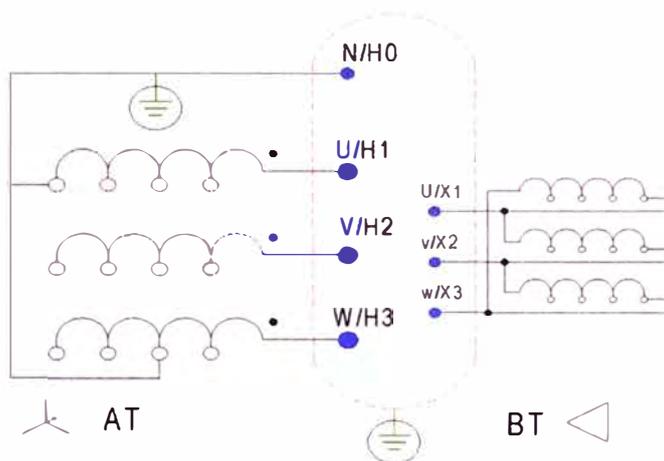


Figura 3.31 Protocolo de medidas para una "YNd" transformador trifásico.

Para los transformadores diseñados e instalados de acuerdo con las normas ANSI / IEEE, las configuraciones de prueba siguientes son posibles. Como se mencionó anteriormente, las pruebas se pueden realizar con los terminales probados abiertos o en cortocircuito. Pruebas de circuito abierto se realizan en un devanado con todas las demás conexiones flotantes y desconectados.

3.6.6 Transformador de dos devanados

Tabla 3.16 Configuración de pruebas, según la pág. 187 del Service Handbook for transformers – ABB [1]

	Prueba de circuito abierto						Pruebas de cortocircuito		
	Todos los otros bushings flotan						X ₁ -X ₂ -X ₃ cortocircuito; x ₀ flotante		
	Devanado AT			Devanado BT					
	Prueba 1	Prueba 2	Prueba 3	Prueba 4	Prueba 5	Prueba 6	Prueba 7	Prueba 8	Prueba 9
Delta – Estrella	H ₁ -H ₃	H ₂ -H ₁	H ₃ -H ₂	x ₁ -x ₀	x ₂ -x ₀	x ₃ -x ₀	H ₁ -H ₃	H ₂ -H ₁	H ₃ -H ₂
Estrella – delta	H ₁ -H ₀	H ₂ -H ₀	H ₃ -H ₀	x ₁ -x ₃	x ₂ -x ₁	x ₃ -x ₂	H ₁ -H ₀	H ₂ -H ₀	H ₃ -H ₀
Delta-delta	H ₁ -H ₃	H ₂ -H ₁	H ₃ -H ₂	x ₁ -x ₃	x ₂ -x ₁	x ₃ -x ₂	H ₁ -H ₃	H ₂ -H ₁	H ₃ -H ₂
Estrella - estrella	H ₁ -H ₀	H ₂ -H ₀	H ₃ -H ₀	x ₁ -x ₀	x ₂ -x ₀	x ₃ -x ₀	H ₁ -H ₀	H ₂ -H ₀	H ₃ -H ₀

3.6.7 Evaluación de los devanados



Figura 3.32 Gráfica de un devanado trifásico con SFRA

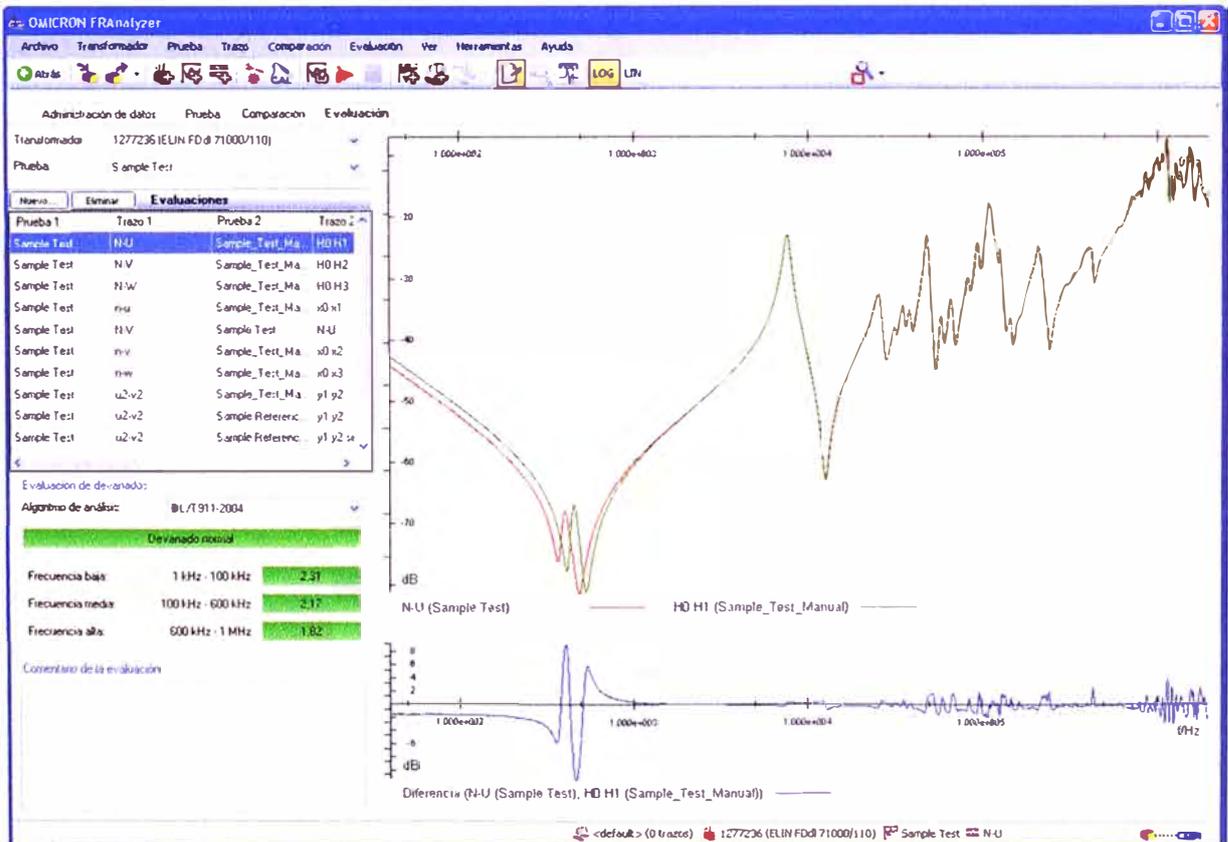


Figura 3.33 Devanado de un transformador en buen estado:

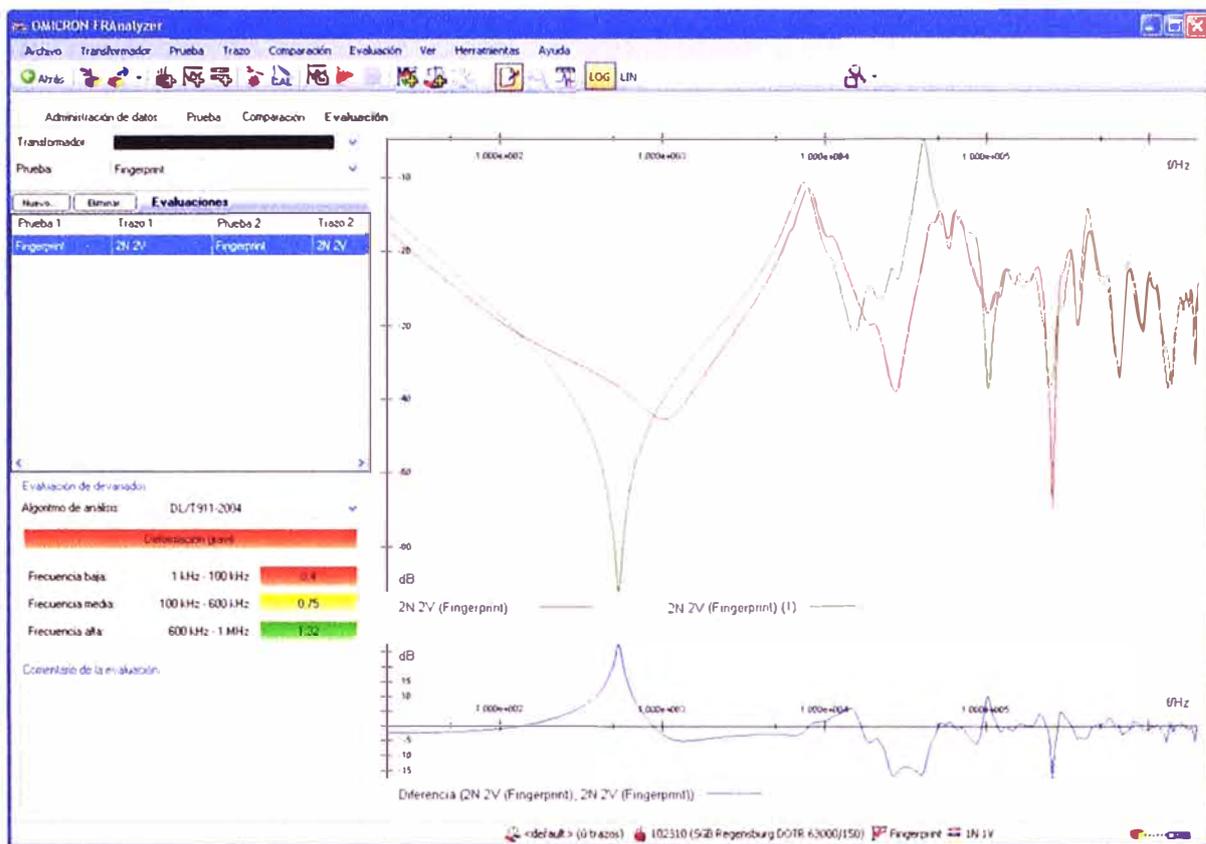


Figura 3.34 Devanado en mal estado

CAPÍTULO IV

INFORME DE SERVICIO DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 10 MVA SEAL

4.1 Antecedentes

El día 06 de Junio del 2011 se suscribe el contrato G.G/AL.181-2011-SEAL (deviene de la adjudicación directa selectiva N°ADS-0012-2011-SEAL) por el "Servicio de Mantenimiento Integral de (01) transformador de potencia de 10 MVA de la Sub Estación Socabaya".

Comunicados de la posibilidad de iniciar trabajos se inició con la preparación de máquinas y equipos, el día 22 de Julio el contratante entrega al contratista (01) transformador trifásico de potencia para el cumplimiento del contrato.

4.2 Máquinas y equipos utilizados

- Camión Grúa 137.3 kN, cama baja 294.2 kN
- Máquina de termo vacío de 2 m³/s
- Espinterómetro marca: General Electric.
- Equipo termovacio y regenerador de aceite dieléctrico, marca: Boc Edward.
- Sistema estructura metálica semi-auto carga/auto descarga.
- Equipo de prueba CPC100+TD1, Equipo adicional CP SB1 y CP SA1 – OMICRON.
- Equipo de respuesta al barrido de la frecuencia.
- Megger, Termómetro infrarrojo Marca FLUKE 62-MINI IR.
- Pinza Amperimétrica AMPROBE ACDC-3400 IND.
- Sistema de carga de nitrógeno.
- Cisterna de 2 m³

4.3 Trabajos previos

El día 22 de julio del 2011 se traslada el transformador de potencia de 10 MVA de Arequipa hacia las instalaciones de M&P Ingenieros en Lima Perú, previamente se desmontan los radiadores.

El día 26 de julio del 2011 siendo las 12:30 horas se recibió el transformador en la planta de nuestra representada en Lima Perú.

a) Descripción de trabajos

El día 27 de julio del 2011, en la ciudad de lima, se realizó el descargue del

transformador de potencia y sus respectivos accesorios (Tanque expensor, radiadores, entre otros) y se procedió con el mantenimiento estipulado en el contrato G.G/AL.181-2011-SEAL, que consiste en: Inspección visual externa y verificación del estado del transformador, Desmontaje de los accesorios principales (Bushing de alta y baja tensión, Relé buchholz, Válvula de seguridad, termómetros de aceite y de imagen térmica, Sistema de deshidratación, tablero de motor de accionamiento de conmutador bajo carga, tablero de conexiones de transformadores de corriente), Izaje de la parte activa del transformador de potencia. Extracción de lodos con aceite dieléctrico caliente a presión, limpieza general. En las siguientes fotografías se muestran el lavado de los bobinados y el núcleo con la parte activa levantada.



Figura 4.1 Lavado de bobinas



Figura 4.2 Lavado con chorros de aceite

Instalación de la parte activa en Horno eléctrico para extraer humedad.

Encubado de la parte activa cambiando todas las empaquetaduras, Bushing de alta y baja tensión, Tapa Principal, Válvulas auxiliares.

Proceso de alto vacío a la parte activa del transformador de potencia durante 72 horas para verificación del punto de rocío.

