

**PROYECTO DE GRADO EN LA MODALIDAD DE PRÁCTICA EMPRESARIAL:  
PROPUESTA PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE  
TRANSFORMADORES DE MEDIA TENSIÓN Y ELABORACIÓN DE UN  
INSTRUCTIVO TÉCNICO.**

**ANA MILENA SUÁREZ ESPINOSA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2.008**

**PROYECTO DE GRADO EN LA MODALIDAD DE PRÁCTICA EMPRESARIAL:  
PROPUESTA PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE  
TRANSFORMADORES DE MEDIA TENSIÓN Y ELABORACIÓN DE UN  
INSTRUCTIVO TÉCNICO.**

Autor:

**ANA MILENA SUÁREZ ESPINOSA**  
Estudiante de Ingeniería Eléctrica

**Trabajo de Grado para optar al título de  
Ingeniera Electricista**

Director  
**JOSE AMAYA PALACIO**  
Ingeniero Electricista M.I. (c)

Codirector  
**ALFONSO ALBA CÁRDENAS**  
Gerente Controles y Automatización S.A.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2.008**

## DEDICATORIA

*A Dios, pues sin él nada en mi vida existiría ni tendría sentido.*

*A mi madre, Agueda Espinosa, quien con su esfuerzo constante me dio la oportunidad de ser hoy una persona integral, con las virtudes y el profesionalismo suficientes para alcanzar mis metas.*

*A mis hermanos, Luis Alonso, Miguel Antonio y Laura Liliana, a los que les agradezco su compañía y su apoyo.*

*A Carlos Nieto Pieruccini, por su lealtad, su apoyo incondicional en todos los escenarios de mi vida, su colaboración constante en éste proyecto y su preciada amistad.*

*Ana Milena Suárez Espinosa*

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios por ser nuestro guía en la realización de todos nuestros triunfos obtenidos en el transcurso de todo este camino.

A la Universidad Industrial de Santander y todo su cuerpo de profesionales docentes por contribuir con mi formación, no solo profesional sino personal.

Al ingeniero José Alejandro Amaya Palacio, Director del proyecto, por haber ofrecido una excelente formación tanto académica como profesional, por su confianza, orientación y colaboración oportuna.

A la empresa Controles y Automatización S.A. por darme la oportunidad de realizar la práctica empresarial.

Al ingeniero Alfonso Alba Cárdenas, Gerente de la empresa Controles y Automatización S.A., por darme la oportunidad de realizar este proyecto y adquirir valioso conocimiento.

Y todos aquellos amigos y compañeros de la universidad, con los cuales vivimos y compartimos momentos agradables, gracias por su amistad y por su apoyo oportuno en los momentos mas difíciles.

## CONTENIDO

	Pág.
TÍTULO .....	1
CONTENIDO .....	7
INTRODUCCIÓN .....	14
1. MARCO TEÓRICO .....	16
1.1 CONTROLES Y AUTOMATIZACIÓN S.A.....	16
1.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	19
1.2.1 Funcionamiento .....	19
1.2.2 Clasificación.....	21
1.2.3 Partes principales del transformador .....	23
1.2.4 Aislamiento interno .....	33
2. MARCO GENERAL SOBRE EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIA TENSIÓN .....	41
2.1 GENERALIDADES .....	41
2.2 TIPOS DE MANTENIMIENTO .....	42
2.2.1 Mantenimiento correctivo:.....	43
2.2.2 Mantenimiento preventivo:.....	44
2.2.3 Mantenimiento predictivo (basado en la condición): .....	46
2.2.4 Mantenimiento productivo total (T.P.M.) .....	47
2.2.5 Mantenimiento centrado en confiabilidad (R.C.M).....	48
2.3 MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES .....	50
2.3.1 Mantenimiento Preventivo .....	50
2.3.2 Diagnóstico preventivo de Transformadores .....	52
2.3.3 Diagnóstico predictivo por cromatografía de gases disueltos .....	61
2.3.4 Pruebas eléctricas de campo .....	64
3. DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES EN PRÁCTICA.....	71
3.1 DESARROLLO DE ACTIVIDADES .....	75

3.2	PRUEBAS Y ANÁLISIS EN LABORATORIO .....	79
3.3	PRUEBAS ELÉCTRICAS DE CAMPO.....	80
3.4	MANTENIMIENTO EN SITIO.....	81
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	87
4.1	CONCLUSIONES.....	87
4.2	RECOMENDACIONES .....	88
	BIBLIOGRAFIA .....	91
	ANEXO 1.	
	ANEXO 2.	
	ANEXO 3.	

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Representación esquemática del transformador .....	20
Figura 2. Modelo ideal del transformador .....	20
Figura 3. Parte activa (Devanados y Núcleo) .....	23
Figura 4. Devanados del transformador .....	24
Figura 5. Núcleo del transformador .....	25
Figura 6. Transformador 8000 kVA .....	26
Figura 7. Transformador 12000 kVA .....	29
Figura 8. Transformador 8000 kVA .....	32
Figura 9. Tipos de Mantenimiento .....	42
Figura 10. Chispómetro Hipotronics, análisis rigidez dieléctrica.....	54
Figura 11. Bureta automática Schott Geratte, análisis NN .....	55
Figura 12. Coulometro, análisis contenido de agua .....	56
Figura 13. Multiplicadores de Myers.....	57
Figura 14. Tensiómetro Fischer Scientific, análisis tensión interfacial.....	58
Figura 15. Colorímetro manual, análisis de color .....	60
Figura 16. Toma de muestra de aceite para cromatografía de gases .....	64
Figura 17. Medición de resistencia de aislamiento.....	67
Figura 18. Medidor de relación de transformación, TTR .....	67
Figura 19. Medidor de tangente delta.....	69
Figura 20. DLRO (Digital Low Resistance Ohmeter).....	70
Figura 21. Laboratorio de Aceites Transequipos Ltda. ....	79

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Comparación de costos de los 3 sistemas de mantenimiento.....	47
Tabla 2. Ventajas y desventajas de los tipos de mantenimiento .....	48
Tabla 3. Inspecciones y limpiezas típicas .....	51
Tabla 4. Pruebas ASTM para aceites aislantes.....	53
Tabla 5. Clasificación del aceite aislante según IC .....	59
Tabla 6. Códigos de Acción para mantenimiento .....	74
Tabla 7. Cronograma para la toma de muestras al aceite.....	77

## **LISTA DE ANEXOS**

Anexo 1. Instructivo técnico para el mantenimiento de transformadores.

Anexo 2. Sistema general de riesgos en el mantenimiento de transformadores.

Anexo 3. Plan de calidad contrato No. 2-05-26300-860-2007

Anexo 4. Listado de chequeo para inspecciones de mantenimiento preventivo a transformadores.

Anexo 5. Copias de informes presentados a la interventoría del contrato

## RESUMEN

**TÍTULO:** PROYECTO DE GRADO EN LA MODALIDAD DE PRÁCTICA EMPRESARIAL: PROPUESTA PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES DE MEDIA TENSIÓN Y ELABORACIÓN DE UN INSTRUCTIVO TÉCNICO.\*

**AUTOR:** ANA MILENA SUÁREZ ESPINOSA\*\*

### **PALABRAS CLAVES:**

Transformadores, mantenimiento, EAAB, Controles y Automatización S.A., pruebas en campo, análisis de laboratorio, mantenimientos en campo.

### **DESCRIPCIÓN:**

Este proyecto en modalidad de práctica empresarial se desarrolló en el marco de ejecución del contrato que la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá –EAAB- le había adjudicado a la empresa Controles y Automatización S.A. que fue donde se desarrollo la práctica, para que realizara el mantenimiento de los transformadores que hacen parte de la red eléctrica del sistema de abastecimiento del acueducto.

Teniendo en cuenta que el desarrollo continuo de las actividades en el sector industrial y residencial depende en gran medida del adecuado funcionamiento de los transformadores es indispensable promover y estudiar el correcto mantenimiento de los mismos, conocer los diferentes planes de mantenimiento que hoy en día son utilizados para la preservación de su vida útil y cuáles son los principales agentes que inciden en su deterioro.

La tecnología utilizada en mantenimiento es muy variada y puede alcanzar costos muy altos, sin embargo, es de gran importancia identificar cuales técnicas son realmente las utilizadas en la práctica, conociendo y entendiendo cada uno de los procedimientos y aclarando la finalidad que tienen y que sean suficientes para asegurar el debido funcionamiento y vida útil de los transformadores, ya que la gran mayoría de empresas e industrias no poseen los recursos suficientes para llevar a cabo rutinas de mantenimiento costosas.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de ingenierías físico-mecánicas, escuela ingenierías eléctrica, electrónica y telecomunicaciones, director: Jose Alejandro Amaya Palacio.

## SUMMARY

**TITLE:** PROJECT OF DEGREE IN THE MODALITY OF ENTERPRISE PRACTICE: PROPOSAL FOR THE PREVENTIVE MAINTENANCE AND CORRECTIVE OF TRANSFORMING OF AVERAGE TENSION AND ELABORATION OF AN INSTRUCTIVE TECHNICIAN.<sup>†</sup>

**AUTHOR:** ANA MILENA SUÁREZ ESPINOSA\*\*

**KEY WORDS:** Transforming, maintenance, EAAB, Controles y Automatización S.A., tests in field, analysis of laboratory, maintenances in field

### DESCRIPTION:

This project in modality of enterprise practice was developed within the framework of execution of the contract that the Company of Aqueduct and Sewage system of Bogota - EAAB- had adjudged to the company Controles y Automatización S.A. that was where development the practice, so that it realised the maintenance of the transforming that are part of the mains of the system of supplying of the aqueduct.

Considering that the continuous development of the activities in the industrial and residential sector depends to a great extent on the suitable operation of the transforming is indispensable to promote and to study the correct maintenance of the same, to know the different plans from maintenance that nowadays are used for the preservation of their life utility and which are the main agents who affect their deterioration.

The technology used in maintenance is very varied and can reach very high costs, nevertheless, is of great importance of identifying as technical they are really the used ones actually, knowing and understanding each one of the procedures and clarifying the purpose that they have and that is sufficient to support the due operation and life utility the transforming, since the great majority of companies and industries does not own the resources sufficient to carry out expensive routines of maintenance

---

<sup>†</sup> Degree work

<sup>\*\*</sup> Faculty of Physic-Mechanical Engineerings. Electrical, Electronics Engineerings and Telecommunication's School. Supervisor: Jose Alejandro Amaya Palacio.

## INTRODUCCIÓN

El mantenimiento es una de las ramas de la ingeniería que ha tenido mayores avances en los últimos tiempos debido a la excelente relación costo beneficio que otorga al sector empresarial. Teniendo en cuenta que el desarrollo continuo de las actividades en el sector industrial y residencial depende en gran medida del adecuado funcionamiento de los transformadores es indispensable promover y estudiar el correcto mantenimiento de los mismos, por tal razón en la actualidad la ingeniería de mantenimiento hace parte del despliegue profesional para los ingenieros electricistas, surgiendo así la necesidad de realizar proyectos académicos en temas como el mantenimiento de transformadores, y demás elementos de media tensión.

Es objetivo del presente trabajo es documentar los procedimientos básicos a tener en cuenta en la ejecución de los proyectos que intervienen en el mantenimiento de los transformadores de potencia logrando que los estudiantes de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander puedan acceder a ésta información previamente a su participación en trabajos a fines, basados en las actividades realizadas en la presente práctica.

La tecnología utilizada en mantenimiento es muy variada y puede alcanzar costos muy altos, sin embargo, es de gran importancia identificar cuales técnicas son realmente las utilizadas en la práctica y que sean suficientes para asegurar el debido funcionamiento y vida útil de los transformadores, ya que la gran mayoría de empresas e industrias no poseen los recursos suficientes para llevar a cabo rutinas de mantenimiento costosas.

A continuación se describe la estructura del presente documento: en el capítulo 1 se presenta una breve descripción de la empresa donde se realizó la práctica, Controles y Automatización S.A., y el marco teórico de los transformadores haciendo énfasis en sus partes constitutivas, con el fin de comprender mejor su funcionamiento práctico.

El capítulo 2 describe el marco general sobre el mantenimiento preventivo y correctivo de los transformadores además de las técnicas utilizadas para diagnosticar el tipo de mantenimiento a realizar en los mismos.

En el capítulo 3 se describen las actividades que el estudiante en práctica realizó y la metodología desarrollada en la empresa Controles y Automatización S.A.

Finalmente en el capítulo 4 son presentadas las conclusiones y recomendaciones seguidas de los anexos del proyecto, en los que está incluido el instructivo de actividades a realizar para llevar a cabo las labores de mantenimiento.

# **1. MARCO TEÓRICO**

La modalidad del presente proyecto de grado fue práctica empresarial desarrollada en la empresa Controles y Automatización S.A. ejecutando un contrato para la empresa de acueducto y alcantarillado de Bogotá - EAAB, como primera medida se dan a conocer las características de la empresa Controles y Automatización S.A., adicionalmente se exponen los conceptos básicos y la terminología utilizada en el mantenimiento de transformadores que permitirán asimilar con mayor facilidad los resultados del trabajo.

## **1.1 CONTROLES Y AUTOMATIZACIÓN S.A.**

Es una empresa al servicio de la industria, dedicada al diseño, suministro, instalación y puesta en marcha de equipos y sistemas en las áreas de automatización de procesos, calidad de energía e integración de sistemas de control y supervisión.

Está conformada por un grupo de profesionales especializados en diferentes áreas de la ingeniería, con amplia experiencia en el sector industrial. Para optimizar su portafolio de servicios ha establecido las siguientes divisiones operativas:

- Instrumentación
- Software de control
- Gestión Integral HSEQ
- Calibración y Metrología
- Automatización Industrial

- Mantenimiento Predictivo
- Laboratorio de Electrónica Digital
- Redes y Comunicaciones Industriales
- Análisis de Calidad de Energía y Potencia

**Instrumentación:** Presta asesoría especializada en la selección, suministro, montaje y puesta en marcha de sistemas de medición que le permitan a la industria dar soluciones acorde con las necesidades que le impone el desarrollo moderno.

**Software de control:** Controles y Automatización S.A. está en capacidad de integrar soluciones basadas en software de reconocidas marcas e igualmente cuenta con el recurso tecnológico necesario para desarrollar aplicaciones de acuerdo a las necesidades específicas del cliente.

**Gestión Integral HSEQ:** En la medida en que las organizaciones más productivas requieren el engranaje del sistema de gestión de calidad con la gestión ambiental y la gestión de la seguridad y salud, brinda a la industria la asesoría en este campo para lograr alcanzar los objetivos corporativos propuestos.

**Calibración y Metrología:** Con el objetivo de garantizar la trazabilidad de los equipos de medida ofrece el servicio de mantenimiento y calibración, en las principales variables de proceso: peso, nivel, presión, temperatura, flujo, corriente, tensión y potencia.

**Automatización Industrial:** Desarrolla proyectos de automatización que brindan a la industria mejoras significativas en productividad, consumo de energía y costos operativos.

**Gestión de Mantenimiento:** Cuenta con un excelente software de mantenimiento de administración de mantenimiento “Júpiter”, que combinado con la experiencia de los

profesionales de la empresa, brindan un completo soporte en la implementación de un adecuado SGM.

**Mantenimiento Predictivo:** Mediante la utilización de modernas técnicas de diagnóstico promueve la cultura del *mantenimiento por condición* buscando llevar los equipos al máximo de su vida útil sin poner en riesgo la confiabilidad de sus procesos.

**Análisis de calidad de energía y potencia:** Realiza estudios de calidad de energía y potencia, implementa estrategias de uso racional de energía y desarrolla análisis de armónicos y compensación de energía reactiva.

**Centro de servicio continuo:** Como parte del servicio integral a la industria, Controles y Automatización S.A. cuenta con un centro de servicio continuo que atiende toda clase de inquietudes técnicas, servicios y emergencias durante las 24 horas del día.

Hasta el momento se hizo una breve descripción de los procesos fundamentales y principales de la empresa donde se realizó la práctica, y a continuación se presentará el marco teórico de los transformadores de media tensión involucrados en las labores realizadas, especificando el funcionamiento del transformador, las partes que los conforman y particularmente las propiedades e importancia del aceite aislante del transformador.

## **1.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

El primer sistema de distribución de potencia empleaba tensiones de generación y distribución tan bajas, que se requerían corrientes muy elevadas para suministrar magnitudes considerables de potencia. Las grandes corrientes causaban fuertes caídas de tensión y grandes pérdidas de potencia en las líneas de transmisión, restringiendo severamente el área servida por cada estación generadora. Para solucionar este problema, en los años de 1880 debían ubicarse centrales generadoras cada pocas manzanas pero la invención del transformador y por consiguiente el desarrollo de las fuentes de potencia de c.a. eliminaron para siempre estas restricciones sobre el alcance y la magnitud de la potencia de los sistemas eléctricos.

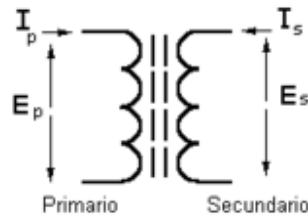
Un transformador, concebido idealmente, cambia un nivel de voltaje de c.a. en otro nivel de voltaje, sin alterar la potencia recibida. Si un transformador eleva el voltaje de un circuito, deberá disminuir la corriente para que la potencia que entra al dispositivo se mantenga igual a la potencia que sale de él. Por lo mismo, la potencia eléctrica de c.a. generada en una central, permite que se eleve su nivel de voltaje para la transmisión a largas distancias con pérdidas muy pequeñas, y por último, que se pueda disminuir su voltaje para su utilización final. Como las pérdidas de transmisión en las líneas de un sistema de potencia son proporcionales al cuadrado de la corriente de línea, al incrementar el voltaje de transmisión y reducir la corriente en un factor de 10 mediante transformadores, reduce las pérdidas en un factor de 100. Sin el transformador, sería imposible utilizar la energía eléctrica en muchas de las formas en que se emplea hoy en día.

### **1.2.1 Funcionamiento**

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

por inducción, la aparición de una fuerza electromotriz en los extremos del devanado secundario.<sup>‡</sup>

**Figura 1.** Representación esquemática del transformador

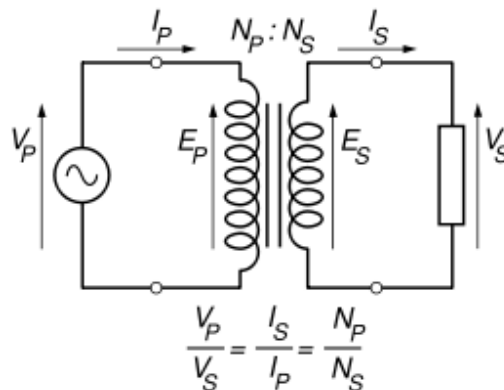


**Fuente:** Constitución y Funcionamiento del Transformador / Herbert Nessler y Friedrich Stadelmeier.

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

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

**Figura 2.** Modelo ideal del transformador



**Fuente:** Constitución y Funcionamiento del Transformador / Herbert Nessler y Friedrich Stadelmeier

<sup>‡</sup> Tomado de Constitución y Funcionamiento del Transformador / Herbert Nessler y Friedrich Stadelmeier

A la relación entre el número de vueltas o espiras del primario y las del secundario se le llama *relación de vueltas* del transformador o *relación de transformación*.

### 1.2.2 Clasificación

Existen diversas formas de clasificar los transformadores, entre las clasificaciones más usuales se encuentran:

#### **Según su construcción:**

- *Autotransformador*: el primario y el secundario del transformador están conectados en serie, constituyendo un bobinado único. Pesa menos y es más barato que un transformador y por ello se emplea habitualmente para convertir 220V a 125V y viceversa y en otras aplicaciones similares. Tiene el inconveniente de no proporcionar aislamiento galvánico entre el primario y el secundario.
- *Transformador toroidal*: el bobinado consiste en un anillo, normalmente de compuestos artificiales de ferrita, sobre el que se bobinan el primario y el secundario. Son más voluminosos, pero el flujo magnético queda confinado en el núcleo, teniendo flujos de dispersión muy reducidos y bajas pérdidas por corrientes de Foucault.
- *Transformador de grano orientado*: el núcleo está formado por una chapa de hierro de grano orientado, enrollada sobre sí misma, siempre en el mismo sentido, en lugar de las láminas de hierro dulce separadas habituales. Presenta pérdidas muy reducidas pero es caro. La chapa de hierro de grano orientado puede ser también utilizada en transformadores orientados (chapa en E), reduciendo sus pérdidas.

- *Transformador de núcleo de aire:* en aplicaciones de alta frecuencia se emplean bobinados sobre un carrete sin núcleo o con un pequeño cilindro de ferrita que se introduce más o menos en el carrete, para ajustar su inductancia.
- *Transformador de núcleo envolvente:* están provistos de núcleos de ferrita divididos en dos mitades que, como una concha, envuelven los bobinados. Evitan los flujos de dispersión.
- *Transformador piezoeléctrico:* para ciertas aplicaciones han aparecido en el mercado transformadores que no están basados en el flujo magnético para transportar la energía entre el primario y el secundario, sino que se emplean vibraciones mecánicas en un cristal piezoeléctrico. Tienen la ventaja de ser muy planos y funcionar bien a frecuencias elevadas. Se usan en algunos convertidores de tensión para alimentar los fluorescentes del backlight de ordenadores portátiles.

**Según su función:** Transformadores de potencia, medida o protección.

**Según su tensión:** Transformadores de transmisión, subtransmisión o distribución.

**Según el número de fases:** Transformadores monofásicos o trifásicos.

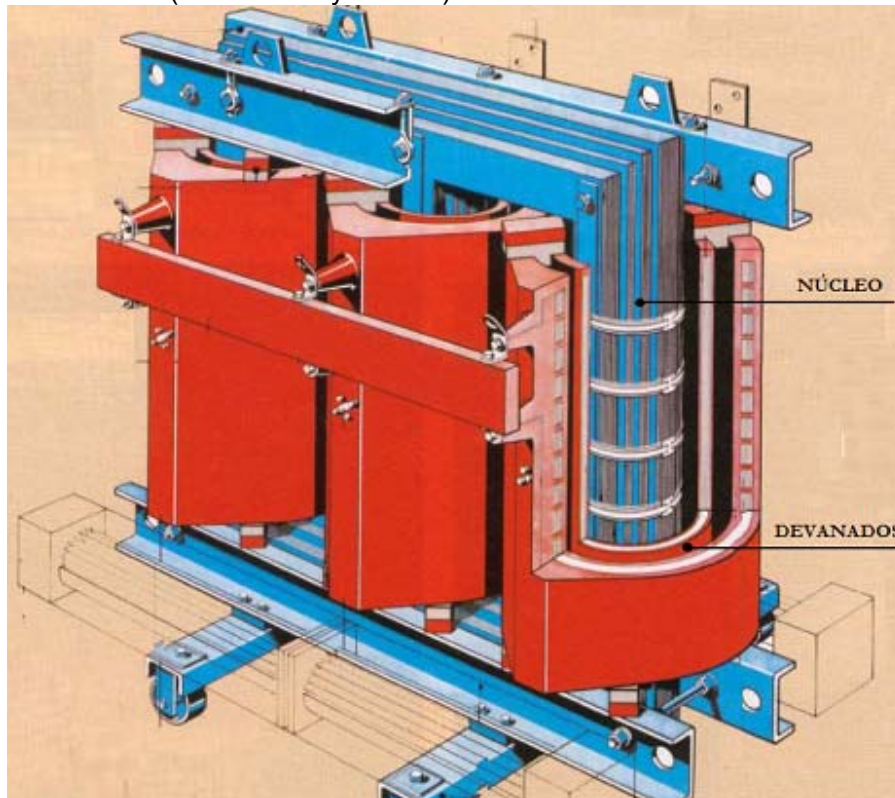
**Según su aislamiento:** Transformadores secos o inmersos en líquido refrigerante.

