

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTÍNEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2005**

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTÍNEZ

**Tesis de grado presentada como requisito final
para optar al título de Ingeniero Electricista**

**Director
José Gabriel Plata Cordero, Msc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2005**

**A mi Madre Alejandrina
A mi Padre Carlos Eduardo
A mis Hermanos Carlos, Oscar y María Camila
A Martha y Santiago
A mi Familia y Amigos**

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Profesor José Gabriel Plata Cordero por la constante amistad, motivación, colaboración y por los valiosos aportes recibidos a través de esta investigación.

Profesor Carlos Ramón González Bohórquez, director del postgrado de mantenimiento, por la orientación y apoyo recibido.

Profesores Gerardo Latorre, Francisco Rueda, Julio Gélvez, Hermann Vargas, Daniel Sierra y demás Profesores de la escuela de Ingeniería Eléctrica por la orientación recibida a lo largo de mi carrera.

A todas las personas y entidades que en algún momento brindaron su colaboración para el desarrollo de esta investigación:

Electrificadora de Santander, Ingenieros Robinson Rueda y Gustavo Caro, Iván Rincón, Zoraya Vega y grupo de mantenimiento de subestaciones.

Extracol, Ingeniero Luís Fernando Meza.

Enerpot, Ingeniero Ismael López.

COPOWER, Ingenieros Jorge Urquijo, Alexander Pinzón y Álvaro Becerra.

CODENSA, Ingenieros Armando Parra, Javier Tavera, Julio Fresneda, Miguel Rueda y Diana Cepeda.

FyR Ingenieros, Ingenieras Jenny Salgado y Gloria Rosales.

UNISANGIL, Profesores Faver Amorocho y Alejandrina Martínez.

Cementos Andino, Ingeniero Elkin Salinas; Fundación Cardiovascular, Ingenieros Wilson Gamboa y Jhon Moreno; Petrosantander, Ingeniero Ciro Alfonso Gómez; Termobarranca, Ingeniero Alfredo Valle Sosa.

Protabaco, Coohilados del Fonce, Beneficencia de Cundinamarca, Carencia, CORPOICA, Fiscalía General de la Nación, Inmobiliaria San Danilo, Ministerio de Hacienda, Policía Nacional, EMGESA y Empresa de Energía de Cundinamarca.

RESUMEN

TITULO:

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA *

AUTOR:

JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTÍNEZ **

PALABRAS CLAVE: Mantenimiento, Transformadores, Potencia, Preventivo, Predictivo, Correctivo, Proactivo, Normatividad.

DESCRIPCIÓN:

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 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, surgiendo así la necesidad de realizar proyectos de investigación en temas como el mantenimiento de transformadores, líneas de transmisión y distribución, motores y generadores eléctricos.

La tecnología utilizada en mantenimiento es muy variada y puede alcanzar costos de gran envergadura, sin embargo es de gran importancia identificar cuales técnicas son realmente utilizadas ya que hay que estar concientes de las limitaciones económicas presentes en la gran mayoría de empresas nacionales por tal motivo y como contribución a la investigación, el presente proyecto busca identificar la situación actual del mantenimiento de transformadores en la industria colombiana, con el fin de brindar al futuro Ingeniero Electricista una visión acertada de los modelos reales de gestión de mantenimiento de transformadores.

En este trabajo se presenta un estudio de los transformadores haciendo énfasis en sus partes constitutivas, con el fin de comprender mejor su funcionamiento práctico. Se presenta también un estudio de la fundamentación administrativa necesaria para decidir la conveniencia de realizar programas de mantenimiento, analizando entre otros aspectos los costos, la seguridad industrial y la normatividad ambiental. Finalmente se presenta un estudio de las técnicas utilizadas en cada uno de los modelos de gestión de mantenimiento de transformadores, haciendo énfasis en las más utilizadas en la industria Colombiana, fundamentándose en los resultados de una investigación que contó con la colaboración de más de 20 importantes empresas pertenecientes a diversos sectores de la economía nacional.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ciencias Físico-mecánicas, Ingeniería Eléctrica
MSC José Gabriel Plata Cordero

SUMMARY

TITLE:

POWER TRANSFORMERS MAINTENANCE.*

AUTHOR:

JAVIER ENRIQUE SOLANO MARTÍNEZ. **

KEYWORDS: **Maintenance, Transformer, Power, Preventive, Predictive, Corrective, Proactive, Normativity.**

DESCRIPTION:

Maintenance is one of the branches of the engineering having greater advances lately due to the increasing automatization of activities in the industry that the appearance of more complex and expensive equipment brought like consequence and that therefore requires a more careful care, for such reason the industry requires every time a greater number of maintenance engineers, arising therefore the necessity to make investigation projects in subjects like the transforming maintenance, lines of communication and distribution, motors and generators.

Technology used in maintenance is varied and can reach costs of great spread, nevertheless it is of great importance of identifying as technical really used since there is to be conscientious of the present economic limitations in the great majority of national companies by such reason and as contribution to the investigation, the present project looks for to identify the present situation of the transforming maintenance in the Colombian industry, with the purpose of offering to the future Electrical engineer a guessed right vision of the real models of management of transforming maintenance.

In this work a study of the transforming appears doing emphasis in its constituent parts, with the purpose of understanding better its practical operation. A study of the administrative fundamentación also appears, necessary to decide the convenience of making maintenance programs, analyzing among other aspects the costs, the industrial security and the environmental normatividad. Finally a study of the techniques used in each one of the models of management of transforming maintenance appears, doing the most used emphases in in the Colombian industry, being based on the results of an investigation that counted on the collaboration of more than 20 important companies pertaining to diverse sectors of the national economy.

* Degree Work

** Physics and Mechanics Engineering College, Electrical Engineering
MPE José Gabriel Plata Cordero

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. EL TRANSFORMADOR	2
1.1 Parte Activa	3
1.2 Tanque	4
1.3 Aislamiento	6
1.4 Refrigeración	7
1.5 Protección.....	10
1.6 Protección Contra la Humedad.....	14
1.7 Cambiadores de Tomas	15
1.8 Otros Accesorios	16
2. AISLAMIENTO INTERNO DEL TRANSFORMADOR	18
2.1 Papel	18
2.2 Aceite Mineral.....	19
2.3 Otros Aceites	22
2.4 Procesos de Degradación del Sistema de Aislamiento	23
3. TEORÍA BÁSICA DEL MANTENIMIENTO	26
3.1 Modelos de Gestión del Mantenimiento.....	26
3.2 Costos Asociados Al Mantenimiento	29
3.3 Equipos.....	30
3.4 Determinación del Tipo de Mantenimiento	31
3.5 Estadística Aplicada al Mantenimiento	31
3.6 Determinación del Ciclo de Mantenimiento	34
4. MANTENIMIENTO CORRECTIVO EN TRANSFORMADORES	36
4.1 Causas de Falla Común en Transformadores	36
4.2 Reparación o Reemplazo	38
4.3 Herramientas Para el Análisis de Falla.....	38
5. MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN TRASFORMADORES	42
5.1 Recepción y Puesta en Servicio	42
5.2 Inspecciones y Limpieza.....	42
5.3 Medidas Eléctricas de Campo	46
5.4 Termografía	52
5.5 Orden de Mantenimiento	55

6. MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN TRASFORMADORES	57
6.1 Seguimiento de las Condiciones del Aceite Dieléctrico	57
6.2 Cromatografía De Gases	64
6.3 Otras Técnicas	68
6.4 Mantenimiento Proactivo	70
7. NORMAS AMBIENTALES Y DE SEGURIDAD	72
7.1 Transformadores y Equipos Eléctricos	72
7.2 Aceite Mineral	74
7.3 Aceites Contaminados con PCB's	76
7.4 Ubicación de la Subestación	77
7.5 Ruido en Subestaciones	78
7.6 Disposición Final de Transformadores	79
8. ESTADO DEL MANTENIMIENTO EN LA EMPRESA LOCAL	80
8.1 Metodología de La Investigación	81
8.2 Empresas Participantes	82
8.3 Resultados Obtenidos	83
8.4 El Mantenimiento en Otros Países	86
9. CONCLUSIONES	88
10. RECOMENDACIONES	90
BIBLIOGRAFÍA	91
ANEXOS	93

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Proporción y características de los componentes del aceite dieléctrico. .	22
Tabla 2. Comparación de modelos de gestión con respecto al costo.	27
Tabla 3. Criterios para evaluar la criticidad de los equipos.	31
Tabla 4. Evaluación de confiabilidad de transformadores de potencia.	33
Tabla 5. Fallas en transformadores de distribución.	36
Tabla 6. Formato para análisis de Falla (I).	39
Tabla 7. Formato para análisis de Falla (II).	40
Tabla 8. Formato para análisis de Falla (III).	41
Tabla 9. Frecuencias Típicas de Inspección y Limpieza.	46
Tabla 10. Valoración del índice de polarización.	48
Tabla 11. Valoración del índice de absorción.	48
Tabla 12. Prioridades de mantenimiento según revisión termográfica.	55
Tabla 13. Formato de Orden de Mantenimiento. Ejemplo.	56
Tabla 14. Pruebas de mantenimiento en aceites dieléctricos.	58
Tabla 15. Clasificación de Myers para aceites según su calidad.	61
Tabla 16. Niveles de seguridad de gases en 10000 galones de Aceite.	65
Tabla 17. Velocidad de generación de gases.	65
Tabla 18. Método de las relaciones de Dornenburg para diagnóstico.	67
Tabla 19. Método de la CEGB para diagnóstico.	68
Tabla 20. Método de las relaciones de Rogers para diagnóstico.	68
Tabla 21. Niveles de Aceptación para análisis de furanos.	69
Tabla 22. Grado de depolimerización según análisis de furanos.	69
Tabla 23. Procesos de Regeneración de los aceites dieléctricos.	71
Tabla 24. PCB's comerciales más comunes.	77
Tabla 25. Niveles sonoros máximos permisibles.	79
Tabla 26. Información técnica de mantenimiento y reparación de transformadores en las electrificadoras de la Costa Atlántica Colombiana (1985).	81
Tabla 27. Frecuencia de mantenimiento recomendada por ENERPOT.	87
Tabla 28. Frecuencia de mantenimiento recomendada por S.D.Myers.	87

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Corte transversal de un transformador.	2
Figura 2. Devanados de transformador de 30 MVA.	3
Figura 3. Núcleo de transformador de 30 MVA.	4
Figura 4. Tanque de transformador.	4
Figura 5. Transformador 30-40 MVA.	5
Figura 6. Válvula para toma de muestras de aceite.	6
Figura 7. Pasatapas de media tensión (34.5 kV).	7
Figura 8. Termómetros de los devanados y del aceite.	8
Figura 9. Esquema del sistema de imagen térmica.	9
Figura 10. Radiadores. Transformador de 30 MVA.	10
Figura 11. Ventiladores en disposición vertical. Transformador de 20 MVA.	10
Figura 12. Válvula de sobrepresión	11
Figura 13. Tanque de expansión transformador 25 MVA.	11
Figura 14. Esquema del respiradero del tanque de expansión.	12
Figura 15. Esquema del colchón de aire del tanque de expansión.	12
Figura 16. Relé Buchholz.	13
Figura 17. Relé de presión súbita.	13
Figura 18. Indicador de nivel de aceite tipo magnético.	14
Figura 19. Indicador de nivel de aceite tipo visor.	14
Figura 20. Deshumectador con silicagel y cobalto en estado seco.	15
Figura 21. Deshumectador con silicagel y cobalto saturado de humedad.	15
Figura 22. Indicador de posición del cambiador de tomas bajo carga.	15
Figura 23. Cambiador de tomas bajo carga, desmontado.	16
Figura 24. Placa de características.	16
Figura 25. Estructura química de hidrocarburos isoparafínicos.	19
Figura 26. Estructura química de hidrocarburos nafténicos.	20
Figura 27. Estructura química de hidrocarburos aromáticos.	20
Figura 28. Estructura química de inhibidores artificiales.	20
Figura 29. Bañera de Davies	34
Figura 30. Limpieza de Pasatapas.	43
Figura 31. Proceso de regenerado de silicagel en horno.	43
Figura 32. Pintura de transformadores.	44
Figura 33. Pintura en avanzado estado de degradación.	45
Figura 34. Pasatapas degradado y con contaminantes adheridos, Detalle.	45
Figura 35. Medición de la resistencia de los devanados. Esquema de conexión.	47
Figura 36. Medición de la resistencia de aislamiento. Esquema de conexión.	47
Figura 37. Medición de la relación de transformación. Esquema de conexión.	49
Figura 38. Medición de tan δ del aislamiento. Esquema de conexión.	50
Figura 39. Pérdidas con carga. Esquema de conexión.	50

Figura 40. Pérdidas en Vacío. Esquema de conexión.	51
Figura 41. Cámara Termográfica.....	52
Figura 42. Termografía Típica.....	53
Figura 43. Termografía de radiadores.	53
Figura 44. Muestras de aceite para análisis fisicoquímico.....	59
Figura 45. Equipo de laboratorio para prueba de humedad.....	59
Figura 46. Equipo de laboratorio para prueba de tensión interfacial.....	60
Figura 47. Equipo de laboratorio para prueba de número de neutralización.	60
Figura 48. Equipo de laboratorio para prueba de Rigidez Dieléctrica.....	61
Figura 49. Curvas de degradación para aceites con y sin inhibidor.....	62
Figura 50. Equipo de laboratorio para prueba de color y gravedad específica.	62
Figura 51. Equipo de laboratorio para Cromatografía de gases.	64
Figura 52. Gases generados por sobrecalentamiento del aceite.....	66
Figura 53. Gases generados por sobrecalentamiento del papel.....	66
Figura 54. Gases generados por efecto corona.....	67
Figura 55. Gases generados por arco interno.	67
Figura 56. Equipo móvil de termovació y filtrado de aceite.....	71
Figura 57. Señalización reglamentaria en Subestaciones.	72
Figura 58. Señalización de puntos remotos de conexión.....	73
Figura 59. Corte visible y verificación de ausencia de tensión.....	73
Figura 60. Vestimenta apropiada para labores de mantenimiento.....	74
Figura 61. Transformador contaminado con PCB's	76
Figura 62. Frecuencia de limpieza de transformadores.....	84
Figura 63. Frecuencia de análisis de aceites en transformadores.....	85
Figura 64. Frecuencia de termografía en transformadores.....	85
Figura 65. Frecuencia de mediciones eléctricas en transformadores.....	86

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Empresas participantes y actividades desarrolladas.