Proceso de llenado con Nitrógeno seco y preparación para transporte a Arequipa.

b) Mantenimiento del conmutador bajo carga



Figura 4.3 Desmontaje del CBC

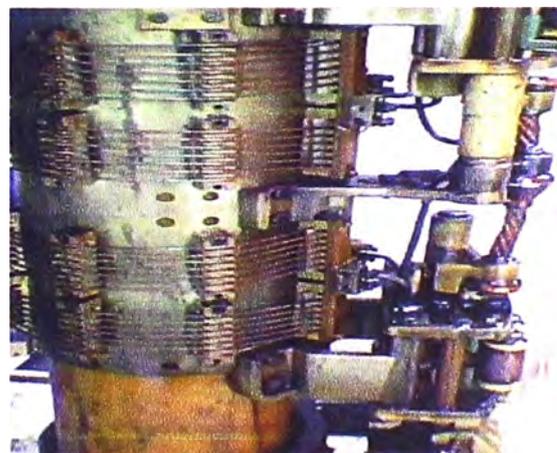


Figura 4.4 Mantenimiento del carga



Figuras 4.5 Limpieza de engranajes



Figura 4.6 Limpieza y lijado de contactos móviles

Cambio integral del aceite dieléctrico del conmutador bajo carga.

Montaje de conmutador bajo carga y pruebas.

El sábado 13 de agosto, se hizo la verificación y el mantenimiento del tablero de control.

Asimismo se hizo la verificación y el mantenimiento de los accesorios de control.



Figura 4.7 Pintado de tableros y accesorios

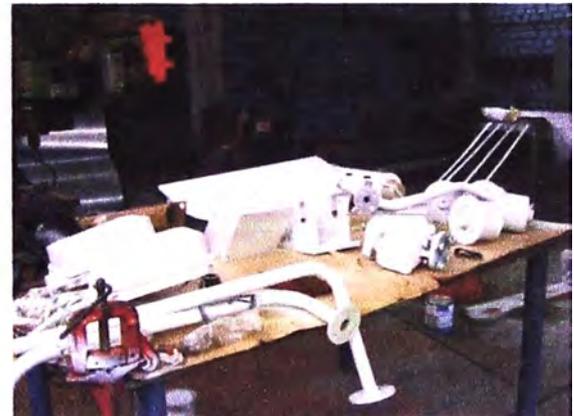


Figura 4.8 Pintado de cajas de paso y accesorios

El día 14 de agosto se preparó al transformador para el transporte con nitrógeno. Y también se prepararon los radiadores para el carguío.

El día 16 de agosto, envío del transformador hacia Arequipa.

El día 18 de agosto, se hizo la descarga del transformador a las instalaciones de la SEAL S.A. Parque Industrial.

Los días 19, 20, 21 y 22 de agosto instalación de radiadores, tanque expensor y llenado de aceite dieléctrico nuevo por termovacio.



Figura 4.9 Embalaje y carguío de los radiadores para el traslado hacia a Arequipa

El día 23 de agosto se realizaron las siguientes pruebas al transformador.

c) Pruebas eléctricas del transformador:

- Medición de resistencia de devanados.
- Medición de resistencia de aislamiento entre AT, BT y Masa.
- Medida de relación de transformación entre TAPs.
- Medición del Factor de potencia de los bobinados, incluyendo las capacitancias.
- Medición de la corriente de excitación.
- Prueba de respuesta al barrido de frecuencia (SFRA).
- Verificación de la polaridad y grupo de conexión.
- Verificación del funcionamiento de los accesorios de protección propios del transformador.



Figura 4.10 Pruebas del transformador



Figura 4.11 Conexión para las pruebas

d) Observaciones mecánicas

Se encontró lo siguiente:

- En esta foto inicial antes del mantenimiento se observa que el radiador N° 04, está inclinado, esta inclinación se debe a que el colector del mencionado radiador se encontró torcido.



Figura 4.12 Se observa que el radiador N° 04, estaba inclinado, debido a que el colector se encontró torcido



Figura 4.13 Otra vista del radiador



Figura 4.14 Se reparó el radiador N° 04



Figura 4.15 Corrigiendo el tubo de acople y las aletas

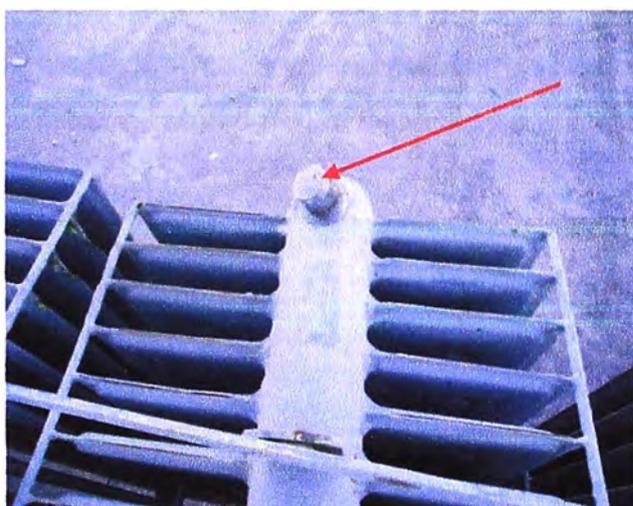


Figura 4.16 El tapón de purga superior estaba doblado como se indica en la foto.



Figura 4.17 Se corrigió el tapón superior



Figura 4.18 El radiador N° 08 presentaba fuga de aceite



Figura 4.19 otra vista de fuga de aceite

PROTOCOLO	
TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFÁSICO DE 10 MVA, 33.5/10.4 kV	
UBICACIÓN : SET SOCABAYA - AREQUIPA	FECHA: 23.08.11
PROPIETARIO : ELECTRO SUR OESTE S.A.	

5.2 Prueba de factor de potencia y capacitancia

a) Factor de Potencia de los Arrollamientos

V_{PRUEBA} – arrollamientos de AT = 10 kV.

V_{PRUEBA} – arrollamientos de BT = 0.80 kV.

Tabla 5.2 Condiciones ambientales (según anexo b.1)

Condiciones ambientales de la prueba					Factor de corrección x temperatura
Inicio de la Prueba	Fin de la Prueba	T. Amb. (°C)	T aceite (°C)	Hr (%)	
8:00	16:00	21.4	27	17.1	0.85

Tabla 5.3 Valores medidos para factor de potencia (según anexo b.1)

Aplicando Tensión por:	Medida Típica	Test kV	mA	Capacitancia	Factor de Potencia corregido
A.T.	CH + CHL	10.020	24.091	6 374.9 pF	0.2511%
A.T.	CH	10.011	7.765	2 054.6 pF	0.3478%
A.T.	CHL	10.003	16.293	4 320.5 pF	0.2025%
B.T.	CL	0.8002	14.257	4 723.0 pF	0.2762%

b) Comentarios sobre factor de potencia.

Los valores del factor de potencia se encuentran dentro del rango normal de pruebas para transformadores de potencia según la Norma IEEE 62 – 1995, puesto que el máximo FP se obtiene en el lado de alta tensión con tierra (CH) con un valor de 0.3478%.

- Transformadores nuevos % FP < 0.5 %
- Transformadores en servicio % FP < 1 %

5.3 Prueba de Capacitancia

a) Capacitancia de Arrollamientos

Los valores obtenidos no deben variar en un 5% de fábrica.

Tabla 5.4 Valores medidos para capacitancia (según anexo b.1)

ARROLLAMIENTO	Capacitancia 23.08.11
CH + CHL	6 374.9 pF
CH	2 054.6 pF
CHL	4 320.5 pF
CL	4 723.0 pF

b) Comentarios sobre la capacitancia

Se recomienda comparar la capacitancia obtenida con la capacitancia de pruebas anteriores, estos valores no deben variar en un 5% a los valores iniciales. Esto indica que el transformador internamente no ha sufrido daño alguno, según la IEEE 62 – 1995.

5.4 Pruebas de Corriente de Excitación

A los Devanados de Alta Tensión.

a) Mediciones: V_{PRUEBA} – arrollamientos de AT = 10 kV

Tabla 5.5 Valores medidos de I_{exc} y potencia (según anexo b.2)

TAP	U		V		W		% ERROR (U-W)/(W)
	I (mA)	W (watts)	I (mA)	W (watts)	I (mA)	W (watts)	
1	136.24	979.124	97.86	708.366	137.10	979.280	-0.63
10	170.83	1211.620	119.69	871.942	174.27	1225.525	-1.97
19	218.00	1565.846	155.43	1115.523	221.04	1586.719	-1.38

Resultado : Conforme

b) Comentarios sobre corriente de excitación

En transformadores trifásicos se comparan principalmente los valores obtenidos durante el mismo ensayo entre las fases extremos.

Las fases extremas deben mantener valores similares de corrientes U y W, pero mayores al que toma la fase central V.

También se debe comparar el valor obtenido en cada fase, con los valores obtenidos en ensayos anteriores, en todos los casos, las diferencias no deben ser superiores al 10%; Se hizo esta prueba en los Taps 1, 10 y 19. Para nuestro caso la corriente de excitación fue $I_{exc} > 50$ mA; el máximo error se obtuvo en el Tap 10 que es de -1.97% lo cual es menor a 5% y cumple Según Std. IEEE 57-12-90.

c) Equipos de Pruebas utilizados

Equipo de Prueba Multifunción	Analizador de Aislamiento
Marca : OMICRON	Marca : OMICRON
Modelo : CPC-100	Modelo : CP TD1
Serie : KF073R	Serie : GK749Q

5.5 Relación de transformación

a) Mediciones y Comprobaciones

Tabla 5.6 Valores medidos para relación de transformación (según anexo b.3)

TAP	RELACIÓN MEDIDA			RELACIÓN TEÓRICA	% ERROR		
	U-N/w-u	V-N/u-v	W-N/v-w		U-N/w-u	V-N/u-v	W-N/v-w
1	2.0998	2.0997	2.0998	2.0926	-0.35	-0.34	-0.34
2	2.0727	2.0727	2.0727	2.0667	-0.29	-0.29	-0.29
3	2.0457	2.0456	2.0456	2.0408	-0.24	-0.23	-0.23
4	2.0187	2.0186	2.0187	2.0150	-0.18	-0.18	-0.18
5	1.9916	1.9915	1.9915	1.9891	-0.13	-0.12	-0.12
6	1.9645	1.9643	1.9645	1.9632	-0.07	-0.06	-0.06

7	1.9375	1.9374	1.9374	1.9373	-0.01	0.00	0.00
8	1.9104	1.9103	1.9103	1.9115	0.06	0.06	0.06
9	1.8833	1.8832	1.8833	1.8856	0.12	0.13	0.12
10	1.8563	1.8562	1.8564	1.8597	0.18	0.19	0.18
11	1.8383	1.8383	1.8383	1.8339	-0.24	-0.24	-0.24
12	1.8113	1.8112	1.8113	1.8080	-0.18	-0.18	-0.18
13	1.7843	1.7841	1.7842	1.7821	-0.12	-0.11	-0.11
14	1.7572	1.7571	1.7572	1.7563	-0.05	-0.05	-0.05
15	1.7302	1.7301	1.7301	1.7304	0.01	0.02	0.02
16	1.7031	1.7031	1.7031	1.7045	0.08	0.09	0.08
17	1.6761	1.6760	1.6761	1.6786	0.15	0.16	0.15
18	1.6491	1.6489	1.6490	1.6528	0.22	0.23	0.23
19	1.6221	1.6219	1.6220	1.6269	0.30	0.31	0.30

RESULTADO : Conforme

b) Comentarios de relación de transformación

De todos los valores de relación de transformación realizados en todos los Taps.

Según la tabla 5.6 de los valores medidos, el mayor error se encuentra en el Tap 1 con - 0.35%; lo cual se encuentra dentro del rango normal de pruebas para transformadores de potencia.

Error de relación de transformación < 0.5 %, los Porcentajes de errores obtenidos en estas mediciones se encuentran dentro de los márgenes permisibles, según la norma IEEE 62 – 1995.

c) Equipo de prueba utilizado

Analizador de parámetros eléctricos.

Marca: OMICRON

Modelo: CPC 100

Serie: KF073R

5.6 Resistencia óhmica de devanado

a) Resistencia de Arrollamiento de A.T.

Tabla 5.7 Valores de medida en A.T. (según anexo b.4)

CONEXIÓN	TEMPERATURA DE PRUEBA (°C)	RESISTENCIA DE DEVANADO (mΩ)	DESVIACION (%)	TEMPERATURA (°C)	RESISTENCIA DEVANADO CORREGIDO (mΩ)
U-N	21.9	273.36	0.03	75	326.86
V-N	21.8	273.08	0.03	75	329.66
W-N	22.0	274.04	0.05	75	330.56

b) Resistencia de Arrollamiento de B.T.

Tabla 5.8 Valores de medida en B.T. (según anexo b.4)

CONEXIÓN	TEMPERATURA DE PRUEBA (°C)	RESISTENCIA DE DEVANADO (mΩ)	DESVIACION (%)	TEMPERATURA (°C)	RESISTENCIA DEVANADO CORREGIDO (mΩ)
U-N	21.7	55.806	0.04	75	67.394
V-N	21.3	55.895	0.05	75	67.605
W-N	21.6	57.310	0.03	75	69.231

c) Comentarios resistencia óhmica de devanado

Los valores medidos están dentro del rango normales de los transformadores para esa potencia. Y no indican corto circuito entre espiras, bobinas abiertas o conexiones flojas por defectos en las soldaduras o conexiones débiles. Es importante que los devanados trifásicos haya un equilibrio en los valores de resistencia de devanado por fase, así como una proporcionalidad entre derivaciones (Taps). Existe una semejanza de estos valores entre los diversos fabricantes, teniendo en cuenta sus características tales como, potencia, tensión, pérdidas en el cobre e impedancia.

Para la comparación de valores estas resistencias tienen que ser convertidas a una base común de temperatura de 75°C ó 85°C.

d) Equipos utilizados:

Analizador de parámetros eléctricos.

Marca: OMICRON; Modelo: CPC 100; Serie: KF073R

5.7 Prueba de resistencia de aislamiento

a) Mediciones.- Del transformador de Socabaya – Arequipa.