**Según su ubicación:** Transformadores tipo pedestal o aéreo.

## 1.2.3 Partes principales del transformador

### 1.2.3.1 Parte activa:

Figura 3. Parte activa (Devanados y Núcleo)



Fuente: adaptado de

<http://patricioconcha.ubb.cl/410113/fotos/secciontransversaltraf2.htm>, octubre 2008

Es la parte constitutiva básica de cualquier transformador. En ésta se llevan a cabo los procesos electromagnéticos que permiten cambiar el nivel de tensión de la potencia eléctrica del transformador. En la mayoría de los transformadores la parte activa se encuentra inmersa en aceite mineral dieléctrico; no obstante en la actualidad están tomando auge los transformadores tipo seco, fabricados con materiales y diseños que no requieren la presencia de aceite, aunque sin manejar los mismos niveles de potencia y su uso esta restringido a interiores. Los fabricantes de transformadores secos afirman que

estos son exentos de mantenimiento o que se limita a realizar ajustes y revisión de conexiones. La parte activa la conforman los devanados y el núcleo.

- **Devanados**

**Figura 4.** Devanados del transformador



**Fuente:** Catálogo de transformadores de media potencia, Siemens

A través de los devanados circula la corriente del transformador. La primera consideración de materiales depende esencialmente de economía, donde el cobre es generalmente utilizado como conductor. Aun cuando el cobre tiene una baja resistencia específica su costo ha hecho surgir el uso del aluminio especialmente en transformadores de distribución y pequeña potencia, en aceite y en seco.

Los devanados se elaboran a base de cobre o aluminio esmaltado revestido con papel aislante, el cual es adherido mediante resinas especiales. Los devanados deben tener alta conductividad térmica y eléctrica, características intrínsecas del cobre y el aluminio; sin embargo el papel que los reviste no posee estas características razón por la cual los límites de temperatura que manejan los transformadores son relativamente bajos. De igual forma los devanados deben tener una alta resistencia mecánica, para soportar los esfuerzos producidos por la corriente, y que en condiciones de cortocircuito podrían llegar a destruirlos. Esta resistencia mecánica no es característica de los conductores; por tal motivo el papel es considerado el soporte mecánico de los devanados.

- **Núcleo**

**Figura 5.** Núcleo del transformador



**Fuente:** Manual de servicio para transformadores de potencia, Siemens

En el núcleo circula el flujo magnético del transformador. El material de núcleo ideal (minimizando las pérdidas por histéresis) no debe producir fricción entre las partículas moleculares magnéticas, a medida que el campo magnético continuamente cambia su dirección. Para minimizar las corrientes de EDDY o parásitas, el material de laminación debe hacerse tan delgada como sea posible, sin embargo, el espesor no puede ser reducido más allá de cierto punto, porque las laminaciones se volverían muy débiles mecánicamente.

Las corrientes parásitas en los materiales del núcleo son minimizadas aislando las laminaciones adyacentes con un revestimiento resistente al aceite y a la corrosión. El revestimiento de aislamiento presenta una alta resistencia a las corrientes de EDDY por lo tanto reduciendo las pérdidas.

Generalmente no se presentan problemas en el núcleo, sin embargo, debido a la naturaleza del material se presenta un fenómeno llamado magnetostricción, que consiste

en elongaciones y constricciones periódicas de las láminas de acero, que generan vibraciones identificables por un ruido audible, como un zumbido, y que produce desajustes que a su vez pueden aumentar la vibración.

Actualmente, en la fabricación de transformadores, se emplea, casi de forma exclusiva, la chapa magnética de grano orientado. El espesor de las chapas es de unos 35 mm. Las pérdidas en el núcleo suelen darse en vatios por kilo de material, refiriéndose en la mayor parte de los casos a 1 Tesla, o a 1,5 Teslas. El aislamiento de las chapas magnéticas puede ser de varios tipos. En general, antes se usaba el papel, que se pegaba en las caras de la chapa. Más tarde se usó barniz (silicato sódico). Actualmente, las chapas de grano orientado llevan un tratamiento termoquímico especial ("carlite"), que proporciona el aislamiento necesario.

#### **1.2.3.2 Tanque:**

Protege la parte activa del transformador contra la humedad y contaminación presente en el medio ambiente y contra vibraciones o golpes que esta pueda recibir. El tanque incluye los elementos necesarios para el ensamble, transporte y conexión a tierra del transformador.

#### **1.2.3.3 Carcasa:**

**Figura 6.** Transformador 8000 kVA



**Fuente:** Autor (Subestación Capilla, EAAB)

Presta protección contra el medio ambiente y soporte mecánico a la parte activa del transformador evitando su movimiento. Es fabricada con láminas de acero al carbono, las que deben soportar condiciones de vacío y sobrepresión, además de condiciones climáticas y ambientales adversas. Debido a su composición la carcasa es particularmente sensible a procesos de oxidación y corrosión, que pueden desembocar en fisuras causando fugas y contaminación del aceite dieléctrico; este fenómeno se ve acentuado en ambientes de alta contaminación, humedad o salinidad.

#### **1.2.3.4 Aislamiento:**

Tiene como función aislar a la parte activa de la carcasa. El sistema de aislamiento está constituido básicamente por aceite y papel que proporcionan aislamiento entre los devanados, el núcleo y la carcasa, la puesta a tierra que tiene como función el permitir la libre circulación de descargas a tierra y los bujes que permiten la conexión de los devanados con el exterior aislándolos de la carcasa. El sistema de aislamiento más ampliamente utilizado continúa empleando dos ítems básicos: Un aislamiento líquido (Aceite mineral, siliconas, freón, Policlorinados; de los cuales el 90% o más es aceite); y un aislamiento sólido (papel kraft, cartones prensados, madera, esto es; productos de celulosa).

- **Aisladores líquidos**

Tienen como función servir como aislamiento entre los devanados, el núcleo y la carcasa, además de extraer el calor generado en la parte activa. El aislador líquido más utilizado es el Aceite Mineral Dieléctrico para Transformador, una mezcla de hidrocarburos procedentes del petróleo. Sin embargo en la actualidad se están desarrollando nuevos líquidos aislantes, con el propósito de disminuir los numerosos problemas presentes en los aceites derivados del petróleo.

- **Aisladores sólidos**

Sirven como aislamiento entre los devanados, el núcleo y la carcasa. Los aisladores más utilizados son derivados de la celulosa: papel, cartón y madera. Los barnices son

componentes formados por resinas y endurecedores con los que se impregnan los devanados del transformador y el papel aislante aumentando su rigidez dieléctrica, resistencia mecánica y conductibilidad térmica y reduciendo su higroscopicidad.

- **Bujes o pasatapas**

Tienen como función el permitir la conexión de los devanados del transformador con el exterior, aislándolos de la carcasa. Están fabricados de porcelana libre de cavidades, e impermeable y algunos en su interior además tienen papel aislante, aceite dieléctrico y láminas de aluminio. Es necesario mantener los bujes libres de contaminación para evitar la aparición de arcos, flameos o corrientes de fuga que puedan producir ruptura o perforación del aislamiento. Los bujes de algunos transformadores de gran importancia incluyen también transformadores de corriente de medida, necesarios para el control de temperatura.

#### **1.2.3.5 Refrigeración:**

El sistema de refrigeración del transformador tiene como función extraer el calor generado en la parte activa. Las altas temperaturas afectan directamente al aislamiento de las bobinas, y por tal motivo la vida útil del transformador. La temperatura en el transformador se puede elevar por diversas razones: por el calor generado en los devanados (efecto Joule) y en menor proporción en el núcleo por corrientes parásitas y el efecto de histéresis. Este calor se incrementa con condiciones como sobrecarga, cortocircuitos, o malas conexiones. Los componentes del sistema de refrigeración son:

- **Termómetros**

Tienen como función medir la temperatura del aceite y de los devanados del transformador y activar, progresivamente con el aumento de la temperatura, las etapas de enfriamiento del transformador e incluso desconectarlo al sobrepasar límites preestablecidos.

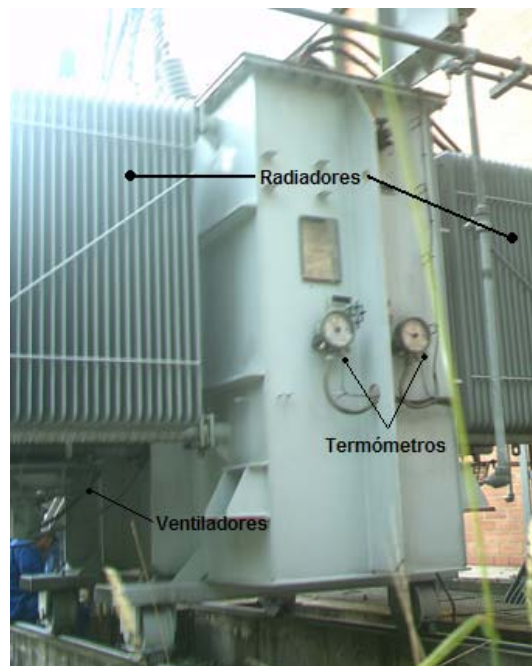
- **Radiadores**

Permiten la transferencia de calor del aceite al medio ambiente. Son fabricados a partir de láminas de acero al carbono, y en su interior presentan una serie de canales por los cuales circula el aceite transfiriendo su calor a través del aire.

- **Ventiladores**

Son utilizados para refrigerar los radiadores. Se colocan de manera horizontal o vertical. La transferencia de calor por convección en este caso es función de la diferencia de temperatura existente entre el aire y los radiadores y de la velocidad del aire, los ventiladores aumentan esa velocidad y garantizan una mayor diferencia de temperatura debido al mayor flujo de aire.

**Figura 7.** Transformador 12000 kVA



**Fuente:** Autor (Subestación Santa Ana, EAAB)

#### **1.2.3.6 Sistemas de protección:**

Los transformadores cuentan con una serie de elementos que tienen como función proteger al transformador de condiciones de operación desfavorable, como cortocircuitos, y sobrecargas prolongadas las cuales generan elevadas temperaturas y sobrepresiones que pueden llegar a deformar la carcasa, y hasta causar explosiones si no se manejan adecuadamente.

#### **Protecciones de variables físicas de temperatura:**

Tienen como función medir la temperatura del aceite y de los devanados del transformador y activar, progresivamente con el aumento de la temperatura, las etapas de enfriamiento del transformador e incluso desconectarlo al sobrepasar límites preestablecidos. Los tipos de termómetros que normalmente se utilizan son:

- Termómetro de carátula sencillo: es usado cuando solamente se requiere indicación de temperatura y cuando tanto el sensor como el indicador de temperatura están cerca del nivel del ojo humano.
- Termómetro de contactos de alarma y disparo, graduable, con indicador de máxima temperatura: usado cuando se requieren señales de alarma y disparo.
- Termómetro de alarma y disparo con transmisión remota de la señal: vienen equipados con dos o tres switches para control y alarmas. Miden temperaturas de aceite y/o del devanado.
- Termómetro de imagen térmica: Los sistemas de Imagen Térmica, son dispositivos electrónicos basados en microprocesadores que calculan el valor máximo instantáneo de la temperatura de los devanados mediante algoritmos que utilizan como parámetros la temperatura del aceite, la corriente instantánea que circula por los devanados, y la constante de tiempo térmica o el gradiente de temperatura de los devanados.
- Monitores de temperatura inteligentes: programa la cargabilidad del transformador dependiendo de variables como temperatura ambiente, estacionalidad de la demanda, entre otras. Permite monitorear la vida útil remanente, puede monitorear hasta 8 parámetros diferentes.

### **Protecciones de variables físicas de presión:**

- **Válvula de sobrepresión**

Protege al transformador de las presiones elevadas producidas por la evaporación del aceite en caso de cortocircuito entre espiras o perforación del aislamiento. Funciona de manera análoga a las ollas de presión, evitando deformaciones permanentes en la carcasa del transformador, esta válvula esta presente en cualquier transformador sumergido en aceite.

- **Relé de presión súbita**

Protege al transformador de los elevados incrementos de presión en cortos periodos de tiempo ocasionados por arcos internos o descargas parciales. Monitorea las tasas de incremento en la presión interna del transformador y cuando estas sobrepasan un límite de diseño, genera señales de desconexión, para evitar daños permanentes en la carcasa del transformador.

### **Protecciones de variables físicas de gases:**

- **Relé Buchholz**

Protege al transformador de fallas que evaporen el aceite como cortocircuitos entre espiras, devanados o contra masa. Los gases producidos buscan la salida a través del tanque de expansión acumulándose en el relé ubicado en la tubería de unión de este con el tanque principal, disminuyen el nivel del aceite en su interior y permitiendo el descenso de contactos que a su vez cierran circuitos independientes de alarma y posterior desconexión del transformador.

### **Protecciones de variables físicas nivel de aceite:**

- **Indicador de nivel de aceite**

Permite controlar el nivel de aceite del transformador, especialmente cuando este posee tanque de expansión. Los más utilizados son los de tipo visor y los de tipo magnético que

cuenta con contactos para alarma y desconexión en caso de sobrepasar los niveles predefinidos, también existe el tipo visor, sin contactos de alarma.

- **Tanque de expansión**

Tiene como función permitir la libre expansión del volumen de aceite, causada por aumentos de su temperatura, evitando deformaciones en la carcasa. Esta compuesto del mismo material de la carcasa y en su interior contiene aceite dieléctrico hasta determinado nivel y en la parte superior aire seco el cual puede ser desplazado mediante un aumento de presión cuando el volumen de aceite aumenta.

**Protecciones de humedad:**

- **Sistema de sílica-gel**

Encargado de liberar de humedad el aire que circula dentro del transformador. En su interior se encuentran perlas de un compuesto higroscópico llamado sílicagel (sal de silicio), que absorbe la humedad del aire hasta un 40% en peso y que puede ser regenerado mediante un sencillo proceso de secado; estas perlas tienen la propiedad de cambiar de color según el contenido de humedad presente en su interior.

**Figura 8.** Transformador 8000 kVA



**Fuente:** Autor (Subestación Capilla, EAAB)

## 1.2.4 Aislamiento interno

### 1.2.4.1 Aceite mineral aislante

El sistema de aislamiento está compuesto de aislamiento líquido (aceite mineral aislante) y aislamiento sólido (papel a base de celulosa obtenido mediante el proceso de Kraft) y son componentes que determinan la vida útil del transformador, por tanto se hace necesario conocer los conceptos básicos que permitirán inferir la importancia de éstos elementos.

#### **Características.**

El aceite dieléctrico para transformador debe cumplir ciertas características técnicas, las más importantes son:

1. *Alta Rigidez Dieléctrica:* es la característica que tiene un aislante para soportar tensión eléctrica a determinada rampa de incremento sin fallar, necesaria en la prevención de arcos en el transformador. Es la tensión a la cual el aceite permite la formación de un arco.
2. *Baja tendencia a la oxidación:* capacidad del aceite para evitar una oxidación prematura. Los procesos de oxidación son el paso inicial en la formación de ácidos, lodos y compuestos perjudiciales que aceleran la degradación del aceite.
3. *Baja Viscosidad y Alto Punto de Fluidez:* la viscosidad es la resistencia que tiene un fluido para fluir. Un aceite muy viscoso fluiría con dificultad en el transformador, disminuyendo su capacidad para extraer calor de los devanados. El punto de fluidez es la temperatura mínima necesaria para fluir; en lugares donde existan muy bajas temperaturas hay que asegurar un alto punto de fluidez.

4. *Alto Punto de Inflamación*: el punto de inflamación es la temperatura mínima la cual el aceite emite gases combustibles en presencia de oxígeno. Un alto punto de inflamación es importante para disminuir la probabilidad de incendios, esta característica es especialmente importante en lugares cerrados como edificios.
5. *Baja tendencia a gasificarse*: resistencia que deben tener hidrocarburos para emitir gases ante la presencia de descargas eléctricas u otras condiciones de falla. Los gases generados en estas fallas además de cambiar las propiedades del aceite, generan elevadas presiones en el transformador que pueden ocasionar su desconexión.
6. *Alto punto de anilina*: el punto de anilina es la temperatura en la que un aceite se disuelve en un volumen igual de anilina. La anilina es un tipo de resina, por tal motivo un bajo punto de anilina determina un alto poder de solvencia del aceite frente a la laca y resinas utilizadas en la construcción de los devanados.
7. *Alta tensión Interfacial*: define la capacidad del aceite de "encapsular" moléculas de agua y sustancias polares; la tensión interfacial es un indicador de que tan soluble es el agua en el aceite. Una alta tensión interfacial es representativa de un aceite poco miscible en agua, por tal motivo un contenido alto de humedad en un aceite de alta tensión interfacial no representaría una disminución alta de su rigidez dieléctrica.

### **Composición.**

El aceite aislante está compuesto de una mezcla de hidrocarburos isoparafínicos, nafténicos y aromáticos a través de procesos especializados de destilación y refinación con el fin de que el producto final cumpla con las cuatro funciones básicas que un buen aceite aislante debe poseer:

- Ser buen aislante eléctrico
- Refrigerar adecuadamente el transformador, disipando el calor natural que genera el proceso de transformación.
- Protector de las partes internas del transformador
- Tener a la vez buena estabilidad a la oxidación, con contenidos apropiados de inhibidor natural y en ocasiones sintético que prevenga la formación de lodo. Esta función tiene apariencia paradójica pero es claro que está asociada al concepto moderno de diagnóstico y mantenimiento preventivo.

### **Hidrocarburos isoparafínicos:**

Son compuestos de la familia de los alcanos (hidrocarburos saturados) con fórmula general  $C_nH_{2n+2}$  formados por cadenas abiertas como las parafinas normales, pero con ramificaciones laterales en su estructura. Tienen un punto de fluidez menor que las parafinas facilitando más que éstas los movimientos de convección. Tienen además menor tendencia a la gasificación y son a la vez más resistentes a la oxidación.

El contenido de isoparafínicos en aceites aislantes esta entre 16 y 22 átomos

### **Hidrocarburos nafténicos:**

También llamados cicloparafinas. Son compuestos de la familia de los alcanos con formula general  $C_nH_{2n}$  , que poseen en su estructura grupos anulares de alrededor 6 átomos de carbono. Poseen características similares a los anteriores pero más estables a la oxidación, con menor tendencia a la formación de gases y carbones ante descargas eléctricas, con bajo punto de fluidez y un aceptable coeficiente de expansión.

Los hidrocarburos nafténicos están presentes entre un 50% y 60% en proporción en el aceite aislante.

### **Hidrocarburos aromáticos:**

Son compuestos muy particulares dentro de los hidrocarburos. Están formados por estructuras anulares en donde una valencia de un átomo de carbono está insaturada. Los aromáticos presentes en el aceite aislante presentan ramificaciones que los hacen relativamente estables a la oxidación. Cumplen la importante función de ser inhibidores naturales del aceite contra la oxidación y cuando se agotan se acelera el proceso de acidificación del aceite.

En general se puede decir que los hidrocarburos aromáticos ramificados poseen las siguientes propiedades:

- Bajo coeficiente de expansión
- Baja estabilidad a la oxidación, pero con la ventaja de que forman compuestos químicos estables impidiendo subsiguientes reacciones de oxidación, comportándose así como inhibidores naturales contra el proceso de acidificación del aceite impidiendo la formación acelerada de lodos.
- Alto poder solvente de lacas y resinas

Su concentración en el aceite aislante se limita generalmente a una proporción entre 4% y 10% para evitar que sus propiedades indeseables afecten notablemente el comportamiento adecuado del aceite aislante. Sin embargo, algunas marcas de aceites llegan a tener contenidos hasta del 18% de hidrocarburos aromáticos sin que en la actualidad exista una norma que limite su contenido presente en los aceites.

### **Inhibidores sintéticos contra la oxidación**

Cuando se desea un aceite aislante más resistente al proceso de oxidación, se recomienda reforzar la acción de los hidrocarburos aromáticos mediante la adición de inhibidores artificiales. Son compuestos químicos sintéticos que reaccionan con facilidad al oxígeno disuelto en el aceite, oxidándose primero formando compuestos solubles y

estables en el mismo aceite, protegiendo las bases de hidrocarburos contra la acidificación.

La American Standard Test Method - ASTM en la Norma 3487 establece que estos compuestos no deben estar en proporción mayor al 0,08% para aceites tipo 1 (no inhibidos) ó al 0,3% para aceites tipo 2 (inhibidos).

### **Contaminación del aceite mineral aislante.**

La contaminación del aislante está básicamente relacionada con:

Presencia de **humedad** en el Aceite (agua): medida en PPM (partes por millón). El valor máx., según la norma IEC 296 para transformadores, no debe superar 30 PPM.

**Partículas:** la fabricación de los transformadores implica la utilización de papeles y celulosa, que pueden desprender pequeñas partes por vibración. Además, los transformadores necesitan un respirador para poder compensar las dilataciones del aceite, siendo foco de entrada de polvo al interior del transformador, y por lo tanto al aceite.

**Oxidación:** Esfuerzos de trabajo, puntos calientes, degeneración de las partículas, suciedad y descompensaciones provocan la generación de gases disueltos y oxidación del aceite aislante del transformador.