ANEXO B. Formato Tipo de la Encuesta Aplicada.

ANEXO C. Técnicas de Mantenimiento de Motores Eléctricos

ANEXO D. Direcciones Web de Empresas Fabricantes y Prestadoras de Servicios de Mantenimiento de Transformadores y Accesorios.

ANEXO E. Datos de Interés

INTRODUCCIÓN

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 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, surgiendo así la necesidad de realizar proyectos de investigación en temas como el mantenimiento de transformadores, líneas de transmisión y distribución, motores y generadores eléctricos. Es objetivo del presente trabajo ser pionero de esta serie de investigaciones, a realizar por la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander, específicamente estudiando el Mantenimiento de Transformadores de Potencia.

La tecnología utilizada en mantenimiento es muy variada y puede alcanzar costos de gran envergadura, sin embargo es de gran importancia identificar cuales técnicas son realmente utilizadas ya que hay que estar concientes de las limitaciones económicas presentes en la gran mayoría de empresas nacionales por tal motivo y como contribución a la investigación, el presente proyecto busca identificar la situación actual del mantenimiento de transformadores en la industria colombiana, con el fin de brindar al futuro Ingeniero Electricista una visión acertada de los modelos reales de gestión de mantenimiento de transformadores.

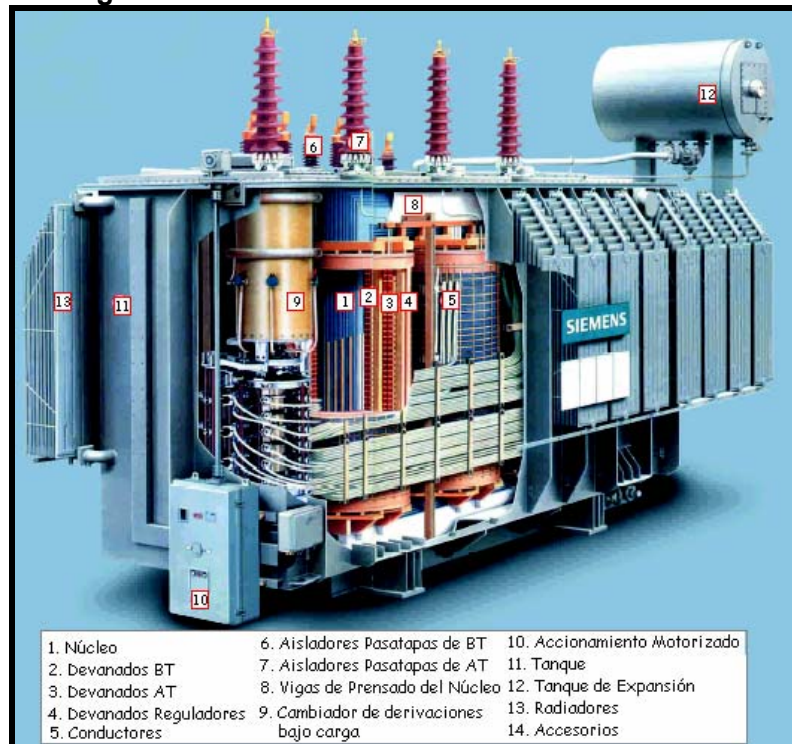
En este trabajo se presenta un estudio de los transformadores haciendo énfasis en sus partes constitutivas, con el fin de comprender mejor su funcionamiento práctico. Se presenta también un estudio de la fundamentación administrativa necesaria para decidir la conveniencia de realizar programas de mantenimiento, analizando entre otros aspectos los costos, la seguridad industrial y la normatividad ambiental.

Finalmente se presenta un estudio de las técnicas utilizadas en cada uno de los modelos de gestión de mantenimiento de transformadores, haciendo énfasis en las más utilizadas en la industria Colombiana, fundamentándose en los resultados de una investigación que contó con la colaboración de más de 20 importantes empresas pertenecientes a diversos sectores de la economía nacional.

1. EL TRANSFORMADOR

El transformador es una máquina eléctrica que cambia el nivel de tensión de potencia eléctrica alterna para facilitar su distribución y consumo; básicamente está formado por la parte activa, donde tienen lugar los procesos electromagnéticos y la carcasa que presta soporte mecánico a la parte activa.

Figura 1. Corte transversal de un transformador.



Fuente: Catalogo de Servicio para Transformadores de Potencia de SIEMENS.

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

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

El objetivo de este trabajo es analizar el mantenimiento en transformadores de potencia inmersos en aceite refrigerante.

1.1 Parte Activa

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 está 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.

1.1.1 Devanados.

A través de ellos circula la corriente del transformador. Se elaboran a base de cobre o aluminio esmaltado revestido con papel aislante, el cual es adherido mediante resinas especiales. Los conductores de cobre tienen mejor conductividad pero son más costosos y tienen un mayor peso específico que los fabricados en aluminio. 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, proporcionales al cuadrado de su magnitud, 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.

Figura 2. Devanados de transformador de 30 MVA.



Fuente: Manual de Servicio del Transformador. (Fabricado por SIEMENS para CODENSA).

1.1.2 Núcleo.

A través de él circula el flujo magnético del transformador. Está elaborado a partir de láminas de hierro al silicio de grano orientado laminado en frío y aisladas entre sí para disminuir corrientes parásitas, es característico de estas láminas una alta permeabilidad y un bajo espesor para garantizar bajas pérdidas por histéresis.

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.

Figura 3. Núcleo de transformador de 30 MVA.

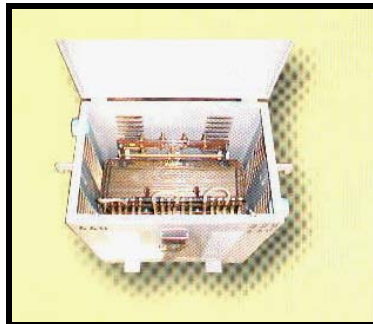


Fuente: Manual de Servicio del Transformador. (Fabricado por SIEMENS para CODENSA).

1.2 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.

Figura 4. Tanque de transformador.



Fuente: Catalogo de Servicios FyR Ingenieros.

1.2.1 Carcasa.

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.

Figura 5. Transformador 30-40 MVA.



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación Facatativa, Empresa de Energía de Cundinamarca).

- **Pintura.**

Protege a la carcasa del medio ambiente y los procesos de oxidación y corrosión; por tal motivo debe ser resistente a humedad, altas temperaturas y contaminación que se puedan presentar en el medioambiente.

- **Empaques y Válvulas.**

Los empaques permiten ensamblar entre si las diferentes partes de la carcasa además del montaje de los diferentes accesorios como válvulas y pasatapas. Son fabricados en caucho sintético que además de poseer buenas propiedades mecánicas es resistente a los hidrocarburos presentes en el aceite. Es necesario garantizar una condición óptima en los empaques, ya que fisuras en éstos son el camino ideal para que la humedad contamine el transformador.

Las válvulas son utilizadas para llenar, drenar y tomar muestras de aceite, y permitir la conexión de dispositivos de bombeo para cambios de aceite, deben resistir las altas temperaturas y presiones de trabajo en el transformador.

Figura 6. Válvula para toma de muestras de aceite.



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación Facatativa, Empresa de Energía de Cundinamarca).

1.3 Aislamiento

Tiene como función aislar a la parte activa de la carcasa. El sistema de aislamiento esta 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 papel y el aceite son particularmente los componentes críticos en la conservación de la vida útil del transformador, por tal motivo una descripción mas detallada de estos se realiza en el Capitulo 2.

1.3.1 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.

1.3.2 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.

1.3.3 Bushings, 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.

Figura 7. Pasatapas de media tensión (34.5 kV).



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación Palenque ESSA).

1.4 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.

El método de enfriamiento puede ser natural o forzado. La refrigeración natural del aire se denomina AN (Air Natural), y la refrigeración forzada por medio de ventiladores se denomina AF (Air Forced); de manera análoga la refrigeración natural del aceite es denominada ON (Oil Natural), y la forzada por medio de bombas OF (Oil Forced). Ocasionalmente se utiliza el agua como refrigerante del aceite y este método es denominado WF (Water Forced). La denominación del método de refrigeración debe tener en cuenta cada uno de los fluidos convectivos presentes, como ejemplo de esta denominación se tienen los transformadores ONAN (Oil Natural – Air Natural) y ONAF (Oil Natural – Air Forced).

Para proteger el sistema de aislamiento del transformador, la temperatura máxima de operación no debe superar determinados límites de temperatura en los puntos más calientes. Estos límites se establecieron en:¹

- 95°C para transformadores con aislamiento tipo A, equivalentes a una elevación de 55°C en la temperatura de los devanados y 60°C en la temperatura del aceite con respecto al medio ambiente.
- 110°C para transformadores con aislamiento tipo A₀ o la elevación de 60°C y 65°C en la temperatura del aceite y los devanados respectivamente, lo anterior considerando la temperatura máxima ambiente normalizada de 40°C.

1.4.1 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. Como ilustración el termómetro de los devanados en un transformador ONAF1/ONAF2 debe tener contactos para conexión de etapa 1 de ventiladores en temperaturas cercanas a los 60°C, conexión de etapa 2 en temperaturas cercanas a los 70°C, conexión de alarma en temperaturas cercanas a 105°C y desconexión en temperaturas cercanas a 115°C.

Figura 8. Termómetros de los devanados y del aceite.



Fuente: Departamento Gestión de la Información. CODENSA.

• Sistemas de Imagen Térmica.

Medir directamente la temperatura de los devanados es poco práctico por causa de los altos campos eléctricos presentes en la superficie de los conductores, por esta razón los métodos utilizados para medir esta son indirectos; el más utilizado es sensar la temperatura del aceite mediante termómetros convencionales o

¹ 1 ANSI/IEEE C.57.12.00-2000 "General Requirements for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers".

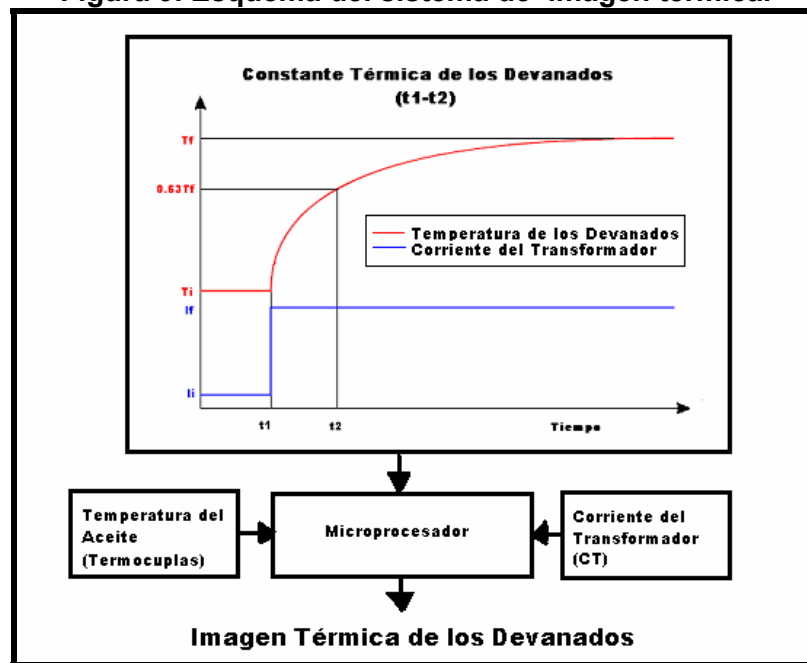
termocuplas, y mediante distintas escalas mostrar la temperatura del aceite y de los devanados, el gran inconveniente de este método radica en que cambios instantáneos de corriente provocan cambios casi inmediatos en la temperatura de los devanados pero lentos en la temperatura en el aceite, lo que puede ser causal de retrasos en la activación de las etapas de enfriamiento del transformador.

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.

La constante térmica de los devanados es el tiempo necesario para que la temperatura de los devanados alcance un 63% de su valor en estado estacionario al aplicar un escalón de carga al transformador; el gradiente de temperatura es la diferencia máxima esperada entre la temperatura máxima del aceite y la temperatura máxima de los devanados; estos valores son constantes proporcionadas por el fabricante y obtenidas en la prueba de calentamiento del transformador.

El sistema de Imagen Térmica además de las termocuplas requiere la instalación de transformadores de corriente, y como se puede suponer tiene un costo mucho más alto que los sistemas de medición de temperatura convencionales.

Figura 9. Esquema del sistema de imagen térmica.



Fuente: Autor del Proyecto.

1.4.2 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. Es muy importante mantener los radiadores limpios, libres de elementos que puedan dificultar la transferencia de calor.

Figura 10. Radiadores. Transformador de 30 MVA.



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación Palenque ESSA).

1.4.3 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 11. Ventiladores en disposición vertical. Transformador de 20 MVA.



Fuente: Departamento Gestión de la Información. CODENSA

1.5 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.

1.5.1 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.

Figura 12. Válvula de sobrepresión



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación Palenque ESSA).

1.5.2 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.

Figura 13. Tanque de expansión transformador 25 MVA.



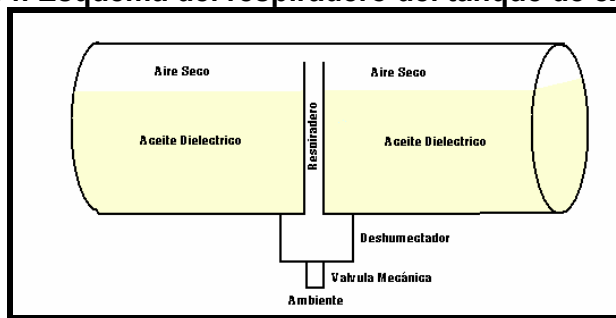
Fuente: Departamento Gestión de la Información. CODENSA

El aumento de presión en el tanque de expansión es aliviado normalmente por medio de dos métodos, respiraderos o colchones de aire, que se explican a continuación

- **Respiradero.**

Los respiraderos del tanque de expansión son tubos que están en contacto con el medio ambiente mediante válvulas mecánicas que permiten la salida de aire al exterior y permiten la entrada de aire al transformador. El aire del medio ambiente contiene grandes cantidades de humedad por tal motivo permitir un contacto directo del aire del transformador sería contraproducente, para evitar este problema se utilizan deshumectadores de silicagel que se explican más adelante en este capítulo. Los respiraderos constan entonces de tubos que permiten la entrada y salida de aire por medio de válvulas mecánicas y protegidos con deshumectadores.