Tabla 5.9 Valores medidos entre AT y BT (según anexo b.5)

ALTA TENSIÓN CON BAJA TENSIÓN		
Tiempo (mm:ss)	Voltaje aplicado (kV)	Resistencia GΩ
00:15	5.00	8.02
00:30	5.02	8.71
00:45	5.03	9.41
01:00	5.02	10.06
01:15	5.03	10.70
01:30	5.02	11.40
01:45	5.02	12.00
02:00	5.02	12.60
09:15	5.03	27.80
09:30	5.02	28.00
09:45	5.02	28.50
10:00	5.02	28.86

Tabla 5.10 Valores medidos entre B.T. y Masa (según anexo b.5)

BAJA TENSIÓN CON MASA		
Tiempo (mm:ss)	Voltaje aplicado (kV)	Resistencia MΩ
00:15	2.50	372
00:30	2.50	376
00:15	2.50	386
01:00	2.50	410
01:15	2.51	412
01:30	2.51	418
01:45	2.49	424
02:00	2.51	426
09:00	2.50	549
09:15	2.50	556
09:30	2.50	562
09:45	2.50	566
10:00	2.50	567

Tabla 5.11 Valores medidos entre A.T. y Masa (según anexo b.5)

ALTA TENSIÓN CON MASA					
Tiempo (mm:ss)	Voltaje aplicado (kV)	Resistencia MΩ	Tiempo (mm:ss)	Voltaje aplicado (kV)	Resistencia MΩ
00:15	5.00	814	05:30	5.00	942
00:30	5.00	815	06:00	5.00	968
00:45	5.00	827	06:30	5.00	972
01:00	5.00	824	07:00	5.00	978
02:00	5.00	847	07:30	5.00	987
02:30	5.00	856	08:00	5.00	1002
03:00	5.00	862	08:30	5.00	1052
03:30	5.00	880	09:00	5.00	1075
04:00	5.00	894	09:30	5.00	1081
04:30	5.00	902	10:00	5.00	1087
05:00	5.00	927			

b) Comentarios de la resistencia de aislamiento

Se hizo según el procedimiento de la Norma IEEE C57.12.90 – 1993.

El valor de la resistencia de aislamiento mínima empleando la fórmula (3.10), obtenemos

Alta tensión : 33.5 kV $RA_{\min} = 138.0 \text{ M}\Omega$

Baja Tensión : 10.4 kV $RA_{\min} = 45.6 \text{ M}\Omega$

- Los Valores de resistencia de aislamiento obtenidos entre AT y Masa son > a 814 MΩ indica que es 5.86 veces la R_{\min} lo que indica que posee un aislamiento aceptable.
- Los Valores de resistencia de aislamiento obtenidos entre BT y Masa son > a 372 MΩ lo que indica que es 8.11 veces la resistencia mínima aceptado por IRAM, esto indica que su resistencia de aislamiento son aceptables para transformadores sumergidos en aceite.
- Los Valores de resistencia de aislamiento entre AT y BT son > a 8 GΩ lo que indica
- que es 57 veces la R_{\min} , esto indica que posee un aislamiento bueno.

c) Equipos utilizados: Megohmetro

Marca : Megabrass

Modelo : MD5060X

Serie : OC8109J

5.8 Respuesta en barrido de frecuencia**a) Pruebas de Análisis**

Operador de pruebas: -----

Fecha / tiempo: 8/23/2011 09:48:34 AM

Ubicación: Parque Industrial

Temperatura de aceite: 12°C / 53.6°F

Transformador:

Número de serie: L-30418 Año: 1991

Fabricante: ABB

Código de tipo: TD2LN

Ubicación: Parque Industrial

MVA nominal: 10 000 kVA

Alta tensión: 33.5kV

Baja tensión: 10.4kV

Tensión terciaria: 0kV

Fases: 3

Grupo vectorial: YNd11

Tabla 5.12 Trazos de la prueba (según anexo b.6)

Nombre	Fecha	Tiempo	Rojo	Azul	Cambiador de Tomas	Devanado	otros
Calibración	8/23/2011	08:49:14AM	H0	H0	1	cerrado	abrir
H0 – H1	8/23/2011	08:54:30AM	H0	H1	1	cerrado	abrir
H0 – H2	8/23/2011	08:59:06AM	H0	H2	1	cerrado	abrir
H0 – H3	8/23/2011	09:02:04AM	H0	H3	1	cerrado	abrir
x1 – x2	8/23/2011	09:08:46AM	x1	x2	1	cerrado	abrir
x2 – x3	8/23/2011	09:12:38AM	x2	x3	1	cerrado	abrir
x3 – x1	8/23/2011	09:15:48AM	x3	X1	1	cerrado	abrir
H0 – H1	8/23/2011	09:22:35AM	H0	H1	1	cerrado	cortocircuito
H0 – H2	8/23/2011	09:25:34AM	H0	H2	1	cerrado	cortocircuito
H0 – H3	8/23/2011	09:29:10AM	H0	H3	1	cerrado	cortocircuito
H1 – x1	8/23/2011	09:35:41AM	H1	x1	1	cerrado	abrir
H2 – x2	8/23/2011	09:39:34AM	H2	x2	1	cerrado	abrir
H3 – x3	8/23/2011	09:48:34AM	H3	x3	1	cerrado	abrir

Ajuste de barrido

Frecuencia inicial: 20 Hz

Frecuencia final: 2 MHz

Modo de barrido: ver rangos de frecuencias personalizados

Puntos/barrido: 1000

Ancho de banda del receptor: <adaptar automáticamente>

Atenuador: <adaptar automáticamente>

Impedancia de entrada: 50 Ω

Tabla 5.2 Rango de frecuencias personalizados (según reporte b.6)

Desde la frecuencia	A la frecuencia	Modo de barrido	Puntos
20 Hz	100 Hz	Logarítmico	50
100 Hz	1 kHz	Logarítmico	210
1 kHz	10 kHz	Logarítmico	210
10 kHz	100 kHz	Logarítmico	210
100 kHz	1 MHz	Logarítmico	210
1 MHz	2 MHz	Logarítmico	110

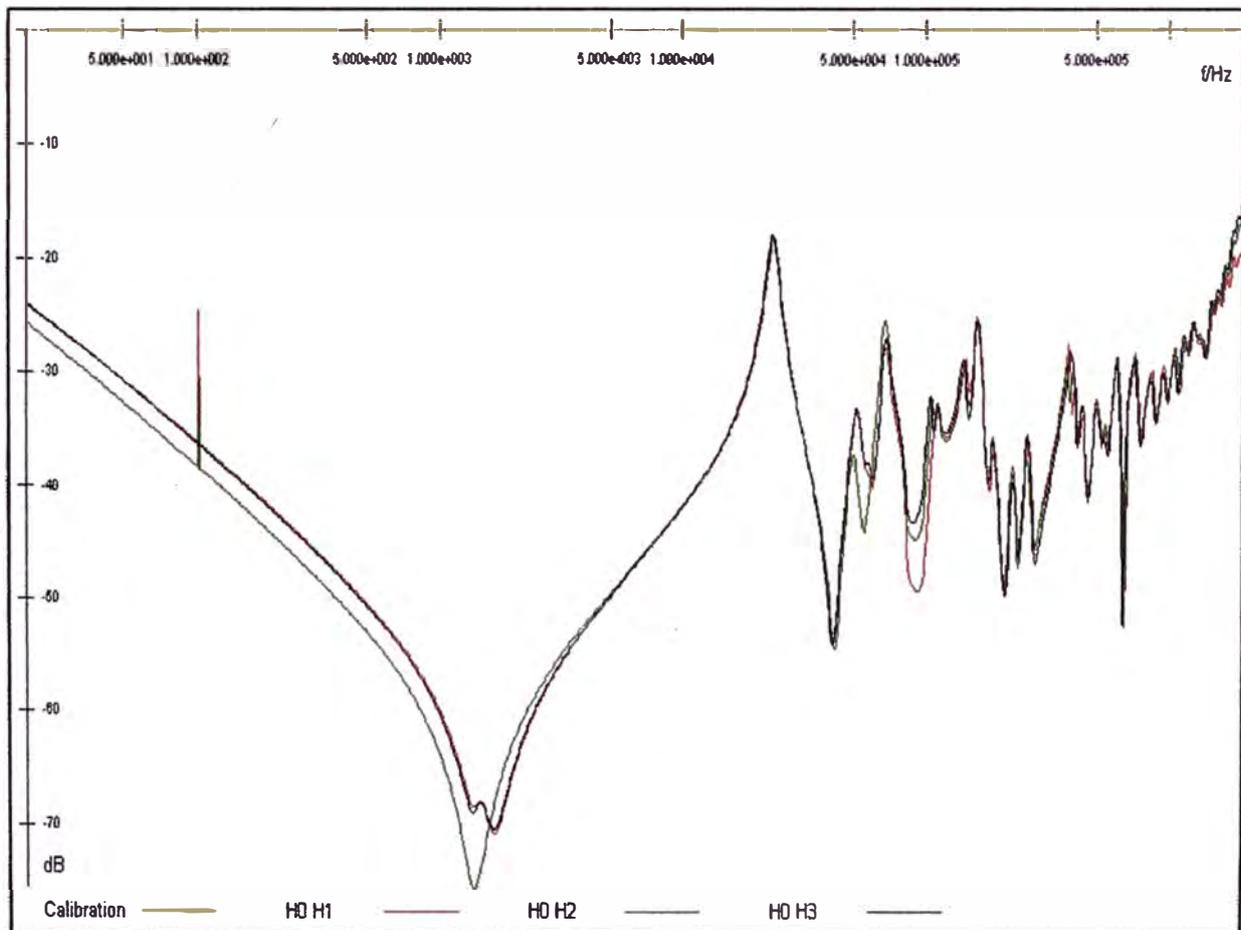
b) Gráficas (según reporte b.6)