### **Proceso de degradación química del aceite mineral.**

Debido a varios agentes y catalizadores que acompañan al aceite aislante dentro del transformador, se desarrolla un proceso químico de oxidación o acidificación. Agentes como: hierro, cobre, celulosa, oxígeno, barniz, laca, pintura, agua, temperatura, sobretensiones, sobrecargas, entre otras, se comportan como catalizadores y acelerantes del proceso contribuyendo al desarrollo de reacciones químicas en cadena, formando distintos productos de oxidación; como primeras sustancias polares aparecen los alcoholes y aldehídos, y entre ellos generan las cetonas y posteriormente formando esterres, los cuales a su vez se activan y polimerizan formando complejos moleculares conocidos como lodos (sustancia resinosa, parcialmente conductora que disminuye el aislamiento y aumenta la temperatura de operación del transformador) que se depositan en los devanados, el núcleo y radiadores formando con el tiempo capas gruesas afectando notablemente las condiciones de operación produciendo altas posibilidades de falla.

Síntomas de degradación del aceite son:

- Cambio de color: oscurecimiento.
- Formación de sustancias polares.
- Formación de ácidos.
- Olor.
- Generación de lodos.

#### **1.2.4.2 Papel aislante**

El papel aislante es el clásico aislamiento utilizado en la fabricación de transformadores sumergidos en aceite y es considerado como el componente crítico en la conservación de la vida útil de estos. En los transformadores de potencia se utiliza papel kraft como aislamiento de los devanados y papel pressboard como soporte mecánico y aislante entre los devanados de alta y baja tensión.

Las funciones básicas que debe cumplir un buen papel aislante dentro del transformador:

- Resistencia eléctrica: debe tener buena capacidad de soportar altas tensiones incluyendo esfuerzos de impulso y sobretensiones.
- Resistencia mecánica a la tracción: la unidad debe soportar los esfuerzos axiales originados en cortocircuitos
- Resistencia térmica y buena transferencia de calor.
- Higroscópico es decir tiende a absorber el agua que lo rodea y por tal motivo en el papel se encuentra el 90% del agua contenida en el transformador.

### **Composición química.**

El papel aislante se compone principalmente de celulosa, polímero compuesto por largas cadenas de glucosa  $(C_6H_{10}O_5)_n$ . La celulosa es degradada fácilmente por acción del calor, rompiendo las cadenas glucosídicas y descomponiéndose en Glucosa, Agua, Oxido y Dióxido de carbono ( $CO$  y  $CO_2$ ) y diferentes Ácidos Orgánicos.

Actualmente se considera que el grado de polimerización es un parámetro que debe ser tenido en cuenta muy en serio dado que es un indicativo del deterioro térmico del papel y por tanto de su cristalización, manifestándose en una disminución de la resistencia a la tracción mecánica. Estudios e investigaciones indican que un grado de polimerización menor de 250 se presenta precisamente cuando la resistencia mecánica a la tracción ha llegado a valores por debajo del 50% de su condición inicial.

### **Papel KRAFT.**

Los materiales de celulosa usados para el papel aislante son normalmente manufacturados de las pulpas de madera mediante el proceso Kraft. Este proceso consiste en la cocción de troncos de madera con una solución alcalina de sulfato de sodio e hidróxido de sodio, usando el primero como solución catalizadora.

Los papeles dieléctricos de pulpa de madera grado Kraft son los de más amplio uso para todos los materiales de aislamiento sólido especialmente por su gran resistencia mecánica y eléctrica, e impregnados de aceite aislante limpio de agua y de productos de oxidación que genera el aceite resultan ser uno de los mejores sistemas de aislamiento conocidos. Además han demostrado tener la mayor estabilidad térmica y un buen comportamiento de la resistencia a la tracción mostrando mejor característica por el efecto del envejecimiento.

Características del papel Kraft dentro del transformador:

- Tiene una aceptable resistencia a la tracción mecánica con un buen comportamiento en el tiempo
- Es extremadamente poroso y por lo tanto se comporta como absorbente de los productos de degradación del aceite desde las etapas iniciales, luego se puede decir que dentro del transformador se tiene un regenerador de aceite.
- Tiene alta afinidad con el agua especialmente en la zona inferior de las bobinas donde se tienen las temperaturas más bajas. Por lo tanto en cierta forma el papel dentro del transformador se comporta como un filtroprensa.
- Se comporta como catalizador en el proceso de oxidación de los hidrocarburos del aceite aislante.

## **2. MARCO GENERAL SOBRE EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIA TENSIÓN**

### **2.1 GENERALIDADES**

A lo largo del proceso industrial vivido desde finales del siglo XIX, la función mantenimiento ha pasado diferentes etapas. En los inicios de la revolución industrial, los propios operarios se encargaban de las reparaciones de los equipos, dedicando todo su esfuerzo a solucionar las fallas que se producían en los equipos. A partir de la Primera y Segunda Guerra Mundial aparece el concepto de fiabilidad y se buscaba no solo solucionar las fallas sino prevenirlas, actuar para que no se produzcan.

Dentro de las diversas formas de conceptualizar el mantenimiento, la que al parecer presenta más actualidad, y al mismo tiempo resulta más abarcadora, es aquella que lo define como el conjunto de acciones, operaciones y actitudes tendientes a tener o restablecer un bien en un estado específico de funcionamiento, asegurando su continuidad y correcta operación. Llevando a cabo una planeación y programación de actividades que garanticen un verdadero beneficio económico.

#### **Objetivos del Mantenimiento**

- Minimizar las reparaciones de emergencia maximizando la disponibilidad del equipo.
- Optimizar la mano de obra y repuestos utilizados y maximizar la vida útil del equipo.
- Garantizar altas disponibilidades de los equipos para lograr las rentabilidades esperadas con las inversiones realizadas al adquirirlos.
- Evitar accidentes.

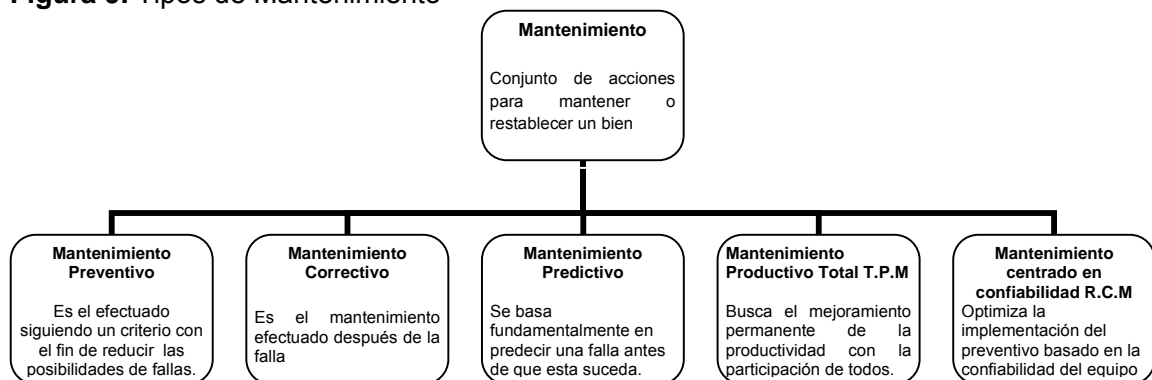
- Conservar los bienes productivos en condiciones seguras y preestablecidas de operación. §

Mantener los equipos en óptimas condiciones proporciona beneficios notables entre los que se encuentran: mantener niveles de producción constantes en calidad y cantidad con mínimos costos y máximos niveles de seguridad, disminuir las pérdidas de energía, prolongar la vida útil de estos equipos y otros asociados a su funcionamiento. Los anteriores beneficios financieros deben justificar el costo asociado a la implementación de programas de mantenimiento.

El mantenimiento es una de las ramas de la ingeniería que ha tenido mayores avances en los últimos tiempos, debido a la creciente automatización de las actividades en la industria que trajo como consecuencia la aparición de equipos más complejos y costosos y que por ende requieren un cuidado más esmerado, por tal razón la industria requiere cada vez un mayor número de ingenieros de mantenimiento.

## 2.2 TIPOS DE MANTENIMIENTO

Figura 9. Tipos de Mantenimiento



Fuente: Autor

§ Tomado de Mantenimiento y seguridad industrial, <http://www.monografias.com>, 20-09-2008

### 2.2.1 Mantenimiento correctivo:

Es el mantenimiento que se realiza una vez detectada una anomalía en el equipo, es decir el conjunto de acciones realizadas con el fin de restablecer el estado normal de funcionamiento de un equipo que ha fallado. La principal ventaja de este tipo de mantenimiento es su relativo bajo costo de implementación, ya que no requiere el desarrollo de programación ni planeación, pero su gran desventaja se ve reflejada en los generalmente altos costos de reparación de equipos fallados, sumados a los ocasionados por las pérdidas de producción por paradas no deseadas.

El mantenimiento correctivo debe tener como principal objetivo el realizar un rápido y acertado diagnóstico de falla con el fin de realizar las acciones correctivas para reestablecer el estado de funcionamiento del equipo y evitar futuras fallas reincidentes.

Dentro de este tipo de mantenimiento podríamos contemplar dos tipos de enfoques:

- *Mantenimiento paliativo o de campo (de arreglo)*

Este se encarga de la reposición del funcionamiento, aunque no quede eliminada la fuente que provoco la falla.

- *Mantenimiento curativo (de reparación)*

Este se encarga de la reparación propiamente pero eliminando las causas que han producido la falla.

Un programa de mantenimiento no planificado o de emergencia enfocado únicamente en la realización de reparaciones de equipos fallados, no será rentable financiera ni técnicamente, no obstante es imposible realizar un programa de mantenimiento que evite

cualquier falla debido al infinito costo que esto implicaría, por tal motivo los programas de mantenimiento correctivo existen en todas las empresas.

### **2.2.2 Mantenimiento preventivo:**

Es el mantenimiento que se realiza periódicamente con base en un plan establecido, realizando inspecciones al equipo, con el fin de descubrir y corregir posibles defectos o problemas menores que pudiesen llegar a ocasionar fallas. Se puede justificar en que se ha logrado determinar que el 99% de todas las fallas de los equipos están precedidas de ciertos signos o condiciones indicadoras de que ellas se van producir.\*\*

#### *Elementos del mantenimiento preventivo*

1. *Planificación de reparaciones – revisiones:* es una planilla periódica (anual, semestral, trimestral, mensual, según criterio) en donde se especifican las tareas (significativas) de mantenimiento programadas que se realizarán en los equipos, utilizando en principio las recomendaciones del fabricante.

2. *Orden de trabajo:* es el instrumento que indica la tarea a realizar y se completa con las horas fuera de servicio, tiempo de reparación, operarios que realizaron la actividad, repuestos utilizados, falla detectada, estado en que queda el equipo, procedimiento, plano etc.

---

\*\* Principios de mantenimiento, González Bohórquez Carlos

3. *Puntos de inspección*: son los lugares que se inspeccionan, pudiendo ser de índole: mecánica, eléctrica, lubricación, electrónica, neumático, oleohidráulico, etc. Generalmente se realiza sobre un dibujo o esquema del equipo.

4. *Historial de máquina*: Detalla las intervenciones significativas de mantenimiento. Se alimenta de la OT e indica: horas fuera de servicio, tiempo de reparación, operarios que realizaron la actividad, repuestos utilizados, costos de mano de obra y de repuestos, falla detectada, estado en que queda el equipo. De la misma se pueden determinar los problemas crónicos. Es útil para tomar decisiones de recambio o de mejora continua.

5. *Evolución de magnitudes*: Es un elemento del historial de máquina, indica en el tiempo como evolucionan las variables de: temperatura, intensidad, tensión, presión, vibraciones, termografía, análisis de aceite, etc.

6. *Frecuencia de inspecciones/reparaciones*: depende de la criticidad, del estado, del costo, del historial y evolución de magnitudes.

7. *Ficha técnica*: Especificaciones, indica las funciones y los componentes de la máquina. Es muy útil para determinar la compra de un elemento cuando se ha detectado que falla, evitando esperar la detención y el posterior desarme para iniciar la compra, por ello es muy importante registrar todos los elementos de los equipos.

8. *Procedimiento*: serie de instrucciones para realizar una operación indicando el personal responsable o a cargo de realizarlas, donde se establece un objetivo, alcance y la normatividad con la que se debe cumplir. Son muy importantes cuando esta en juego la seguridad. Su uso y extensión es sumamente útil

### **2.2.3 Mantenimiento predictivo (basado en la condición):**

Consiste en determinar el estado de la máquina, sin obstaculizar su ritmo productivo, a través de la medición de algún síntoma (como vibraciones, análisis de aceite, temperatura, etc.) y predecir su estado con base en su comportamiento en el tiempo. Se trata de conseguir adelantarse a la falla o al momento en que el equipo o elemento deja de trabajar en sus condiciones óptimas. Su realización no implica detener la producción de la empresa y esta es una gran ventaja ya que elimina los costos que ocasionan estas paradas; sin embargo, el costo de los elementos asociados con la realización de estos mantenimientos es muy alto, limitando su propiedad a grandes empresas o a empresas dedicadas exclusivamente a la prestación de servicios de mantenimiento.

Las acciones recomendadas son en función de:

- Importancia del equipo
- Límites de deterioro del equipo
- Impacto del deterioro del equipo
- Análisis de la tendencia
- Predice la futura falla y el tiempo en que se puede dar

Herramientas del Mantenimiento Predictivo:

- Análisis de Vibraciones
- Termografía
- Análisis de aceite
- Monitoreo de contaminantes
- Inspección por ultrasonido
- Metalografías
- Monitoreo continuo

A continuación en la tabla 1 se ilustra de manera comparativa los costos asociados que tiene cada uno de los tres mantenimientos que se mencionaron anteriormente.

**Tabla 1.** Comparación de costos de los 3 sistemas de mantenimiento

<b>COSTOS</b>	<b>CORRECTIVO</b>	<b>PREVENTIVO</b>	<b>PREDICTIVO</b>
<b>Para implementar</b>	Bajo	Mediano	Altos
<b>Improductivos</b>	Altos	Mediano	Muy bajos
<b>Tiempo de parada</b>	Altos e indefinidos	Predefinidos	Mínimos
<b>Asociado a existencia de Repuestos</b>	Alto consumo e indefinidos	Alto consumo y Definidos	Consumo mínimo

**Fuente:** Autor

En la actualidad los dos sistemas aplicables de mantenimiento que están dando los resultados más eficaces para el logro de un rápido proceso de optimización industrial son el T.P.M (Mantenimiento productivo total) que busca el mejoramiento permanente de la productividad industrial con la participación de todos y el R.C.M (Mantenimiento centrando en confiabilidad) que optimiza la implementación del mantenimiento preventivo, basado en la determinación de la confiabilidad de los equipos.

## **2.2.4 Mantenimiento productivo total (T.P.M.)**

El TPM es un moderno sistema gerencial de soporte al desarrollo de la industria que permite tener equipos de producción siempre listos. Su metodología, soportada por un buen número de técnicas de gestión, establece las estrategias adecuadas para el aumento continuo de la productividad. Es un sistema de organización donde la responsabilidad no recae sólo en el departamento de mantenimiento sino en toda la estructura de la empresa "El buen funcionamiento de las máquinas o instalaciones depende y es responsabilidad de todos". El sistema esta orientado a lograr: Cero accidentes, cero defectos y cero fallas.

Este sistema nace en Japón, fue desarrollado por primera vez en 1969 en la empresa japonesa Nippondenso del grupo Toyota y se extiende por Japón durante los 70, se inicia su implementación fuera de Japón a partir de los 80.

## 2.2.5 Mantenimiento centrado en confiabilidad (R.C.M)

El objetivo principal de RCM está reducir el costo de mantenimiento, para enfocarse en las funciones más importantes de los sistemas, y evitando o quitando acciones de mantenimiento que no son estrictamente necesarias.

El RCM es un enfoque sistémico para diseñar programas que aumentan la confiabilidad de los equipos con un mínimo costo y riesgo: para ello combina aplicaciones técnicas de mantenimiento preventivo, predictivo y proactivo, mediante estrategias justificadas técnica y económicamente. La información almacenada en las hojas de trabajo de RCM minimiza los efectos de rotación de personal y de falta de experiencia.

La tabla 2 resume ciertas ventajas y desventajas de los tipos de mantenimiento:

**Tabla 2.** Ventajas y desventajas de los tipos de mantenimiento

TIPO DE MANTENIMIENTO	VENTAJA	DESVENTAJA
CORRECTIVO	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite intervención rápida</li> <li>• Reposición en tiempo mínimo</li> <li>• Si no afecta la producción puede ser conveniente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto riesgo de fallas</li> <li>• Paradas y daños imprevisibles</li> <li>• Baja calidad de las reparaciones</li> <li>• Aparecen fallas consecuentes</li> <li>• Descontrol de repuestos</li> </ul>
PREVENTIVO	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posibilita planificación y previsión</li> <li>• Permite optimizar el momento de la</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere inversión en infraestructura</li> <li>• Mano de obra y técnicos especializados para</li> </ul>

	reparación <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuidado periódico</li> <li>• Aumento de disponibilidad</li> <li>• Reduce costos de producción</li> <li>• Tiende a la mejora continua</li> </ul>	planes de mantenimiento <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se pueden sobrecargar los costes de mantenimiento</li> </ul>
PREDICTIVO	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite conocer causas del deterioro</li> <li>• Cambios condicionados al estado real de desgaste</li> <li>• Alto índice de fiabilidad</li> <li>• Dominio del proceso, conduce a un método riguroso y objetivo</li> <li>• Economía de recambios</li> <li>• Conveniente cuando se requiere alto nivel de seguridad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere inversión inicial muy importante en equipos</li> <li>• Se justifica cuando los paros intempestivos tienen graves consecuencias</li> <li>• Esfuerzo importante en lectura periódica de datos</li> <li>• Interpretación de datos y conclusiones requiere alto conocimiento técnico.</li> </ul>
PRODUCTIVO TOTAL T.P.M.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Concepto unido a calidad total y mejora continua</li> <li>• Resultado final enriquecido y participativo</li> <li>• Genera una cultura</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inversión, formación y cambios representan alto costo</li> <li>• Requiere convicción del beneficio en toda la organización</li> <li>• Es un proceso que lleva años</li> </ul>
CENTRADO EN CONFIABILIDAD R.C.M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Su implementación lleva a equipos más seguros y confiables</li> <li>• Mejora la calidad del producto</li> <li>• Involucra a los diferentes sectores de la empresa lo que permite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tiempo de implementación prolongado</li> <li>• No es fácil su implementación y definición</li> <li>• Costos y dedicación para su funcionamiento son altos</li> </ul>

Fuente: Autor

## **2.3 MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES**

### **2.3.1 Mantenimiento Preventivo**

Se realiza periódicamente mediante inspecciones al transformador, con el fin de descubrir y corregir posibles defectos. A excepción de las inspecciones visuales y de la termografía, son pruebas realizadas en servicio el transformador por lo que hay que tener un plan de actividades bien estructurado y seguir todas las normas y recomendaciones de seguridad existentes.

Antes de la puesta en servicio de transformadores se debe comprobar la correcta ejecución del montaje y el funcionamiento de los aparatos de protección.

Cuando se conecte un transformador por primera vez o después de una reparación, es decir durante la puesta en servicio, se debe seguir el protocolo correspondiente para estos casos y además debe tenerse especial cuidado vigilando permanentemente las variables de funcionamiento de este, particularmente la temperatura y ruidos extraños por un periodo de tiempo mínimo necesario para permitir la estabilización de las condiciones de trabajo.

Es muy importante supervisar periódicamente las condiciones de operación y el estado físico del transformador, con el fin de encontrar posibles defectos que puedan ocasionar malfuncionamiento de este. Para realizar las inspecciones es importante realizar un listado de partes a inspeccionar con el fin de revisar todo lo necesario, sin pasar por alto alguna revisión. Es necesario seguir las indicaciones de mantenimiento que los fabricantes brindan en los manuales de operación o servicio del transformador. Los parámetros de funcionamiento y estado que hay que verificar en el transformador son generalmente temperatura, nivel de aceite, humedad y contaminación o deterioro de la pintura.

**Tabla 3.** Inspecciones y limpiezas típicas

<b>Parámetro de Funcionamiento</b>	<b>Actividad</b>
Temperatura	Verificar la lectura en los termómetros. Valores altos pueden indicar sobrecargas continuas o problemas en el sistema de refrigeración. En lo posible verificar el correcto funcionamiento de los ventiladores y el de las bombas de circulación forzada de aceite y agua, si existen.
Nivel de Aceite	Verificar el nivel del indicador de aceite. Niveles más bajos que el esperado se deben probablemente a fugas de aceite, en este caso verificar posibles fugas que se identifican fácilmente por la aparición de manchas en la pintura o zonas de color diferente en la carcasa, verificar el estado visual de los empaques y válvulas.
Humedad	Verificar el color de las perlas de silicagel. En estado seco este color puede ser azul, café o naranja oscuro; en estado de saturación estas perlas cambian a color rosa, azul suave-blanco, o naranja suave-blanco respectivamente, en esas condiciones es necesario cambiarlas o regenerarlas.
Limpieza	Es necesario realizar una limpieza general con disolventes especiales a la carcasa, los bujes y al sistema de refrigeración del transformador, en esta se debe eliminar la suciedad y desengrasar con el fin de detener todos los procesos de degradación existente e identificar posibles fugas de aceite en el transformador.
Pintura	Un adecuado estado de la pintura es necesario para evitar los nocivos efectos de la oxidación y corrosión sobre la carcasa. Es recomendable mantener el buen estado, se recomienda en periodos no mayores a cinco años con el fin de evitar la degradación avanzada de esta y los complejos procesos de remoción y renovación total de pintura. El proceso de pintura incluye actividades de limpieza con desengrasantes y aplicación de anticorrosivos especiales, dependiendo de las condiciones ambientales del sitio

	de ubicación del transformador.
Puesta a Tierra	Es necesario verificar y medir periódicamente el estado de la conexión a tierra del transformador.

**Fuente:** Autor

### 2.3.2 Diagnóstico preventivo de Transformadores

El análisis dieléctrico y físico – químico del aceite es un conjunto de pruebas, mediante el cual se determina el porcentaje de agua en el papel aislante, la calidad química del aceite y el grado de impregnación de productos de oxidación en el papel aislante, para diagnosticar el estado del sistema de aislamiento papel – aceite y determinar el procedimiento adecuado de mantenimiento a seguir.

#### **Pruebas ASTM para aceites aislantes en operación:**

En la norma, ASTM D-117 se relacionan 33 propiedades de los aceites aislantes minerales con base en hidrocarburos y 55 métodos de prueba. Pero en la práctica, según consenso internacional, solamente 8 interesan para medir la degradación y contaminación de los aceites en operación, las cuales se relacionan en la tabla 4 que son valores y rangos sugeridos por la Compañía S.D. Myers, y establece criterios prácticos con base en la experiencia para tomar decisiones acertadas desde el punto de vista de la necesidad de efectuar el mantenimiento preventivo que exactamente necesita el transformador, se considera de mucha utilidad práctica para la toma de decisiones acertadas y se corroboran sus beneficios con experiencia de muchas empresas dedicadas al mantenimiento de transformadores inmersos en aceite mineral aislante.