Figura 14. Esquema del respiradero del tanque de expansión.

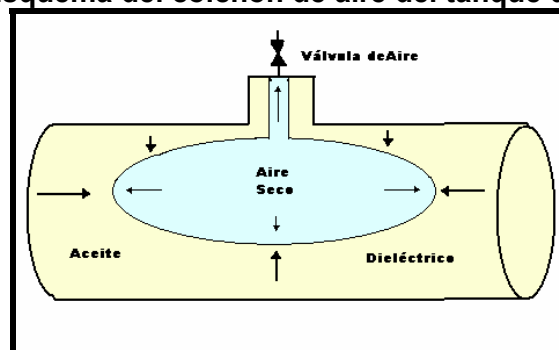


Fuente: Autor del Proyecto.

- **Colchón de Aire.**

Accesorio utilizado en algunos tanques de expansión; una bolsa o colchón de aire se coloca en la parte superior del tanque, esta bolsa se comunica con el medio ambiente mediante una válvula que permite la entrada y salida de aire de esta.

Figura 15. Esquema del colchón de aire del tanque de expansión.



Fuente: Autor del Proyecto.

1.5.3 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.

Figura 16. Relé Buchholz.



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación Facatativa, Empresa de Energía de Cundinamarca).

1.5.4 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 la carcasa del transformador.

Figura 17. Relé de presión súbita.



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación Facatativa, Empresa de Energía de Cundinamarca).

1.5.5 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.

Figura 18. Indicador de nivel de aceite tipo magnético.



Fuente: Autor del Proyecto. Subestación Facatativa, Empresa de Energía de Cundinamarca).

Figura 19. Indicador de nivel de aceite tipo visor.



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación El Charquito, Río Bogotá, EMGESA)

1.6 Protección Contra la Humedad

La presencia de agua en el aceite causa diversos problemas como un aumento en el factor de potencia y una disminución en la rigidez dieléctrica del aceite, además de disminuir las resistencias de aislamiento y mecánica de la celulosa; por estas razones el agua es considerada como el peor enemigo del transformador.

El agua entra al transformador principalmente por las siguientes razones:

- Por filtraciones de la carcasa o de los empaques, evitable en cierto punto.
- Como subproducto de la descomposición del aceite, imposible de evitar.

1.6.1 Deshumectadores.

Encargados de liberar de humedad el aire que circula dentro del transformador. En su interior se encuentran perlas de un compuesto higroscópico llamado silicagel (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.

Anteriormente a este compuesto se le adicionaba Cobalto, el cual da una tonalidad azul a las perlas secas que se torna rosa cuando se encuentran saturadas de humedad, sin embargo debido a la toxicidad del Cobalto este compuesto es

actualmente prohibido, por tal motivo en transformadores nuevos el color de las perlas secas es marrón o naranja oscuro tornándose azul claro o naranja claro respectivamente conforme a medida que estas absorben humedad.

Figura 20. Deshumectador con silicagel y cobalto en estado seco.



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación Palenque ESSA).

Figura 21. Deshumectador con silicagel y cobalto saturado de humedad.



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación Palenque ESSA).

1.7 Cambiadores de Tomas

Permiten variar la relación de transformación del transformador. Se clasifican según su operación en cambiadores bajo carga y cambiadores para transformadores desenergizados. Este accesorio es útil en transformadores que deben entregar niveles de tensión constante. El mantenimiento de cambiadores de tomas bajo carga y sus accesorios, esta completamente estipulado en los manuales de servicio y normalmente se realiza después de un número determinado de actuaciones.

Figura 22. Indicador de posición del cambiador de tomas bajo carga.



Fuente: Departamento Gestión de la Información. CODENSA.

Figura 23. Cambiador de tomas bajo carga, desmontado.



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación Sur ESSA)

1.8 Otros Accesorios

Todos los transformadores deben contar con una placa de datos donde se describan las características de funcionamiento del transformador, según la norma NTC 618 “Transformadores, Placa de Características”

Figura 24. Placa de características.

SIEMENS-SCHUCKERT			
ALEMANIA			
Tipo	6A02M 808+121	Nº	ET 17 234
Año	1980	1980	1980
Potencia nom. kVA	500	Clase	EF
Frecuencia	c/s	60	
Tensión nom. V	35/40	17/40	
Servicio		Grupo de conex	5a
Inflam. nom.	A	25	30
Clase de aislam.			
Tensión de cortocirc. MVA	0,6	Inflam. de cortocirc.	kA
Cl. de protección		Dur. max. de cortocirc. seg.	3,2
Cl. de refrigeración		Temperatura ambiente	35 °C
Peso total	t	3,62	
Peso de aceite	t	1,85	1,85

Alta tensión		Baja tensión	
Con. voltios	Envol.	Con. voltios	Envol.
33000	U.V.	10000	U.V.
33000	U.V.	10000	U.V.
33000	U.V.	10000	U.V.
33000	U.V.	10000	U.V.
33000	U.V.	10000	U.V.
33000	U.V.	10000	U.V.
33000	U.V.	10000	U.V.
33000	U.V.	10000	U.V.
33000	U.V.	10000	U.V.
33000	U.V.	10000	U.V.

Fuente: Autor del Proyecto.

Los transformadores de potencias elevadas o los de tipo pedestal comúnmente cuentan con un gabinete de control para realizar conexiones.

A medida que aumenta la potencia del transformador y la importancia relativa de este, aparecen nuevos elementos con el fin de controlar al máximo el comportamiento de este, entre estos elementos se pueden nombrar detectores On-Line de gases de falla y de humedad.

A pesar de no ser parte constitutiva del transformador, es muy importante la selección apropiada de las protecciones contra sobretensiones y cortocircuitos, pararrayos y fusibles respectivamente, además de una adecuada conexión a tierra. Para esto es necesario referirse a las normas siguientes:

- NTC 2878 “Guía Técnica Para la Selección de Pararrayos en Transformadores de Distribución”
- NTC 2797 “Guía Técnica Para la Selección de Fusibles para Transformadores de Distribución”
- NTC 3582 “Guía Técnica Para la Puesta a Tierra de Transformadores con Tensión de Serie 15kV”

2. AISLAMIENTO INTERNO DEL TRANSFORMADOR

El aceite dieléctrico y la celulosa son los componentes que condicionan la vida útil del transformador, por esto cualquier programa de mantenimiento debe estar orientado a su cuidado. Es necesario tener un detallado conocimiento de la composición, funciones y características que estos elementos cumplen en el transformador, además de los problemas que en estos se presentan.

2.1 Papel

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.

2.1.1 Composición.

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 CO₂) y diferentes Ácidos Orgánicos.

2.1.2 Características.

Es característica del papel para transformadores una alta rigidez dieléctrica que se ve acentuada al impregnarlo en aceite dieléctrico. Es también 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, esta agua disminuye drásticamente la rigidez dieléctrica y resistencia mecánica del papel.

La celulosa es utilizada en procesos industriales como absorbente de alta densidad para eliminar lodos y otras sustancias insolubles, por esta razón los contaminantes presentes en el transformador se adhieren a la celulosa, dificultando el proceso de extracción de calor y en casos extremos quemándola.

2.2 Aceite Mineral

El aceite dieléctrico es un líquido viscoso de color amarillo claro pálido, inodoro y estable en condiciones normales que cumple con tres funciones principales: refrigeración y aislamiento de los devanados y protección del papel aislante del transformador.

2.2.1 Composición.

El aceite dieléctrico utilizado en transformadores es una mezcla de hidrocarburos procedentes del petróleo obtenidos mediante procesos de destilación y refinación, en proporciones que dan las mejores características para adaptarse a las condiciones de funcionamiento.

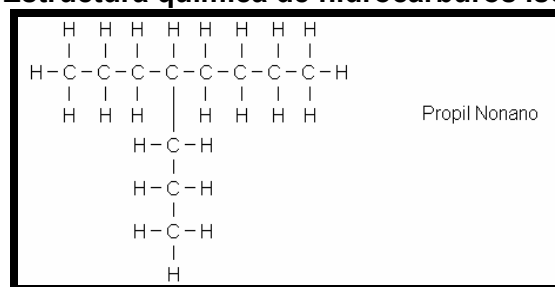
Es característica general de los hidrocarburos puros su naturaleza químicamente inerte y apolar por lo que los procesos de degradación son relativamente lentos, sin embargo impurezas presentes en los hidrocarburos pueden llegar a polarizarlos creando hidrocarburos corrosivos; por ejemplo impurezas de azufre son corrosivas al cobre y deben evitarse al máximo en aceites para transformador.

El aceite dieléctrico para transformador está compuesto por hidrocarburos isoparafínicos, nafténicos y aromáticos; en algunos tipos de aceite se utilizan compuestos sintéticos conocidos como inhibidores.

- **Hidrocarburos isoparafínicos.**

Compuestos de la familia de los alcanos, de fórmula general C_nH_{2n+2} con cadenas abiertas como las parafinas, pero con ramificaciones laterales en su estructura

Figura 25. Estructura química de hidrocarburos isoparafínicos.

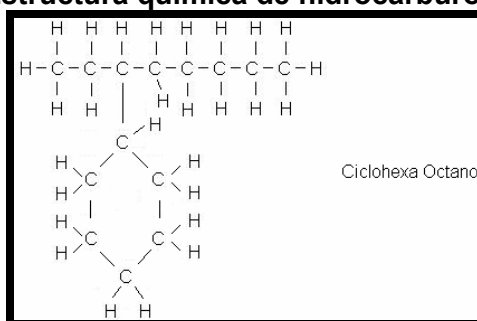


Fuente: Autor del Proyecto.

- **Hidrocarburos Nafténicos.**

Compuestos de la familia de los alcanos, de fórmula general C_nH_{2n} que posee en la estructura grupos anol en los átomos de carbono.

Figura 26. Estructura química de hidrocarburos nafténicos.

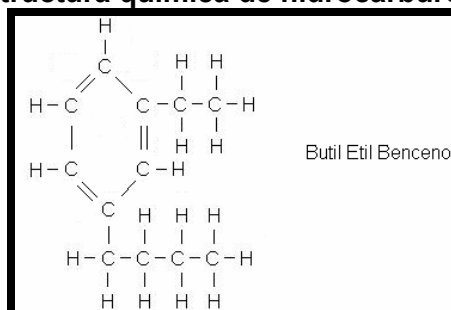


Fuente: Autor del Proyecto.

- **Hidrocarburos aromáticos.**

Estructuras anulares con la valencia de un átomo de carbono insaturada.

Figura 27. Estructura química de hidrocarburos aromáticos.

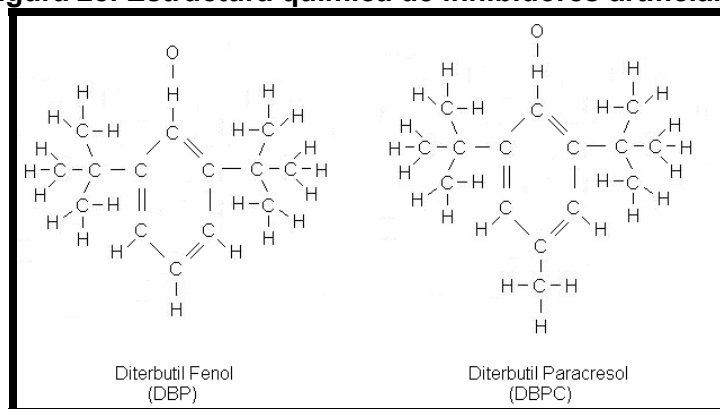


Fuente: Autor del Proyecto.

- **Inhibidores sintéticos.**

Compuestos sintéticos estructuralmente similares a los hidrocarburos aromáticos

Figura 28. Estructura química de inhibidores artificiales.



Fuente: Autor del Proyecto.

2.2.2 Características.

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

- **Alta Rigidez Dieléctrica.**

Es la característica que tiene un aislante para soportar tensión eléctrica sin fallar, necesaria en la prevención de arcos en el transformador.

- **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 para el transformador.

- **Baja Viscosidad y Alto Punto de Fluidéz.**

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.

- **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.

- **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.

- **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.

- **Alta tensión Interfacial.**

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.

No todos los hidrocarburos del petróleo poseen las características deseables para un aceite dieléctrico, cada uno de estos tiene propiedades particulares deseables, o indeseables, para su uso en transformadores y que se resumen en la tabla 1.

Tabla 1. Proporción y características de los componentes del aceite dieléctrico.

Compuesto	Proporción	Características Deseables	Características Indeseables
Hidrocarburos Isoparafínicos	35 a 40 %	Baja Viscosidad	
		Baja Tendencia a Gasificación	
		Resistencia a la Oxidación	
Hidrocarburos Nafténicos	50 a 60%	Baja Viscosidad	
		Baja Tendencia a Gasificación	
		Resistencia a la Oxidación	
Hidrocarburos Aromáticos	4 a 8%	Inhibidores de Oxidación	Bajo Punto de Anilina
Inhibidores Sintéticos	0,08% Tipo I 0.3% Tipo II	Inhibidores de Oxidación	(En Altas Concentraciones) Disminuyen Factor de Potencia Disminuyen Rigidez Dieléctrica Disminuyen Tensión Interfacial

Fuente: Autor del Proyecto.

2.3 Otros Aceites

El aceite mineral es el aislante líquido más utilizado para transformadores, sin embargo este compuesto tiene algunos defectos que lo convierten inadecuado en determinadas aplicaciones, por ejemplo su bajo punto de inflamación y su nivel de toxicidad bajo pero existente. Existen otros líquidos dieléctricos que buscan disminuir los problemas de estos aceites, entre estos se encuentra el aceite incombustible de silicona, sin embargo la utilización de este es relativamente baja, en la actualidad se están desarrollando aceites ecológicos como el FR3, en el pasado se utilizó un fluido denominado askarel.