Figura 5.1 Prueba en AT y BT en circuito abierto

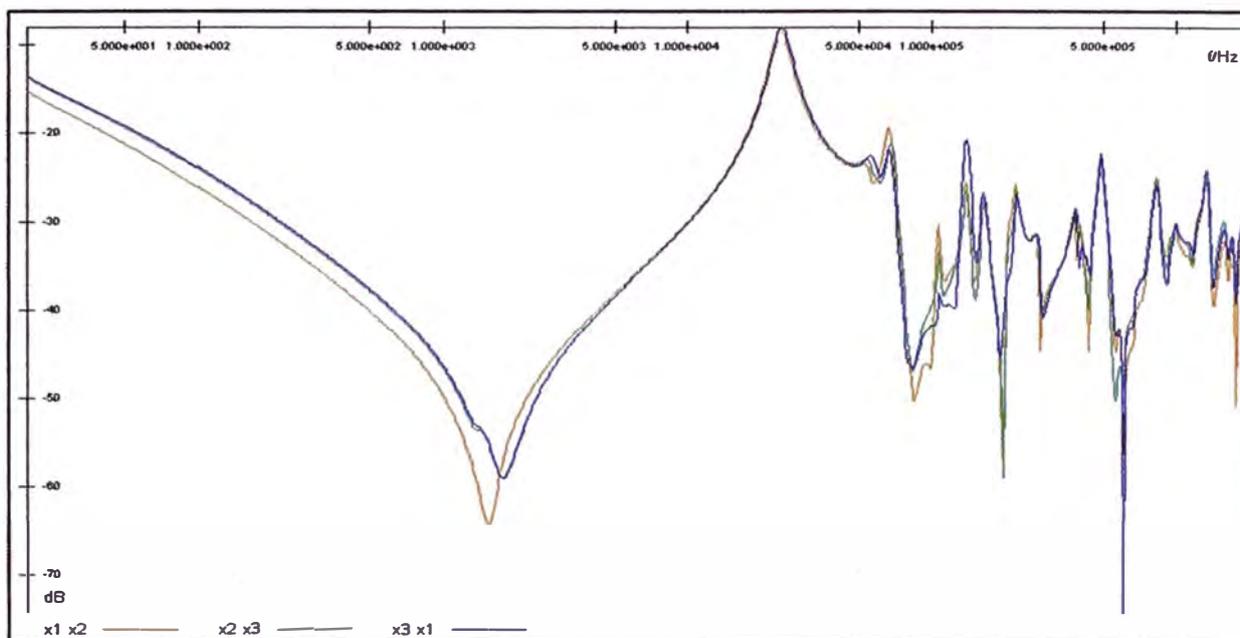


Figura 5.2 Prueba en BT y AT en circuito abierto

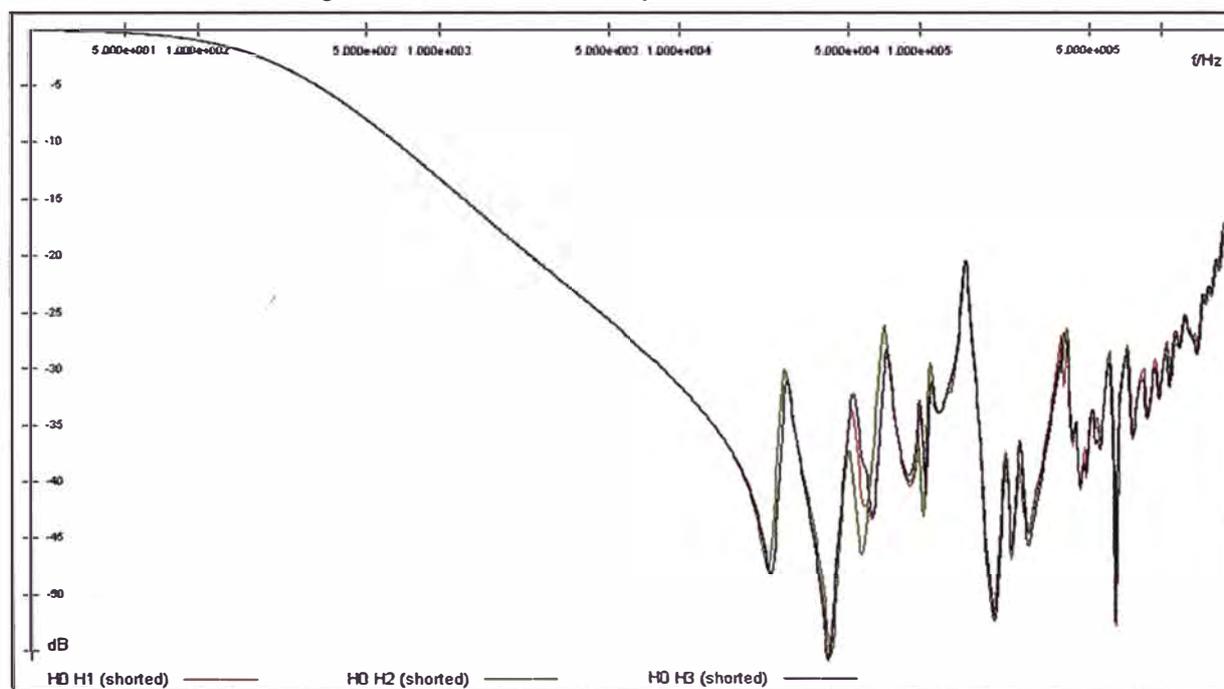


Figura 5.3 Prueba en A.T. en cortocircuito

c) Comentarios de respuesta en barrido de frecuencia

Se recomienda siempre comparar la gráfica obtenida con gráficas de pruebas anteriores, puesto que dicha gráfica es una huella digital única, dicha comparación no debe presentar desplazamiento entre ellas, según norma DL/T 911 - 2004 The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China. Y Report 342 del CIGRE, Mechanical Condition Assessment of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA)-2008.

d) Equipos utilizados: Franalyser

Marca: OMICRON

CAPÍTULO VI
COSTOS APROXIMADOS DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS MÁS IMPORTANTES

6.1 Costo total de las pruebas eléctricas aproximado

Ítem	Descripción	Unid	Cant.	P.U. US \$	Parcial US \$
1	Tangente delta y capacitancia	Gbl	1	413.75	413.75
2	Corriente de excitación	Gbl	1	389.45	389.45
3	Relación de transformación	Gbl	1	264.45	264.45
4	Resistencia óhmica de devanado	Gbl	1	264.45	264.45
5	Resistencia de aislamiento	Gbl	1	80.42	80.42
6	Respuesta al barrido de frecuencia	Gbl	1	292.23	292.23
7	Gastos de traslado ida y vuelta hacia la ciudad de Arequipa	Día	3	134.00	402.00
8	Costo indirecto (1+2+3+4+5+6+7)				2 106.74
9	Gastos generales y Ganancia (0.16)(2148.10)		16%		337.08
Costo total (No incluye IGV) (8 + 9)					2 443.82

6.2 Costo de horas-máquina de equipos aproximado

Ítem	Pruebas	Equipos	Costo alquiler (h-m) US \$
1	Tangente delta y capacitancia	Equipo de pruebas primarias: CPC 100 + CP TD1	91.15
2	Corriente de excitación	Equipo de pruebas primarias: CPC 100 + CP TD1	87.07
3	Relación de transformación	Equipo de pruebas primarias: CPC 100 + CP SB1	53.82
4	Resistencia óhmica de devanado	Equipo de pruebas primarias: CPC 100	53.82
5	Resistencia de aislamiento	Megger	7.81
6	Respuesta al barrido de frecuencia	Franalyser	60.76

6.3 Análisis de Precios Unitarios

- 1.- Partida: Prueba eléctrica de tangente delta y capacitancia
 Unidad: U
 Rendimiento: 2.00 U/día

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario US \$	Parcial US \$
Equipo Eléctrico				
Equipo de pruebas primarias de pruebas de aislamiento	1	h-m	4.00	91.15
Sub-total				364.58
Mano de obra				
Operario	1.00	h-h	4.00	5.00
Ayudante	1.00	h-h	4.00	4.75
Sub-total				39.00
Equipos y Herramientas				
Camioneta Rural	0.20	h-m	0.80	11.25
Herramientas % mano de obra		%M.O.	3.00	39.00
Sub-total				10.17
TOTAL				US \$ 413.75

- 2.- Partida: Prueba eléctrica de la corriente de excitación
 Unidad: U
 Rendimiento: 2.00 U/día

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario \$	Parcial \$	
Equipo Eléctrico					
Equipo de pruebas primarias de pruebas de aislamiento	1	h-m	4.00	85.07	
				Sub-total	340.28
Mano de obra					
Operario	1.00	h-h	4.00	5.00	
Ayudante	1.00	h-h	4.00	4.75	
				Sub-total	39.00
Equipos y Herramientas					
Camioneta Rural	0.20	h-m	0.80	11.25	
Herramientas % mano de obra		%M.O.	3.00	39.00	
				Sub-total	10.17
TOTAL			US \$	389.45	

- 3.- Partida: Prueba eléctrica de la relación de transformación
 Unidad: U
 Rendimiento: 2.00 U/día

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario \$	Parcial \$	
Equipo Eléctrico					
Equipo de pruebas primarias de pruebas de aislamiento	1	h-m	4.00	53.82	
				Sub-total	215.28
Mano de obra					
Operario	1.00	h-h	4.00	5.00	
Ayudante	1.00	h-h	4.00	4.75	
				Sub-total	39.00
Equipos y Herramientas					
Camioneta Rural	0.20	h-m	0.80	11.25	
Herramientas % mano de obra		%M.O.	3.00	39.00	
				Sub-total	10.17
TOTAL			US \$	264.45	

- 4.- Partida: Prueba eléctrica de la resistencia óhmica de devanado
 Unidad: U
 Rendimiento: 2.00 U/día

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario \$	Parcial \$	
Equipo Eléctrico					
Equipo de pruebas primarias de pruebas de aislamiento	1	h-m	4.00	53.82	
				Sub-total	215.28
Mano de obra					
Operario	1.00	h-h	4.00	5.00	
Ayudante	1.00	h-h	4.00	4.75	
				Sub-total	39.00
Equipos y Herramientas					
Camioneta Rural	0.20	h-m	0.80	11.25	
Herramientas % mano de obra		%M.O.	3.00	39.00	
				Sub-total	10.17
TOTAL			US \$	264.45	

- 5.- Partida: Prueba eléctrica de la resistencia de aislamiento
 Unidad: U
 Rendimiento: 2.00 U/día

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario \$	Parcial \$
Equipo Eléctrico				
Equipo de pruebas primarias de pruebas de aislamiento	1	h-m	4.00	7.81
				31.25
				Sub-total
				31.25
Mano de obra				
Operario	1.00	h-h	4.00	5.00
Ayudante	1.00	h-h	4.00	4.75
				19.00
				Sub-total
				39.00
Equipos y Herramientas				
Camioneta Rural	0.20	h-m	0.80	11.25
Herramientas % mano de obra		%M.O.	3.00	39.00
				1.17
				Sub-total
				10.17
TOTAL			US \$	80.42

- 6.- Partida: Prueba eléctrica de respuesta al barrido de la frecuencia
 Unidad: U
 Rendimiento: 2.00 U/día

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario \$	Parcial \$
Equipo Eléctrico				
Equipo de pruebas primarias de pruebas de aislamiento	1	h-m	4.00	60.76
				243.06
				Sub-total
				243.06
Mano de obra				
Operario	1.00	h-h	4.00	5.00
Ayudante	1.00	h-h	4.00	4.75
				19.00
				Sub-total
				39.00
Equipos y Herramientas				
Camioneta Rural	0.20	h-m	0.80	11.25
Herramientas % mano de obra		%M.O.	3.00	39.00
				1.17
				Sub-total
				10.17
TOTAL			US \$	292.23

- 7.- Partida: Transporte Lima-Arequipa-Lima
 Unidad: U
 Rendimiento: 1.00 U/día

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario \$	Parcial \$
Movilidad				
Camioneta Rural 4x4 Hi Lux	1	h-m	8.00	11.25
				90.00
				Sub-total
				90.00
Conductor				
Chofer A-3	1.00	h-h	8.00	5.50
				44.00
				Sub-total
				44.00
TOTAL			US \$	134.00

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1.- En el proceso de mantenimiento y llenado por termovacio de aceite nuevo al transformador de potencia, se realizó el llenado con éxito, en las pruebas finales después del mantenimiento se han respetado las normas pertinentes que garantizan el funcionamiento en buenas condiciones del transformador de potencia de 10 MVA.

2.- El uso de aislamientos importados y adecuados influye en la no ocurrencia de descargas parciales, este fenómeno debe evitarse en todo tipo de aislamientos de alta tensión. Las descargas parciales deben eliminarse o reducirse al mínimo con la aplicación de materiales y procesos de manufactura que garanticen bajos niveles de descargas parciales.

3.- Los equipos de pruebas modernos, agilizan y simplifican las pruebas que se hacen a los transformadores de gran potencia, y permite de esta manera ahorrar tiempo, lo que implica menores costos, para la gran industria y minería.

4.- Los costos por el mantenimiento varían de 4.4 % - 35% según la tabla 2.2 de la comparación de precios de mantenimiento con respecto al precio de un transformador nuevo.

Cuanto más rápido se detecta una falla incipiente, esto evitara que se propague tanto en la degradación de los aislamientos de los bobinados como la degradación del aceite dieléctrico, menor formación de lodos, de gases, etc. Que dañen a todo el transformador y menor será el costo del mantenimiento.

5.- Otro factor importante, es la presencia de corrientes y tensiones de armónicos que existen en toda planta industrial debido a equipos rectificadores monofásicos, trifásicos, reguladores de tensión, horno de Arco, transformadores, etc. y que contribuyen también a degradar los aislamientos de transformadores, motores, generadores y todo equipo eléctrico; Salvo indicación contraria, los transformadores son diseñados considerando sólo el efecto térmico de la onda fundamental.

Si hubiera necesidad de aplicar, a un transformador ya construido, una carga con cierto contenido de armónicas de corriente, habría que establecer una intensidad de la carga reducida (I_r), de modo que las pérdidas totales en los arrollamientos no excedan los

valores de diseño (ej. $I_r = 0.90 \times I_n$).

6.- el análisis físico-químico del aceite muestra resultados favorables (según anexo b.7)

7.- Los valores obtenidos en todas las pruebas cumplen con todas las normas vigentes, por lo tanto son aceptables.

Recomendaciones

1.- Se recomienda hacer un mantenimiento preventivo y predictivo al transformador periódicamente, para así evitar cortes intempestivos.

2.- Cuando se presentan problemas graves, como son: fuga en el aceite dieléctrico, puntos calientes en Bushings de Transformadores, etc.

En equipos de potencia, hay que corregirlos de forma inmediata, para prolongar la vida útil de los equipos y evitar daños posteriores de elevados costos económicos.

3.- Si se va a incrementar el número de operaciones del conmutador bajo Carga se recomienda aumentar la frecuencia de cambio de aceite.

4.- En las pruebas de tangente delta se debe tener cuidado que la tensión de prueba no sobrepase la tensión nominal del transformador para evitar daños al aislamiento del transformador, especialmente cuando se prueba a un devanado que está en estrella.

5.- En la prueba de resistencia óhmica, se debe corregir el valor medido entre líneas (R_{U-V}) de un transformador cuando el devanado está conectado en triangulo. Para obtener la resistencia por fase (R_F); $R_F = 1.5 R_{U-V}$

Cuando el devanado está en estrella la medición no necesita corrección.

ANEXO A
TÉRMINOS DE REFERENCIA

TÉRMINOS DE REFERENCIA SERVICIO

“MANTENIMIENTO INTEGRAL DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10 MVA”

La Gerencia de Distribución requiere contratar los servicios de una empresa Especializado para realizar el servicio de mantenimiento integral de un transformador de potencia 10 MVA, de acuerdo a los detalles que aparecen en el siguiente requerimiento:

1. Objeto de la contratación:

Mantenimiento integral del transformador de potencia trifásico:

Marca	ASEA BROWN BOVERI INDUSTRIAL S.A.
Relación de Transformación	33.5 ± 9x1.391 % / 10.4
Año de Fabricación	1991
Potencia (MVA)	10
N° de serie	L30418
Conmutador bajo carga	SI
Año de Puesta en Servicio	1997

2. Justificación de la necesidad:

El transformador de potencia marca ASEA BROWN BOVERI INDUSTRIAL S.A. será reubicado en para poder cumplir con la ampliación de capacidad, oferta y demanda.

3. Finalidad Publica:

Atender la demanda creciente de la subestación Socabaya zona sur de la ciudad de Arequipa así como garantizar la continuidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios.

4. Descripción del servicio a contratar:

El servicio a contratar comprende la ejecución de los siguientes trabajos:

4.1 Alcances Generales Comunes:

- 2 Movilización y desmovilización de personal, equipos, materiales y accesorios complementarios para el servicio y viceversa.
- 3 Instalación y desinstalación de personal y equipos en lugar de servicio.
- 4 Inspección externa del transformador, accesorios de protección propios entre otros, verificación.
- 5 Pruebas eléctricas al transformador.
- 6 Extracción de muestras y análisis de aceite del transformador.
- 7 Elaboración de informe técnico final.