Ninguna prueba por sí sola se debe tomar como un indicador confiable para tomar cualquier decisión en materia de mantenimiento. Es necesario tener en cuenta el paquete de las 8 pruebas. De todas maneras la ASTM tiene establecida la norma D-3487 que fija los requerimientos de las propiedades para los aceites aislantes nuevos en sus dos clasificaciones: Aceites tipo I y aceites tipo II. Teniendo en cuenta dicha norma es muy

importante estar monitoreando cómo va el proceso de oxidación del aceite aislante y para esto se requiere realizar periódicamente las pruebas ASTM para aceites aislantes.

**Tabla 4.** Pruebas ASTM para aceites aislantes

<b>PRUEBAS ASTM MÁS IMPORTANTES PARA ACEITES EN OPERACIÓN</b>		
<b>Método de prueba ASTM</b>	<b>Criterios para evaluar condición de aceite<sup>††</sup></b>	<b>Información que suministra la prueba</b>
Rigidez dieléctrica D-877 (kV)	Aceptable $\geq 30$ Admisible = 25 - 30 Inaceptable $< 25$	Cont. Conductores impurezas – agua
Número de neutralización D-974 (mg KOH/g)	Aceptable $\leq 0.05$ Admisible = 0.06 – 0.1 Inaceptable $> 0.10$	Ácidos presentes lodos
Tensión interfacial D-971 (Dinas/cm)	Aceptable $\geq 32$ Admisible = 28 – 31.9 Inaceptable $< 27.9$	Comp. Hidrofílicos o cont. Pol. Ácidos
Color D-1500	Aceptable $\leq 3.5$ Inaceptable $> 3.5$	Un marcado cambio en un año indica una anomalía
Contenido de agua D-1533 (PPM)	Aceptable $< 30$ Admisible = 30 – 34.9 Inaceptable $\geq 35$	Indica contenido total de agua en el aceite
Gravedad específica D-1298	Aceptable = 0.84 – 0.91 Admisible $< 0.84$ Inaceptable $> 0.91$	Reporta un rápido chequeo de cont.
Contenido de inhibidor D-4768	0.08% para aceite Tipo 1 0.3% para aceite Tipo 2	Nivel defensas contra productos de oxidación
Factor de potencia a 25°C D-924	0.05% máximo aceite nuevo	Indica agua, cont., ácidos o cont. Extraños

**Fuente:** Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo, Ernesto Gallo

En el capítulo anterior se evidenciaron algunas de las características técnicas que debe cumplir el aceite dieléctrico y a continuación se especifican las pruebas que se le realizan y se puede comprobar que hay métodos de prueba para evaluar el estado de algunas de las características para los aceites que están en operación y así obtener resultados que

<sup>††</sup> Criterios de la compañía S.D. Myers de USA, que tiene una base de datos de investigación en más de un millón de transformadores durante 30 años y más de 200.000 muestras por año.

sirven como base para tomar las acciones necesarias para mejorar y mantener las condiciones favorables del aceite.

### **2.3.2.1** Rigidez dieléctrica, norma ASTM D-877

La rigidez dieléctrica es útil como un primer indicio de la presencia de contaminantes tales como agua, impurezas, fibras de celulosa o partículas conductoras y además es importante como concepto de seguridad de operación actual del equipo.

La prueba se realiza aplicando progresivamente tensión a dos electrodos de bronce, de geometría y separación según la norma que se este aplicando, sumergidos en el aceite a probar y el conjunto aceite electrodos en un vaso apropiado.

En la figura 10 se muestra un chispómetro, dispositivo que se utiliza para determinar la rigidez dieléctrica del aceite de los transformadores.

**Figura 10.** Chispómetro Hipotronics, análisis rigidez dieléctrica



**Fuente:** Laboratorio Transequipos Ltda.

### 2.3.2.2 Número de neutralización, norma ASTM D-974

Es una medida de los agentes ácidos en el aceite, estado avanzado del proceso de degradación del aceite. En un aceite nuevo el número de neutralización es pequeño, y aumenta como resultado del envejecimiento, deterioro y oxidación.

En la figura 11 se puede apreciar la bureta analítica, el agitador – calentador y demás instrumentos que son utilizados en la prueba de numero de neutralización

**Figura 11.** Bureta automática Schott Geratte, análisis NN



**Fuente:** Laboratorio de Transequipos Ltda.

### 2.3.2.3 Contenido de humedad, norma ASTM D-1533

Puede provenir del aire atmosférico o de la degradación de la celulosa (aislante sólido del transformador). Contenidos bajos de agua (hasta 30 ppm) permanecen en solución y no cambian el aspecto del aceite. Cuando el contenido de agua supera el valor de saturación, aparece agua libre en forma de turbidez o gotas decantadas. El agua disuelta afecta las propiedades dieléctricas del aceite: disminuye la rigidez dieléctrica y aumenta el factor de disipación dieléctrica (tangente delta).

En un transformador, el agua se reparte entre el aceite y el papel, en una relación predominante hacia el papel. Un alto contenido de agua acelera la degradación de la celulosa, reduciendo la vida útil del aislante sólido.

El método de medición más preciso es el Karl Fischer por titulación coulométrica, totalmente automático que da la información directa en ppm. La generación de yodo en el reactivo Karl Fischer, es un indicador directo del agua presente en la muestra de aceite. En la figura 13 se muestra el Coulometro, equipo utilizado para conocer el contenido de humedad del aceite.

**Figura 12.** Coulometro, análisis contenido de agua



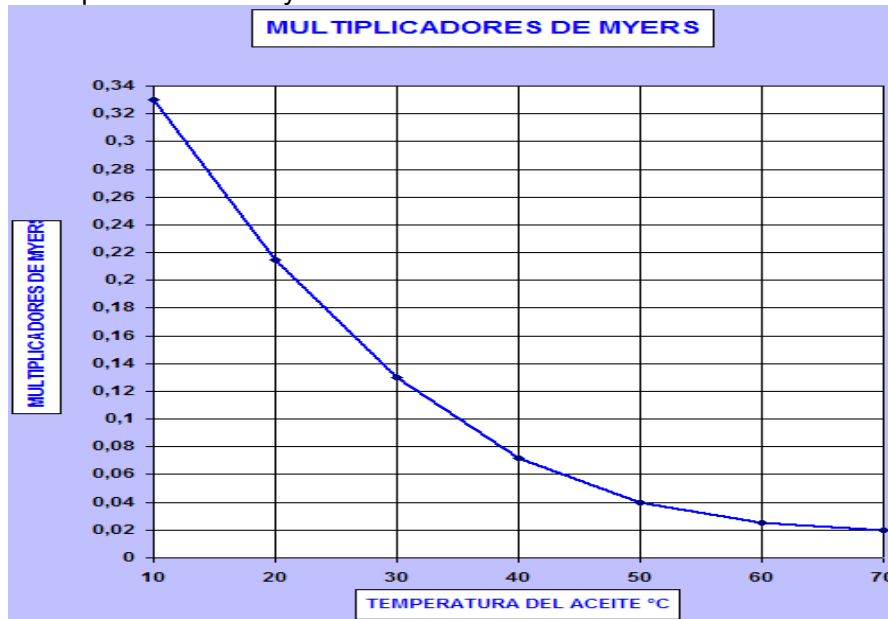
**Fuente:** Laboratorio Transequipos Ltda.

Una de las últimas investigaciones de la Compañía S.D.. Myers ha establecido que se puede conocer el porcentaje de agua por peso seco en la celulosa conociendo el contenido de agua en ppm en el aceite, teniendo en cuenta la temperatura del fondo del transformador que es la más baja y a la que se tiene la máxima afinidad del papel con el agua.

Como resultado de la investigación se creó una curva conocida como multiplicadores de Myers que se muestra en la figura No. 12. Tomando de esta curva, para cada temperatura

el multiplicador, y aplicándolo directamente al valor en ppm de agua en el aceite se obtiene el perfil de porcentaje de agua en el papel.

**Figura 13.** Multiplicadores de Myers



**Fuente:** Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo, Ernesto Gallo

#### 2.3.2.4 Tensión interfacial, norma ASTM D-971

Un aceite con alta tensión interfacial será capaz de mantener elevada rigidez dieléctrica aunque el aceite incorpore agua. Opuestamente, un aceite con baja tensión interfacial no recuperará su rigidez dieléctrica, aunque sea deshidratado y purificado. El descenso paulatino de la tensión interfacial es señal de envejecimiento del aceite o de mezcla de un aceite dieléctrico con otro lubricante industrial.

Es especialmente útil para detectar cualitativamente la presencia de productos de oxidación tales como alcoholes y aldehídos, los cuales no se detectan con la prueba mencionada inmediatamente anterior.

El equipo utilizado en laboratorio para obtener los valores de la prueba de tensión interfacial es el tensiómetro Fischer Scientific que se muestra a continuación en la figura 14.

**Figura 14.** Tensiómetro Fischer Scientific, análisis tensión interfacial



**Fuente:** Laboratorio Transequipos Ltda.

El índice de calidad – IC, es una medida cuantitativa muy importante para clasificar los aceites en operación, definir la necesidad de mantenimiento para realizar una limpieza del papel de productos ácidos del aceite o lodos impregnados y el tipo de trabajo de regeneración del aislamiento que debe efectuársele a los transformadores en servicio, es la relación entre la Tensión Interfacial (TIF) y el número de Neutralización (NN).

#### **Índice de Calidad (IC) ó Índice de Myers:**

$$Ic = \text{tensión interfacial/numero de neutralización}$$

La tabla 5 que se muestra a continuación presenta la clasificación del aceite según el índice de calidad, si se observa el cuadro hay cierto traslape en los ámbitos de las tres primeras categorías. No obstante, se debe recordar que el aceite debe cumplir ambos

critérios: mínimo valor de Tensión Interfacial y máximo valor del Número de Neutralización dentro del ámbito dado por el Índice de Calidad y se califica con base en el parámetro de peor condición. Por ejemplo, un aceite con TIF de 26 y NN de 0,024 da como resultado un IC = 1083, el cual debe ser calificado como un aceite en condición marginal en vista de que la Tensión Interfacial es inferior a 27.

**Tabla 5.** Clasificación del aceite aislante según IC

Clasificación del aceite según el IC			
Valor de NN – TIF	Color	IC	Calificación
NN 0,00 a 0,10 TIF 30,0 a 45,0	Amarillo claro	300 a 1500 o mayor	Aceite bueno
NN 0,05 a 0,10 TIF 27,0 a 29,0	Amarillo	271 a 600	Aceite a ser tenido en observación
NN 0,11 a 0,15 TIF 24,0 a 27,0	Amarillo oscuro	160 a 318	Aceite marginal
NN 0,16 a 0,40 TIF 18,0 a 23,9	Ámbar	45 a 159	Aceite malo
NN 0,41 a 0,65 TIF 14,0 a 17,9	Café	22 a 44	Aceite muy malo
NN 0,66 a 1,50 TIF 9,0 a 13,9	Café oscuro	6 a 21	Aceite extremadamente malo
NN > 1,51 TIF < 9	Oscuro – negro	< 6	Aceite en condición pésima

Fuente: <http://www.sdmyers.com>, octubre de 2008

### 2.3.2.5 Color, norma ASTM D-1500

Consiste en clasificar el color de la muestra de aceite de acuerdo a los estándares de la ASTM mediante la comparación de colores. Es una ayuda muy importante sobre todo cuando se observan cambios significativos en el término de un año o menos.

Tanto la presencia de agua como de otras partículas disueltas produce turbiedad en el aceite aislante. La clasificación del color de la muestra de aceite se realiza con el colorímetro como se muestra en la figura 15.

**Figura 15.** Colorímetro manual, análisis de color



**Fuente:** Laboratorio de Transequipos Ltda.

#### **2.3.2.6** *Gravedad específica, norma ASTM D-1298*

Es la razón entre la masa de un volumen dado de aceite y la masa de agua para ese mismo volumen. Es un examen rápido para detectar la presencia de contaminantes. Se debe tener en cuenta que la gravedad específica varía inversamente con relación a la temperatura, lo cual determina la generación de las corrientes por convección dentro del transformador.

#### **2.3.2.7** *Factor de potencia, norma ASTM D-924*

Es la potencia (W) disipada por el aceite dividida por la potencia total (VA) aplicada, utilizando el aceite como dieléctrico en un condensador.

Es una prueba confiable que arroja la contaminación del aceite. Se efectúa a 25 °C (no debe exceder de 0,05% para aceite nuevo) y a 100 °C (no debe exceder 0,03%)

#### **2.3.2.8** *Contenido de inhibidor, norma ASTM D-4768*

La presencia de inhibidor artificial es recomendable porque aumenta la resistencia del aceite contra la oxidación, que es una de las características técnicas que debe tener el aceite aislante como se evidenció en el capítulo anterior, aumentando considerablemente el período de inducción. Cuando se refuerza periódicamente el aceite con inhibidor artificial se logra un efecto de retraso en la etapa de degradación acelerada del aceite.

Un alto contenido de inhibidor ocasiona disminución en el factor de potencia y en la rigidez dieléctrica del aceite, al igual que la disminución considerable de inhibidores en el aceite se considera como un indicador de procesos de oxidación avanzado.

### **2.3.3 Diagnóstico predictivo por cromatografía de gases disueltos**

La cromatografía esta definida como un proceso físico químico de separación. Consiste en inyectar la muestra de gas en un flujo de gas inerte, el cual sirve como transportador a través de una columna de acero inoxidable que contiene un producto químico granulado finamente. Esta columna deja pasar ciertos gases en distintos tiempos y a otros los absorbe. A continuación de la columna de separación está el detector de conductividad térmico para los gases inorgánicos, o un detector de ionización por llama para los componentes orgánicos.

El aceite tiene como funciones principales aislar eléctricamente, extinguir arcos y disipar el calor. Cuando una de estas funciones falla, la anomalía del transformador deja sus huellas en el aceite en forma de:

Compuestos pesados (lacas, barnices y carbón).

Compuestos livianos (gases de hidrocarburos).

Estudiando los gases disueltos en el aceite, puede examinarse el estado eléctrico interno del Transformador sin necesidad de desencubarlo. Los gases clave son: Metano, Etano, Etileno, Acetileno e Hidrógeno.

El análisis detectará la concentración de dichos gases combustibles en el aceite, con efecto de diagnosticar la presencia o no de fallas internas (incipientes o avanzadas) en los Transformadores.

El análisis cromatográfico debe determinar la cantidad de los siguientes gases:

- Hidrógeno ( $H_2$ )
- Oxígeno ( $O_2$ )
- Nitrógeno ( $N_2$ )
- Monóxido de Carbono ( $CO$ )
- Dióxido de Carbono ( $CO_2$ )
- Metano ( $CH_4$ )
- Etano ( $C_2H_6$ )
- Etileno ( $C_2H_4$ )
- Acetileno ( $C_2H_2$ ).

**Grupo de acetileno ( $C_2H_2$ ):**

La presencia del acetileno en el gas en solución en el aceite es siempre debido a una falla eléctrica (con excepción de un punto caliente de  $500^\circ C$  en el papel y a  $1300^\circ C$  en el aceite, lo que dará lugar muy rápidamente a un incidente eléctrico grave). Si el  $C_2H_2$  está acompañado solamente de  $CH_4$  y de  $H_2$ , se trata de un arco de duración limitada en el aceite. Si estos elementos son acompañados de  $CO$  y  $CO_2$ , este arco compromete una aislación sólida. Si estos mismos elementos sin  $CO$  ni  $CO_2$ , son acompañados de  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_3H_4$ ,  $C_3H_6$  ellos son producto de fuertes descargas parciales o de arcos en el aceite. Si además se observa  $CO$ , las descargas se producirán en un aislamiento sólido. Si las descargas son realmente grandes los hidrocarburos no saturados predominan sobre los saturados. En el caso de pequeñas descargas parciales, ellas son más erosionantes para una aislación sólida cuanto más grande es la relación  $CO / CO_2$ .

**Grupo del etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>):**

Si los productos de degradación contienen C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> (sin C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), se trata siempre de una degradación térmica, si no hay CO, en el punto caliente no interviene la aislación sólida. La temperatura de esta falla será superior o inferior a 500°C según sea mayor la cantidad de C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> o de CH<sub>4</sub> respectivamente entre los productos detectados. En general están acompañados de H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> y C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>.

**Grupo del dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>):**

En ausencia de C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> y del C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, el CO<sub>2</sub>, solo o acompañado de un poco de CO o de CH<sub>4</sub>, es característico de un envejecimiento térmico normal del papel. Cuando se observa además un fuerte predominio del H<sub>2</sub> y de hidrocarburos saturados, como C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> y C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, con una relación de CO/CO<sub>2</sub> superior a 0,1, se trata de pequeñas descargas parciales que erosionan por largo tiempo la aislación sólida.

**Grupo del hidrogeno (H<sub>2</sub>):**

La presencia de H<sub>2</sub>, solo o acompañado eventualmente de una pequeña cantidad de CH<sub>4</sub>, es debida a descargas parciales, ya sea en la aislación, en la superficie libre del aceite, o bien, es la primera manifestación de una falla eléctrica más grave.

**Grupo de los compuestos del aire (O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>):**

En el caso de fallas en el aparato, puede ser que el gas sacado de relé Buchholz contenga solamente O<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>. Si la proporción O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> es similar a la del aire, se puede tratar de una entrada de aire. Si la proporción de O<sub>2</sub> es mucho menor que la del aire, esto puede ser debido a un punto caliente de temperatura superior a 100°C, en efecto, el coeficiente de solubilidad del N<sub>2</sub> en los aceites minerales clásicos pasa un máximo entre 80° y 100°C.

A continuación en la figura 16 se muestra la forma adecuada de tomar la muestra para el análisis cromatográfico.

**Figura 16.** Toma de muestra de aceite para cromatografía de gases



**Fuente:** Actividades en campo de la práctica

### 2.3.4 Pruebas eléctricas de campo

Estas pruebas evaluarán la calidad de los aislamientos y el estado eléctrico de funcionamiento del transformador. Esta prueba seguirá los delineamientos de las normas NEC y NTC 2050.

Las pruebas eléctricas en campo, incluyen las siguientes:

1. Medición de la resistencia de aislamientos sólidos (Megger). Determinando el índice de absorción y el índice de polarización.
2. Medición de la relación de transformación (TTR).

3. Factor de potencia al transformador y al aceite (a 25°C).
4. Medición de la corriente de excitación.
5. Medición de la resistencia de devanados.
6. Medición de la resistencia a tierra del transformador

*1. Medición de la resistencia de aislamientos:*

Permite evaluar la presencia de excesiva humedad en un transformador o incluso avanzada degradación del aceite que está comprometiendo a todo el aislamiento. Fallas en el aislamiento (aislamiento a tierra o bajo aislamiento entre devanados).

Esta prueba es muy sensible a la temperatura, con variaciones de esta prueba, correlacionando valores diferentes a tensiones y tiempos diferentes, se han desarrollado índices tales como:

- Índice de absorción: es la relación entre las medidas de la resistencia de aislamiento en  $M\Omega$  a 60 y a 15 segundos. Este valor debe ser mayor que 1,5 para registrar un buen aislamiento. Lo anterior se basa en el comportamiento de la corriente en un aislamiento, una de cuyas componentes es la corriente de absorción, que inicia en un valor alto y va decreciendo con el tiempo, manifestándose en un aumento de la resistencia de aislamiento. Un buen aislamiento debe tener un decrecimiento notable en la corriente de absorción lo cual representa un buen índice de absorción.
- Índice de polarización: es la relación entre las medidas de la resistencia de aislamiento en  $M\Omega$  a 10 minutos y a 1 minuto. Su valor debe estar siempre por encima de 1,5. Debido a que el valor total de la corriente en el aislamiento depende del tiempo, entonces la ley de Ohm tendría aplicación exacta en un tiempo infinito. Una buena aplicación e la práctica resulta ser el índice de polarización.

La medición de la resistencia de aislamientos se realiza según la norma ANSI/IEEE C57.12.90-1999 - IEEE Standard test code for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers. Se mide la resistencia de aislamiento entre los devanados de alta y baja tensión, y la resistencia entre estos y la carcasa del transformador. Se realiza con un megohmetro o Megger, y consiste en aplicar una tensión continua de un valor predeterminado y medir el valor de corriente que circula a través del sistema de aislamiento; con esto se calcula el valor de la resistencia.

De acuerdo al fabricante del equipo se sigue el siguiente procedimiento: consiste en aplicar un voltaje DC durante un periodo de tiempo determinado al aislamiento bajo ensayo, medir la resistencia entre devanados y cada devanado a tierra. En la figura 17 se muestra la forma de conexión para medir la resistencia de aislamiento.

Los fabricantes de equipos de medición de resistencia de aislamientos han desarrollado un criterio empírico sobre el valor de resistencia de aislamiento mínima, este criterio está dado por la fórmula:

$$R = \frac{C * E}{\sqrt{KVA}}$$

R: resistencia de aislamiento en mΩ

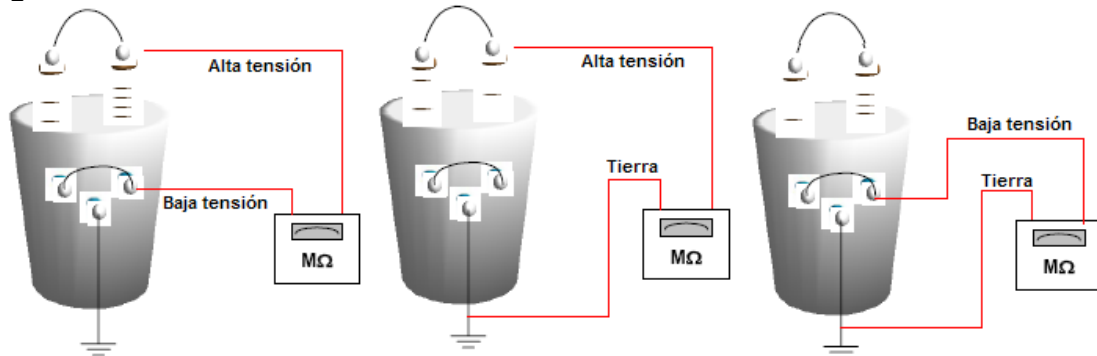
C: 1,6 para transformadores en aceite a 20 °C

30 para transformadores en aceite pero desencubados

E: Tensión del devanado bajo prueba

kVA: Potencia del transformador en prueba

**Figura 17.** Medición de resistencia de aislamiento



**Fuente:** Autor

## 2. Medición de la relación de transformación (TTR):

Es la relación de tensiones del devanado de alta tensión al devanado de baja tensión.