2.3.1 Aceite FR3.

En los últimos años ha tomado auge una nueva generación de aceites que minimizan los defectos existentes en los aceites a base de hidrocarburos, uno de estos aceites es el denominado FR3, aceite no tóxico y altamente biodegradable derivado de semillas comestibles y al parecer con excelentes propiedades para

trabajo en transformadores entre las que se encuentran mayores puntos de inflamación y combustión y resistencia a la oxidación y protección al papel que el aceite convencional, sin embargo actualmente tiene un mayor costo inicial.

2.3.2 Fluidos a Base de PCB's.

En la década de los 70 fue muy difundido el uso de un fluido, con baja tendencia a degradación y alto punto de inflamación, conocido comúnmente como Askarel el cual es una mezcla de Clorobencenos y compuestos artificiales denominados Bifenilos Policlorados. Estos compuestos tienen la propiedad de ser moléculas muy estables, con buenas propiedades dieléctricas y altos puntos de inflamación excelentes para trabajar en transformadores, sin embargo se descubrió que este compuesto es potencialmente dañino para la salud humana y para el medio ambiente, pero ya era demasiado tarde y se habían fabricado más de 1.2 millones de toneladas en el mundo¹; en Colombia se estima la existencia de más de 2000 toneladas de líquidos con PCB's². En el capítulo 7 se explica más detalladamente el manejo a dar a este tipo de fluido aislante.

2.4 Procesos de Degradación del Sistema de Aislamiento

El sistema de aislamiento del transformador esta expuesto particularmente a una gran variedad de condiciones que facilitan y aceleran el proceso de deterioro y envejecimiento, estos procesos afectan principalmente al papel dieléctrico y por ende la vida útil del transformador.

2.4.1 Deterioro del Aceite.

El proceso de oxidación causante de una inevitable serie de procesos de degradación adicionales, por esta razón es el problema básico en el deterioro del aceite dieléctrico. El oxígeno se encuentra en el transformador desde su llenado y se incrementa en cantidad por la descomposición de la celulosa y del aceite.

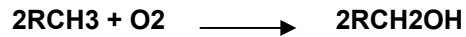
Los procesos de reacción química, son desarrollados en presencia de elementos particulares llamados catalizadores e incrementados por condiciones de operación particulares o agentes aceleradores. Los catalizadores presentes en el transformador son el agua y en menor proporción el cobre de los devanados, el hierro del núcleo y la celulosa del papel; como agentes aceleradores se tienen: sobretensiones, sobrecargas, altas temperaturas y vibración.

¹ Manual de PCB's para Colombia.

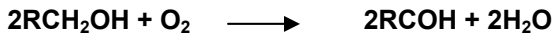
² Ídem.

El proceso de degradación del aceite en lodo se resume de la siguiente manera:

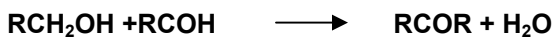
- La oxidación de los hidrocarburos del aceite produce Alcoholes



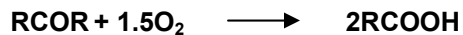
- La oxidación de los Alcoholes produce Aldehídos Y Agua.



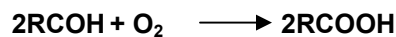
- Los Alcoholes y Aldehídos reaccionan entre si produciendo Cetonas y Agua.



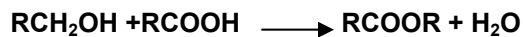
- Las Cetonas se Oxidan produciendo Ácidos Orgánicos.



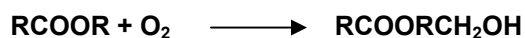
- Los Aldehídos se Oxidan produciendo Ácidos Orgánicos



- Los Alcoholes reaccionan con los Ácidos produciendo Esteres y Agua.



- Los Esteres se oxidan convirtiéndose en Esteres Activados



- Los Esteres Activados y Ácidos (con un diámetro promedio de $0.03\mu\text{m}$), se polimerizan y aglomeran formando poliesteres, complejos molecular de alto peso, 0.05 a $1.5\mu\text{m}$ de diámetro promedio y conocido comúnmente como lodo.



Estos lodos se depositan en el papel, en el núcleo, en los devanados y en los radiadores del transformador, en estos lugares forman capas endurecidas que impiden el proceso natural del intercambio de calor con el medio ambiente, disminuyendo la capacidad refrigerante y la potencia manejable por el transformador.

2.4.2 Deterioro de la Celulosa.

El papel dieléctrico del transformador esta expuesto a procesos que influyen en su deterioro. El agua, los productos de oxidación del aceite, los esfuerzos de cortocircuito y los sobrevoltajes son los agentes que más influyen en la reducción de la vida útil del papel disminuyendo su resistencia mecánica y dieléctrica.

Las altas temperaturas en los devanados ocasionan la depolimerización de la celulosa, reduciendo las propiedades mecánicas, dieléctricas y térmicas del papel. Las descargas atmosféricas originan ondas viajeras, que al llegar al transformador causan huellas y hasta la perforación del aislamiento. Condiciones de cortocircuito ocasionan grandes esfuerzos en los devanados, asimismo vibraciones y desajustes que desalinean las bobinas e incrementan los esfuerzos de manera progresiva, es por esto que en condición de cortocircuito es más perjudicial para los devanados el efecto mecánico que el efecto térmico. La vibración en el núcleo también es causante de desajustes en las bobinas en un menor grado.

2.4.3 Humedad.

El agua es el peor enemigo que tiene el sistema de aislamiento del transformador ya que además de disminuir la rigidez dieléctrica del aceite y la resistencia mecánica de los devanados, es un catalizador en las reacciones de deterioro del aceite, y peor aun subproducto en algunas, por lo que es inevitable su aparición. Para evitar el aumento desmesurado de agua se utilizan los respiradores protegidos con deshumectadores de silicagel, sin embargo esto no evitara la aparición de humedad en el transformador.

3. TEORÍA BÁSICA DEL MANTENIMIENTO

Se define mantenimiento como el conjunto de acciones, operaciones y actitudes tendientes a tener o restablecer un bien en un estado específico de funcionamiento¹, asegurando su continuidad y correcta operación. Lo anterior se realiza mediante una planeación y programación de actividades que garanticen un verdadero beneficio económico. El mantenimiento no se limita únicamente a las acciones realizadas directamente sobre el equipo, sino también a las realizadas sobre su entorno, con el fin de entregar las mejores condiciones de funcionamiento. Hay que estar conscientes de que el objetivo del mantenimiento es disminuir la tasa de envejecimiento del equipo y no el evitar cualquier tipo de falla, a un costo desproporcionado.

Entre los objetivos del mantenimiento se encuentran: 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. 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.

3.1 Modelos de Gestión del Mantenimiento

Se entiende por gestión del mantenimiento la realización de diligencias encaminadas a terminar, organizar y administrar los recursos del mantenimiento, con el objeto de lograr la más alta disponibilidad de los equipos, con sano criterio económico². En la actualidad son utilizados diversos modelos de gestión del mantenimiento, pero se puede afirmar que estos modelos, son distintas maneras de administrar y llevar a cabo los planteamientos existentes en los modelos de gestión de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo.

Cada uno de estos modelos tiene unos beneficios y unos puntos débiles, los cuales deben ser analizados cuidadosamente al momento de decidir un modelo de gestión adecuado a las necesidades particulares de cada empresa. Entre los

¹ Principios de Mantenimiento. Carlos Ramón González.

² Ídem

puntos a tener en cuenta para dicho análisis, se deben considerar por lo menos el costo y la complejidad del equipo, el nivel de automatización de la empresa, la interdependencia de los diferentes equipos y las exigencias de calidad en el producto final. Obviamente debe tenerse en cuenta el presupuesto determinado por la empresa para tal fin.

En la tabla 2 se realiza una comparación entre los modelos de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo; con respecto a costos de implementación y seguimiento, donde se tienen en cuenta los costos de la tecnología y capacitación necesaria, los costos de reparaciones que incluyen la mano de obra y los repuestos, la frecuencia de reparación y finalmente se comparan las fechas de inicio y terminación de las diferentes actividades de mantenimiento.

Tabla 2. Comparación de modelos de gestión con respecto al costo.

Indicador - Modelo Gestión	Correctivo	Preventivo	Predictivo
Costo de Implementación	Menor	Medio	Mayor
Costo de Reparaciones	Mayor	Medio	Medio
Tiempo de disponibilidad	Menor	Medio	Mayor
Fecha de Inicio	Aleatoria	Definida	Definida
Fecha de Terminación	Aleatoria	Definida	Definida

Fuente: Autor del Proyecto.

3.1.1 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 modelo de gestión 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.

Un programa de 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; por tal razón un programa de mantenimiento correctivo se debe fundamentar en un conocimiento detallado del equipo y de su entorno.

Los modelos de gestión de mantenimiento preventivo o predictivo tienen como fin diagnosticar el estado del equipo mas no implican acciones directas sobre estos. El mantenimiento correctivo planificado o proactivo, es aquel que como consecuencia de un diagnóstico preventivo o predictivo, ejecuta las acciones necesarias para reestablecer el normal funcionamiento del equipo; por ejemplo un

análisis de vibraciones considerado como mantenimiento predictivo puede mostrar un desbalance en un motor, sin embargo, realizar un correcto balanceo es considerado como mantenimiento proactivo.

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.

3.1.2 Mantenimiento Preventivo.

Es el mantenimiento que 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. 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 producir¹.

Las tareas asociadas al mantenimiento preventivo son muy variadas e incluyen desde inspecciones visuales del estado de un motor, hasta la realización de podas de árboles para el mantenimiento de líneas de distribución de energía eléctrica; sin embargo es una constante en las tareas de mantenimiento el ser relativamente repetitivas lo que facilita su implementación y mejoramiento continuo. Otra ventaja de este tipo de mantenimiento es que la planeación de actividades permite conocer de antemano los recursos humanos y técnicos necesarios para ser desarrollados. Como desventaja se tiene el mayor costo relativo y que la disponibilidad todavía no es total a pesar de ser más alta que en el mantenimiento correctivo.

Generalmente la realización de este tipo de mantenimiento no implica interrumpir la producción de la empresa, por ejemplo el momento utilizado para realizar las pruebas de inyección a los relés de protección es utilizado para realizar el mantenimiento preventivo del transformador de potencia. Por esta razón muchas empresas programan el mantenimiento preventivo los fines de semana cuando los niveles de producción son menores o inexistentes. Sin embargo empresas como las textileras con niveles de producción constante veinticuatro horas al día, siete días a la semana, la programación de estos mantenimientos debe ser planeada con mayor cuidado y no es extraño un mantenimiento preventivo planificado un domingo a las tres de la mañana.

¹ Principios de Mantenimiento. Carlos Ramón González.

3.1.3 Mantenimiento Predictivo.

Es el mantenimiento realizado en base al estado del equipo, estudiando las tendencias relacionadas con variables de su funcionamiento. 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.

El principal objetivo de este modelo de gestión de mantenimiento es brindar la más alta disponibilidad de los equipos y en caso de encontrar condiciones de fallas, tomar las respectivas acciones correctivas mediante un programa de mantenimiento proactivo

El mantenimiento predictivo utiliza tecnologías relativamente nuevas, que permiten ser realizadas ON-LINE, para diagnosticar posibles problemas en los equipos; por ejemplo el seguimiento de la temperatura de las conexiones eléctricas mediante la termografía de rayos infrarrojos busca encontrar puntos calientes, el análisis de las vibraciones en la rotación de motores mediante acelerómetros es utilizado para diagnosticar posibles problemas como desbalance o sobrecarga y el análisis cromatográfico del aceite para detectar fallas como cortocircuitos o sobrecargas.

3.2 Costos Asociados Al Mantenimiento

La implementación de programas de mantenimiento representa para la empresa una inversión de capital, por lo que debe realizarse un estudio financiero para establecer su conveniencia. Se deben contemplar los diversos factores que repercuten directamente en el resultado de los análisis financieros como son los costos asociados al programa de mantenimiento, además de los causados por la posible falla del equipo

Este análisis debe tener en cuenta los costos asociados directamente con la implementación del programa de mantenimiento donde se incluya el valor de los materiales y la capacitación del personal, así como un estimado de los costos de no realización del mismo, donde se debe incluir por lo menos los costos de reparación de posibles fallas prevenibles (materiales y mano de obra), costos de mano de obra cesante, ingresos dejados de percibir por pérdidas de producción, costos ambientales como los ocasionados por la manipulación de residuos de aceites de transformadores o motores.

Los anteriores costos son técnicos, pero también deben tenerse en cuenta, si aplican, otros posibles costos como los jurídicos ocasionados por el incumplimiento de contratos o los costos por compensación que deben pagar las distribuidoras de energía a los usuarios del servicio por interrupciones del servicio

(FES y DES). Otro costo intangible es la pérdida de prestigio por incumplimiento o pérdida de "Good Will", que puede llegar a ser mucho más alto que los anteriores.

3.3 Equipos

Es necesario tener un detallado conocimiento de las características de cada uno de los equipos existentes en la empresa, con el fin de determinar su importancia relativa en los procesos y con esto decidir la frecuencia y tipo de mantenimiento a realizar en cada uno de estos.

3.3.1 Deterioro de los Equipos.

Todas las máquinas, equipos e instalaciones, están sujetas en mayor o menor grado, a la acción deteriorante de agentes climáticos (externos) o a la acción dañina de los agentes propios (internos)¹. Como agentes externos se pueden contar entre otros la temperatura, la humedad, contaminación y elementos corrosivos presentes en el ambiente. Como agentes internos se puede contar la humedad y la degradación, la temperatura, la fricción y las posibles formas de interacción química que puedan ocurrir entre las partes del equipo.

Los fabricantes de los equipos diseñan teniendo en cuenta condiciones de operación ideales, las cuales en la realidad no necesariamente se tienen que cumplir, estos cambios en las condiciones de operación son los que pueden acelerar o retardar el proceso de envejecimiento de los equipos, es necesario entonces mantener las condiciones de operación lo más cerca a las ideales.