4.2 Características de los Transformadores:

Ver anexo N° 1

4.3 Actividades a Desarrollar en el servicio:

a) Mantenimiento del Transformador

- 8 Inspección visual externa y verificación del estado del transformador.
- 9 Desconexión y conexión de sistema de barras en AT y BT, incluye retiro de tapas de cajuelas.
- 10 Limpieza y lavado integral del transformador

- 11 Retiro del Retiro de radiadores
- 12 Retiro del aceite de transformador
- 13 Retiro de los bushing de alta y de baja
- 14 Retiro de tapa principal
- 15 Retiro de la parte activa para evaluación y preparación para el proceso
- 16 Secado de la parte activa por proceso de alto vacío
- 17 Cambio de empaques total al equipo
- 18 Suministro de aceite (el tipo de aceite deberá ser aprobado por SEAL)
- 19 Encubado de la parte activa y llenado de aceite
- 20 Montaje de radiadores y cambio de empaques
- 21 Llenado de aceite por máquina de tratamiento
- 22 Limpieza, lavado y mantenimiento de ventiladores
- 23 Verificación y mantenimiento de conexiones de tablero de control del transformador
- 24 Verificación y mantenimiento de los accesorios de protecciones propios del transformador.
- 25 Pintado externo de la cuba con tres (03) capas de pintura base anticorrosivo y dos (02) capas de pintura epóxica a alta temperatura de alta resistencia a la intemperie y condiciones atmosféricas.

b) Mantenimiento de Conmutador Bajo carga MR

- 26 Mantenimiento integral de conmutador bajo carga
- 27 Inspección y evaluación de partes del equipo
- 28 Revisión y verificación de contactos, motor y otros
- 29 Cambio de partes si es necesario (resortes, contactos y otros)
- 30 Montaje de conmutador y puesta en servicio

c) Pruebas Eléctricas de los Transformadores

- 31 Medición de la resistencia óhmica de los bobinados.
- 32 Medición de la resistencia de aislamiento entre los bornes de AT, BT y masa.
- 33 Medida de la relación de transformación en todos los taps del transformador.
- 34 Medición de capacitancias de bobinados.
- 35 Factor de potencia de bobinados.
- 36 Medición de la corriente de excitación.
- 37 Prueba de respuesta al barrido de la frecuencia (SFRA)
- 38 Verificación de la polaridad y grupo de conexión
- 39 Verificación de funcionamiento de los accesorios de protección propios del Transformador.

d) Comprobación del estado de aceite mediante Análisis, que consta de:

Análisis físico-químico que comprende:

- | | | |
|--|-------------|-------------------|
| 40 Rigidez dieléctrica | (KV/2.0 mm) | Norma ASTM D 1816 |
| 41 Tensión interfacial | (mN/m) | Norma ASTM D 971 |
| 42 Cantidad de agua | (Ppmp) | Norma ASTM D1533 |
| 43 Índice de neutralización | (mgKOH/g) | Norma ASTM D 974 |
| 44 Pérdida dieléctrica a 25°C | (%) | Norma ASTM D 924 |
| 45 Emisión de protocolo de pruebas con el resultado del análisis del aceite. | | |

Mediante el análisis físico-químico se determina el estado del aceite en el transformador:

- | | |
|--|---|
| 46 Rigidez dieléctrica: | Mide el nivel de aislamiento del aceite. |
| 47 Tensión interfacial e Índice de acidez: | Indican el nivel de deterioro del aceite. |
| 48 Cantidad de agua: | Indica la cantidad disuelta en el aceite. |
| 49 Pérdida dieléctrica: | Mide el factor de potencia del aceite. |

ANEXO B
REPORTES DE PRUEBAS

b.1) REPORTE DE PRUEBA DE TANGENTE DELTA Y CAPACITANCIA

ISEALITD 10 MVA 23-08-11.xml:

Dispositivo de prueba:	CPC 100
Número de serie:	KF073R (V1)
Fecha/hora:	08/23/2011 14:53:22
Evaluación final:	n/a

Vista general de pruebas:

Tarjeta de prueba	Tipo	Fecha/hora	Resultado	Evaluación	Sobrecarga	K	Temp. Aceite °C	Temp. Amb °C	HR %
TR Data	Comentario	10/05/2007 14:08	no	n/a	No				
HV output on H	Comentario	10/05/2007 14:08	no	n/a	No				
1 H+HL (V)	TanDelta	08/26/2011 09:33:06	si	n/a	No	0.85	27	21.4	17.1
2a H (V)	TanDelta	08/26/2011 09:33:06	si	n/a	No	0.85	27	22.3	16.4
2b H (f)	TanDelta	08/26/2011 09:33:06	si	n/a	No	0.85	27	21.4	17
3a HL (V)	TanDelta	08/26/2011 09:33:06	si	n/a	No	0.85	27	21.5	16.8
3b HL (f)	TanDelta	08/26/2011 09:33:06	si	n/a	no	0.85	27	21.9	17.2
HV output on L	Comentario	10/05/2007 14:08	no	n/a	no				
5a L (V)	TanDelta	08/26/2011 09:33:06	si	n/a	no	0.85	27	20.7	19.2
5b L (f)	TanDelta	08/26/2011 09:33:06	si	n/a	no	0.85	27.1	20.5	19.4
Version	Comentario	10/05/2007 14:08	no	n/a	no				

Pruebas

TR Data:

Fecha/hora: 10/05/2007 14:08

2-WINDING-TRANSFC-PF-TEST

Tester:	MP ING.	Power:	10 MVA	T Oil:	27
Subst:	PARQUE IND.	Vec. G:	YNd11	Tamb:	21.6
Loc:	AREQUIPA	U HV:	33500	Hum:	17.1
Manuf:	ABB	I HV:	172.3	Weaath:	
Type:	D2LN	U LV:	10400		
M. Year:	1991	I LV:	555.1		
Ser N°:	L-30418				

HV output on H:

Fecha/hora: 08/23/2011 14:08

Connections:

Windings: TD1

High V High V/output

Low V In A (red)

Short circuit:

N must be isolated from ground

HighV Phases A+B+C (+N)

LowV PPhases A+B+C (+N)

1 H + HL (V)

Tipo:	Tan Delta	Por:	Omicron electronics; Factory Calibration
Fecha/hora:	08/23/2011 09:33:06	Fecha Calibración:	11/20/2009
Sobrecarga:	no	Modo:	GST
Evaluación:	n/a	Ancho de Banda:	5 Hz
CPTD:	GK749Q	Media:	5
N° Calibración:	11.0	Comp. Temp:	no

Resultado:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	pF	Evaluación
2000.00 V	1994 V	4.7890 mA	60.00 Hz	6.3679 nF	0.3412 %	n/a
4000.00 V	3993 V	9.5952 mA	60.00 Hz	6.3679 nF	0.2918 %	n/a
6000.00 V	6009 V	14.445 mA	60.00 Hz	6.3679 nF	0.2806 %	n/a
8000.00 V	7992 V	19.213 mA	60.00 Hz	6.3679 nF	0.2665 %	n/a
10000.00 V	10020 V	24.091 mA	60.00 Hz	6.3679 nF	0.2511 %	n/a

! = V reducida ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)

*= Supresión de frecuencia de la red

2 a H (V)

Tipo: Tan Delta

Fecha/hora: 08/23/2011 09:33:06 Sobrecargas: no
 Evaluación: n/a CPTD: GK749Q
 N° Calibración: 11.0 Por: Omicron electronics; Factory Calibration
 Fecha de Calibración: 11/20/2009 00:00:00 Modo: GST g-A
 Ancho de Banda: 5 Hz Media: 5
 Comp.: Temp.: no

Resultado:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	pF	Evaluación
2000.00 V	2011 V	1.5578 mA	60.00 Hz	2.0516 nF	0.4798 %	n/a
4000.00 V	4001 V	3.1020 mA	60.00 Hz	2.0534 nF	0.4155 %	n/a
6000.00 V	5996 V	4.6501 mA	60.00 Hz	2.0541 nF	0.3799 %	n/a
8000.00 V	7996 V	6.2024 mA	60.00 Hz	2.0545 nF	0.3617 %	n/a
10000.00 V	10011 V	7.7655 mA	60.00 Hz	2.0546 nF	0.3478 %	n/a

! = V reducida ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)

*= Supresión de frecuencia de la red

2b H (f)

Tipo: Tan Delta Fecha/hora: 08/23/2011 09:33:06
 Sobrecargas: no Evaluación: n/a
 CPTD: GK749Q N° Calibración: 11.0
 Por: Omicron electronics; Factory Calibration Fecha de Calibración: 11/20/2009 00:00:00
 Modo: GST g-A Ancho de Banda: 20 Hz
 Media: 10 Comp.:
 Temp.: no

Resultado:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	pF	Evaluación
2000.00 V	2013 V	391.17 μ A	15.00 Hz	2.0591 nF	0.4194 %	n/a
2000.00 V	2008 V	779.09 μ A	30.00 Hz	2.0549 nF	0.4547 %	n/a
2000.00 V	2011 V	2.0748 mA	80.00 Hz	2.0497 nF	0.4873 %	n/a
2000.00 V	2008 V	3.3627 mA	130.00 Hz	2.0469 nF	0.5112 %	n/a
2000.00 V	2010 V	5.9447 mA	230.00 Hz	2.0434 nF	0.5419 %	n/a
2000.00 V	1998 V	8.4671 mA	330.00 Hz	2.0407 nF	0.5650 %	n/a
2000.00 V	2014 V	10.336 mA	400.00 Hz	2.0395 nF	0.5721 %	n/a

! = V reducida ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)

*= Supresión de frecuencia de la red

3a HL (V)

Tipo: Tan Delta Fecha/hora: 08/23/2011 09:33:06
 Sobrecargas: no Evaluación: n/a
 CPTD: GK749Q N° Calibración: 11.0
 Por: Omicron electronics; Factory Calibration Fecha de Calibración: 11/20/2009 00:00:00
 Modo: UST-A Ancho de Banda: 5 Hz
 Media: 5 Comp.:
 Temp.: no

Resultado

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	pF	Evaluación
2000.00 V	2011 V	3.2766 mA	60.00 Hz	4.3209 nF	02005 %	n/a
4000.00 V	3996 V	6.5085 mA	60.00 Hz	4.3209 nF	02008 %	n/a
6000.00 V	6002 V	9.7764 mA	60.00 Hz	4.3209 nF	02024 %	n/a
8000.00 V	8006 V	13.040 mA	60.00 Hz	4.3209 nF	02026 %	n/a
10000.00 V	10003 V	16.293 mA	60.00 Hz	4.3209 nF	02025 %	n/a

! = V reducida ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)

*= Supresión de frecuencia de la red

3b HL (f):

Tipo: Tan Delta Fecha/hora: 08/23/2011 09:33:06
 Sobrecargas: no Evaluación: n/a
 CPTD: GK749Q N° Calibración: 11.0
 Por: Omicron electronics; Factory Calibration Fecha de Calibración: 11/20/2009 00:00:00

Modo: UST-A
Media: 10

Ancho de Banda: 20 Hz
Comp.:Temp.: no

Resultado:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	pF	Evaluación
2000.00 V	1988 V	811.22 µA	15.00 Hz	4.3286 nF	0.2062 %	n/a
2000.00 V	2006 V	1.6349 mA	30.00 Hz	4.3249 nF	0.1936 %	n/a
2000.00 V	2011 V	4.3667 mA	80.00 Hz	4.3191 nF	0.2055 %	n/a
2000.00 V	2009 V	7.0824 mA	130.00 Hz	4.3160 nF	0.2163 %	n/a
2000.00 V	2008 V	12.511 mA	230.00 Hz	4.3114 nF	0.2352 %	n/a
2000.00 V	1998 V	17.851 mA	330.00 Hz	4.3087 nF	0.2470 %	n/a
2000.00 V	2013 V	21.793 mA	400.00 Hz	4.3072 nF	0.2537 %	n/a

! = V reducida ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)

*= Supresión de frecuencia de la red

HV output on L:

Fecha/hora: 10/05/2007 14:08

Connections:

Windings: TD1

Short circuit:

LowV HighV Output

HighV Phases A+B+C (+N)

HighV IN A (red)

LowV Phases A + B + C (+N)

N must be isolated from ground

5a L (V):

Tipo: Tan Delta

Fecha/hora: 08/23/2011 09:33:06

Sobrecargas: no

Evaluación: n/a

CPTD: GK749Q

N° Calibración: 11.0

Por: Omicron electronics; Factory Calibration

Fecha de Calibración: 11/20/2009 00:00:00

Modo: GST g-A

Ancho de Banda: 5 Hz

Media: 5

Comp.:

Temp.: no

Resultado:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	pF	Evaluación
2000.00 V	2013 V	3.5874 mA	60.00 Hz	4.7237 nF	0.2706 %	n/a
4000.00 V	4001 V	7.1294 mA	60.00 Hz	4.7234 nF	0.2733 %	n/a
6000.00 V	5998 V	10.687 mA	60.00 Hz	4.7230 nF	0.2753 %	n/a
8000.00 V	8002 V	14.257 mA	60.00 Hz	4.7230 nF	0.2762 %	n/a
10000.00 V	10001 V	16.293 mA	60.00 Hz	4.7231 nF	0.2763 %	n/a

! = V reducida ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)

*= Supresión de frecuencia de la red

5b L (f):