Procedimiento según NTC 471. Permite identificar corto entre espiras, daños en el conmutador y posiciones incorrectas de éste. Además permite comprobar el grupo de conexión del transformador. A continuación se muestra el TTR, equipo utilizado para medir la relación de transformación.

**Figura 18.** Medidor de relación de transformación, TTR



**Fuente:** Laboratorio Transequipos Ltda.

### *3. Medición de factor de potencia del aislamiento:*

Este ensayo es muy sensible a la presencia de agua y productos de oxidación generados por el aceite que se deposita en los espacios reticulares del tejido fibroso del aislamiento sólido a base de celulosa facilitando caminos a las corrientes de fuga, aumentando la potencia de disipación generando así calor y pérdidas dieléctricas como consecuencia casi totalmente del fenómeno de absorción dieléctrica.

El factor de potencia de un aislamiento se define como la relación de la potencia en W disipada por el material y el producto de la tensión senoidal eficaz por la corriente, en V-A. Las pérdidas dieléctricas de un aislamiento se disipan en forma de calor y son consecuencia directa de dos agentes que afecta el aislamiento es decir, la humedad y los productos de degradación del aceite causando el deterioro del aislamiento sólido.

### *4. Medición de la corriente de excitación:*

Se realiza con el fin de detectar cierto tipo de fallas en los transformadores, como defectos en la estructura del núcleo magnético o fallas del aislamiento que pueden haber resultado como consecuencia de caminos conductores entre espiras del devanado. Ambos tipos de fallas aumentan la reluctancia aparente del circuito magnético y pueden ser reconocidas por la anormal alta corriente de excitación requerida para forzar un flujo dado a través del núcleo. También se detectan otro tipo de problemas, tales como conexión incorrecta de los devanados y conmutadores de derivaciones defectuosos.

El procedimiento de prueba se basa en la NTC 1031. En la figura 19 se muestra el medidor de tangente delta el cual es el equipo utilizado para medir la corriente de excitación.

**Figura 19.** Medidor de tangente delta



**Fuente:** Laboratorio de Transequipos Ltda.

#### *5. Medición de la resistencia de devanados:*

Esta prueba se efectúa para:

- Medir la resistencia de cada devanado,
- Verificar que las conexiones internas estén hechas correctamente, espiras en corto-circuito o en circuito abierto
- Simplemente para comparar con la información suministrada por el fabricante.

La medida se efectúa por el método del puente según la NTC 375. Y el instrumento es una fuente de poder de operación automática compuesta por baterías, que suministran un voltaje y una corriente DC, necesarias para excitar el devanado a probar que se muestra en la figura 20 y se conoce como DLRO.

Las lecturas obtenidas deben ser convertidas a una temperatura de referencia, por consenso se ha establecido en 75°C, mediante la siguiente formula:

$$R_{75^{\circ}C} = R_{Prueba} \times \frac{234.5 + 75}{234.5 + T_{Devanados^{\circ}C}}$$

**Figura 20.** DLRO (Digital Low Resistance Ohmeter)



**Fuente:** Laboratorio Transequipos Ltda.

*6. Medición de la resistencia a tierra del transformador:*

Esta prueba permite asegurar la continuidad del conductor entre el transformador y la malla a tierra, el valor de la resistencia de puesta a tierra del transformador a la malla, corrientes de fuga que puedan circular por el conductor, la solidez y la continuidad mecánica.

### 3. DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES EN PRÁCTICA

Al iniciar la práctica empresarial fue necesario establecer con la gerencia de Controles y Automatización S.A. las condiciones generales y específicas del contrato actual con el acueducto de Bogotá, *Mantenimiento de los transformadores que hacen parte de la red eléctrica del sistema de abastecimiento del Acueducto de Bogotá*, y conocer el alcance del mantenimiento.

Como primera medida se definieron las actividades a cargo, las responsabilidades frente al contrato y la ejecución de las labores acorde con las especificaciones técnicas requeridas. Conociendo primero los requisitos, en cuanto a documentación se refiere, que el Acueducto de Bogotá exige siendo una empresa que tiene un sistema de gestión de calidad y todos los formatos, informes y documentos que se entreguen deben ser acordes a sus lineamientos. Y ya que el contrato requería que se ejecutará dentro del marco de dicho sistema y también se aclara que como la empresa Controles y Automatización no tiene un sistema de calidad todavía implementado, dentro de las actividades a cargo estuvieron crear preliminares de formatos, documentos y procedimientos que fueron entregados a la interventoría del EAAB.

1. Se presentaron los documentos y requisitos de orden técnico, exigidos como condición previa e indispensable para suscribir el Acta de Iniciación del Contrato. Entre ellos se realizó el plan de calidad del contrato donde se relacionan los cargos considerados para la ejecución del presente contrato y se describen sus funciones, se enumeran las actividades a ejecutar dentro del objeto del contrato y el desarrollo de las etapas planeadas para cumplir con total satisfacción el mantenimiento de los transformadores. Se adjunta como Anexo No. 3 el plan de calidad presentado ante el Acueducto de Bogotá.

2. De acuerdo a contratos que se habían ejecutado anteriormente de mantenimiento a transformadores de las diferentes áreas del acueducto y de información guardada de dichos trabajos se eligió el listado de transformadores a los que había que realizarles las tomas de muestras, éste listado fue elegido y aprobado por parte de la interventoría del contrato; dicho listado de transformadores estaba restringido por una parte por el presupuesto que había asignado para todos los trabajos y de otra parte por la necesidad de cada equipo ya que en años anteriores se había ejecutado un contrato similar, luego había que aclarar cuáles transformadores no habían sido incluidos en dichos mantenimientos anteriores para darles prioridad para conocer su estado.
  
3. Con base en el listado de los transformadores a intervenir, 32 en total, se hizo un cronograma en el cual se especificaba el orden a seguir en la toma de muestras del aceite a cada equipo, dicha ruta que se organizó y se planeó con la debida información obtenida de los técnicos del acueducto y de Controles y Automatización S.A. para conocer los recorridos y traslados que había que hacer, ya que la mayoría de los transformadores de la lista se encuentran fuera del área de Bogotá. Había que tener en cuenta éste factor ya que los desplazamientos entre un transformador y otro que se tenían que hacer eran bastante extensos y eso iba a afectar la utilidad del contrato si se hiciera una mala planeación de los trabajos y no se tuviera en cuenta la ruta más apropiada para realizar la toma de muestras.

Se hizo un estudio de todas las características de los transformadores a los que había que realizarles la toma de muestras, conociendo si se tenía un registro de los últimos mantenimientos que se les había realizado, una hoja de vida del equipo, los datos técnicos del fabricante entre otros; pero la información que se obtuvo no incluía ninguno de los aspectos anteriores.

Por lo anterior y conociendo que la información mencionada es de vital importancia para aplicar un buen programa de mantenimiento a los transformadores, se elaboró un formato preliminar de datos técnicos del transformador que incluye un reporte de la fecha en que se realizan los mantenimientos y un formato de

inspecciones a realizar en los mantenimientos preventivos. Dichos formatos quedaron a disposición del personal técnico del acueducto para que una vez sean aprobados se lleven a campo y poder llevar un control de los transformadores.

4. Una vez aprobado por parte de la interventoría del contrato el cronograma mencionado, se procedió a ejecutar esta labor.
5. Se tomaron tres muestras a cada transformador una para las pruebas físico-químicas y otra para las pruebas de cromatografía y la otra como respaldo en caso de una posible muestra mal tomada o contaminada, con base en los procedimientos establecidos para tal efecto en la empresa. En esta labor el estudiante en práctica estuvo presente organizando la ejecución de los trabajos y dando el acompañamiento que la empresa requería. Se observaron los procedimientos que se realizan para tomar una muestra en las mejores condiciones y son detalladas en el instructivo, anexo No 1. Se realizó una toma de muestra a un transformador localizado en la subestación de Chuza en el área de Chingaza, lugar donde están ubicados la mayoría de transformadores que hicieron parte del listado del mantenimiento, basándose en el procedimiento del instructivo.
6. En la misma visita de toma de muestra se realizó una inspección registrando información del estado físico del transformador, esta información fue de utilidad a la hora de planear el mantenimiento que se debía hacer y sirvió de complemento al diagnóstico del transformador.

Una vez realizado este procedimiento a los 32 transformadores que se intervinieron ingresan las muestras a laboratorio para realizar las pruebas físico-químicas del aceite que señalaron el diagnóstico del estado del aislamiento papel – aceite determinando el contenido de agua y de productos ácidos en el papel aislante. También el análisis cromatográfico de gases del aceite que detectó la concentración de gases combustibles en el aceite y así se diagnosticó la presencia o no de fallas internas en los transformadores.

Al analizar los resultados de las pruebas se emite un reporte de cada equipo que incluye CA (códigos de acción) particularmente por parte de la empresa que realizó los análisis de laboratorio y que son procedimientos de mantenimiento sugeridos para tener en cuenta. Dichos CA ayudan a definir a qué transformadores se les debe hacer las pruebas eléctricas de campo contando con la aprobación del interventor del contrato ya que como se mencionó anteriormente habían unas cantidades contratadas y pasarse de éstas implica entrar a negociar adicionales al contrato.

Los códigos de acción descritos en la tabla siguiente son los que presenta la empresa que realiza los análisis de laboratorio.

**Tabla 6. Códigos de Acción para mantenimiento**

<b>Código de acción</b>	<b>Descripción</b>
A-12	<b>Tomar muestra en 12 meses</b> El aceite se encuentra en condiciones normales y requiere ser nuevamente analizado en 12 meses
A-6	<b>Tomar muestra en 6 meses</b> El Índice de Calidad (IC) del aceite se encuentra ligeramente por encima de su valor límite inferior (1500), se recomienda analizar nuevamente el aceite en 6 meses.
100	<b>Tratamiento por termovaciación y adición de inhibidor</b> Es el procedimiento preventivo por excelencia y normalmente se recomienda cuando el IC empieza a tomar valores por debajo de 1500, indicio de que se ha iniciado la degradación del aceite formando compuestos polares.
200	<b>Secado de la parte activa</b> El secamiento se recomienda cuando el contenido de agua en el aceite está por encima de 35 ppm
300	<b>Lavado y secado con cambio total de aceite</b> Esta acción se recomienda cuando el IC está por debajo de 318 y el volumen de aceite del transformador es muy bajo comparado con el volumen de aceite necesario para purgar los equipos.
400	<b>Regeneración de aislamientos (limpieza del papel de productos ácidos)</b> Este procedimiento se recomienda cuando el IC por debajo de 1000, lo cual indica que ya se tienen productos ácidos y lodos que impregnan el papel y atacan sus propiedades incidiendo en la vida útil del transformador. Si el código es 406 se realizan 6 recirculaciones del volumen total de aceite, si es 410 son 10 recirculaciones y así

	sucesivamente.
500	<b>Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa</b> Cuando se tiene un alto contenido de agua en el aceite además de la situación descrita anteriormente se hace necesario adicionalmente se seque la parte activa del transformador .
420	<b>Descodificación total</b> Es igual que el procedimiento del código 400 pero con 20 ó más recirculaciones para el caso que el IC esté por debajo de 100.
520	<b>Deslodificación total y secado de la parte activa</b> Igual que el procedimiento anterior pero adicionalmente el aceite presenta un alto contenido de agua, haciéndose necesario secar la parte activa

**Fuente:** Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo, Ernesto Gallo

Se realizaron los reportes de muestras de todos los transformadores elaborando un informe para cada transformador del listado, donde se incluyó el reporte fotográfico del estado físico tanto del transformador como del sitio de ubicación, se especifican las actividades ejecutadas en campo y se anexa los resultados de los análisis físico-químico y cromatográfico del laboratorio. Como anexo No. 5 se presentan ejemplos de los informes de algunos transformadores que hicieron parte del contrato con la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá EAAB.

Para los transformadores de potencia sumergidos en aceite que estén expuestos a la intemperie que el acueducto designe se procederá a la pintura en sitio eliminando los residuos de grasa, aceite, oxido y agentes ambientales.

### 3.1 DESARROLLO DE ACTIVIDADES

Antes de dar inicio a los trabajos de ejecución del mantenimiento a transformadores se realizan charlas de seguridad industrial y medioambiental donde se recuerda al personal técnico todos los riesgos que existen en las maniobras eléctricas, con objetivos principales de disminuir la probabilidad de ocurrencia de accidente y crear interés en el

conocimiento y mejoramiento de actividades relacionadas, como procedimientos a seguir en la prestación de primeros auxilios y tratamiento de incendios y otras contingencias. Como Controles y Automatización no tiene definido aún un programa de salud ocupacional para las actividades de mantenimiento de transformadores, como documento adjunto se encuentra una definición de los posibles riesgos que se evidenciaron en el trabajo en campo y algunas actividades de control para minimizar dicho riesgo.

Antes de empezar las labores de mantenimiento es necesario verificar el lugar identificando cualquier factor de riesgo como derramamientos de aceite en el piso, objetos salientes o elementos sueltos en el transformador. Se inicia la maniobra de desenergización con la debida autorización por parte del operador de red para hacer el respectivo corte, se verifica la ausencia de tensión y se realiza la puesta a tierra y se cortocircuitan las fases y se descargan a tierra. También hay que delimitar el área de tal manera que sea totalmente visible y claro que se están haciendo labores de mantenimiento y del cuidado que hay que prestar.

Previo al inicio de las actividades se entrega y verifica que todo el personal que va a intervenir en los trabajos tenga toda la indumentaria requerida para esto, incluye: casco protector de golpes, guantes y botas dieléctricas de calidad comprobada, overol de manga larga y cabello recogido para evitar enredos y gafas de protección.

Procedimiento de toma de muestras: (éste procedimiento es detallado en el instructivo MS-01)

1. Limpiar válvula de salida del transformador
2. Conectar el tapón o reducción y equipo de muestreo
3. Llenar completamente el recipiente de muestreo

El recorrido que se realizó en la ruta de toma de muestras fue el siguiente:

**Tabla 7. Cronograma para la toma de muestras al aceite**

ITEM	UBICACIÓN	kVA	V. SEC.	DIA 1	DIA 2	DIA 3	DIA 4	DIA 5	DIA 6	DIA 7	DIA 8
1	VITELMA	1000	34500/11400 V	█							
2	DORADO	630	34500/440-254 V								
3	LAGUNA	75	11400/440-254 V		█						
4	VOLADOR	500	11400/480-277 V								
5	CAPILLA	8000	34500/12000-6928 V								
6	GOLILLAS	100	34500/227 V			█					
7	CASA RETEN LA PAILA	75	34500/231 V								
8	COMPUERTAS	800	34500/462 V								
9	MONTE REDONDO	300	34500/226 V								
10	CHUZA	250	34500/216 V				█				
11	DIAMANTE	1000	34500/4160 V								
12	DIAMANTE	800	34500/462 V								
13	DIAMANTE	315	4160/456 V								
14	DIAMANTE	500	34500/4160 V								
15	PALACIO	75	4160/208 V					█			
16	PALACIO	250	34500/216 V								
17	BODEGA PALACIO	50	4160/456 V								
18	POZO 1	630	34500/440 V								



Esta labor de realizar los informes, especificando las actividades ejecutadas en cada transformador, organizar los reportes de análisis del laboratorio y hacer un cuadro resumen donde se especifican las recomendaciones por parte del análisis físico químico, del análisis cromatográfico y de la inspección visual realizada para ser presentado ante la interventoría para su verificación y así la respectiva autorización de los trabajos a seguir.

### 3.2 PRUEBAS Y ANÁLISIS EN LABORATORIO

Una vez terminado el recorrido las muestras entran al laboratorio para realizar las pruebas físico-químicas del aceite y el análisis cromatográfico de gases del aceite. Los siguientes son los pasos a seguir para efectuar el análisis de modo que el orden de las pruebas no interfiera con el resultado, teniendo siempre en cuenta que se deben cumplir con las condiciones ambientales de análisis:

**Figura 21.** Laboratorio de Aceites Transequipos Ltda.



**Fuente:** Transequipos Ltda.

## Pruebas Físico - Químicas

1. Marcar la muestra de aceite y formato de control
2. Efectuar primero el análisis de contenido de agua
3. Realizar análisis de Rigidez Dieléctrica, Color, Gravedad Específica, Tensión Interfacial y Número de Neutralización. La prueba de Gravedad Especifica nunca debe realizarse antes de la Rigidez Dieléctrica.
4. Prueba de Análisis de Factor de Potencia

El análisis de gases disueltos en aceite de los transformadores se hace utilizando un Cromatógrafo de gases HP6890 siguiendo el método descrito en los procesos elaborados por Transequipos Ltda.

### **3.3 PRUEBAS ELÉCTRICAS DE CAMPO**

Con base en los resultados de las pruebas de laboratorio y conjuntamente con la interventoría se definieron los transformadores a los que se les realizaron las pruebas eléctricas de campo.

Las pruebas eléctricas de campo que incluyen el contrato son:

- Medición de la resistencia de aislamientos: permite evaluar la presencia de excesiva humedad en el transformador o incluso avanzada degradación del aceite. También se determina el índice de absorción y el índice de polarización.
- Medición de la resistencia de transformación: esta prueba permite además comprobar el grupo de conexión del transformador.
- Medición del Factor de Potencia: este ensayo es muy sensible a la presencia de agua y productos de oxidación generados por el aceite facilitando caminos a las corrientes de fuga, aumentando los vatios de disipación generando así calor y pérdidas dieléctricas.

- Medición de la corriente de excitación: se realiza con el fin de detectar defectos en la estructura del núcleo magnético o fallas del aislamiento que pueden haber resultado como consecuencia de caminos conductores entre espiras del devanado. Otro tipo de problemas como conexión incorrecta de los devanados y conmutadores de derivaciones defectuosos también pueden ser encontrados con esta prueba.
- Medición de resistencia de los devanados: los valores medidos en este procedimiento pueden ser empleados en la detección de espiras en cortocircuito o en circuito abierto o para realizar comparaciones con los datos dados por el fabricante.
- Medición de la resistencia a tierra: esta prueba permite asegurar la continuidad del conductor entre el transformador y la malla a tierra.

Todos los procedimientos para realizar las pruebas anteriormente mencionadas están claramente definidos en los procedimientos descritos en el instructivo MS-01. Es de resaltar que se aplican en todas las actividades las normas de seguridad descritas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE cuyo objetivo es preservar la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente.

### **3.4 MANTENIMIENTO EN SITIO**

Basándose en el resultado de las pruebas físico-químicas, análisis cromatográfico y pruebas eléctricas se definieron junto con el interventor los transformadores a los que se les realizaría el mantenimiento en campo.

Para llevar a cabo los diferentes tipos de mantenimientos se ejecutarán según procedimientos descritos para cada tipo, cumpliendo con todas las normas de seguridad industrial y de medio ambiente.

Los procedimientos que se aplicaron para el mantenimiento en campo de los transformadores que el Acueducto de Bogotá designó para preservarles la vida útil incluyen: eliminar el papel, el agua y los productos de oxidación generados en el aceite, que son los agentes de envejecimiento más relevantes.

Para eliminar el agua se procederá mediante alto vacío, monitoreado continuamente por medio de higrómetro, midiendo el contenido de agua, hasta obtener los niveles aceptables de secado por norma.

Para eliminar los productos ácidos impregnados en el papel se procederá a la regeneración de aislamientos o desludificación de aislamientos por medio del uso de tierras activadas (arcillas absorbentes), para garantizar una completa y efectiva limpieza, con el beneficio adicional de recuperación del aceite, dejándolo en condiciones establecidas por las normas.

Para la realización de este ítem se deberán tener en cuenta los siguientes tipos de mantenimiento:

- Tratamiento por termo-vaciado y adición de inhibidor
  - Secado de la parte activa con sacrificio máximo del 20% del volumen de aceite
  - Regeneración de aislamientos (Limpieza del sistema de papel-aceite de productos ácidos).
  - Regeneración de aislamientos
- 
- *Tratamiento por termo-vaciado y adición de inhibidor:*

Es el procedimiento preventivo por excelencia y se recomienda cuando el IC se encuentra por debajo de 1500 y por encima de 1000. En esta franja se va a tener componentes

polares en solución, los inhibidores naturales y sintéticos probablemente estén escasos. Se recomienda efectuar previamente la prueba de contenido de inhibidor (Norma ASTM D-4768), para estar seguros de colocar inhibidor hasta el valor de Norma (0,3% por peso).

Mediante este mantenimiento se consigue mantener el aceite del transformador en la franja fuera de lodos, también se logra alargar en el tiempo el periodo de inducción del aceite y así retardar la llegada de ácidos.

- *Secado de la parte activa con sacrificio máximo del 20% del volumen de aceite:*

Todos los métodos de secado de transformadores apuntan hacia un objetivo en común: remover el agua libre atrapada en la celulosa y en el aceite.

El parámetro cuantitativo más indicativo del contenido de agua de un sistema de aislamientos es la presión parcial de vapor de agua, la cual, es directamente proporcional a la masa de dicho vapor de agua. Por tanto se puede definir como un buen método de secado de un transformador, como cualquiera que reduzca en el menor tiempo posible a valores aceptables el nivel de presión de vapor de agua y por consiguiente el contenido de agua en el aislamiento.

*Ensayo de la estanqueidad del transformador:* tiene por finalidad detectar escapes en flanches, juntas, etc., los cuales puedan perjudicar el buen funcionamiento del transformador y además afectar el buen rendimiento de los procesos de secado. Por tanto esta prueba se debe efectuar antes de iniciar cualquier proceso de secado.

Para efectuar la prueba se aplica nitrógeno superseco o aire sintético al tanque del transformador entre 2 y 5 PSI durante un tiempo de 1 a 3 horas. Luego se observa el

manómetro y si la presión se ha reducido se procede a detectar los puntos de escape o fugas con la ayuda de espuma de detergente para proceder a corregirlos.

- Método de aspersión de aceite caliente (Hot Spray): para aplicar este proceso se utilizan toberas de aspersión adecuadamente instaladas dentro del transformador de tal manera que el baño cubra todas las bobinas, aplicando al mismo tiempo vacío al transformador. El aceite que circula dentro del transformador en éste proceso debe cumplir básicamente tres finalidades:
  - Ser agente de transferencia de calor hacia el interior del transformador.
  - Retirar por arrastre la humedad, la cual va a ser eliminada en la cámara de vacío.
  - Efectuar un buen lavado al transformador para limpiar impurezas y lodos

Normalmente se utiliza un 20% del volumen de aceite del transformador (aceite nuevo), para lograr un calentamiento de la parte activa a una temperatura de 75°C

Ventajas: tiempo reducido, proceso continuo, lavado de la parte activa del transformador.