3.3.2 Fallas en los Equipos.

Se puede considerar como falla en un equipo cualquier hecho ocurrido directa o indirectamente sobre éste y que tenga como consecuencia un descenso en el nivel productivo, en la calidad del producto, en la seguridad o bien que altere el medio ambiente². Es necesario realizar un análisis de las posibles fallas que puedan ocurrir en el equipo, para estar preparados ante la eventualidad de ocurrencia de falla, y disminuir al máximo las consecuencias que esta puedan acarrear.

Con el fin de jerarquizar las fallas según la criticidad, es necesario tener en cuenta aspectos como el nivel de producción afectado, los riesgos laborales y medioambientales y el costo asociado a la corrección de la falla. Para esto es conveniente dividir los fallos en progresivos y predecibles como el desgaste y desajuste y en repentinos y difíciles o imposibles de predecir como los

¹ Principios de mantenimiento. Carlos Ramón González.

² Gestión Integral de Mantenimiento. Luis Navarro.

ocasionados por descargas atmosféricas o cortocircuitos. Finalmente las fallas se pueden clasificar por el nivel de afectación, por ejemplo una sobrecarga afectará únicamente al transformador, una fuga de aceite afectará al transformador e igualmente al medio ambiente.

3.3.3 Criticidad de los Equipos.

Teóricamente existe gran diversidad de modelos para realizar la clasificación de los equipos y mediante estos es posible realizar el análisis de criticidad, herramienta empleada para jerarquizar los equipos en una empresa y definir el modelo de gestión de mantenimiento a ser aplicado en cada equipo.

Los equipos se clasifican entre otros aspectos por la afectación que un mal funcionamiento de estos pueda tener en la producción o en la calidad del producto, los riesgos de seguridad y medioambientales asociados al equipo, los costos asociados al mantenimiento como son la mano de obra, los repuestos y las pérdidas de producción y finalmente la frecuencia de fallas. En la tabla 3 se muestra un modelo para clasificar los equipos según la criticidad.

Tabla 3. Criterios para evaluar la criticidad de los equipos.

Criticidad del Equipo	Criticidad Alta	Criticidad Media	Criticidad Baja
Calidad del Producto	Afecta Directamente	Puede afectar	No Influye
Producción ante Falla	Paro Total	Disminuye	No Afecta
Costos de Reparación	Alto Costo	Costo Medio	Bajo Costo
Frecuencia de Falla	Alta	Media	Baja
Riesgo de Accidentes	Alto riesgo, Ya ocurrieron	Bajo Riesgo	Sin Riesgo
Riesgos Medioambientales	Alto riesgo	Bajo Riesgo	Sin Riesgo

Fuente: Autor del Proyecto

3.4 Determinación del Tipo de Mantenimiento

Es necesario jerarquizar los equipos mediante un análisis de criticidad, apoyándose en el conocimiento profundo de las condiciones de funcionamiento del equipo y en un análisis de las posibles fallas que puedan ocurrir en este. Un equipo con varios indicadores de criticidad alta debe ser considerado como candidato a programas de mantenimiento preventivo o predictivo; por otro lado un equipo con varios factores de criticidad baja puede ser candidato a mantenimiento correctivo; obviamente esta clasificación debe tener en cuenta aspectos particulares de cada empresa.

3.5 Estadística Aplicada al Mantenimiento

Determinar la frecuencia de realización de mantenimiento es un tema algo complejo y su análisis debe basarse en aspectos como el tiempo de uso del

equipo y las condiciones de operación entre otras. La estadística se ha convertido en una herramienta fundamental para la toma de decisiones concernientes a las frecuencias de mantenimiento en las empresas. Es necesario estudiar algunos conceptos básicos para comprender mejor el tema.

3.5.1 Confiabilidad.

Probabilidad que tiene un equipo de funcionar sin presentar falla por un tiempo específico y bajo unas condiciones predeterminadas. Se puede obtener un estimado asignando valores a determinados factores influyentes como son:

- El aspecto visual del equipo y en particular el estado de partes importantes.
- La edad del equipo.
- Los resultados de pruebas y mediciones en lo posible normalizadas.
- Condiciones ambientales como temperatura, contaminación y humedad
- El ciclo de trabajo del equipo (sobrecarga, arranques de motores).

En la tabla 4 se ilustra un ejemplo de evaluación de confiabilidad en transformadores de potencia.

3.5.2 Índice de Fallo.

Antes de definir el índice de fallo, se define como función densidad de fallo $f(t)$, al porcentaje de equipos de una muestra que han fallado en un tiempo de funcionamiento determinado. El índice de fallo $Z(t)$ se define como la probabilidad que tiene un equipo de fallar en un intervalo de tiempo $(t, t+dt)$, matemáticamente representa la relación existente entre la densidad de fallo y la confiabilidad, o el número de equipos en una muestra que fallarán en un intervalo de tiempo con respecto al total de equipos que aun no hayan fallado.

Existe una gran variedad de modelos para explicar el índice de fallo entre los cuales los más usados son los modelos exponenciales, de distribuciones Normal y de Weibull; sin embargo el índice de fallo en equipos simples se puede representar acertadamente mediante un modelo conocido como Bañera de Davies o Curva de Babero, que se ilustra en la figura 29, en esta curva se diferencian tres etapas en la vida del equipo. La primera es la etapa infantil en la cual se manifiestan los defectos de calidad en la fabricación y posibles errores en la instalación, por tal motivo la probabilidad de falla es alta aunque disminuye con el tiempo y debe tenerse especial cuidado en el mantenimiento; la segunda etapa o de servicio normal en la cual se presenta una baja y estable probabilidad de falla, con mantenimiento mas o menos constante en frecuencia y costo y finalmente la etapa donde el desgaste se hace evidente, la probabilidad de falla aumenta y los equipos se deterioran hasta un punto en el cual su operación es mas costosa que

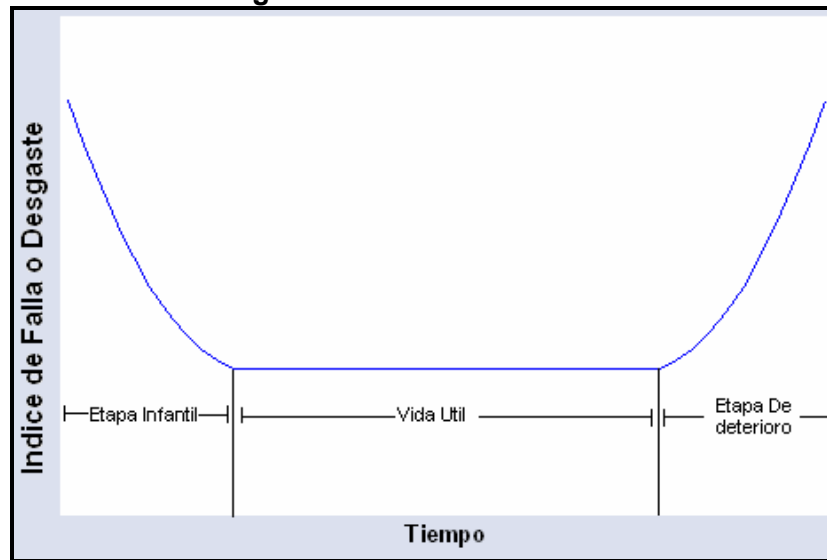
su reemplazo o reconstrucción; este punto es considera finalizada la vida útil del equipo.

Tabla 4. Evaluación de confiabilidad de transformadores de potencia.

EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA					
FICHA TÉCNICA			ÍNDICE DE CONFIABILIDAD:		CLAVE
POTENCIA	PESO		FACTORES DE CONFIABILIDAD		RESPONSABLE
FABRICANTE	ELEVACIÓN °C		EDAD	DE 20	
%IMPEDANCIA	FRECUENCIA		MEDIO AMBIENTE	DE 10	
CLASE	TIPO		CICLO DE TRABAJO	DE 10	
VOLTAJE	CORRIENTE		INSPECCIÓN VISUAL	DE 30	
			ESTADO DEL ACEITE	DE 30	
I EDAD DEL TRANSFORMADOR			II MEDIO AMBIENTE		III CONDICIONES DE TRABAJO
EDAD	CAPACIDAD		DESCRIPCIÓN:		DESCRIPCIÓN:
0-2 AÑOS	10		MEDIO AMBIENTE	CAPACIDAD	TRABAJO
2-5 AÑOS	20		a. LIMPIO Y SECO	10	a. Dentro de las condiciones específicas
5-10 AÑOS	15		b. MUGRE EXCESIVA, POLVO	6	b. % de Sobrecarga o temperatura
10-20 AÑOS	10		c. GAS / VAPOR CORROSIVO	4	
MAS DE 20 AÑOS	0-10		d. HUMEDAD	2-4.	TENER EN CUENTA:
			e. TEMP. (Sobre 55°C)	0-5	Frecuencia de Interrupciones
			Nota: Reduzca 3 puntos en Transformadores Exteriores		Periodos de Actividad
CALIFICACIÓN	(MÁXIMO 20)		CALIFICACIÓN	(MÁXIMO 10)	CALIFICACIÓN (MÁXIMO 10)
IV INSPECCIÓN VISUAL			V PRUEBAS AL ACEITE		
Utilice la siguiente lista, califique cada partida como sigue:			A. RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE		
2. Condición Aceptable, No Aplica			Rigidez (kV) CALIFICACIÓN		
1. Manténgase Bajo Observación			MAYOR DE 30 10		
0. Requiere atención Inmediata			22 A 29 4-9.		
a.	___	Herrumbe, Corrosión, Defectos superficiales	MENOR DE 22 0-4.		
b.	___	Pasatapas de Alto Voltaje	CALIFICACIÓN PARCIAL		
c.	___	Pasatapas de Bajo Voltaje	B. ACIDEZ DEL ACEITE		
d.	___	Válvula de Alivio de Presión	NN mg KOH/g Aceite CALIFICACIÓN		
e.	___	Estado de los deshumectadores	MENOR DE 0,1 10		
f.	___	Estado de las tierras	0,1 A 0,49 3-9,		
g.	___	Fugas de Aceite – Válvulas	MAYOR DE 0,5 0-3		
h.	___	Fugas de Aceite – Tanque	CALIFICACIÓN PARCIAL		
i.	___	Fugas de Aceite – Radiadores	C. HUMEDAD DEL ACEITE		
j.	___	Indicadores de Temperatura	H2O disuelto PPM CALIFICACIÓN		
k.	___	Estado de la Pintura	CALIFICACIÓN PARCIAL		
l.	___	Indicador de Nivel	Observaciones _____		
m.	___	Indicadores de Presión	_____		
n.	___	Control de Temperatura/Alarma	_____		
o.	___	Instrumentos de Medida	_____		
Observaciones _____			_____		
_____			_____		
Los puntos evaluados inicialmente con 0 se corregirán inmediatamente, y se evaluarán nuevamente antes de calcular el Índice de Confiabilidad			_____		
CALIFICACIÓN	(SUMA DE PARTIDAS, MÁXIMO 30)		CALIFICACIÓN	(SUMA DE PARTIDAS, MÁXIMO 30)	

Fuente: Autor del Proyecto. (Adaptada de Principios de Mantenimiento, Carlos Ramón González.)

Figura 29. Bañera de Davies



Fuente: Autor del Proyecto.

3.5.3 Disponibilidad.

La disponibilidad se define en términos matemáticos, mediante el índice de disponibilidad, como la probabilidad de que un equipo o sistema sea operable satisfactoriamente a lo largo de un período de tiempo dado y es función de la fiabilidad y de la mantenibilidad. La indisponibilidad es la fracción de tiempo que el equipo no podrá operar, es la relación entre el tiempo medio de reparación del equipo contado a partir del momento de falla y el MTBF, por tal motivo adimensional. Es un claro objetivo de cualquier programa de mantenimiento entregar una disponibilidad alta, por lo que es necesario aumentar al máximo los niveles de confiabilidad del mismo.

3.5.4 Mantenibilidad.

La mantenibilidad de un equipo es la probabilidad que tiene este de ser reparado en un tiempo dado utilizando procedimientos de mantenimiento previamente establecidos, prácticamente define el tiempo medio de reparación de un equipo fallado o MTTR del Inglés "Mean Time to Repair". 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.

3.6 Determinación del Ciclo de Mantenimiento

Encontrar un ciclo de mantenimiento que ofrezca el mínimo costo financiero, es una tarea de gran importancia y no se debe tomar a la ligera. Es una tarea difícil de responder cuantitativamente ya que es necesario realizar la evaluación de

conceptos cuantificables como los asociados a mano de obra o a pérdidas de producción y la evaluación de conceptos cualitativos como la seguridad, disponibilidad y hasta el prestigio de la empresa.

Los periodos de mantenimiento se estipulan generalmente en unidades como tiempo de operación continua como tiempo calendario, o numero de operaciones, como en los cambiadores de tomas. Es necesario analizar las condiciones de funcionamiento y verificar que tan alejadas están de las especificadas por el fabricante, con el fin de ajustar de esta manera los tiempos de mantenimiento recomendados por este, sin perder de vista que una inspección excesiva puede involucrar más tiempo ocioso de producción que un paro en emergencia.

Determinar la frecuencia de inspecciones conlleva un análisis en el cual se tienen como herramientas las recomendaciones del fabricante, el índice de confiabilidad, y en lo posible la experiencia que se pueda tener con respecto al equipo y la empresa; se deben tener en cuenta como mínimo los siguientes factores:

- Costo del equipo
- Papel del equipo dentro del proceso productivo
- Edad del equipo
- Condiciones de servicio
- Análisis de criticidad
- Mantenibilidad
- Confiabilidad

4. MANTENIMIENTO CORRECTIVO EN TRANSFORMADORES

Un buen programa de mantenimiento correctivo debe estar basado en un amplio conocimiento de las condiciones de funcionamiento del transformador y su objetivo principal debe ser reponer en la mayor brevedad el estado de funcionamiento del transformador que ha fallado.

4.1 Causas de Falla Común en Transformadores

Es necesario realizar un acertado diagnóstico para conocer las posibles fallas que puedan ocurrir en el transformador y las partes más susceptibles a daño. Con éste objetivo en 1984 Electranta, realizó un estudio de las causas de falla en sus transformadores de distribución y el resultado de ese estudio se presenta en la tabla 5.

Tabla 5. Fallas en transformadores de distribución.