Tipo: Tan Delta

Fecha/hora: 08/23/2011 09:33:06

Sobrecargas: no

Evaluación: n/a

CPTD: GK749Q

N° Calibración: 11.0

Por: Omicron electronics; Factory Calibration

Fecha de Calibración: 11/20/2009 00:00:00

Modo: GST g-A

Ancho de Banda: 20 Hz

Media: 10

Comp.:

Temp.: no

Resultado:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	pF	Evaluación
2000.00 V	1993 V	889.87 µA	15.00 Hz	4.7340 nF	0.4080 %	n/a
2000.00 V	2014 V	1.7960 mA	30.00 Hz	4.7285 nF	0.3137 %	n/a
2000.00 V	2010 V	4.7724 mA	80.00 Hz	4.7211 nF	0.2652 %	n/a
2000.00 V	2007 V	7.7382 mA	130.00 Hz	4.7170 nF	0.2654 %	n/a
2000.00 V	1999 V	13.622 mA	230.00 Hz	4.7120 nF	0.2742 %	n/a
2000.00 V	1999 V	19.525 mA	330.00 Hz	4.7087 nF	0.2849 %	n/a
2000.00 V	1987 V	23.515 mA	400.00 Hz	4.7069 nF	0.2924 %	n/a

! = V reducida ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)

*= Supresión de frecuencia de la red

Versión:

Fecha/hora: 10/05/2007 14:08

Template: TR2-WIND C-PF

Versión: 1.41

b.2) REPORTE DE PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN

ISEALIC.EXIT. 10 MVA 23-08-11.xml:

Dispositivo de prueba: CPC 100
 Número de serie: KF073R (V1)
 Fecha/hora: 08/23/2011 15:21:34
 Evaluación final: n/a

Vista general de pruebas:

Tarjeta de prueba	Tipo	Fecha/hora	Resultado	Evaluación	Sobre carga
Quick 1	Quick	01/08/2011 14:47	No	n/a	No
Tan Delta 1	Tan Delta	08/26/2011 09:31:00	si	n/a	No

Pruebas

Quick 1:

Tipo:	Quick	CPTD:	GK749Q
Fecha/hora:	01/08/2011 14:47	Evaluación:	n/a
Sobrecarga:	no	N° Calibración:	11.0
Evaluación:	n/a	Por:	Omicron electronics; Factory
Rango:	OFF	Calibration	
Tan Delta 1:		Fecha Calibración:	11/20/2009 00:00:00
Tipo:	TanDelta	Modo:	UST-A
Fecha/hora:	08/26/2011 09:31:00	Ancho de banda:	5 Hz
Sobrecarga:	no	Media:	5
Comp.		Temp.:	no

Resultado:

V prueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	P@10kV	Evaluación
10000.00 V	10058 V	136.24 mA	60.00 Hz	n/a	979.1247 W	n/a
10000.00 V	10004 V	97.861 mA	60.00 Hz	n/a	708.3667 W	n/a
10000.00 V	10087 V	137.10 mA	60.00 Hz	n/a	979.2800 W	n/a
10000.00 V	10157 V	170.83 mA	60.00 Hz	n/a	1211.6204 W	n/a
10000.00 V	10018 V	119.69 mA	60.00 Hz	n/a	871.9429 W	n/a
10000.00 V	10155 V	174.27 mA	60.00 Hz	n/a	1225.5253 W	n/a
10000.00 V	9904 V	218.00 mA	60.00 Hz	n/a	1565.8461 W	n/a
10000.00 V	10125 V	155.43 mA	60.00 Hz	n/a	1115.5237 W	n/a
10000.00 V	9833 V	221.04 mA	60.00 Hz	n/a	1586.7193 W	n/a

! = V reducida ? = Precisión Reducida (baja tensión o descarga parcial)

*= Supresión de frecuencia de la red

b.3) REPORTE DE PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

ISEALITR_ 10 MVA 23-08-11.xml:

Dispositivo de prueba: CPC 100
 Número de serie: KF073R (V1)
 Fecha/hora: 08/23/2011 14:24
 Evaluación final: n/a

Vista general de pruebas:

Tarjeta de prueba	Tipo	Fecha/hora	Resultado	Evaluación	Sobrecarga
TR Data	Comentario	07/17/2007 20:55:15	No	n/a	no
TR Ratio	Relación TP	08/26/2011 09:33:37	Si	n/a	no
Versión	Comentario	04/06/2009 11:42	no	n/a	no

Pruebas

TR Data:

Fecha/hora: 07/17/2007 20:55:15

TRANSFORMER RATIO MEASUREMENT

Tester:	MP ING.	Vec. G:	YNd11	Sobrecarga:	no
Subst:	PARQUE IND.	U HV:	33500	TR Ratio:	
Loc.:	AREQUIPA	I HV:	172.3	Evaluación:	n/a
Manuf:	ABB	U LV:	10400	Tipo:	Relación TP
Type:	D2LN	I LV:	555.1	Rango:	AC 2kV
M. Year:	1991	U TV:		Fecha/hora:	08/26/2011 09:33:37
Ser N°:	L-30418	I TV:		Grupo vectorial:	YNd11
Power:	10 MVA	Taps:	19		

Valores nominales

Frecuencia: 60.00 Hz

V prueba: 150.0 V

Caja de seccionamiento: funcionamiento de la toma manual

A: U-N → u-w| H1-H0 →X1-X3

Cableado: B: V-N → v-w| H2-H0 →X2-X1

C: W-N → w-w| H3-H0 →X3-X2

Resultado:

Toma	V prim. nom.	V sec. nom.	Relación nom.	V prim.		V sec.		Relación		I prim.	
A 001	37694 V	10400.0 V	2.0926 :1	149.94 V	0.00 °	71.406 V	179.99 °	2.0998 :1	-0.35 %	12.204 mA	-61.90 °
B 001	37694 V	10400.0 V	2.0926 :1	149.88 V	0.00 °	71.383 V	179.97 °	2.0997 :1	-0.34 %	9.9800 mA	-62.39 °
C 001	37694 V	10400.0 V	2.0926 :1	149.81 V	0.00 °	71.346 V	179.97 °	2.0998 :1	-0.34 %	11.655 mA	-61.33 °
A 002	37228 V	10400.0 V	2.0667 :1	150.05 V	0.00 °	72.392 V	179.96 °	2.0727 :1	-0.29 %	12.327 mA	-61.36 °
B 002	37228 V	10400.0 V	2.0667 :1	150.00 V	0.00 °	72.370 V	179.97 °	2.0727 :1	-0.29 %	9.9560 mA	-61.76 °
C 002	37228 V	10400.0 V	2.0667 :1	149.83 V	0.00 °	72.287 V	179.98 °	2.0727 :1	-0.29 %	11.872 mA	-61.54 °
A 003	36762 V	10400.0 V	2.0408 :1	150.10 V	0.00 °	73.372 V	179.97 °	2.0457 :1	-0.24 %	12.229 mA	-61.08 °
B 003	36762 V	10400.0 V	2.0408 :1	150.04 V	0.00 °	73.347 V	179.97 °	2.0456 :1	-0.23 %	10.357 mA	-62.11 °
C 003	36762 V	10400.0 V	2.0408 :1	149.99 V	0.00 °	73.324 V	179.97 °	2.0456 :1	-0.23 %	11.705 mA	-60.74 °
A 004	36296 V	10400.0 V	2.0150 :1	150.03 V	0.00 °	74.322 V	179.98 °	2.0187 :1	-0.18 %	12.768 mA	-61.40 °
B 004	36296 V	10400.0 V	2.0150 :1	149.92 V	0.00 °	74.269 V	179.97 °	2.0186 :1	-0.18 %	10.396 mA	-61.55 °
C 004	36296 V	10400.0 V	2.0150 :1	150.11 V	0.00 °	74.361 V	179.97 °	2.0187 :1	-0.18 %	12.113 mA	-60.75 °
A 005	35830 V	10400.0 V	1.9891 :1	150.03 V	0.00 °	75.331 V	179.98 °	1.9916 :1	-0.13 %	12.965 mA	-60.80 °
B 005	35830 V	10400.0 V	1.9891 :1	150.08 V	0.00 °	75.361 V	179.96 °	1.9915 :1	-0.12 %	10.414 mA	-61.06 °
C 005	35830 V	10400.0 V	1.9891 :1	150.09 V	0.00 °	75.366 V	179.98 °	1.9915 :1	-0.12 %	12.444 mA	-60.56 °
A 006	35364 V	10400.0 V	1.9632 :1	150.12 V	0.00 °	76.415 V	179.98 °	1.9645 :1	-0.07 %	13.037 mA	-60.45 °
B 006	35364 V	10400.0 V	1.9632 :1	149.98 V	0.00 °	76.351 V	179.97 °	1.9643 :1	-0.06 %	10.423 mA	-60.98 °
C 006	35364 V	10400.0 V	1.9632 :1	149.87 V	0.00 °	76.290 V	179.97 °	1.9645 :1	-0.06 %	12.457 mA	-60.20 °
A 007	34898 V	10400.0 V	1.9373 :1	150.08 V	0.00 °	77.459 V	179.97 °	1.9375 :1	-0.01 %	13.255 mA	-60.45 °
B 007	34898 V	10400.0 V	1.9373 :1	150.01 V	0.00 °	77.430 V	179.97 °	1.9374 :1	0.00 %	10.833 mA	-60.84 °
C 007	34898 V	10400.0 V	1.9373 :1	149.91 V	0.00 °	77.376 V	179.98 °	1.9374 :1	0.00 %	12.791 mA	-60.44 °
A 008	34432 V	10400.0 V	1.9115 :1	149.99 V	0.00 °	78.513 V	179.98 °	1.9104 :1	0.06 %	13.497 mA	-60.23 °
B 008	34432 V	10400.0 V	1.9115 :1	149.96 V	0.00 °	78.501 V	179.96 °	1.9103 :1	0.06 %	11.110 mA	-60.90 °
C 008	34432 V	10400.0 V	1.9115 :1	149.97 V	0.00 °	78.505 V	179.98 °	1.9103 :1	0.06 %	13.259 mA	-60.39 °
A 009	33966 V	10400.0 V	1.8856 :1	149.96 V	0.00 °	79.626 V	179.98 °	1.8833 :1	0.12 %	13.884 mA	-60.47 °
B 009	33966 V	10400.0 V	1.8856 :1	149.94 V	0.00 °	79.622 V	179.98 °	1.8832 :1	0.13 %	11.232 mA	-60.76 °
C 009	33966 V	10400.0 V	1.8856 :1	149.98 V	0.00 °	79.635 V	179.98 °	1.8833 :1	0.12 %	13.657 mA	-60.72 °
A 010	33500 V	10400.0 V	1.8597 :1	150.02 V	0.00 °	80.816 V	179.97 °	1.8563 :1	0.18 %	14.232 mA	-60.24 °
B 010	33500 V	10400.0 V	1.8597 :1	150.00 V	0.00 °	80.810 V	179.96 °	1.8562 :1	0.19 %	11.934 mA	-61.59 °
C 010	33500 V	10400.0 V	1.8597 :1	149.97 V	0.00 °	80.786 V	179.98 °	1.8564 :1	0.18 %	14.087 mA	-60.92 °
A 011	33034 V	10400.0 V	1.8339 :1	150.02 V	0.00 °	81.606 V	179.96 °	1.8383 :1	-0.24 %	14.540 mA	-60.31 °
B 011	33034 V	10400.0 V	1.8339 :1	149.96 V	0.00 °	81.577 V	179.97 °	1.8383 :1	-0.24 %	11.757 mA	-60.82 °
C 011	33034 V	10400.0 V	1.8339 :1	149.98 V	0.00 °	81.588 V	179.99 °	1.8383 :1	-0.24 %	14.003 mA	-60.34 °
A 012	32568 V	10400.0 V	1.8080 :1	149.98 V	0.00 °	82.801 V	179.97 °	1.8113 :1	-0.18 %	14.752 mA	-60.30 °
B 012	32568 V	10400.0 V	1.8080 :1	149.96 V	0.00 °	82.796 V	179.98 °	1.8112 :1	-0.18 %	12.166 mA	-60.97 °
C 012	32568 V	10400.0 V	1.8080 :1	149.97 V	0.00 °	82.796 V	179.98 °	1.8113 :1	-0.18 %	14.499 mA	-60.34 °
A 013	32102 V	10400.0 V	1.7821 :1	149.97 V	0.00 °	84.051 V	179.96 °	1.7843 :1	-0.12 %	15.213 mA	-60.23 °
B 013	32102 V	10400.0 V	1.7821 :1	149.94 V	0.00 °	84.042 V	179.98 °	1.7841 :1	-0.11 %	12.422 mA	-60.82 °
C 013	32102 V	10400.0 V	1.7821 :1	149.95 V	0.00 °	84.045 V	179.96 °	1.7842 :1	-0.11 %	14.829 mA	-60.35 °
A 014	31636 V	10400.0 V	1.7563 :1	149.97 V	0.00 °	85.346 V	179.98 °	1.7572 :1	-0.05 %	15.477 mA	-60.27 °
B 014	31636 V	10400.0 V	1.7563 :1	149.97 V	0.00 °	85.349 V	179.98 °	1.7571 :1	-0.05 %	12.662 mA	-60.81 °
C 014	31636 V	10400.0 V	1.7563 :1	149.96 V	0.00 °	85.342 V	179.97 °	1.7572 :1	-0.05 %	15.208 mA	-60.41 °
A 015	31170 V	10400.0 V	1.7304 :1	149.94 V	0.00 °	86.661 V	179.98 °	1.7302 :1	0.01 %	15.977 mA	-60.15 °
B 015	31170 V	10400.0 V	1.7304 :1	149.97 V	0.00 °	86.683 V	179.97 °	1.7301 :1	0.02 %	13.042 mA	-60.75 °