Desventajas: la instalación del sistema de toberas dentro del transformador presenta dificultades, el aceite utilizado para el lavado y secado queda inservible.

- *Regeneración de aislamientos:*

En el proceso de oxidación del aceite y concretamente cuando ya éste ha superado la franja fuera de lodos, estos se van depositando en bobinas, núcleo y radiadores y cuando la situación se toma más crítica, se forma una capa pastosa y dura que se adhiere a

los aislamientos del transformador, con la consecuente disminución de la capacidad refrigerante del aceite, baja en el nivel de aislamientos y baja en nivel de rigidez dieléctricas el aceite.

La regeneración del sistema de aislamiento se define como la recuperación de las condiciones del sistema de aislamiento papel-aceite, mediante la remoción de contaminantes y productos de degradación del aceite mineral, tales como compuestos polares ácidos o coloidales, por medios químicos o absorbentes.

#### ➤ PINTURA EN SITIO

Esta etapa aplica para la repintura en sitio de los transformadores de potencia sumergidos en aceite que estén expuestos a la intemperie. El listado de transformadores a intervenir se definió junto con la interventoría.

La pintura de los transformadores se realizó siguiendo este procedimiento:

1. Se realizó un proceso de limpieza química con el objeto de remover los residuos de grasa y aceite.
2. Se realizó un proceso de limpieza mecánica con el objeto de remover posibles puntos de oxidación y agentes ambientales.
3. Se procede a la aplicación del anticorrosivo aprobado con base en las especificaciones del fabricante.
4. Luego se aplica la pintura PINTUCO 113.322 con base en las especificaciones del fabricante.

Para finalizar, de acuerdo al cronograma de trabajo incluido en el plan de calidad se entregaron informes de gestión mensualmente, donde se indica la gestión realizada durante el último periodo. También se realizan inspecciones planeadas con el objeto de

hacer un seguimiento detallado del estricto cumplimiento de las normas de higiene y seguridad industrial, las normas ambientales y de impacto urbano y rural.

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1 CONCLUSIONES**

- El transformador es una máquina de vital importancia en cualquier proceso que requiera de energía eléctrica, ya que su criticidad en los procesos productivos es generalmente alta; actualmente existe desconocimiento generalizado en el mantenimiento de estos equipos, pero se puede apreciar que esta creciendo el interés en la realización de actividades encaminadas a garantizar su correcto funcionamiento. Debido a que el transformador de potencia se constituye entre los equipos de mayor coste en una instalación eléctrica, por lo que el mantenimiento resulta una actividad ineludible, si se desean evitar fallas y cuantiosas pérdidas económicas a causa de la interrupción del servicio eléctrico.
- El componente más débil que tiene el transformador es el papel aislante, ya que una vez degradado es imposible revertir su degradación y su reemplazo tiene un alto costo, con respecto a las demás partes que lo conforman. El agua y los productos de oxidación del aceite son dos agentes que inciden directamente en la reducción de la vida útil del papel, disminuyendo su resistencia mecánica a la tracción y contaminando su estructura fibrosa, afectando también sus propiedades aislantes y dieléctricas por lo que cualquier sistema de mantenimiento preventivo debe enfocarse a reducir dichos agentes.
- Un buen programa de mantenimiento de transformadores debe apoyarse en diferentes recursos técnicos, estos deben incluir la información y recomendaciones entregadas por el fabricante y un adecuado conocimiento de cada una de las partes y de las condiciones de operación y de funcionamiento del transformador.
- Se evidenció que los procesos de degradación en transformadores, son procesos acumulativos, por tal motivo las labores de mantenimiento no deben ser aplazadas

hasta la aparición de problemas, cuando ya puede existir un daño irremediable de los aislamientos y de la vida útil del transformador.

- El uso de técnicas ON-LINE en el diagnóstico de transformadores (cromatografía, termografía, ultrasonido) incrementa la disponibilidad y confiabilidad, sin embargo, no son tan usadas debido a su alto costo y son pruebas complementarias que no proporcionan un diagnóstico completo de las condiciones del transformador.
- Se desarrollo un instructivo técnico basado en la experiencia teórico-práctica del mantenimiento de transformadores, en modalidad de práctica empresarial, documentando los procedimientos más importantes para el desarrollo de las actividades correspondientes al mantenimiento correctivo y preventivo de los Transformadores.
- Todas las actividades relacionadas con el mantenimiento de los transformadores de potencia deben estar conformes al marco de trabajo dirigido por un programa de salud ocupacional y seguridad industrial.

## **4.2 RECOMENDACIONES**

- Implementar revisiones, actividades, rutinas y labores documentadas permite estandarizar los procedimientos de trabajo en las diferentes unidades de mantenimiento, situación fundamental para que una empresa se organice y mejore sus departamentos. El instructivo de mantenimiento esta siendo aplicado para evaluar su implementación.
- Todo el personal de mantenimiento tanto técnico como profesional debe tener el conocimiento general y actualizado del tema para lo que se hace necesario que tengan capacitaciones básicas como: seguridad del personal, instructivos de trabajos, manejo de instrumentos y de herramientas tecnológicas e informáticas.

- Fomentar la cultura de documentar los procesos organizacionales para el mantenimiento preventivo y correctivo de transformadores de potencia para lograr la elaboración de instructivos que puedan ser aplicados en la ejecución de los proyectos que posee la empresa.
- Actualmente y con base en el desarrollo tecnológico hay una gran variedad de técnicas en el mercado para realizar mantenimiento a los transformadores pero debe definirse una rutina de mantenimiento que aunque no incluya las últimas tecnologías si aplique procedimientos sencillos tanto preventivos como correctivos en donde se puedan determinar el estado del transformador y las labores a realizar para preservar su vida útil.
- Es recomendable que antes de iniciar cualquier acción de mantenimiento en campo a un transformador se conozca el estado dieléctrico y físico-químico del aceite aislante en operación. Adicionalmente, se requiere chequear el estado del aislamiento así como el comportamiento eléctrico y magnético del transformador para verificar que el transformador está apto para ejecutar la operación de mantenimiento que de acuerdo a los diagnósticos se vaya a ejecutar.
- Conocer los antecedentes del transformador, las fallas que ha tenido y sus características así como las decisiones que se tomaron en su momento, hace evidencia que es necesario llevar y controlar un formato de historial para cada uno.
- Evaluar las condiciones de cargabilidad históricas y actuales como también las condiciones de instalación, pues algunas veces se va a requerir mejorar dichas condiciones cuando sean inadecuadas; estas condiciones hay que incluirlas en las revisiones periódicas que se hagan al equipo.
- La información que se documento en el sistema de riesgos profesionales es un aporte de lo que se pudo evidenciar en las actividades realizadas en campo y es

un documento preliminar que puede ser usado por la empresa Controles y Automatización en su deseo de implementar un sistema de gestión de calidad.’

- La prevención y control de los riesgos ocupacionales se constituye en la actividad fundamental de la Salud Ocupacional. Muchos son los proverbios que ilustran la importancia de la prevención y uno de ellos es “Vale más prevenir que tener que curar”. Pero la prevención por sí sola no es una tarea fácil; por el contrario, se necesitan conocimientos multidisciplinarios y organización empresarial para poder llevarla a cabo, de tal manera que se garantice su eficacia.

## BIBLIOGRAFIA

- NESSLER, Herbert; STADELMEIER, Friederich; Constitución y Funcionamiento del Transformador. Barcelona, España : Marcombo, 1990, 60 p.
- PEREZ RODRIGUEZ, Olga Cecilia. Comportamiento del aceite en los Transformadores. Tesis (Ingeniera Electricista). Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, 1998
- M. Horning, J. Kelly, S. Myers, R. Stebbins, Transformer Maintenance Guide, Third Edition, Transformer Maintenance Institute, S. D. Myers Inc., 2004.
- ANSI/IEEE C57.-107, "IEEE Guide for detection and determination of generated gases in oil-inmersed transformers and fluid reallion to the serviceability of the equipment", 1978
- IEEE Transactions on Power Delivery, "Effect of oil viscosity on transformer loading capability al low ambient temperatures", Vol 7, N° 2 April 1992
- IEC 60076-7 "Transformadores de potencia - Parte 7: Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceite" primera edición, Diciembre de 2005
- GALLO MARTINEZ, Ernesto. Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. Colombia, Bogotá, 2005
- SIEMENS. Transformadores de Potencia y Distribución. Catálogos

**ANEXO 1. INSTRUCTIVO TÉCNICO PARA EL MANTENIMIENTO DE  
TRANSFORMADORES**



**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código: IMT-01

No de revisión: Preliminar

Fecha: 28-OCT-2008

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO  
PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE  
TRANSFORMADORES AISLADOS EN ACEITE**

<b>ELABORÓ</b>	<b>REVISÓ</b>	<b>APROBÓ</b>
Ana Milena Suárez Espinosa		

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

**1. OBJETO**

Para mantener funcionando satisfactoriamente un transformador, con el menor costo y la mayor confiabilidad, se requiere de un programa de mantenimiento tanto preventivo como correctivo por lo tanto se establecen las actividades a realizar para cada mantenimiento.

**2. ACANCE**

Éste instructivo está dirigido al personal de mantenimiento de transformadores de potencia especialmente para transformadores en aceite aislante.

**3. GLOSARIO**

**BASTIDORES:** Armazón de madera o material aislante rígido.

**BAYONETAS:** Dobleces de solera para facilitar el traslape, puente entre dos anillos.

**CASQUILLO:** Cartón aislante que se coloca entre el núcleo y la bobina de baja.

**DESVASTE:** Rebajar una pieza o material a la medida adecuada.

**PUNTO DE ANILINA:** es la temperatura en la que un aceite se disuelve en un volumen igual de anilina

**MANTENIMIENTO CORRECTIVO:** conjunto de acciones realizadas con el fin de restablecer el estado normal de funcionamiento de un equipo que ha fallado

**MANTENIMIENTO PREVENTIVO:** se realiza periódicamente en base a un plan establecido, realizando inspecciones al equipo, con el fin de descubrir y corregir posibles defectos o problemas menores que pudiesen llegar a ocasionar fallas.

**DISPONIBILIDAD:** probabilidad de que un equipo o sistema sea operable satisfactoriamente a lo largo de un período de tiempo dado.

**MANTENIBILIDAD:** es un indicador del tiempo ocioso que tendría un equipo en condición de falla, tiempo que se puede ver aumentado por condiciones particulares como la ausencia de repuestos, o desconocimiento de las posibles causas de falla.

 <b>Controles y Automatización S.A.</b>		
<b>INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES</b>	Código:	IMT-01
	No de revisión:	Preliminar
	Fecha:	28-OCT-2008

**SÍLICA GEL:** perlas de un compuesto higroscópico llamado sílicagel (sal de silicio), que absorbe la humedad del aire en el aceite del transformador.

**PUNTO DE INFLAMACIÓN:** es la temperatura mínima en la cual el aceite emite vapores combustibles con el aire.

**FURANOS:** compuestos tóxicos que se generan por descomposición del papel a altas temperaturas.

**TIERRA FULLER:** arcilla con base en silicatos de aluminio hidratado la cual se encuentra naturalmente en forma bruta.

#### 4. REFERENCIAS

Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo, Ingeniero Ernesto Gallo Martínez

SIEMENS. Transformadores de Potencia y Distribución. Catálogos.

ABB, Manual del Usuario, Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia.

Reglamento Interno de Instalaciones Eléctricas RETIE,

#### 5. CONDICIONES GENERALES

##### SEGURIDAD PARA TRABAJO EN CAMPO


Un riesgo es una condición ambiental o humana cuya presencia o modificación puede producir un accidente o una enfermedad ocupacional. Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionaron algunos de los más comunes, que al no tenerlos presentes ocasionan la mayor cantidad de accidentes.<sup>††</sup>

A continuación se ilustran algunos de los riesgos eléctricos más comunes, sus posibles causas y medidas de protección.

<sup>††</sup> Tomado del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Retie


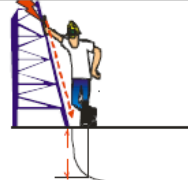
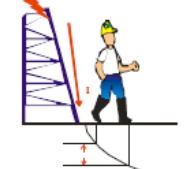
**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

	<p><b>RIESGO: ARCOS ELÉCTRICOS.</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar gafas de protección contra rayos ultravioleta.</p>
	<p><b>RIESGO: AUSENCIA DE ELECTRICIDAD.</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Apagón, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.</p>
	<p><b>RIESGO: CONTACTO DIRECTO</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión.</p>
	<p><b>RIESGO: CONTACTO INDIRECTO</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.</p>
	<p><b>RIESGO: CORTOCIRCUITO</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.</p>
	<p><b>RIESGO: ELECTRICIDAD ESTÁTICA</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.</p>
	<p><b>RIESGO: EQUIPO DEFECTUOSO</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.</p>
	<p><b>RIESGO: RAYOS</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.</p>

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

	<p><b>RIESGO: SOBRECARGA</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles, dimensionamiento adecuado de conductores y equipos.</p>
	<p><b>RIESGO: TENSIÓN DE CONTACTO</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>
	<p><b>RIESGO: TENSIÓN DE PASO</b></p> <p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>

Riesgos eléctricos comunes  
Fuente: RETIE

## 6. MANTENIMIENTO

### 6.1. Planeación de actividades.

Debido a que las labores que hay que realizar en el mantenimiento son de alto riesgo hay que planear y ejecutar de manera ordenada todos los trabajos que se van a realizar. Hay que solicitar los permisos necesarios para realizar la maniobra de sacar de servicio el transformador a intervenir.

Antes de empezar las labores de mantenimiento es necesario verificar el lugar identificando cualquier factor de riesgo como derramamientos de aceite en el piso, objetos salientes o elementos sueltos en el transformador.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

## 6.2. Revisión Periódica

Una vez definido y aprobado el trámite administrativo y logístico de desenergización del equipo, se procede a efectuar dicha maniobra teniendo en cuenta todos los factores de riesgo que implica; de la misma manera hay que tener todo el equipo, herramientas, formatos de inspección y el personal técnico organizado para que el tiempo durante el cual el transformador esté fuera de servicio no sea mayor ya que esto puede ocasionar problemas por la importancia y/o criticidad de la red que alimenta.

Dependiendo del sitio de ubicación y características del transformador se procede a sacar de servicio el equipo.

Después de verificar que efectivamente no hay tensión y después de realizar la puesta a tierra y en cortocircuito cada borne de alta y baja tensión, se sugiere registrar las condiciones generales del estado en que se encuentra el transformador y sus accesorios, verificando las siguientes características:

Frecuencia recomendada: trimestral

- Verificar las conexiones de alta y baja tensión, si es necesario reapretar la tornillería.
- Revisar la temperatura del aceite y la de los devanados.
- Revisar el color de las perlas de silicagel de los deshumectadores, si es necesario realizar cambio y regenerar el silicagel.
- Revisión del indicador del nivel de aceite del tanque principal y del tanque de expansión si aplica.
- Revisar visualmente el estado de las válvulas, verificando ausencia de fugas
- Reiniciar los indicadores de máxima temperatura del aceite y de los devanados.
- Revisar el estado de los empaques, verificando ausencia de fugas.
- Revisar y verificar el estado del relé Bucholz
- Revisar el correcto funcionamiento y sentido de giro de los ventiladores si aplica.
- Verificar el contador de operaciones del cambiador de tomas y compararlo con el sugerido por el fabricante para la realización de mantenimiento.
- Revisar y verificar visualmente el estado de la pintura en la carcasa.
- Revisión del nivel de aceite de los pasatapas, si estos lo permiten.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

Frecuencia recomendada: semestral

- Limpieza de los ventiladores si aplica.
- Verificar el estado de la conexión a tierra de la carcasa, si es necesario apretar el tornillo de conexión.
- Revisar el estado de los aisladores de alta y baja tensión, si se evidencian elementos con fisuras o roturas hay que registrar la localización del daño e indicar las características del aislador para conseguir su repuesto.
- Limpieza de cada una de las partes del transformador, buscando eliminar cualquier impureza de la superficie del transformador especialmente en los pasatapas debido a su gran sensibilidad con respecto a estas.

### 6.3. Toma de muestra de aceite aislante

#### 6.3.1. Para análisis físico-químico:

Esta actividad hay que realizarla cada seis meses si el aceite presenta alguna característica con índices por debajo o por encima de los normales. Si el análisis de laboratorio no arroja deficiencias en sus componentes y parámetros la toma de muestra al aceite se realiza cada año.

Se debe evitar hasta donde las circunstancias lo permitan tomar las muestras de aceite cuando esté lloviendo, o en el ambiente donde haya mucha humedad.

El equipo a utilizar:

- Frascos para toma de muestras
- Llave tubo
- Llave expansiva
- Llave cuadrante
- Destornillador
- Conjunto de reducciones de 1/4" a 2"
- Dispositivo de toma de muestra

Elementos de seguridad: se utilizan dependiendo de la necesidad y condiciones del sitio de ubicación del equipo a muestrear.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

- Overol
- Guantes de nitrilo
- Botas dieléctricas
- Casco dieléctrico
- Gafas
- Protección auditiva
- Tapabocas

**Procedimiento:**

Marcar debidamente el frasco, antes de tomar la muestra; procurando en todo momento completar los datos que trae la etiqueta.

Limpiar la válvula de salida del transformador, dejando derramar aproximadamente 1litro de aceite para retirar suciedad y agua libre depositada en la parte inferior del transformador.

Luego se conecta el tapón o reducción, según sea el caso particular de la válvula, y el equipo de muestreo. Hay que purgar el equipo de muestreo con el aceite a muestrear, efectuando un enjuague previo al recipiente con el aceite analizar.

Según la norma ASTM D-117 donde se relacionan 33 propiedades de los aceites aislantes minerales con base en hidrocarburos y 55 métodos de prueba, en la práctica, se efectúan 8 pruebas que son suficientes para medir la degradación y contaminación de los aceites, y las cuáles son:

- Rigidez dieléctrica D-877 (kV),
- Numero de neutralización D-974 (mg KOH/g),
- Tensión interfacial D-971 (Dinas/cm),
- Color D-1500,
- Contenido de agua D-1533 (PPM),
- Gravedad específica D-1298,
- Contenido de inhibidor D-4768
- Factor de potencia a 25°C D-924

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

6.3.2. Para análisis cromatográfico:

Se debe evitar hasta donde las circunstancias lo permitan tomar las muestras de aceite cuando esté lloviendo, o en el ambiente donde haya mucha humedad.

El equipo a utilizar:

- Jeringas para toma de muestra
- Llave tubo
- Llave expansiva
- Llave cuadrante
- Destornillador
- Conjunto de reducciones de ¼" a 2"
- Dispositivo de toma de muestra

Elementos de seguridad: se utilizan dependiendo de la necesidad y condiciones del sitio de ubicación del equipo a muestrear.

- Overol
- Guantes de nitrilo
- Botas dieléctricas
- Casco dieléctrico
- Gafas
- Protección auditiva
- Tapabocas

Procedimiento:

Marcar debidamente la jeringa, antes de tomar la muestra; procurando en todo momento completar los datos que trae la etiqueta.

Hay que retirar firmemente la válvula de muestreo de aceite del equipo y permitir drenar al recipiente recolector una cantidad de aceite para su limpieza.

Luego conectar la jeringa con la válvula para permitir el flujo de aceite a través de la válvula hacia la vasija recolectora de residuos, esto es para purgar el equipo de medida. Se gira lentamente la manija de la válvula hacia la posición de salida del aceite a la jeringa y una vez se llene completamene la jeringa se separa la jeringa del dispositivo de acople, pero hay que tener mucho cuidado de no permitir que la



**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

muestra haya quedado con burbujas de aire lo cual es un factor fatal para el posterior análisis en laboratorio.

Para el análisis físico-químico y cromatográfico del laboratorio es necesario tomar una muestra por cada análisis, es por esto que a cada transformador se le debe tomar tres muestras, una para el análisis físico-químico, otra para el análisis cromatográfico de gases y una tercera en caso que alguna muestra de las anteriores haya sido mal tomada y así contaminada.

El resultado final de éste análisis de laboratorio son informes con los resultados obtenidos de cada prueba, incluyendo los CA (Códigos de acción) para cada transformador intervenido, por parte del laboratorio. Los CA (códigos de acción) que son procedimientos de mantenimiento sugeridos, por parte de los especialistas en base a los resultados de las pruebas de laboratorio, para tener en cuenta. Dichos CA ayudan a definir a cuáles transformadores se les debe hacer las pruebas eléctricas de campo y que tipo de mantenimiento requieren.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

**Tabla 1. Códigos de Acción para mantenimiento**

<b>Código de acción</b>	<b>Descripción</b>
A-12	<b>Tomar muestra en 12 meses</b> El aceite se encuentra en condiciones normales y requiere ser nuevamente analizado en 12 meses
A-6	<b>Tomar muestra en 6 meses</b> El Índice de Calidad (IC) del aceite se encuentra ligeramente por encima de su valor límite inferior (1500), se recomienda analizar nuevamente el aceite en 6 meses.
100	<b>Tratamiento por termovació y adición de inhibidor</b> Es el procedimiento preventivo por excelencia y normalmente se recomienda cuando el IC empieza a tomar valores por debajo de 1500, indicio de que se ha iniciado la degradación del aceite formando compuestos polares.
200	<b>Secado de la parte activa</b> El secamiento se recomienda cuando el contenido de agua en el aceite está por encima de 35 ppm
300	<b>Lavado y secado con cambio total de aceite</b> Esta acción se recomienda cuando el IC está por debajo de 318 y el volumen de aceite del transformador es muy bajo comparado con el volumen de aceite necesario para purgar los equipos.
400	<b>Regeneración de aislamientos (limpieza del papel de productos ácidos)</b> Este procedimiento se recomienda cuando el IC por debajo de 1000, lo cual indica que ya se tienen productos ácidos y lodos que impregnan el papel y atacan sus propiedades incidiendo en la vida útil del transformador. Si el código es 406 se realizan 6 recirculaciones del volumen total de aceite, si es 410 son 10 recirculaciones y así sucesivamente.
500	<b>Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa</b> Cuando se tiene un alto contenido de agua en el aceite además de la situación descrita anteriormente se hace necesario adicionalmente se seque la parte activa del transformador .
420	<b>Descodificación total</b> Es igual que el procedimiento del código 400 pero con 20 ó más recirculaciones para el caso que el IC esté por debajo de 100.
520	<b>Desludificación total y secado de la parte activa</b> Igual que el procedimiento anterior pero adicionalmente el aceite presenta un alto contenido de agua, haciéndose necesario secar la parte activa

**Fuente:** Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo, Ernesto Gallo

 <b>Controles y Automatización S.A.</b>		
<b>INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES</b>	Código:	IMT-01
	No de revisión:	Preliminar
	Fecha:	28-OCT-2008

#### 6.4. Prueba eléctricas de campo, PEC

Como se mencionó en el párrafo anterior, de acuerdo a los resultados de los análisis físico-químico y cromatográfico, se hace la selección de los transformadores a los cuales se les debe realizar las pruebas eléctricas de campo. Estas pruebas evaluarán la calidad de los aislamientos y el estado eléctrico de funcionamiento del transformador. En estas pruebas se seguirán los delineamientos de las normas NEC y NTC 2050.