Causa De Falla	Cantidad	Porcentaje (%)
Entro Agua Por Bornes De Alta Tensión	154	35,0
Entro Agua Por Tapa De Inspección	94	21,4
Sobrecarga	90	20,4
Sobretensión	46	10,5
Fallo Aislamiento En Alta Tensión	16	3,6
Entro Agua Por Tornillo Tapa Principal	12	2,7
Fallo Aislamiento En Baja Tensión	11	1,5
Mal Contacto Bornes Baja Tensión	7	1,6
Fallo Conmutador	6	1,4
Fuga De Aceite	4	0,9
Total de Fallas	436	100

Fuente: Estudio taller de transformadores, CORELCA 1985.

Las fallas que pueden ocurrir en los transformadores son generalmente resultado de los fenómenos eléctricos, térmicos y mecánicos o la combinación de estos, originados principalmente por las siguientes condiciones:

4.1.1 Sobrecarga.

Cargar al transformador con intensidades de corriente mayor a la nominal por un tiempo prolongado genera sobrecalentamiento perjudicial para los devanados, ya

que la celulosa se descompone muy fácilmente con acción del calor, este tipo de falla generalmente se asocia con:

- Producción de Gases Combustibles (CO_2), e Incombustibles (CO , C_2H_4).
- Pérdida de las propiedades dieléctricas y mecánicas del papel.

4.1.2 Sobrevoltajes.

Los sobrevoltajes debidos a descargas atmosféricas, o los voltajes transitorios de maniobra ocasionan grandes esfuerzos dieléctricos en el papel y los pasatapas, ocasionalmente llegando a perforarlos y destruirlos. Sobrevoltajes continuos en operación pueden ser causal de la aparición de condiciones de falla como:

- Efecto Corona: Altas intensidades de campo en los conductores pueden causar la ionización del medio circundante y descargas a su alrededor.
- Arcos Eléctricos en el Aceite: Prolongadas descargas eléctricas a través del aislamiento.
- Chispas: Pequeñas descargas eléctricas de muy baja duración pero muy alta temperatura
- Producción de Gases Incombustibles (H_2 , C_2H_2 , H_2 , CH_4).

4.1.3 Cortocircuitos Externos o Conexiones Erradas.

La aparición de altas corrientes de cortocircuito en el transformador ocasiona aumentos en la temperatura de funcionamiento, afectando principalmente el papel. Sin embargo el mayor efecto de estas corrientes es el esfuerzo mecánico que ocasionan sobre los devanados que puede llegar a destruirlos.

4.1.4 Ingreso de Agua.

El agua es particularmente nociva para un buen funcionamiento del transformador. Los problemas más graves, mas no los únicos, que ocasiona el agua son: disminución de la rigidez dieléctrica y aumento del factor de potencia del aislamiento, agentes facilitadores de efectos secundarios como Efecto Corona, Chispas, y Arcos Eléctricos en el Aceite.

4.1.5 Mala Instalación.

Conexiones deficientes causan puntos calientes o de sobrecalentamiento localizado, que a pesar de permitir un normal funcionamiento del transformador causan pérdidas de energía reflejadas con grandes costos en el tiempo. La incorrecta selección o instalación de protecciones o tierras, o del transformador con respecto a la carga serán causales de falla a corto o mediano plazo.

4.1.6 Defectos de Fabricación.

Malos diseños o materiales deficientes inciden notablemente en la calidad del transformador, problema que puede ser evitado al comprar el transformador únicamente a fabricantes debidamente certificados y que estén en capacidad de responder por defectos de fabricación según lo estipulado en la norma GTC71 “Guía Para la Reclamación de Garantías de Transformadores”.

4.2 Reparación o Reemplazo

Reparar un transformador normalmente implica un alto costo, por esto es importante analizar el costo de reparación y el costo de un transformador nuevo, especialmente en transformadores de edad considerable o de falla recurrente cuando esta no es ocasionada por agentes externos.

Para este análisis hay que tener en cuenta factores como los menores costos de mantenimiento y mayor confiabilidad de los equipos nuevos con respecto a los reparados. Es necesario también analizar el tiempo estimado de reparación, y el tiempo de entrega para transformadores nuevos (cotización, fabricación, entrega), teniendo en cuenta que transformadores con diseños especiales ocasionan mayores tiempos de entrega.

4.3 Herramientas Para el Análisis de Falla

Es necesario realizar un detallado análisis del motivo de las fallas, con el fin de tomar las medidas necesarias para evitar una falla recurrente debida a la misma causa. Para esto es necesario tener un conocimiento detallado de la máquina y de las condiciones de operación, con el fin de realizar un acertado diagnóstico de la causa de falla y tomar las medidas correctivas necesarias.

Es de gran utilidad realizar una recopilación de información para realizar el análisis de la causa de falla, este análisis facilitara las tareas de mantenimiento correctivo. La información debe gestionarse desde el inicio de la vida útil del transformador con el fin de contar con la mayor cantidad y poder realizar un análisis muy bien fundamentado.

4.3.1 Estado del Transformador Antes de la Falla.

Para facilitar el análisis de falla es necesario realizar un seguimiento a través de la vida del transformador, el cual tendrá gran importancia en el momento de diagnosticar el tipo de falla sufrida. La tabla 6 ilustra un formato tipo que puede ser utilizado en transformadores de potencia.

Tabla 6. Formato para análisis de Falla (I).

ESTADO DE FUNCIONAMIENTO NORMAL TRANSFORMADOR	
ITEM	Analizar
Transformador	
Edad	Variaciones De Diseño Con Respecto Al Original
Potencia Nominal	Variación De Potencia Con Respecto A La Nominal
Tensión Nominal	Variación De Tensión Con Respecto A La Nominal
Corriente Nominal	Variación De Corriente Con Respecto A La Nominal
Historial	
Fallas Anteriores Del Transformador	Causa
Falla De Otros Transformadores En Esta Aplicación	Medidas Para Evitar Reincidencia
Carga	
Tipo De Carga Instalada	¿Produce Armónicos? (Rectificadores, Arrancadores)
Ciclo De Carga	
Ambiente De Operación	
Temperaturas Extremas	Sistema De Refrigeración
	Circulación Del Aire Permitida
Elementos Corrosivos	Pintura Especial De Protección
Elementos Contaminantes	Procedimientos De Limpieza Utilizados
Mantenimiento Realizado	
Mantenimiento Preventivo	Fecha Del Ultimo Realizado
	Diagnóstico
	Medidas Proactivas Realizadas
Mantenimiento Predictivo	Fecha Del Ultimo Realizado
	Diagnóstico
	Medidas Proactivas Realizadas
OBSERVACIONES	

Fuente: Autor del Proyecto.

4.3.2 Estado de Transformador Durante la falla.

Es necesario intentar reconstruir las condiciones de operación en el momento de falla, como fundamentación para brindar el diagnóstico más acertado; esta reconstrucción debe contemplar el máximo posible de la información, como por ejemplo la contenida en la tabla 7.

Tabla 7. Formato para análisis de Falla (II).

Funcionamiento del Transformador durante la Falla	
ITEM	Analizar
Transformador	
Potencia, Corriente	Valores Elevados
Tensión	Valores Elevados o Reducidos
Ruido, Vibración	Valores Elevados
Ambiente de Operación	
Hora Exacta de Falla	
Temperatura	Valores Elevados
Lluvia	Descargas Atmosféricas
Humedad	Valores Elevados
Carga	
Elementos Conectados	Motores en Arranque
	Fallas en la carga
	Sobrecarga
OBSERVACIONES:	

Fuente: Autor del Proyecto.

4.3.3 Estado del Transformador Después de la Falla.

Finalizada la falla es necesario realizar una inspección general del transformador con el fin de encontrar condiciones que puedan indicar posibles causas de falla. Puede ser útil también solicitar un diagnóstico preliminar al operario encargado del transformador y en lo posible realizar esquemas gráficos donde se indique el lugar de ocurrencia de la falla y donde se detalle cualquier problema encontrado en esta inspección. En la tabla 8 se ilustra lo anterior.

Tabla 8. Formato para análisis de Falla (III).

REVISIÓN DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR DESPUÉS DE LA FALLA	
ITEM	Analizar
Transformador	
Elementos Extraños	Cortocircuitos
Funcionamiento del sistema de refrigeración	Obstrucción o Daño
Fugas	Bajo nivel de Aceite
Estado de los Empaques	Agua en el Aceite
Pasatapas Perforados	Sobrevoltajes
Ambiente de Operación	
Olores Extraños	Sobrecargas
Revisiones Eléctricas	
Resistencia de aislamiento	Estado
Pruebas al aceite	Estado
Resistencia de los devanados	Cortocircuitos - Fases abiertas
Protecciones	Operación
OBSERVACIONES:	
DIAGNÓSTICO PRELIMINAR:	
ESQUEMA DE LA FALLA:	

Fuente: Autor del Proyecto.

5. MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN TRASFORMADORES

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 OFF-LINE por lo que hay que tener un plan de actividades bien estructurado y seguir todas las normas y recomendaciones de seguridad existentes.

5.1 Recepción y Puesta en Servicio

Cuando se reciba un transformador debe realizarse una detallada inspección en la cual se verificará el correcto estado de cada uno de los elementos constitutivos de este. 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.

5.2 Inspecciones y Limpieza

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 una guía de inspección o "Check List" 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.

5.2.1 Temperatura.

Verificar la lectura en los termómetros. Algunos Termómetros tienen un indicador de temperatura máxima alcanzada, es necesario anotar este valor y reiniciar el indicador. 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, mediante los procedimientos recomendados en los catálogos.

Figura 30. Limpieza de Pasatapas.



Fuente: Autor del Proyecto. Grupo de Mantenimiento de Subestaciones ESSA.

5.2.2 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.

5.2.3 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.

Figura 31. Proceso de regenerado de silicagel en horno.



Fuente: Autor del proyecto. (Horno ESSA)

5.2.4 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. Se recomienda una periodicidad semestral o menor si las condiciones ameritan.

5.2.5 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, remendándose en periodos no mayores a cinco años¹ 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.

Figura 32. Pintura de transformadores.



Fuente: Autor del Proyecto. Grupo de Mantenimiento de Subestaciones ESSA.

5.2.6 Puesta a Tierra.

Es necesario verificar y medir periódicamente el estado de la conexión a tierra del transformador. Apretar en caso de ser necesario el tornillo de puesta a tierra.

5.2.7 Sinopsis de las Actividades de Revisión y Limpieza.

Un programa de inspección y limpieza debe ser realizado de acuerdo con las características y accesorios del transformador, pero generalmente incluye la mayor parte de las siguientes actividades:

¹ Norma NTC 3396 “Pintura para tanque de transformadores”

- Revisar la temperatura del aceite y la de los devanados.
- Reiniciar los indicadores de máxima temperatura del aceite y 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.
- Revisar visualmente el estado de la pintura en la carcasa.
- Revisar visualmente el estado de las válvulas, verificando ausencia de fugas
- Revisar visualmente el estado de los empaques, verificando ausencia de fugas.
- Revisar visualmente el estado de la conexión a tierra de la carcasa, si es necesario apretar el tornillo de conexión.
- Verificar el contador de operaciones del cambiador de tomas y compararlo con el sugerido por el fabricante para la realización de mantenimiento.
- Revisar el correcto funcionamiento y sentido de giro de los ventiladores.
- Revisión del nivel de aceite de los pasatapas, si estos lo permiten.
- 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.

Figura 33. Pintura en avanzado estado de degradación.



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación Facatativa, Empresa de Energía de Cundinamarca).

Figura 34. Pasatapas degradado y con contaminantes adheridos, Detalle.



Fuente: Autor del Proyecto. (Subestación Facatativa, Empresa de Energía de Cundinamarca).

5.2.8 Frecuencia de Actividades.

Normalmente cada fabricante entrega una lista de recomendaciones de mantenimiento la cual esta diseñada para condiciones de funcionamiento promedio y que en cada caso particular puede ser modificada en base a la experiencia. Por esta razón el mantenimiento de un transformador de una cementera no puede tener la misma frecuencia de mantenimiento que el de un usuario comercial así los dos equipos tengan idénticas características. La tabla 9 indica las frecuencias típicas recomendadas en labores de inspección y limpieza.

Tabla 9. Frecuencias Típicas de Inspección y Limpieza.

Actividad	Frecuencia Recomendada
Revisión de la temperatura del aceite y devanados	Diaria – Semanal
Revisión del nivel de aceite	Diaria – Semanal
Revisión de las perlas de Silicagel	Diaria – Semanal
Revisión de los empaques y válvulas	Mensual – Semestral
Revisión de la pintura y limpieza de la superficie exterior	Mensual – Semestral
Limpieza de la carcasa	Mensual – Semestral
Limpieza de los ventiladores	Mensual – Semestral
Limpieza de las porcelanas	Mensual – Semestral
Revisión y ajuste de la puesta a tierra	Semestral
Retoques de la Pintura	2 años
Pintura Total	< 5 años

Fuente: Autor del Proyecto

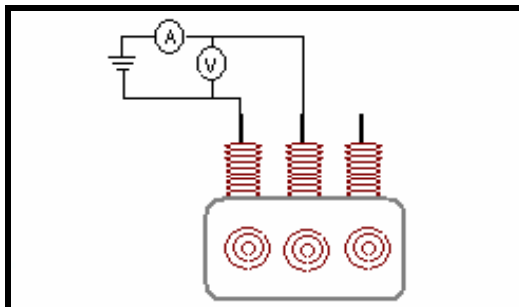
5.3 Medidas Eléctricas de Campo

Tienen como objetivo verificar el estado físico del transformador, las que deben estar dentro de determinados límites.

5.3.1 Resistencia de los Devanados.

Se debe realizar mediante el procedimiento estipulado en la norma NTC 375 “Medición de la Resistencia de los Devanados”. Se utilizan los métodos del Ohmímetro de baja resistencia o del Voltímetro-Amperímetro, y consisten en medir la corriente que circula a través de una fuente de voltaje continuo aplicado al devanado con esto se calcula el valor de la resistencia. Esta prueba tiene como objetivos verificar la calidad de las conexiones existentes en el transformador, encontrar devanados abiertos o en cortocircuito o falsos contactos en el cambiador de tomas. Se debe contrastar el valor de la resistencia con el entregado por el fabricante, desviaciones mayores a un 2 o 3% se deben considerar como indicadores de problemas.