C 015	31170 V	10400.0 V	1.7304 :1	149.96 V	0.00 °	86.677 V	179.96 °	1.7301 :1	0.02 %	15.647 mA	-60.25 °
A 016	30704 V	10400.0 V	1.7045 :1	149.97 V	0.00 °	88.055 V	179.96 °	1.7031 :1	0.08 %	16.485 mA	-60.14 °
B 016	30704 V	10400.0 V	1.7045 :1	149.98 V	0.00 °	88.065 V	179.98 °	1.7031 :1	0.09 %	13.331 mA	-60.68 °
C 016	30704 V	10400.0 V	1.7045 :1	149.96 V	0.00 °	88.051 V	180.00 °	1.7031 :1	0.08 %	15.862 mA	-60.02 °
A 017	30238 V	10400.0 V	1.6786 :1	149.96 V	0.00 °	89.470 V	179.98 °	1.6761 :1	0.15 %	16.880 mA	-60.16 °
B 017	30238 V	10400.0 V	1.6786 :1	149.96 V	0.00 °	89.476 V	179.98 °	1.6760 :1	0.16 %	13.739 mA	-60.65 °
C 017	30238 V	10400.0 V	1.6786 :1	149.96 V	0.00 °	89.470 V	179.99 °	1.6761 :1	0.15 %	16.564 mA	-60.35 °
A 018	29772 V	10400.0 V	1.6528 :1	149.95 V	0.00 °	90.927 V	180.00 °	1.6491 :1	0.22 %	17.330 mA	-60.25 °
B 018	29772 V	10400.0 V	1.6528 :1	149.94 V	0.00 °	90.931 V	179.97 °	1.6489 :1	0.23 %	14.187 mA	-60.58 °
C 018	29772 V	10400.0 V	1.6528 :1	150.01 V	0.00 °	90.971 V	179.99 °	1.6490 :1	0.23 %	16.766 mA	-60.12 °
A 019	29306 V	10400.0 V	1.6269 :1	149.93 V	0.00 °	92.432 V	179.99 °	1.6221 :1	0.30 %	17.699 mA	-60.06 °
B 019	29306 V	10400.0 V	1.6269 :1	149.98 V	0.00 °	92.473 V	179.98 °	1.6219 :1	0.31 %	14.395 mA	-60.60 °
C 019	29306 V	10400.0 V	1.6269 :1	149.96 V	0.00 °	92.453 V	179.99 °	1.6220 :1	0.30 %	17.503 mA	-60.33 °

Versión:

Fecha/hora: 04/06/2009 11:42 Template: TR Ratio Versión: 1.42

b.4) REPORTE DE PRUEBA DE RESISTENCIA ÓHMICA DE DEVANADO

\\SEAL\RES.DEV. 10 MVA 23-08-11.xml:

Dispositivo de prueba: CPC 100 Número de serie: KF073R(V1)
Fecha/hora: 08/23/2011 15:51:03 Evaluación final: n/a

Vista general de pruebas:

Tarjeta de prueba	Tipo	Fecha/hora	Resultado	Evaluación	Sobrecarga
Quick 1	Quick	01/08/2011 14:47	No	n/a	no
Res._Dev.1	Res. Dev.	08/26/2011 09:31:59	Si	n/a	Si
Res._Dev.2	Res. Dev.	08/26/2011 09:31:59	Si	n/a	Si
Res._Dev.3	Res. Dev.	08/26/2011 09:31:59	Si	n/a	Si
Res._Dev.4	Res. Dev.	08/26/2011 09:31:59	Si	n/a	Si
Res._Dev.5	Res. Dev.	08/26/2011 09:31:59	Si	n/a	Si
Res._Dev.6	Res. Dev.	08/26/2011 09:31:59	Si	n/a	Si

Pruebas

Quick 1:

Tipo: Quick Fecha/hora: 01/08/2011 14:47 Sobrecarga: no
Evaluación: n/a Rango: OFF

Res._Dev1:

Tipo: Res. Dev.
Fecha/hora: 08/26/2011 09:31:59
Sobrecarga: si
Evaluación: n/a
Rango: DC 400 A
I pru.: 6.0 A
R mín.: 33.330 $\mu\Omega$
R máx.: 833.33 m Ω
Automático: si
Resultado:
I DC: 6.00 A
V DC: 1.6401 V
R medida: 273.36 m Ω
Desviación: 0.03 %
Tiempo: 39.000 s
Compensación temperatura para Cu.
T medida: 21.9 °C
T ref.: 75.0 °C
R ref.: 329.86 m Ω

Res._Dev2:

Tipo: Res. Dev.
Fecha/hora: 08/26/2011 09:31:59
Sobrecarga: si
Evaluación: n/a
Rango: DC 400 A
I pru.: 6.0 A
R mín.: 33.330 $\mu\Omega$
R máx.: 833.33 m Ω
Automático: si
Resultado:
I DC: 6.00 A
V DC: 1.6385 V
R medida: 273.08 m Ω
Desviación: 0.03 %
Tiempo: 49.000 s
Compensación temperatura para Cu.
T medida: 21.8 °C
T ref.: 75.0 °C
R ref.: 329.66 m Ω

Res._Dev3:

Tipo: Res. Dev.
Fecha/hora: 08/26/2011 09:31:59
Sobrecarga: si
Evaluación: n/a
Rango: DC 400 A
I pru.: 6.0 A

Res._Dev4:

Tipo: Res. Dev.
Fecha/hora: 08/26/2011 09:31:59
Sobrecarga: si
Evaluación: n/a
Rango: DC 400 A
I pru.: 10.00 A

R mín.: 33.330 $\mu\Omega$
 R máx.: 833.33 m Ω
 Automático: si
 Resultado:
 I DC: 6.00 A
 V DC: 1.6443 V
 R medida: 274.0 m Ω
 Desviación: 0.05 %
 Tiempo: 53.000 s
 Compensación temperatura para Cu.
 T medida: 22.0 °C
 T ref.: 75.0 °C
 R ref.: 330.56 m Ω

R mín.: 20.000 $\mu\Omega$
 R máx.: 500.00 m Ω
 Automático: si
 Resultado:
 I DC: 10.00 A
 V DC: 372.04 mV
 R medida: 37.204 m Ω
 Desviación: 0.04 %
 Tiempo: 51.000 s
 Compensación temperatura para Cu.
 T medida: 21.7 °C
 T ref.: 75.0 °C
 R ref.: 44.929 m Ω

Res_Dev5:

Tipo: Res. Dev.
 Fecha/hora: 08/26/2011 09:31:59
 Sobrecarga: si
 Evaluación: n/a
 Rango: DC 400 A
 I pru.: 10.00 A
 R mín.: 20.000 $\mu\Omega$
 R máx.: 500.00 m Ω
 Automático: si
 Resultado:
 I DC: 10.00 A
 V DC: 372.63 mV
 R medida: 37.263 m Ω
 Desviación: 0.05 %
 Tiempo: 48.000 s
 Compensación temperatura para Cu.
 T medida: 21.3 °C
 T ref.: 75.0 °C
 R ref.: 45.070 m Ω

Res_Dev6:

Tipo: Res. Dev.
 Fecha/hora: 08/26/2011 09:31:59
 Sobrecarga: si
 Evaluación: n/a
 Rango: DC 400 A
 I pru.: 10.00 A
 R mín.: 20.000 $\mu\Omega$
 R máx.: 500.00 m Ω
 Automático: si
 Resultado:
 I DC: 10.00 A
 V DC: 382.03 mV
 R medida: 38.203 m Ω
 Desviación: 0.03 %
 Tiempo: 48.000 s
 Compensación temperatura para Cu.
 T medida: 21.6 °C
 T ref.: 75.0 °C
 R ref.: 46.154 m Ω

b.5) REPORTE DE PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

D5060X OC8109J

Test No. 2764

23/08/2011 13:38

mm:ss	kV	Ohms
00:15	5.00	8.02G
00:30	5.02	8.71G
00:45	5.03	9.41G
01:00	5.02	10.06G

DAI = 1.15

01:15	5.03	10.70G
01:30	5.02	11.40G
01:45	5.02	12.00G
02:00	5.02	12.60G
09:15	5.03	27.80G
09:30	5.02	28.00G
09:45	5.02	28.50G
10:00	5.02	28.86G

PI = 2.87

AT-BT

D5060X OC8109J

Test No. 2763

23/08/2011 13:23

mm:ss	kV	Ohms
00:15	2.50	372M
00:30	2.50	376M
00:45	2.50	386M
01:00	2.51	410M

DAI = 1.09

01:15	2.51	412M
01:30	2.49	418M
01:45	2.51	424M
02:00	2.50	426M
09:00	2.50	549M
09:15	2.50	556M
09:30	2.50	562M
09:45	2.50	566M
10:00	2.50	567M

IP = 1.38

BT-M

D5060X OC8109J

Test No. 2765

23/08/2011 13:56

mm:ss	kV	Ohms
00:15	5.00	814M
00:30	5.00	815M
00:45	5.00	827M
01:00	5.00	824M

DAI = 1.01

02:00	5.00	847M
02:30	5.00	856M
03:00	5.00	862M
03:30	5.00	880M
04:00	5.00	894M
04:30	5.00	902M
05:00	5.00	927M
05:30	5.00	942M
06:00	5.00	968M
06:30	5.00	972M
07:00	5.00	978M
07:30	5.00	987M
08:00	5.00	1002M
08:30	5.00	1052M
09:00	5.00	1075M
09:30	5.00	1081M
10:00	5.00	1087M

PI = 1.32

AT-M

b.6) REPORTE DE PRUEBA DE RESPUESTA DE BARRIDO EN FRECUENCIA

OMICRON FRAnalyzer 2.0

PRUEBA PROTOCOLO 2

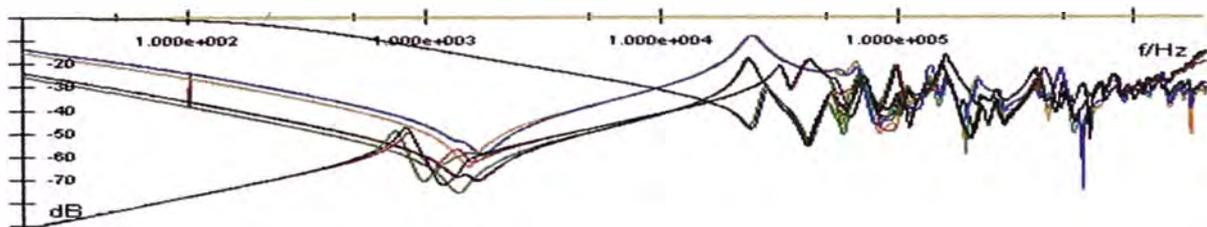
Operador de pruebas: MP ING.
 Fecha/Tiempo: 8/23/2011 09:48:34 AM
 Ubicación: PARQUE INDUSTRIAL
 Temperatura del aceite: 12 °C/53.6 °F
 Comentario:

Transformador

Número de serie:	L-30418	kVA nominal:	10 MVA
Fabricante:	ABB	Alta tensión:	33.5 kV
Código de tipo:	TD2LN	Baja tensión:	10.4 kV
Año:	1991	Tensión terciaria:	0 kV
Ubicación:	PARQUE INDUSTRIAL	Fases:	3
Número		Grupo Vectorial:	YNd11

Trazos de prueba

Nombre	Fecha/Tiempo	Rojo	Azul	Cambiador de Tomas	Devanados en triángulo	otros devanados
Calibration	8/23/2011 08:49:14AM	H0	H0	1	cerrado	abrir
H0 H1	8/23/2011 08:54:30AM	H0	H1	1	cerrado	abrir
H0 H2	8/23/2011 08:59:06AM	H0	H2	1	cerrado	abrir
H0 H3	8/23/2011 09:02:04AM	H0	H3	1	cerrado	abrir
x1 x2	8/23/2011 09:08:46AM	x1	x2	1	cerrado	abrir
x2 x3	8/23/2011 09:12:38AM	x2	x3	1	cerrado	abrir
x3 x1	8/23/2011 09:15:48AM	x3	x1	1	cerrado	abrir
H0 H1 (shorted)	8/23/2011 09:22:35AM	H0	H1	1	cerrado	cortocircuitado
H0 H2 (shorted)	8/23/2011 09:25:54AM	H0	H2	1	cerrado	cortocircuitado
H0 H3 (shorted)	8/23/2011 09:29:10AM	H0	H3	1	cerrado	cortocircuitado
H1 x1	8/23/2011 09:35:41AM	H1	x1	1	cerrado	abrir
H2 x2	8/23/2011 09:39:34AM	H2	x2	1	cerrado	abrir
H3 x3	8/23/2011 09:48:34AM	H3	x3	1	cerrado	abrir