Hay que hacer una planeación de los trabajos a realizar, incluyendo un cronograma y descripción de las actividades que se van a ejecutar logrando así un orden establecido y una logística eficaz que a la hora de la relación costo/beneficio resulta muy importante para la empresa.

Las pruebas eléctricas de campo que se deben realizar son:

##### 6.4.1. Medición de la resistencia de aislamientos:

Permite evaluar la presencia de excesiva humedad en el transformador o incluso avanzada degradación del aceite. También se determina el índice de absorción y el índice de polarización.

Este procedimiento está basado en el manual suministrado por el fabricante del equipo Megger.

El equipo a utilizar:

- Multitester
- Pinza amperimétrica
- Megger con tres cables para prueba y un cable de cobre desnudo para aterrizarse y descargar el transformador, (Megger BM-211 ó BM11)

Elementos de seguridad: se utilizan dependiendo de la necesidad y condiciones del sitio de ubicación del equipo.

- Botas dieléctricas
- Casco dieléctrico clase B
- Gafas de seguridad
- Overol
- Guantes

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

- Cinturón de seguridad, arnés
- Protector visual
- Protector respiratorio
- Protector auditivo

**Procedimiento:**

Antes de comenzar cualquier trabajo de mantenimiento, como ya se había mencionado anteriormente, hay que cerciorarse que el transformador este desenergizado y desconectado, y además que esté aterrizado tanto por alta como por baja tensión. Adicionalmente se debe tener en cuenta que siempre que se efectúe una prueba eléctrica, se requiere que dos personas como mínimo se encuentren en el área de trabajo y/o sitio donde esta ubicado el transformador.

Esta prueba consiste en aplicar una tensión DC durante un periodo de tiempo determinado, usualmente diez minutos, al aislamiento bajo ensayo y medir resistencia de aislamiento entre devanados y entre devanado y tierra. Hay que tomar lecturas de resistencias en tiempos específicos. La primera medida se toma a los 15 segundos, luego a los 30 segundos, un minuto, dos minutos y así sucesivamente hasta llegar a 10 minutos que es el tiempo total que normalmente se aplica. Y la forma de conexión es la siguiente:

*Resistencia de aislamientos entre alta tensión y baja tensión:* Se conecta una de las puntas de un cable al terminal (+) del Megger y la otra punta del cable al lado de alta tensión. Se efectúa la misma conexión con otro cable pero una de las puntas se conecta al terminal de baja tensión y la otra punta al (-) del Megger, también se debe conectar una punta del tercer cable al terminal de guarda del Megger y la otra al devanado que no se va a medir, en este caso tierra que puede ser el tanque o cuba del transformador.

*Resistencia de aislamientos entre alta tensión y tierra:* Se conecta una de las puntas de un cable al terminal (+) del Megger y la otra al lado de alta tensión del transformador, así mismo se conecta la punta del otro cable al terminal (-) del Megger y la otra punta se conecta a tierra que puede ser el tanque o cuba. También se debe conectar una punta del tercer cable al terminal de guarda del Megger y la otra al devanado que no se va a medir, en este caso el de baja tensión.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

*Resistencia de aislamientos entre baja tensión y tierra:* Se procede de la misma manera que los dos casos anteriores, sólo que en este caso se conecta una de las puntas de un cable al terminal (+) del Megger y la otra al lado de baja tensión del transformador, y las otras conexiones se dejan igual sólo que la punta del tercer cable va al terminal de guarda del Megger y la otra al devanado que no se va a medir, en este caso el de alta tensión.

A veces es necesario suprimir el cable de guarda pues el aislamiento que se mide da unos valores muy elevados los cuales no son reales.

También a medida que aumenta el tiempo de la prueba, el nivel de aislamiento puede disminuir. Esto puede suceder debido a que no se descarga completamente el devanado o a que el transformador se encuentra sucio en los terminales. La solución en este caso es descargar completamente dejando conectado el cable de tierra aproximadamente dos minutos o limpiar los terminales.

#### 6.4.2. Medición de la resistencia de transformación:

Esta medición se realiza con un instrumento denominado TTR, y consiste en aplicar una tensión conocida al devanado de alta tensión y se mide la tensión inducida en el devanado de baja tensión, en cada una de las derivaciones del cambiador de tomas. Esta prueba es utilizada para determinar la relación de transformación. Durante esta prueba también se determina la polaridad del transformador, que es de vital importancia en el momento de conectar transformadores

Con esta prueba se comprueba también el grupo de conexión del transformador.

El equipo a utilizar:

- Multitester
- Pinza amperimétrica
- Cable de cobre desnudo (aterrizaje y descarga del transformador)
- TTR

Elementos de seguridad: se utilizan dependiendo de la necesidad y condiciones del sitio de ubicación del equipo.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

- Botas dieléctricas
- Casco dieléctrico clase B
- Gafas de seguridad
- Overol
- Guantes
- Cinturón de seguridad, arnés
- Protector visual
- Protector respiratorio
- Protector auditivo

Procedimiento: (basado en la NTC 471)

El equipo TTR posee cuatro cables, dos para conectar por la parte de baja tensión y son los que tienen prensas y son de mayor calibre. Y los otros dos para conectar por alta tensión y éstos tienen caimanes y son de menor calibre.

A manera de ejemplo a continuación se describe el procedimiento para efectuar la prueba de relación de transformación para la conexión DY5, ya que existen varias conexiones en los transformadores de potencia y varía un poco el procedimiento dependiendo de la conexión.

DY5: se identifican los terminales de alta tensión ( U, V, W, ó H1, H2, H3) y los de baja tensión (X, Y, Z, Pn ó X1, X2, X3, Pn). Se conecta el terminal de alta tensión, el de color rojo, al terminal del transformador marcado con U, y el otro terminal de alta tensión, el de color negro, se conecta al terminal V. Para los cables de baja tensión se conecta el cable de color rojo-negro al terminal X de baja tensión y el otro de color rojo-rojo se conecta al terminal Pn de baja tensión. Luego de tener la conexión de los cables del TTR lista se hace girar la manija para así generar la tensión al devanado de alta.

De esta manera se halla la relación de transformación entre U-V vs X-Pn.

Para hallar la relación de transformación entre V-W vs Y-Pn se cambian los cables del TTR así: los cables de alta tensión se mueven un lugar en sentido de las manecillas del reloj, es decir, el cable que estaba en U pasa a V y el que estaba en el terminal V pasa a W. Lo mismo se hace con los cables de baja tensión, a diferencia que el cable que está en el terminal Pn no se mueve sólo se mueve un lugar el que estaba en X. Y se procede con el mismo procedimiento que el anterior.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

Exactamente lo mismo se realiza para la relación de transformación entre W-U vs Z-Pn.

Con los resultados obtenidos se pueden analizar con respecto a los valores esperados según los datos de placa y no deben superar el  $\pm 0.5\%$ .

Cuando el transformador no tiene marcadas o no se alcanzan a leer las fases de alta y baja tensión se procede mediante ensayo de prueba y error, se conecta como se describió anteriormente y si en el TTR se desplaza hacia la derecha esto significa que la polaridad esta invertida y se deben cambiar las posiciones de los cables de alta tensión.

Cuando la medida en el TTR no se desplace para ningún lado significa que la bobina de alta tensión y la de baja tensión no pertenecen a la misma fase por lo que hay cambiar las conexiones.

#### 6.4.3. Medición del Factor de Potencia:

Se aplica un voltaje a los devanados y la relación entre la potencia disipada y la aplicada es el factor de potencia, para esta prueba se utilizan un instrumento denominado Medidor de Tangente delta.

Este ensayo es muy sensible a la presencia de agua y productos de oxidación generados por el aceite facilitando caminos a las corrientes de fuga, aumentando los vatios de disipación generando así calor y pérdidas dieléctricas.

El equipo a utilizar:

- Multitester
- Pinza amperimétrica
- Equipo Medidor de Tangente Delta y accesorios

Elementos de seguridad: se utilizan dependiendo de la necesidad y condiciones del sitio de ubicación del equipo.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

- Botas dieléctricas
- Casco dieléctrico clase B
- Gafas de seguridad
- Overol
- Guantes
- Cinturón de seguridad, arnés
- Protector visual
- Protector respiratorio
- Protector auditivo

Procedimiento: (basado en el manual del fabricante del equipo)

El equipo se compone de un cable de alto tensión que se distingue por su mayor diámetro que trae un gancho con dos anillos en uno de los extremos, el que va al transformador. El anillo mas cercano al gancho se denomina guarda y el otro se denomina tierra; también hay una cable de baja tensión, según el manual.

Hay que tener el cuidado de mantener extendido el cable de alta tensión para evitar generación de campos

Como primera medida y después de verificar que el transformador esta desenergizado y desconectado hay que cortocircuitar cada uno de los devanados entre sí. Luego se verifica que el equipo de medición esté conectado adecuadamente de acuerdo al manual del equipo.

Se determina el factor de potencia entre alta tensión y baja tensión AT-BT, entre alta tensión y tierra AT-T y entre baja tensión y tierra -BT

Hay que tener en cuenta la limpieza de todos los bujes del transformador , también la humedad relativa porque si es mayor de 70% no se debe efectuar la prueba ya que el ensayo es bastante sensible a este efecto.

#### 6.4.4. Medición de la corriente de excitación:

Se realiza con el fin de detectar defectos en la estructura del núcleo magnético o fallas del asilamiento que pueden haber resultado como consecuencia de caminos conductores entre espiras del devanado. Otro tipo de problemas como conexión

		
<b>INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES</b>	Código:	IMT-01
	No de revisión:	Preliminar
	Fecha:	28-OCT-2008

incorrecta de los devanados y conmutadores de derivaciones defectuosos también pueden ser encontrados con esta prueba.

El equipo a utilizar:

- Multitester
- Pinza amperimétrica
- Equipo Medidor de Tangente Delta y accesorios

Elementos de seguridad: se utilizan dependiendo de la necesidad y condiciones del sitio de ubicación del equipo.

- Botas dieléctricas
- Casco dieléctrico clase B
- Gafas de seguridad
- Overol
- Guantes
- Cinturón de seguridad, arnés
- Protector visual
- Protector respiratorio
- Protector auditivo

Procedimiento: (basado en la Norma NTC 1031)

La medida de la corriente se realiza por el lado de alta tensión del transformador pues es en este lado donde menor corriente se maneja y las conexiones del equipo dependen del grupo de conexión del transformador así:

Si la conexión del transformador es Delta-Estrella

- Los terminales en alta vienen marcados H1, H2 y h3, se coloca el terminal del equipo HV en H1 y el terminal LV en H2 (en alta tensión se lleva H3 a tierra y en baja tensión se lleva el neutro a tierra), determinándose la corriente de excitación entre H1 y H2.
- Luego se coloca HV en H2 y LV en H3 (H1 y neutro de baja tensión a tierra) se determina la corriente de excitación entre H2 y H3.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

- Se coloca HV e H3 y LV en H1 (H2 y neutro de baja tensión a tierra) se determina la corriente de excitación entre H3 y H1.

Si la conexión es Estrella-Estrella:

- Se coloca HV en H1 y LV en H0 (en baja tensión se lleva el neutro a tierra), determinándose la corriente de excitación entre H1y H0 (H0 es el neutro de alta tensión)
- Luego se cambia HV en H2 y LV en H0 (neutro de baja tensión a tierra) se determina la corriente de excitación entre H2 y H0.
- Se cambia nuevamente HV a H3 y LV a H0 y así se determina la corriente de excitación entre H3 y H0.

Generalmente los datos son comparados con los resultados de ensayos anteriores, con los valores de unidades similares o con la información dada por el fabricante.

Entre transformadores trifásicos particularmente conectados en estrella en alta tensión, los resultados de esta prueba son similares para dos fases entre sí, pero difieren de los resultados obtenidos para la tercera fase (normalmente la correspondiente a la columna central del núcleo). En cambio para los transformadores conectados en delta por alta los valores obtenidos de la prueba son similares.

#### 6.4.5. Medición de resistencia de los devanados:

En esta prueba se verifica la calidad de las conexiones existentes en el transformador, si hay devanados abiertos o en cortocircuito o falsos contactos en el cambiador de tomas. Los valores de la prueba se contrastan con el valor de la resistencia entregado por el fabricante, desviaciones mayores a un 2 o 3% se deben considerar como indicadores de problemas.

Para esta prueba se utiliza el DLRO que es un instrumento portátil compacto que suministra una lectura digital, directa de resistencia en cinco rangos.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

El equipo a utilizar:

- Multitester
- Pinza amperimétrica
- DLRO, Digital Resistance Ohmeter

Elementos de seguridad: se utilizan dependiendo de la necesidad y condiciones del sitio de ubicación del equipo.

- Botas dieléctricas
- Casco dieléctrico clase B
- Gafas de seguridad
- Overol
- Guantes
- Cinturón de seguridad, arnés
- Protector visual
- Protector respiratorio
- Protector auditivo

Procedimiento: (basado en la Norma NTC 375)

El DLRO posee cuatro terminales de conexión C1, P1, C2 y P2 para éste equipo. Se unen dos terminales C1 y P1 y van a un terminal del transformador, por ejemplo H1 y se unen también los otros dos C2 y P2 y van a otro terminal del transformador H2, y así se obtiene la medida de resistencia entre los terminales H1 y H2. Se debe tener en cuenta el grupo de conexión del transformador.

Puesto que la resistencia del cobre varía con la temperatura, todas las lecturas de la prueba deben ser convertidas a una temperatura de referencia, se ha establecido en 75 °C. La fórmula para convertir las lecturas a dicha temperatura de referencia es:

$$R_{75^{\circ}C} = R_{Prueba} \times \frac{234.5 + 75}{234.5 + T_{Devanados^{\circ}C}}$$

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

En práctica y valores reales, la medición de resistencia de devanados en la parte de alta tensión presenta valores entre  $50\Omega$  y hasta  $100\Omega$ . Y en la parte de baja tensión los valores de resistencia de devanados es menor de  $50\Omega$ .

Para obtener una lectura correcta es necesario medir la resistencia de los cables del equipo medidor de resistencia de devanados y restárselo al valor encontrado en el transformador.

6.4.6. Medición de la resistencia a tierra:

Realizando esta prueba se asegura la continuidad del conductor entre el transformador y la malla a tierra, se conoce el valor de la resistencia de puesta a tierra del transformador a la malla, corrientes de fuga que puedan circular por el conductor, la solidez y la continuidad mecánica.

El equipo a utilizar:

- Multitester
- Pinza amperimétrica
- Pinza de medición de resistencia a tierra

Elementos de seguridad: se utilizan dependiendo de la necesidad y condiciones del sitio de ubicación del equipo.

- Botas dieléctricas
- Casco dieléctrico clase B
- Gafas de seguridad
- Overol
- Guantes
- Cinturón de seguridad, arnés
- Protector visual
- Protector respiratorio
- Protector auditivo

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

Procedimiento:

Se hace una inspección visual de los elementos de la puesta a tierra para evaluar el estado físico y condiciones de seguridad para conseguir la medición.

Luego se mide la tensión generada por corriente de fugas en el sistema de puesta a tierra y si esta medida es mayor a 30 V no se puede continuar con la medición ya que existe un alto riesgo para la seguridad de los operarios.

Si la medida anterior es menor que 30 V se hace la medición de la resistencia de puesta a tierra con la pinza.

Basándose en el resultado de las pruebas físico-químicas, análisis cromatográfico y pruebas eléctricas se definen cuales transformadores tiene la necesidad de hacer mantenimiento en campo que incluye:

- Termovació y adición de inhibidor
- Secado de la parte activa
- Lavado, secado, cambio total de aceite
- Regeneración de aislamientos 6 recirculaciones, 10 recirculaciones
- Desludificación total
- Desludificación total y Secado parte activa
- Termovaciado y adición de inhibidor, CA 100

El procedimiento consiste en purgar el transformador para retirar los lodos del fondo y luego hacer circular el aceite por medio de bombas hacia un equipo de termovació denominado filtroprensa, por un tiempo definido por la humedad presente en el aceite, secando el aceite del transformador. Calentar el aceite además de secarlo, aumenta la higroscopicidad de este y por ende su capacidad de absorber humedad del papel.

El equipo a utilizar:

- Multitester
- Pinza amperimétrica
- Equipos para pruebas eléctricas
- Dispositivo para toma de muestras
- Equipo de tratamiento de aceite

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

Elementos de seguridad: se utilizan dependiendo de la necesidad y condiciones del sitio de ubicación del equipo.

- Botas dieléctricas
- Casco dieléctrico clase B
- Gafas de seguridad
- Overol
- Guantes
- Cinturón de seguridad, arnés
- Protector visual
- Protector respiratorio
- Protector auditivo

Procedimiento: el procedimiento que se describe a continuación es para realizar el mantenimiento con el equipo de tratamiento de aceite perteneciente a la empresa Transequipos Ltda.

Se recomienda efectuar previamente la prueba de contenido de inhibidor para estar seguros de colocar inhibidor hasta el valor de norma que es de 0,3%.

1. Desconexión del transformador
2. Se hacen las pruebas eléctricas iniciales, de acuerdo a los procedimientos ya descritos.
3. Se realiza la toma de muestra pre-mantenimiento.
4. Se instalan acoples en las válvulas denominadas inferior y superior del transformador
5. El nivel del aceite en la cámara de desgasificación debe estar como mínimo en la mitad del visor central. Si el nivel esta por debajo de la mitad hay completar nivel de aceite y se hace preferiblemente con aceite nuevo o tratado anteriormente. Esto se hace porque la parte activa del transformador debe estar sumergida completamente en aceite durante el proceso.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código: IMT-01

No de revisión: Preliminar

Fecha: 28-OCT-2008



Equipo de tratamiento de aceite  
Fuente: Transequipos Ltda.

6. Luego de los acoples y las válvulas que se instalaron en la parte inferior y superior del transformador se conectan a la maquina de tratamiento.
7. Se procede a encender la bomba de vacío al igual que su refrigeración.
8. Una vez conectado todo el equipo y revisado sus conexiones se abre lentamente la válvula que comunica la bomba de vacío con la cámara de desgasificación. Al igual que se abren las válvulas del transformador y las de succión y descarga del equipo.
9. Hay que revisar los niveles del aceite en la cámara para mantener el nivel en la mitad.
10. Se activan uno a uno los calentadores y se ajusta la temperatura máxima para tratamiento por termovació (60°C)
11. Durante este paso se agrega el inhibidor, si es necesario según prueba inicial.
12. Se efectúa el tratamiento del aceite hasta conseguir valores aceptables de humedad. Estos valores se miden con el higrómetro computarizado, los valores que se deben obtener deben ser menores de 6 PPM, cuando no se tiene higrómetro el tratamiento se hace por numero de pasadas del aceite por la máquina el cual debe ser de mínimo de seis.
13. Una vez cumplido los rangos anteriores de desligan los calentadores y se deja circular el aceite por aproximadamente 30 minutos más, para que los calentadores se enfríen.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

14. Se cierran las válvulas superior e inferior del transformador y las de alimentación y descarga del equipo. Hay que verificar que el nivel de aceite en el transformador sea el indicado de lo contrario se debe completar el nivel.
15. Se realizan nuevamente las pruebas eléctricas de campo y nuevamente la toma de muestra al aceite. Esto es para verificar el estado en que quedo el transformador una vez efectuado el tratamiento.
16. Se conecta y energiza el transformador.

***Lavado y secado de transformador en campo***

Todos los métodos de secado de transformadores apuntan hacia un objetivo común: remover el agua libre atrapada en la celulosa y en el aceite.

Por tanto se puede definir como un buen método de secado, como cualquiera que reduzca en el menor tiempo posible a valores aceptables el nivel de presión de vapor de agua y por consiguiente el contenido de agua en el aislamiento. Todos los métodos requieren una atención permanente del personal, también se requiere que los equipos posean automatismos y alarmas necesarios para monitorear la seguridad del proceso.

*Ensayo de la estanqueidad del transformador:*

Tiene por finalidad detectar escapes en planches, juntas, etc., los cuales pueden perjudicar el buen funcionamiento del transformador y además afectar el buen rendimiento de los proceso de secado. Por tanto esta prueba se debe efectuar antes de iniciar cualquier proceso de secado.

Para efectuar la prueba se aplica Nitrógeno superseco o aire sintético al tanque del transformador entre 2 y 5 PSI durante un tiempo de 1 a 3 horas. Esto depende de la potencia y marca del transformador. Luego se observa el manómetro y si la presión se ha reducido se procede a detectar los puntos de escape o fugas con la ayuda de espuma de detergente para proceder a corregirlos.

*Método de aspersión de aceite caliente, hot spray:*

Para aplicar este proceso se utilizan toberas de aspersión adecuadamente instaladas dentro del transformador de tal manera que el baño cubra todas las bobinas, aplicando al mismo tiempo vacío al transformador.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

El aceite que circula dentro del transformador en éste proceso debe cumplir tres finalidades básicamente:

- Ser agente de transferencia de calor hacia el interior del transformador
- Retirar por arrastre la humedad, la cual va a ser eliminada en la cámara de vacío
- Efectuar un buen lavado al transformador para limpiar impurezas y lodos

Ventajas de este proceso es que el tiempo de secado es reducido pero una de las desventajas es que la instalación de las toberas dentro del transformador es un tanto difícil además que el aceite que se utiliza para el lavado y secado queda inservible pues los componentes aromáticos que son los inhibidores naturales contra la oxidación se han evaporado.

*Aplicación de vacío únicamente:*

Se efectúa aplicando vacío al transformador durante el tiempo necesario hasta que las medidas cualitativas y cuantitativas de contenido de agua en el aislamiento indiquen el fin del proceso. Este método requiere:

El uso de una apropiada bomba de vacío que alcance un nivel de vacío por debajo de 1mm de Hg y que tenga una capacidad de desplazamiento de gases adecuada al tamaño del transformador debido a que una pequeña cantidad de agua se expande dentro del gran volumen del tanque.