Figura 35. Medición de la resistencia de los devanados. Esquema de conexión.



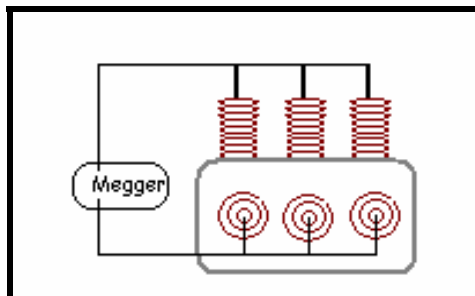
Fuente: Autor del Proyecto.

5.3.2 Resistencia de Aislamiento.

Se realiza según la norma ANSI/IEEE C57.12.90-1999¹. 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 en Megohmios.

Al aplicar voltaje directo a través del aislamiento circula una corriente que disminuye con el tiempo debido al efecto capacitivo y a la polarización del material, por tal motivo es necesario esperar que el valor de resistencia medida se estabilice, ya que en este momento las corrientes capacitivas y de polarización son despreciables con respecto a la corriente de conducción a través del aislamiento.

Figura 36. Medición de la resistencia de aislamiento. Esquema de conexión.



Fuente: Autor del Proyecto.

Por medio de esta prueba se detectan problemas como humedad y contaminación. Existen diversas maneras de analizar el estado del aislamiento, entre estos los más utilizados son:

¹IEEE Standard test code for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers.

- **Valor mínimo de Resistencia de Aislamiento.**

El valor de la resistencia de aislamiento debe cumplir un mínimo valor estipulado en la norma NTC836 “Transformadores, Niveles de aislamiento”.

- **Índice de polarización.**

Valor de la relación de los valores de la resistencia de aislamiento registrados a los diez minutos y al minuto de iniciar la prueba. El estado de los aislamientos se evalúa mediante los criterios de la tabla 10.

Tabla 10. Valoración del índice de polarización.

Índice de Polarización	Condición del aislamiento
< 1	Peligrosa
1 - 1.1	Mal Estado
1.1 – 1.25	Dudosa
1.25 – 2	Aceptable
2 – 4	Buena
> 4	Excelente

Fuente: Mantenimiento Preventivo. ENERPOT.

- **Índice de Absorción.**

Valor de la relación de los valores de la resistencia de aislamiento registrados al minuto y al medio minuto de iniciar la prueba. El estado de los aislamientos se evalúa mediante los criterios de la tabla 11.

Tabla 11. Valoración del índice de absorción.

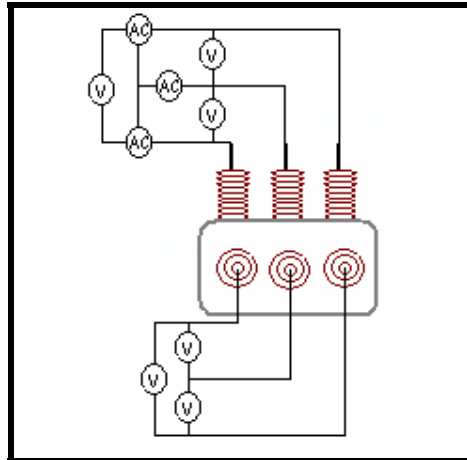
Índice de Absorción	Condición del aislamiento
<1,1	Mal Estado
1.1 – 1.25	Dudosa
1.25 – 2	Aceptable
1.4 - 1.6	Buena
> 1.6	Excelente

Fuente: Mantenimiento Preventivo. ENERPOT.

5.3.3 Relación de Transformación.

Se debe realizar mediante el procedimiento estipulado en la norma NTC 471 "Medición de la Relación de Transformación, Verificación de la Polaridad y Relación de Fase". Esta medición se realiza mediante un instrumento denominado TTR, y consiste en aplicar un voltaje conocido al devanado de alta tensión y medir el voltaje inducido 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, desviaciones mayores a un 0.5% con respecto al valor de placa son consideradas como condición de falla¹. Durante esta prueba también se determina la polaridad del transformador, que es de vital importancia en el momento de conectar transformadores, sobre todo si van a trabajar en paralelo.

Figura 37. Medición de la relación de transformación. Esquema de conexión.



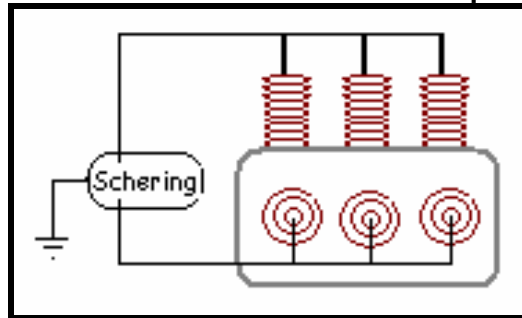
Fuente: Autor del Proyecto.

5.3.4 Factor de Potencia o Tangente Delta del Aislamiento.

Se realiza según la norma ANSI/IEEE C.57.12.90. 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 Puente análogo de Tangente delta y Capacitancia. Esta prueba es útil para conocer el contenido de humedad en el papel. Valores por debajo de 0.5% son considerados normales, valores cercanos al 2% son indicadores de altos contenidos de humedad.

¹ ANSI/IEEE C.57.12.00-2000 "General Requirements for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers

Figura 38. Medición de $\tan\delta$ del aislamiento. Esquema de conexión.



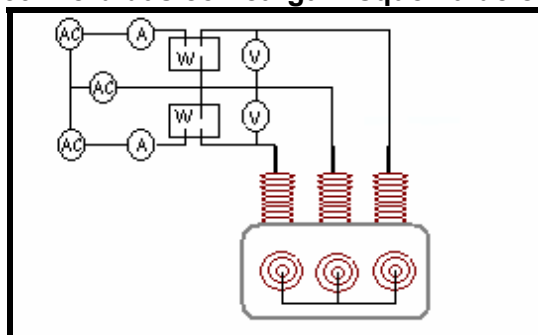
Fuente: Autor del Proyecto.

5.3.5 Pérdidas con Carga y Tensión de Cortocircuito.

Se debe realizar mediante el procedimiento estipulado en la norma NTC 1005 “Medición de las Tensiones de Cortocircuito y Pérdidas Con Carga”. Se cortocircuita un devanado, normalmente el de baja tensión, y se aplica tensión progresivamente en el otro devanado, normalmente el de alta tensión, hasta hacer circular la corriente nominal, esta tensión es la tensión de cortocircuito y las pérdidas son las pérdidas en los devanados del transformador debido al efecto Joule. Las mediciones son realizadas usualmente con el método de los dos vatímetros. Con esta prueba se determina la impedancia de cortocircuito del transformador.

Esta prueba se realiza en transformadores nuevos para determinar las pérdidas con carga, estas pérdidas permanecerán a lo largo de la vida útil del transformador y por lo tanto deben ser tenidas en cuenta en el análisis de costos del transformador. Como prueba de mantenimiento es útil para determinar la impedancia de cortocircuito valor que se debe comparar con el valor de placa, desviaciones mayores a un 3% deben ser tomadas como síntomas de daño en los devanados, particularmente de movimientos en los devanados.

Figura 39. Pérdidas con carga. Esquema de conexión.



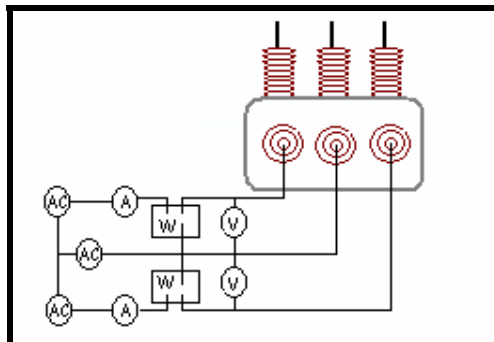
Fuente: Autor del Proyecto.

5.3.6 Pérdidas en Vacío y Corriente de Excitación.

Se debe realizar mediante el procedimiento estipulado en la norma NTC 1031 “Medición de las Pérdidas en Vacío y Corriente Sin Carga”. Se aplica tensión nominal en uno de los devanados con el otro abierto, las pérdidas son las pérdidas sin carga del transformador por magnetización del núcleo, la corriente es la corriente de excitación necesaria para producir el flujo magnético en el núcleo. Las mediciones son realizadas usualmente con el método de los dos vatímetros. En esta prueba se puede realizar también una medición de armónicos en la corriente con el fin de determinar si el transformador genera, transmite o amplifica los armónicos del sistema.

Esta prueba se realiza en transformadores nuevos para determinar las pérdidas sin carga, de manera análoga a las pérdidas con carga estas pérdidas permanecerán a lo largo de la vida útil del transformador y por lo tanto deben ser tenidas en cuenta en el análisis de costos del transformador. Como prueba de mantenimiento es útil para determinar fallas en el aislamiento del transformador, particularmente en el núcleo, aumentos en el valor de corriente de Excitación pueden ser tomados como indicador de problemas en este.

Figura 40. Pérdidas en Vacío. Esquema de conexión.



Fuente: Autor del Proyecto.

5.3.7 Ensayos de Diseño y Ensayos de Conformidad.

Son ensayos utilizados para el diseño o prueba de transformadores nuevos, con el fin de verificar que el diseño del equipo reúne los requisitos necesarios para una operación satisfactoria y en conformidad a las normas. Estos ensayos se realizan a lo sumo una vez en la vida útil del transformador y por lo tanto no son considerados como ensayos de mantenimiento.

- **Tensión de Impulso.**

Útil para comprobar la capacidad del transformador para soportar descargas del tipo atmosféricas.

- **Ensayo de Calentamiento.**

Se utilizad para determinar la cargabilidad del transformador, la constante de tiempo térmica y el gradiente de temperatura de los devanados.

- **Ensayo de Voltaje Inducido.**

Utilizada para probar el aislamiento entre espiras y terminales de los devanados.

- **Ensayo de Estanqueidad.**

Se utiliza para comprobar la hermeticidad de la carcasa.

5.4 Termografía

El objetivo fundamental de la termografía es identificar, sin contacto alguno, componentes mecánicos o eléctricos que presenten puntos con elevadas temperaturas, para poder tomar las acciones proactivas necesarias con el fin de evitar condiciones de falla inminente o simplemente para disminuir de las pérdidas de energía. Por medio de la implementación de programas de inspección termográfica se busca disminuir las suspensiones no programadas y elevar el índice de disponibilidad del equipo ya que es una prueba ON-LINE.

Figura 41. Cámara Termográfica.



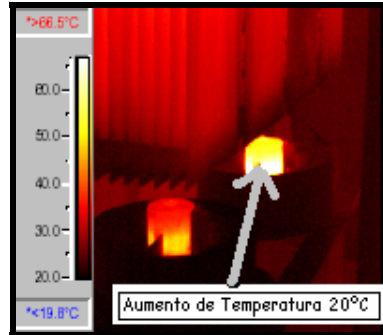
Fuente: Autor del Proyecto. Grupo de Mantenimiento de Subestaciones ESSA.

5.4.1 Fundamentación Teórica.

La energía infrarroja forma parte del espectro electromagnético, viaja a través del espacio a la velocidad de la luz y puede ser reflejada, refractada, absorbida o emitida. La onda completa de energía infrarroja esta cercana a la de la luz visible en un rango de 2 y 100 μm . Todos los objetos emiten radiación infrarroja en función de su temperatura, radiación generada por la vibración y rotación de los átomos y que aumenta con la temperatura, lo que causa una mayor emisividad de luz infrarroja. Las cámaras termográficas son dispositivos especiales que

convierten la luz infrarroja en colores identificables al ojo humano mediante imágenes denominadas termogramas.

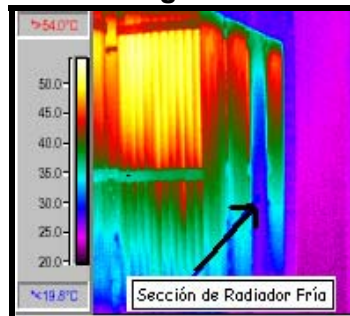
Figura 42. Termografía Típica.



Fuente: Manual de Termovisión. CODENSA.

Una anomalía no necesariamente se manifiesta con elevaciones de temperatura, por ejemplo en los radiadores un conducto tapado no permitiría el flujo de aceite lo que ocasionaría una zona de baja temperatura representando defectos en el transformador, esta situación se ilustra en la figura 43.

Figura 43. Termografía de radiadores.



Fuente: Manual de Termovisión. CODENSA.

5.4.2 Alcance.

Los análisis termográficos muestran mediante termogramas los puntos calientes presentes en el transformador o equipo analizado; estos puntos calientes pueden ser causados por diferentes factores, entre ellos se encuentran conexiones flojas o deterioradas, válvulas de circulación de aceite cerradas, circulación de corrientes por la conexión a tierra, soldaduras defectuosas y sobrecargas o desbalance entre fases; en motores puede encontrarse problemas de fricción por desgaste de los cojinetes o pérdida de las propiedades del aceite lubricante.

Idealmente la inspección termográfica debe iniciarse al principio de la vida útil del transformador para ser la referencia de futuras inspecciones. Otra ventaja de las revisiones tempranas es que en estas se pueden encontrar errores de fabricación,

el costo de reparación de estos errores debe ser asumido por el fabricante; por otro lado si este error pasará desapercibido, podría causar su efecto finalizado el periodo de garantía y el costo de reparación sería asumido por la empresa.

5.4.3 Análisis de los Resultados.

Los informes termográficos, generalmente constan de un reporte en el cual se incluyen los siguientes términos:

- **Temperatura del punto caliente.**

Se define como el punto detectado de mayor temperatura del equipo analizado.

- **Temperatura de referencia.**

Temperatura de trabajo presente en la mayor parte del equipo, y que se considera como la temperatura normal de operación.

- **Delta o Desviación de temperatura.**

Diferencia de temperatura del punto caliente y la temperatura de referencia, es un indicativo directo de la criticidad del punto caliente.

- **Causa probable.**

Diagnóstico inicial realizado durante la inspección, se establece la o las causas posibles que generan el punto caliente.