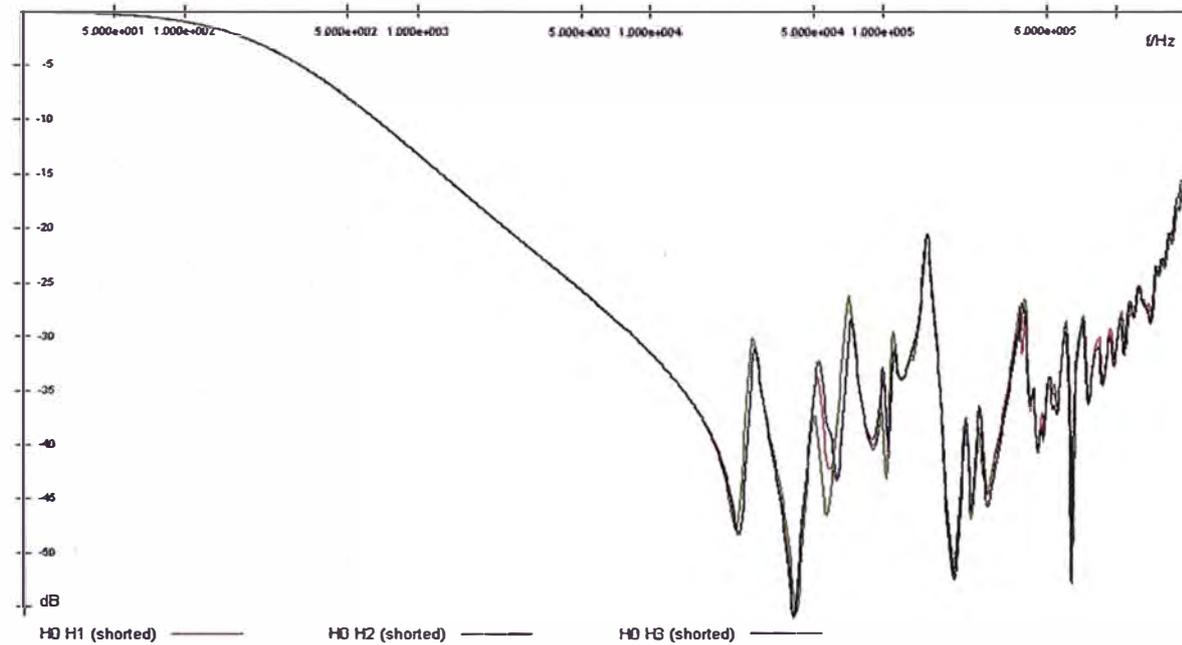
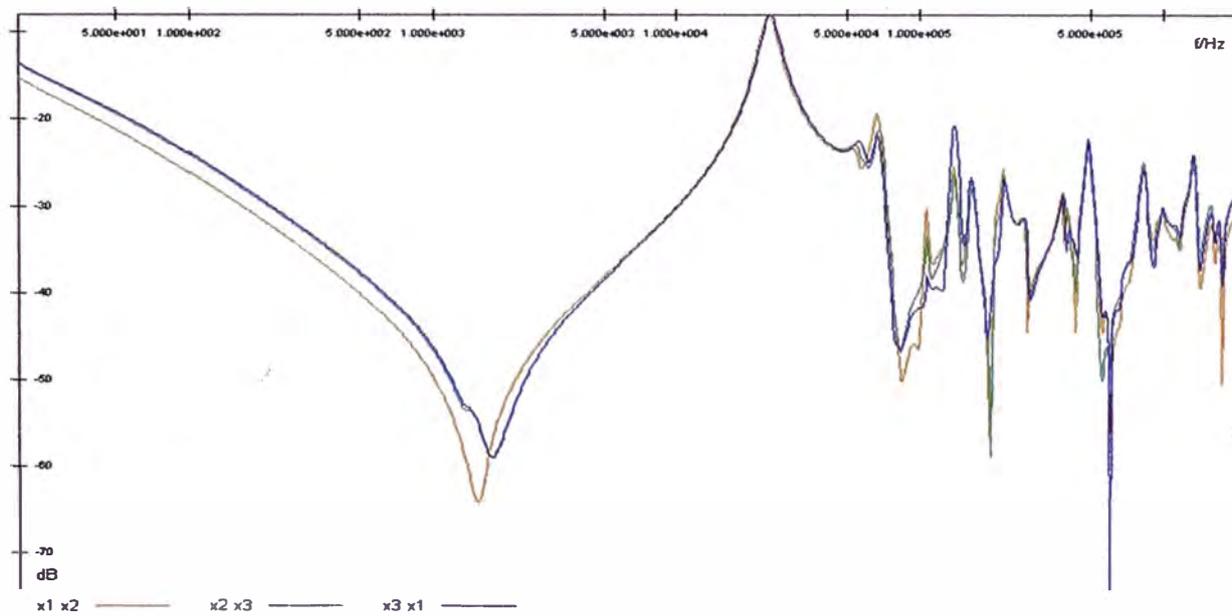
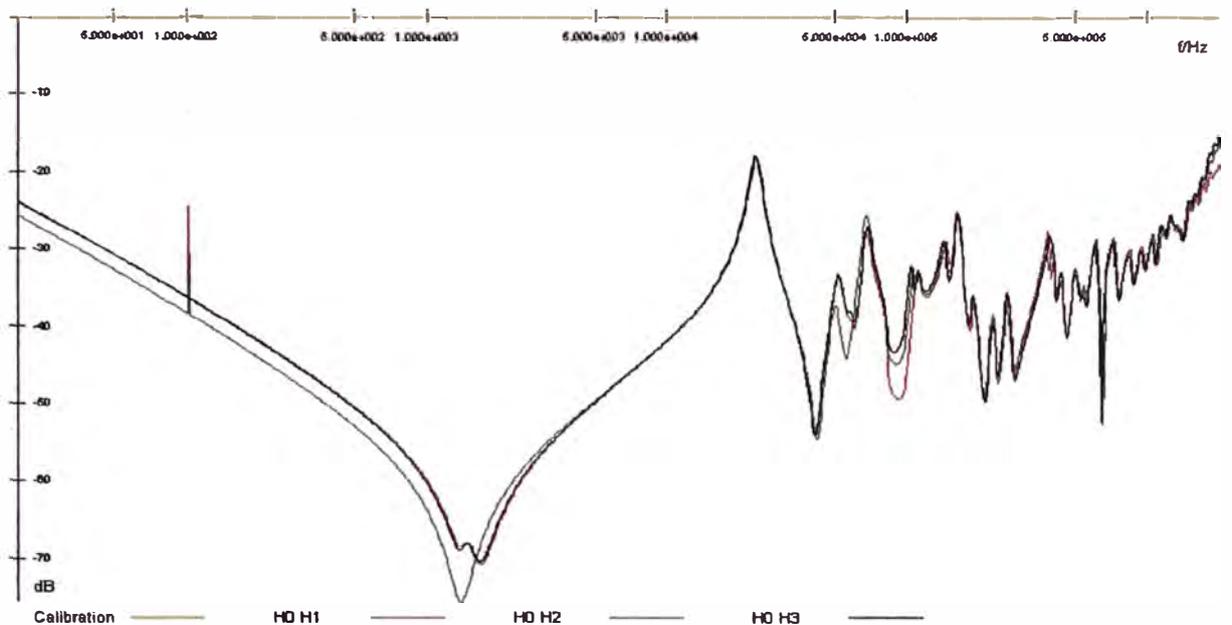


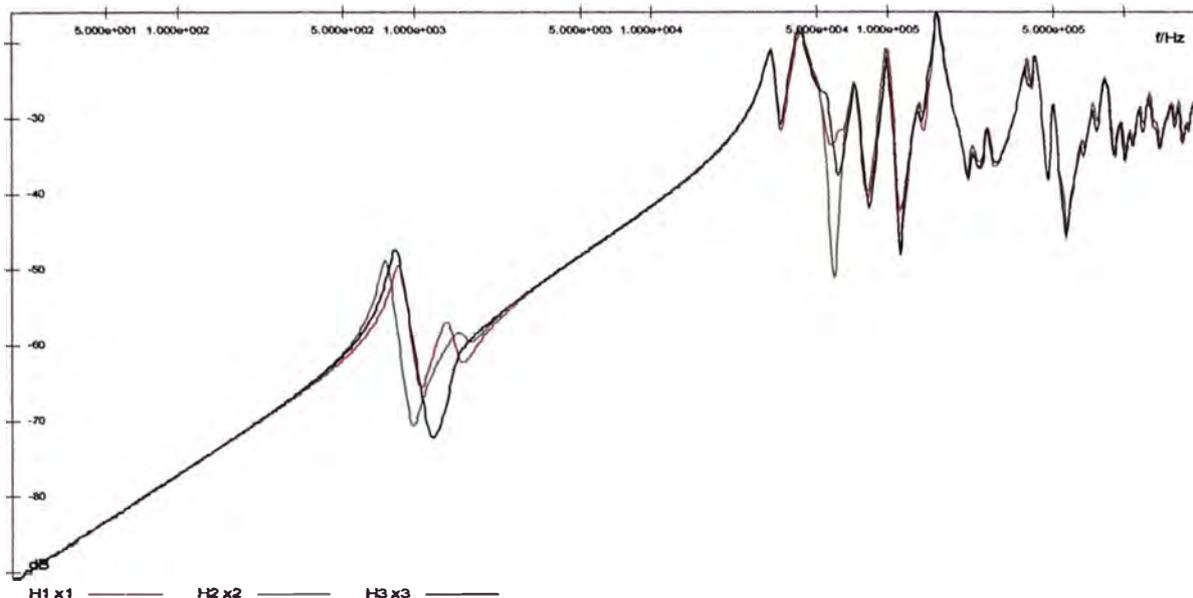
Calibration	_____	H0 H1	_____
H0 H2	_____	H0 H3	_____
x1 x2	_____	x2 x3	_____
x3 x1	_____	H0 H1 (shorted)	_____
H0 H2 (shorted)	_____	H0 H3 (shorted)	_____
H1 x1	_____	H2 x2	_____
H3 x3	_____		

Ajuste de barrido

Frecuencia inicial: 20 Hz
 Frecuencia final: 2 MHz
 Modo de barrido: ver rangos de frecuencias personalizados
 Puntos/barrido: 1000
 Ancho de banda del receptor: <adaptar automáticamente>
 Atenuador: <adaptar automáticamente>
 Impedancia de entrada: 50 Ω
 Rangos de frecuencia personalizados:

Desde la frecuencia	A la frecuencia	Modo de barrido	Puntos
20 Hz	100 Hz	logaritmico	50
100 Hz	1 kHz	logaritmico	210
1 kHz	10 kHz	logaritmico	210
10 kHz	100 kHz	logaritmico	210
100 kHz	1 MHz	logaritmico	210
1 MHz	2 MHz	logaritmico	110





b.7) REPORTE DE ANÁLISIS DE ACEITE

Tabla 5.12 Análisis realizado al aceite nuevo llenado al transformador

CUENTE : Sociedad Eléctrica del Sur Oeste CIUDAD : Arequipa		FECHA : 25-AGOSTO-2011					
SUB ESTACIÓN : Socabaya		UNIDAD N° : 1	INSTALACIÓN :				
DATOS TÉCNICOS							
FABRICANTE : ASEA BROWN BOVERI INDUSTRIAL	EQUIPO : TRANSFORMADOR	POTENCIA MA : 10					
AÑO DE FABRICACION : 1991	CLASE : DE POTENCIA	TENSIÓN KV KV : 33/ 1.4 KV					
SERIE N° : L304B	IMPEDANCIA(%) : 9.7	PESO ACEITE : 6,800 KG					
Tipo de tratamiento o reparación							
Fecha del tratamiento o reparación							
Motivo del análisis							
Día de muestreo	Índice de Acidez (mgKOH/g) ASTM D974	Rigidez dieléctrica (KV 2 mm) ASTM D816	Contenido de Agua (Karl Fisher) (ppm) ASTM D633	Tensión Interfacial (dy/cm) ASTM D97	Factor de Potencia 25°C (%) ASTM D97	Color ASTM D1600	Observaciones
20/08/2011	< 0.01 AC	51.8 AC	12 AC	50 AC	---	0.4 AC	
Valores Límites	≤ 0.05	≥ 40	≤ 30	≥ 32	---	< 3.5	
Abreviatura	AC: Aceptable	CJ: Cuestionable	IN: Inaceptable				
REPORTE							
EL VALOR DE LOS PARAMETROS DE CONTROL ANALIZADOS SE ENCUENTRAN DENTRO DE LOS LÍMITES PERMISIBLES DE OPERACIÓN							
RECOMENDACIONES							
REALIZAR UN NUEVO ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO ELÉCTRICO EN DOCE MESES PARA UN MEJOR CONTROL SOBRE EL COMPORTAMIENTO DEL DIELECTRICO							

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABB, Service Handbook for Transformers 3^{era} edition, 2006.
- [2] Manuel José Carranza Arévalo, Control de Calidad de Máquinas Eléctricas, UNI 2011.
- [3] Ministerio de Energía y Minas, Guía de ensayos de campo para el diagnóstico de equipos de potencia, Lima 2008
- [4] OMICRON, CP SB1 User Manual Omicron electronics, USA 2009.
- [5] OMICRON, CPC 100, User Manual Omicron electronics, USA 2009.
- [6] OMICRON, TD1 User Manual Omicron electronics, USA 2009.
- [7] OMICRON, Franalyser, Diagnostico fiable de devanado y núcleo para transformadores de potencia, USA 2011.
- [8] Megger, Pruebas eléctricas para puesta en marcha y mantenimiento de transformador, Argentina Julio 2010.
- [9] Megger, Seminario teórico practico, prueba SFRA de mantenimiento y puesta en servicio de transformadores de potencia, Colombia Agosto/Setiembre 2011.
- [10] IEEE, Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, power, and Regulating Transformers. IEEE Std. C57.12.90-1999 (Revision of IEEE C57.12.90-1993)
- [11] IEEE Std 62 – 1995, Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: Oil Filled Power Transformer, Regulators, and Reactors.
- [12] Mónica Viviana Lara Moreno, Procedimiento de puesta en servicio de una subestación de interconexión internacional 230 kV, Tesis, Quito 2007