***Regeneración de aislamientos con secado, CA 500***

La finalidad de este procedimiento es recuperar las condiciones del sistema de aislamiento papel-aceite, mediante la remoción de contaminantes y productos de degradación del aceite mineral.

Este proceso se basa en que el mejor disolvente de lodos es el mismo aceite a la temperatura de punto de anilina.

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO  
Y CORRECTIVO DE TRANSFORMADORES**

Código:	IMT-01
No de revisión:	Preliminar
Fecha:	28-OCT-2008

Se tienen varios grados de regeneración dependiendo del índice de calidad del aceite, diferenciándose uno del otro por el número de pasadas por el medio adsorbente: regeneración con seis a diez recirculaciones, regeneración con 15 recirculaciones y descodificación total con veinte recirculaciones.

**Procedimiento:**

El aceite es bombeado con presión a través de una cama de arcilla a una temperatura entre 60 °C y 70 °C para una mejor activación y eficiencia. El proceso se puede efectuar en un solo tanque o varios conectados en serie, con calentamiento previo.

Para empezar el proceso se cargan los tanques de la máquina con tierra Fúller de acuerdo a la capacidad de cada uno. Luego se conectan las mangueras en los tanques y al transformador.

Se purga el sistema, para lo cual se llena de aceite nuevo o tratado anteriormente los tanques de tierra Fúller y el sistema de termovacío hasta la mitad de la cámara. Éste sistema de tierra Fúller es conectado en serie con el sistema de termovacío dentro del sistema de conducción del aceite.

Se encienden las bombas y sistemas del tratamiento de termovacío, hay que recalcar que la parte activa de l transformador siempre debe estar sumergida completamente en aceite para garantizar un completo lavado tanto del núcleo como de los radiadores.

Hay que graduar el controlador de temperatura y el termostato a 85 °C. Se inicia el tratamiento de regeneración y el número de veces que el aceite debe pasar por la tierra Fúller es determinado por los análisis y resultados de laboratorio y del código de acción recomendado. Dependiendo del volumen de aceite del transformador y del número de pasadas se podría requerir cambio de la tierra Fúller para el mismo tratamiento.

**ANEXO 2. SISTEMA GENERAL DE RIESGOS EN EL  
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES**



**Controles y Automatización S.A.**

**SISTEMA GENERAL DE RIESGOS EN EL MANTENIMIENTO DE  
TRANSFORMADORES**

# **SISTEMA GENERAL DE RIESGOS EN EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES**

## **1. INTRODUCCIÓN:**

Antes de realizar cualquier tarea que implique el mínimo riesgo para la salud o con el medio ambiente se deben tomar las medidas de seguridad necesarias para minimizar los factores de riesgo de accidente. Se recomienda realizar, divulgar y capacitar constantemente al personal de mantenimiento en normas de seguridad industrial y medioambiental, con objetivos principales disminuir la probabilidad de ocurrencia de accidente y crear interés en el conocimiento y mejoramiento de actividades.

A continuación se hace una breve descripción de los diferentes factores de riesgo dependiendo de la condición de trabajo a que hacen referencia, se identifican los riesgos que se pueden presentar en las actividades de mantenimiento de transformadores evidenciadas en el trabajo en campo de la práctica, mostrando la consecuencia por exposición al riesgo y las acciones a tomar para el control del riesgo.

## **2. OBJETIVO**

Establecer los factores de riesgos de las actividades de mantenimiento de transformadores y a partir de su comprensión, clasificarlos según los efectos para la salud de los trabajadores, y así poder especificar las acciones de control requeridas.

## **3. DESCRIPCIONES GENERALES**

A continuación se enuncian los diferentes términos que se utilizan en el panorama de riesgos

### **3.1 Definición de términos básicos**

- **Riesgo:** Probabilidad de ocurrencia de un evento adverso.
- **Factor de Riesgo:** Es todo elemento cuya presencia o modificación aumenta la probabilidad de producir un daño o lesión en quien está expuesto a él.

- Acciones de control: medidas implementadas con el fin de minimizar la ocurrencia de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales.

### 3.2 Clasificación de los factores de riesgo

Los factores de riesgo se clasifican de acuerdo con las condiciones de trabajo a que hacen referencia:

#### 3.2.1 Condiciones de ambiente del trabajo o microclima laboral:

- Factores de Riesgo Físico: Son todos aquellos factores ambientales de naturaleza física que pueden provocar efectos adversos a la salud según sea la intensidad o el tiempo de exposición. Se clasifican en:
  - Energía mecánica: Ruido, vibraciones, presión barométrica
  - Energía térmica: Calor, frío
  - Energía electromagnética: radiaciones ionizantes y no ionizantes.
- Factores de Riesgo Químico: Toda sustancia orgánica e inorgánica, natural o sintética que durante la fabricación, manejo, transporte, almacenamiento o uso, pueda incorporarse al aire ambiente y ser inhalada, entrar en contacto con la piel o ser ingerida, con efectos irritantes, corrosivos, asfixiantes o tóxicos y en cantidades o tiempos de exposición que tengan probabilidades de lesionar la salud de las personas. Se clasifican en:
  - Aerosoles: sólidos y líquidos.
  - Gases y vapores.
  - Líquidos.
- Factores de Riesgo Biológico: Son todos los organismos o materiales contaminados que se encuentren en los lugares o áreas geográficas de trabajo que pueden transmitir a los trabajadores expuestos patologías, directa o indirectamente

#### 3.2.2 Condiciones Psico-laborales:

**SISTEMA GENERAL DE RIESGOS EN EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES**

- Factores de Riesgo Psicolaboral: Se refiere a aquellos aspectos intrínsecos y organizativos del trabajo y a las interrelaciones humanas, que al interactuar con factores humanos endógenos (edad, patrimonio genético, antecedentes psicológicos) y exógenos (vida familiar, cultura, etc.), tienen la capacidad potencial de producir cambios en el comportamiento (agresividad, ansiedad, insatisfacción) o trastornos físicos o psicosomáticos (fatiga, dolor de cabeza, espasmos musculares, alteraciones en ciclos de sueño, propensión a la úlcera gástrica, la hipertensión, la cardiopatía, envejecimiento acelerado). Su fuente depende de:
  - Tipos de organización y métodos de trabajo
  - Contenido de la tarea
  - Organización del tiempo de trabajo
  - Relaciones humanas

### 3.2.3 Condiciones Ergonómicas:

- Factores de Riesgo por Carga Física: Son todos aquellos factores de riesgo que causan en el trabajador importante fatiga muscular y además desencadenan o agravan patologías osteomusculares, los cuales se caracterizan por no cumplir con las normas de la ergonomía o por presentar situaciones de orden psicosocial. Se clasifican en:
  - Carga estática: Posturas de pie, sentado, cuclillas, rodillas, otras
  - Carga dinámica
    - Esfuerzos: Por desplazamientos (con carga o sin carga), al dejar cargas, al levantar cargas, visuales, otros grupos musculares
    - Movimientos: Cuello, tronco, extremidades superiores, extremidades inferiores

### 3.2.4 Condiciones de Seguridad:

- Factores de Riesgo Mecánico: Objetos, máquinas, equipos, herramientas, que por sus condiciones de funcionamiento, diseño o forma, tamaño, ubicación y disposición, tienen la capacidad potencial de entrar en contacto con las personas o materiales, provocando lesiones en los primeros o daños en los segundos.
- Factores de Riesgo Eléctrico: Se refiere a los sistemas eléctricos de las máquinas y los equipos, instalaciones o materiales de estos, que al entrar en contacto con las personas pueden provocar lesiones o daños a la propiedad. Se clasifican en:
  - Alta tensión
  - Baja tensión



**Controles y Automatización S.A.**

**SISTEMA GENERAL DE RIESGOS EN EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES**

- Electricidad estática
  
- Factores de Riesgo Locativo: Condiciones de la zona geográfica, las instalaciones o áreas de trabajo, que bajo circunstancias no adecuadas pueden ocasionar accidentes de trabajo o pérdidas para la empresa. Se incluyen las deficientes condiciones de orden y aseo, la falta de dotación, señalización o ubicación adecuada de extintores, la carencia de señalización de vías de evacuación, estado de vías de tránsito, techos, puertas, paredes, etc.
  
- Factores de Riesgo Físico-Químico: Todos aquellos objetos, sustancias químicas, materiales combustibles y fuentes de calor que bajo circunstancias de inflamabilidad o combustibilidad, pueden desencadenar incendios y explosiones con consecuencias como lesiones personales, muertes, daños materiales y pérdidas.
  
- Factores de Riesgo de procedimientos peligrosos: como son:
  - Trabajos en altura
  - Trabajos en subsuelo
  - Trabajos entre máquinas
  - Trabajos en áreas confinadas
  - Trabajos en circuitos vivos
  - Sistemas de protección inadecuados o faltantes
  - No uso de elementos de protección personal.

**SISTEMA GENERAL DE RIESGOS EN EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES**

**4. FACTORES DE RIESGOS EN LAS ACTIVIDADES DEL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES, DE ACUERDO AL TRABAJO EN CAMPO QUE SE REALIZÓ EN LA PRÁCTICA.**

<b>FACTOR DE RIESGO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
<b>Del ambiente de trabajo.</b>	Niveles de luz natural inadecuados. Niebla
<b>Contaminantes del ambiente tipo físico</b>	Ruido
<b>Contaminantes del ambiente Tipo químico</b>	Rocío de pintura epóxica
	Adición de inhibidor al aceite
	Gases
<b>Productores de sobrecarga física</b>	Posiciones inadecuadas: sentado, parado
	Postura corporal inadecuada: encorvado, rotado, flexionado
	Cargue y descargue de materiales
<b>Productores de sobrecarga síquica</b>	Turnos: nocturnos y jornadas laborales extensas
<b>Productores de inseguridad tipo mecánico</b>	Herramientas manuales defectuosas
<b>Productores de inseguridad tipo eléctrico</b>	Puestas a tierra ineficientes, desconexión de cables, desenergizar el transformador.
<b>Productores de inseguridad tipo locativo</b>	Estado de encerramientos (mallas en mal estado)
	Trabajos en alturas
	Superficies de trabajo inadecuadas y equipos



**SISTEMA GENERAL DE RIESGOS EN EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES**

Una vez identificados los factores de riesgo presentes en el mantenimiento de transformadores se establecen las acciones a tomar para el control del riesgo y es la tabla que se muestra a continuación.

**5. ACCIONES DE SEGURIDAD EN EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES**

<b>Tareas</b>	<b>Consecuencia potencial por exposición a Factores de Riesgo</b>	<b>Acciones a tomar para el control del riesgo</b>
Desenergización y aterrizaje del transformador	Quemaduras, electrocución, lesiones por contracción muscular, paro cardíaco, fibrilación ventricular	Verificar corte visible y ausencia de tensión en el transformador. Aterrizar el equipo, cortocircuitar las salidas en alta y baja tensión. Utilizar elementos de protección personal (guantes para alta tensión, casco dieléctrico clase B, botas dieléctricas, gafas, Overol manga larga, protector auditivo). Utilizar la herramienta adecuada (pértiga telescópica, detector de tensión, sistema de puesta a tierra), verificar el estado de la misma. Señalizar el sitio donde se van a realizar los trabajos y Señalizar puntos remotos de conexión ("NO OPERAR").
Desconexión de cables y /o barajes en alta y baja tensión	Quemaduras, electrocución, lesiones por contracción muscular, paro cardíaco, fibrilación ventricular. Golpes, lesiones en las manos por mala manipulación de las herramientas	Verificar el correcto aterrizaje del transformador, identificación de sitios energizados cercanos (barajes fijos o móviles, seccionadores, etc). Utilizar los elementos de protección personal (guantes para alta tensión, casco dieléctrico clase B, botas dieléctricas, gafas, Overol manga larga, protector auditivo, arnés (en caso de requerirse)). Utilización de la herramienta adecuada, verificación del estado de la misma.
Pruebas eléctricas iniciales al transformador (de acuerdo a las pruebas ejecutadas en el contrato) Resistencia de aislamiento, relación de transformación, resistencia de devanados, factor de potencia, corriente de excitación y resistencia a tierra.	Electrocución, lesiones por contracción muscular, paro cardíaco, fibrilación ventricular.	Utilizar los elementos de protección personal (guantes para alta tensión, casco dieléctrico clase B, botas dieléctricas, gafas, Overol manga larga, protector auditivo, arnés, en caso de requerirse). Guardar una distancia prudente con las salidas de baja y alta tensión del transformador y los cables conectados en ellos. Demarcación de la zona de trabajo



**SISTEMA GENERAL DE RIESGOS EN EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES**

<p>Toma inicial de muestra de aceite para análisis fisicoquímico y laboratorio de campo (según el mantenimiento que lo requiera).</p>	<p>Contaminación del suelo, derrame de aceite dieléctrico, residuos de aceite.</p>	<p>Disposición adecuada de residuos, utilización de los elementos adecuados y necesarios para la toma de muestras de aceite (frascos, jeringas, recipientes), y de los equipos de protección (guantes de nitrilo, casco dieléctrico clase B, botas dieléctricas, gafas, Overol manga larga, protector auditivo, protector respiratorio) Disponer de un Kit de derrames (Material absorbente y bolsas plásticas).</p>
<p>Instalación y conexión del equipo de tratamiento de aceite</p>	<p>Quemaduras, electrocución, lesiones por contracción muscular, paro cardíaco, fibrilación ventricular. Golpes, lesiones en las manos por mala manipulación de las herramientas</p>	<p>Utilización de elementos de protección personal (guantes de vaqueta, casco, botas dieléctricas, overol, arnés (en caso de requerirse)). Utilización de la herramienta adecuada, verificación del estado de la misma. Verificación de ausencia de tensión en el breaker o barraje en donde se realizará la conexión e identificación de elementos energizados cercanos al sitio de trabajo. El personal que ejecute las actividades deberá conocer el listado de los hospitales identificados y la ubicación de los mismos.</p>
<p>Instalación y conexión de mangueras para succión y descarga de aceite dieléctrico</p>	<p>Golpes, lesiones en las manos por mala manipulación de las herramientas. Contaminación del suelo, derrame de aceite dieléctrico, residuos de aceite</p>	<p>Utilización de elementos de protección personal (guantes de vaqueta, casco dieléctrico clase B, botas dieléctricas, overol, gafas). Utilización de la herramienta adecuada, verificación del estado de la misma. Disposición adecuada de residuos.</p>
<p>Instalación y conexión de mangueras para succión y descarga de aceite dieléctrico</p>	<p>Golpes, lesiones en las manos por mala manipulación de las herramientas. Contaminación del suelo, derrame de aceite dieléctrico, residuos de aceite</p>	<p>Utilización de elementos de protección personal (guantes de vaqueta, casco dieléctrico clase B, botas dieléctricas, overol, gafas). Utilización de la herramienta adecuada, verificación del estado de la misma. Disposición adecuada de residuos.</p>
<p>Llenado de tanques para regeneración de aislamientos (tanques de tierra Fuller). Aplica para mantenimientos que involucren procesos regenerativos del aceite</p>	<p>Golpes, lesiones en las manos por mala manipulación de las herramientas. Lesiones lumbares por malas posturas al levantar los bultos de tierra fuller.</p>	<p>Utilización de elementos de protección personal (guantes de vaqueta, casco dieléctrico clase B, botas dieléctricas, overol, gafas). Utilización de la herramienta adecuada, verificación del estado de la misma. Tomar posturas adecuadas y las precauciones necesarias para el cargue y manipulación de los bultos de tierra fuller.</p>



**SISTEMA GENERAL DE RIESGOS EN EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES**

Inicio proceso de mantenimiento. Apertura de válvulas en el transformador, inicio de proceso de circulación de aceite por equipo de tratamiento dispuesto para tal fin.	Contaminación del suelo por derrame de aceite dieléctrico.	Verificación continua de las conexiones y ajuste de las mangueras así como el estado físico de las mismas. Chequeo del nivel de aceite en la cámara de desgasificación en el equipo de termovació.
Cambio de tierra fuller en tanques para regeneración de aislamientos (aplica para procesos regenerativos en donde se requieran dos o más cambios de tierra).	Golpes, lesiones en las manos por mala manipulación de las herramientas. Lesiones lumbares por malas posturas al levantar los bultos de tierra Fuller. Contaminación del suelo por derrame de aceite dieléctrico, tierra Fuller usada o residuos de aceite	Utilización de elementos de protección personal (guantes de vaqueta, casco dieléctrico clase B, botas dieléctricas, overol, gafas, protector auditivo, protector respiratorio). Utilización de la herramienta adecuada, verificación del estado de la misma. Tomar posturas adecuadas y las precauciones necesarias para el cargue y manipulación de los bultos de tierra fuller. Disposición adecuada de residuos, utilización de los elementos adecuados (recipientes); Disponer de un Kit de derrames (Material absorbente y bolsas plásticas para disposición de tierra impregnada de aceite).
Dilución y adición de inhibidor	Quemaduras.	Correcta utilización de hornilla para calentamiento y dilución del inhibidor. Utilización de elementos de protección personal (guantes de nitrilo, gafas, protector respiratorio, protector auditivo)
Análisis de aceite dieléctrico en laboratorio de campo.	Contaminación del suelo, derrame de aceite dieléctrico, residuos de aceite	Utilización de elementos de protección personal (guantes de nitrilo, gafas, protector respiratorio); correcta disposición de residuos en recipientes destinados para tal fin.
Adición de aceite al transformador hasta alcanzar el nivel requerido	Contaminación del suelo por derrame de aceite dieléctrico	Verificación continua de las conexiones y ajuste de las manguera así como el estado físico de las mismas. Chequeo del nivel de aceite en el transformador. Utilización de elementos de protección personal (guantes de nitrilo, gafas, protector respiratorio)
Adición de aceite al transformador hasta alcanzar el nivel requerido	Contaminación del suelo por derrame de aceite dieléctrico	Verificación continua de las conexiones y ajuste de las manguera así como el estado físico de las mismas. Chequeo del nivel de aceite en el transformador. Utilización de elementos de protección personal (guantes de nitrilo, gafas, protector respiratorio)



**SISTEMA GENERAL DE RIESGOS EN EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES**

Purga de los diferentes elementos que puedan contener aire.	Golpes, lesiones en las manos por mala manipulación de las herramientas	Utilización de elementos de protección personal (guantes de vaqueta, casco, botas dieléctricas, overol, gafas, protector respiratorio). Utilización de la herramienta adecuada, verificación del estado de la misma
Desconexión de mangueras para succión y descarga de aceite dieléctrico	Golpes, lesiones en las manos por mala manipulación de las herramientas. Contaminación del suelo, derrame de aceite dieléctrico, residuos de aceite.	Utilización de elementos de protección personal (guantes de vaqueta, casco dieléctrico clase B, botas dieléctricas, overol, gafas). Utilización de la herramienta adecuada, verificación del estado de la misma. Disposición adecuada de residuos.
Desconexión del equipo de tratamiento de aceite.	Quemaduras, electrocución, lesiones por contracción muscular, paro cardíaco, fibrilación ventricular. Golpes, lesiones en las manos por mala manipulación de las herramientas	Utilización de elementos de protección personal (guantes de vaqueta, casco dieléctrico clase B, botas dieléctricas, overol, arnés (en caso de requerirse)). Utilización de la herramienta adecuada, verificación del estado de la misma. Verificación de ausencia de tensión en el breaker o barraje en donde se realizará la conexión e identificación de elementos energizados cercanos al sitio de trabajo.
Conexión del transformador (conexión de cables y /o barajes en salidas de alta y baja tensión), retiro del sistema de puesta a tierra.	Golpes, lesiones en las manos por mala manipulación de las herramientas	Utilización de elementos de protección personal (guantes de vaqueta, casco dieléctrico clase B, botas dieléctricas, gafas, arnés (en caso de requerirse), protector auditivo). Utilización de la herramienta adecuada, verificación del estado de la misma.
Energización del transformador	Quemaduras, electrocución, lesiones por contracción muscular, paro cardíaco, fibrilación ventricular.	Utilización de elementos de protección personal (guantes para alta tensión, casco, botas dieléctricas, gafas de seguridad, casco dieléctrico clase B, cinturón de seguridad (si aplica), protector auditivo). Utilización de la herramienta adecuada (pértiga telescópica), verificar el estado de la misma. <b>Nota:</b> Las labores de energización de los transformadores del contrato en práctica fueron coordinadas y supervisadas por el personal técnico del EAAB

**ANEXO 3. LISTADO DE CHEQUEO PARA INSPECCIONES DE  
MANTENIMIENTO PREVENTIVO A TRANSFORMADORES**

### LISTA DE INSPECCION A TRANSFORMADOR

DATOS DE LA EMPRESA	DATOS DEL TRANSFORMADOR
EMPRESA _____	No. SERIE _____
ENCARGADO _____	POTENCIA _____
CIUDAD _____	VOLTAJES _____
DIRECCION _____	MARCA _____
TELÉFONO _____	VOL. ACEITE _____
	AÑO FABICACIÓN _____
	UBICACIÓN _____

TRANSFORMADOR	LOCACION
ESTADO DE AISLADORES AT/BT: _____	TIPO DE S.E: _____
ESTADO DE ENPAQUES DE AT/BT: _____	TRANSFORMADOR A LA INTEMPERIE: _____
ESTADO DE CONEXIONES EN AT/BT: _____	EXISTEN FUENTES DE VAPOR DE AGUA CERCA DEL TRAPO QUE PUEDA AFECTAR LA TOMA DE MUESTRA: _____
RELE BUCHOLZ _____	ACCESO AL SITIO DE TRABAJO: _____
VALVULA SUPERIOR: _____	DISTANCIA MÍNIMA DELE QUIPO AL TRANSFORMADOR: _____
VALVULA INFERIOR: _____	TENSION DISPONIBLE: _____
TANQUE DE EXPANSION: _____	SE REQUIERE DE GENERADOR ELECTRICO: _____
LECTURA DE LOS TERMOMETROS: _____	FACILIDAD DE RETIRAR EL TRAPO DE LA S.E: _____
FUCIONAMIENTO DE VENTILADORES: _____	
NIVEL DE ACEITE: _____	
DESHUMECTADOR: _____	
ESTADO DE LA SILICA: _____	
FUGAS DE ACEITE: _____	
ESTADO DE LA PINTURA: _____	
CONEXION PUESTA A TIERRA: _____	

OBSERVACIONES:
----------------

REALIZO: _____ FECHA: _____
--------------------------------