- **Defectos Críticos.**

Son aquéllos defectos que implican la existencia de un alto riesgo en un tiempo corto para las personas, el equipo o elementos asociados al funcionamiento de este. Esta situación se informa de manera inmediata de tal forma se conozca la situación aun antes de recibir el reporte de estudio.

- **Defectos Mayores.**

Son aquéllos defectos que no implican la existencia de un alto riesgo en un tiempo corto para las personas, el equipo o elementos asociados al funcionamiento de este, pero que sí pueden originar un fallo en el equipo o reducir su capacidad de utilización.

- **Defectos Menores.**

Son aquéllos en defectos que no implican un mal funcionamiento del equipo, y en los que la desviación observada no tiene un valor significativo.

- **Defectos Informativos.**

Son aquéllos defectos que deben ser tenidos en cuenta en futuras inspecciones, verificando su tendencia.

- **Procedimiento recomendado.**

Se determina el procedimiento a seguir y el tiempo recomendado para su ejecución.

- **Prioridades de Mantenimiento.**

Para establecer la escala de prioridad de la situación de riesgo, existen tablas determinadas empíricamente que tienen como referencia las desviaciones de temperatura y el nivel de criticidad de la falla encontrada. La tabla 12 muestra una escala típica de prioridades de mantenimiento.

Tabla 12. Prioridades de mantenimiento según revisión termográfica.

Delta de Temperatura	Estado	Acción Proactiva
$40^{\circ}\text{C} < \Delta T$	Critico	Corregir Inmediatamente
$20^{\circ}\text{C} < \Delta T < 40^{\circ}\text{C}$	Mayor	Corregir lo Antes Posible
$10^{\circ}\text{C} < \Delta T < 20^{\circ}\text{C}$	Menor	Corregir en el Próximo Mantenimiento
$0^{\circ}\text{C} < \Delta T < 10^{\circ}\text{C}$	Informativo	Observar Tendencia

Fuente: Autor del Proyecto.

5.5 Orden de Mantenimiento

Es el formato donde se definen las actividades de mantenimiento a realizar. Una ilustración de estos formatos se da en la tabla 13. Este debe incluir además todos los cuidados y recomendaciones a seguir durante las actividades a realizar. En la tabla se ilustra a manera de ejemplo el formato de actividades de revisión de variables de funcionamiento.

Tabla 13. Formato de Orden de Mantenimiento. Ejemplo.

ORDEN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	
Datos Generales	Fecha 03-27
Equipo Transformador 2	
Solicita Mantenimiento	
Actividades a Realizar	Fecha 03-28
Revisión Semanal	Estado (Realizado-Valor)
Revisión de Nivel de Aceite	OK
Revisión de Deshumectador	OK (Azul)
Revisión de Temperatura Aceite	OK (45°C)
Precauciones	
Equipo Energizado	
Mantener distancias de Seguridad	
Equipos de Protección	
Casco	SI
Guantes	No
Gafas	No
Botas	Si
Otro	No
Herramientas	
Ninguna	
Estado del trabajo	
Realizó	JS
Fecha	03-28
Observaciones	
Todo Normal	

Fuente: Autor del Proyecto.

6. MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN TRANSFORMADORES

Es el mantenimiento realizado en base al estado del transformador y se realiza mediante el seguimiento de diferentes variables; si estas variables permanecen en un nivel predeterminado se infiere un óptimo funcionamiento del transformador, por el contrario una desviación de esos niveles será indicio de un mal funcionamiento.

El objetivo principal del mantenimiento predictivo en transformadores es cuidar la vida del papel, disminuyendo su tasa de envejecimiento. Los principales agentes causantes de deterioro del papel son el agua y los productos de oxidación del aceite, por tal motivo estos programas deben estar orientados en mantenerlos en bajos niveles.

La principal técnica de mantenimiento predictivo es el seguimiento de las condiciones del aceite dieléctrico del transformador con el fin de poder tomar las decisiones de mantenimiento proactivo necesarias. Otra técnica utilizada actualmente es el análisis cromatográfico del aceite dieléctrico para encontrar fallas incipientes en el transformador.

6.1 Seguimiento de las Condiciones del Aceite Dieléctrico

El estado del aceite dieléctrico es el principal indicador del estado de funcionamiento del transformador, por medio de este análisis se puede conocer no solo el estado del aceite sino también el de la celulosa. El análisis de los resultados de estas pruebas se fundamenta generalmente en los criterios de la compañía Estadounidense S.D.MYERS, los que se basan en los estudios realizados a más de cuatro millones de transformadores en cerca de 40 años.

Según su finalidad las pruebas al aceite se dividen en pruebas de pureza, composición y estabilidad; otro criterio para realizar esta clasificación es según la función del aceite en el transformador, desde este punto de vista se dividen en pruebas de aislamiento, de refrigeración y de inactividad fisicoquímica.

• Pruebas de Pureza.

El objetivo principal de estas es conocer la presencia de contaminantes en el aceite tales como ácidos, lodos, agua y gases disueltos. Son consideradas las pruebas más importantes en la caracterización del aceite en uso.

• **Pruebas de Composición.**

Por medio de estas se puede conocer aproximadamente la cantidad y el tipo de hidrocarburos presentes en el aceite, además es posible conocer la existencia de contaminantes y de aditivos. Son importantes para aceites nuevos.

• **Pruebas de Estabilidad.**

Buscan medir la resistencia relativa del aceite a los procesos de oxidación.

En la tabla 14 se enuncian las pruebas utilizadas para el mantenimiento de aceite dieléctrico, el método normalizado de prueba de la “American Standard Test Method” ASTM, y los criterios de la compañía SD MYERS para aceptación o rechazo de las características evaluadas (valores intermedios son considerados como cuestionables).

Tabla 14. Pruebas de mantenimiento en aceites dieléctricos

Prueba	ASTM	Clasificación	Aceptación	Rechazo
Contenido de Humedad	D-1533	Pureza; Inactividad	< 30 ppm	> 35ppm
Inhibidor de Oxidación	D-2668	Estabilidad; Inactividad	0.08% Tipo 1 0.3% Tipo 2	<0.08% Tipo 1 >0.3% Tipo 2
Numero de Neutralización	D-974	Pureza; Inactividad	<0,05 mg KOH/g	<0,05 mg KOH/g
Rigidez Dieléctrica	D-1816	Pureza; Eléctrica	> 30 kV	< 25 Kv
Tensión Interfacial	D-971	Pureza; Eléctrica	> 32 dinas/cm	< 28 dinas/cm
Color	D-1500	Composición; Inactividad	< 3,5	> 3,5
Factor de potencia	D-924	Pureza; Eléctrica	<0,05% a 25°C	>0,05% a 25°C
Gravedad Específica	D-1298	Composición; Refrigeración	0,84 - 0,91	<0,84; > 0,91

Fuente: sdm Myers.com

6.1.1 Toma de las Muestras.

La toma correcta de la muestra del aceite aislante para su análisis en el laboratorio tiene una gran influencia en los resultados que se obtengan, por lo tanto se requiere tener en cuenta el procedimiento descrito en la norma ASTM D-923. Se debe evitar hasta donde las circunstancias lo permitan tomar las muestras de aceite cuando esté lloviendo, o en el ambiente haya mucha humedad.

Figura 44. Muestras de aceite para análisis fisicoquímico.



Fuente: Autor del Proyecto. Laboratorio de análisis fisicoquímico ESSA.

6.1.2 Prueba de Contenido de Agua.

Para la realización de esta prueba se utiliza el método de Karl Fischer por Titulación Coulométrica, método que consiste en añadir al aceite una solución a base de Yodo denominada Karl Fischer que genera una carga electrostática proporcional a la cantidad de agua contenida en el aceite.

Su importancia radica en que mediante la cantidad de agua presente en el aceite se puede determinar la cantidad de agua presente en la celulosa. Un alto valor de humedad es un argumento suficiente para realizar un proceso de secamiento a la parte activa del transformador.

Figura 45. Equipo de laboratorio para prueba de humedad.



Fuente: Autor del Proyecto. Laboratorio de análisis fisicoquímico ESSA.

6.1.3 Tensión Interfacial.

Para la realización de esta prueba se utiliza una balanza de torsión o tensiómetro, con este se mide la fuerza necesaria para separar un anillo plano de Platino-Iridio de una interfase Agua-Aceite.

Determina la capacidad del aceite de entrar en contacto con el agua sin emulsionar, es importante por que el agua dentro del aceite causa una disminución en el calor disipado acelerando el proceso de oxidación de este. Con

esta prueba se puede conocer la presencia de alcoholes y aldehídos, compuestos polares hidrofílicos que indican que los procesos de oxidación ya empezaron en el aceite.

Figura 46. Equipo de laboratorio para prueba de tensión interfacial.



Fuente: Autor del Proyecto. Laboratorio de análisis fisicoquímico ESSA.

6.1.4 Numero de Neutralización.

Para la realización de esta prueba se utiliza Hidróxido de Potasio (KOH), se mide la cantidad necesaria de esta base para neutralizar una muestra. Es un indicador de la concentración de ácidos, estado avanzado del proceso de degradación del aceite. Este número es relativamente constante en los primeros años pero tiende a aumentar exponencialmente cuando el transformador envejece o cuando se agotan los inhibidores del aceite.

Figura 47. Equipo de laboratorio para prueba de número de neutralización.



Fuente: Autor del Proyecto. Laboratorio de análisis fisicoquímico ESSA.

6.1.5 Índice de Calidad o Índice de Myers.

Es la relación entre la Tensión Interfacial (TIF) y el número de Neutralización (NN). Se utiliza para evaluar la condición de un aceite y para formular el tipo de mantenimiento proactivo a realizar. Este índice desarrollado en investigaciones de la compañía SD MYERS realiza una clasificación de los aceites según su calidad y se indica en la tabla 15.

Tabla 15. Clasificación de Myers para aceites según su calidad.

NN	TIF	Color Típico	Índice de Calidad	Condición del Aceite
0,00-0,10	30,0-45,0	Amarillo Claro	300 a 1500 o más	Buena
0,05-0,10	27,1-29,9	Amarillo	271 a 600	A Tener en Observación
0,11-0,15	24,0-27,0	Amarillo Oscuro	160 a 318	Marginal
0,16-0,40	18,0-23,9	Ámbar	45 a 159	Mala
0,41-0,65	14,0-17,9	Café	22 a 44	Muy Mala
0,66-1,50	9,00-13,9	Café Oscuro	6 a 21	Extremadamente Mala
> 1,50	< 9	Negro	< 6	Pésima

Fuente: sdmyers.com

Nota: En la tabla se ve una superposición en las tres primeras categorías, la condición del aceite se evalúa en este caso con el NN y la TIF.

6.1.6 Tensión de Ruptura o Rigidez Dieléctrica.

Para la realización de esta prueba se utiliza una fuente de tensión continua con la que se aplica una rampa de tensión a unos electrodos sumergidos en el aceite de prueba. La tensión en la cual aparece arco eléctrico se denomina Tensión de Ruptura.

Con esta prueba se comprueba la capacidad del aceite para soportar esfuerzos eléctricos y se puede determinar la existencia de contaminantes como fibras de celulosa, humedad o partículas metálicas que aumentan la conductividad.

Figura 48. Equipo de laboratorio para prueba de Rigidez Dieléctrica

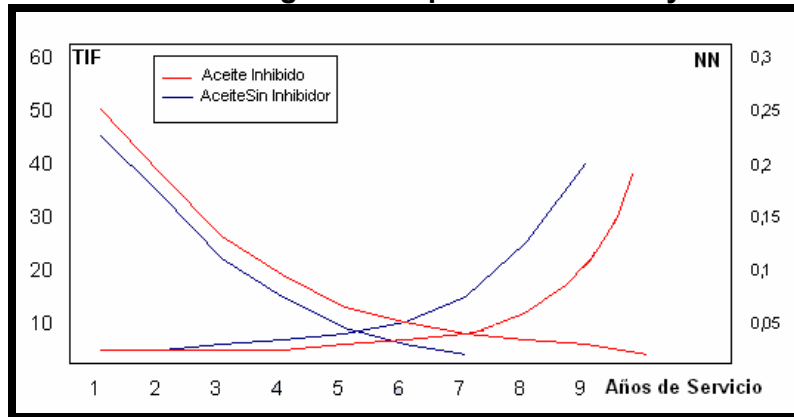


Fuente: Fuente: Autor del Proyecto. Laboratorio de análisis fisicoquímico ESSA.

6.1.7 Contenido de Inhibidor de Oxidación.

Se realiza con pruebas basadas en Espectrofotometría Infrarroja o en Cromatografía de Gases. La disminución considerable de inhibidores en el aceite se considera como un indicador de procesos de oxidación avanzado, sin embargo un alto contenido de inhibidor ocasiona disminución en el factor de potencia y en la rigidez dieléctrica del aceite. La figura 49 muestra las curvas típicas de oxidación de los aceites con y sin Inhibidor.

Figura 49. Curvas de degradación para aceites con y sin inhibidor



Fuente: sdmyers.com.

6.1.8 Color.

Para la realización de esta prueba se utiliza un colorímetro, consiste en la comparación del color del aceite con unos colores normalizados e identificados con números, con esto se puede conocer el estado de degradación del aceite, un color oscuro muy probablemente significa un aceite deteriorado, sin embargo un aceite claro no significa que no exista degradación, por tal motivo no se considera una prueba confiable aunque si una prueba de campo indicativa.

Figura 50. Equipo de laboratorio para prueba de color y gravedad específica.



Fuente: Autor del Proyecto. Laboratorio de análisis fisicoquímico ESSA.

6.1.9 Factor de Potencia.

Esta prueba se realiza con una fuente de tensión alterna con la que se aplica tensión a unos electrodos sumergidos en el aceite que actúa en forma análoga al dieléctrico de un condensador. El factor de potencia es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente aplicada.

Un alto factor de potencia es un indicativo de presencia de humedad o contaminación en el aceite. Con el fin de discriminar humedad de contaminación esta prueba se realiza a dos temperaturas normalizadas: 25°C y 100°C; aceites contaminados con celulosa o partículas metálicas presentan factores de potencia a 100°C entre 7 y 10 veces mayores al valor a 25°C.

6.1.10 Otras Pruebas.

A continuación citaremos algunas pruebas orientadas a calificar las propiedades del aceite dieléctrico.

- **Azufre Corrosivo.**

ASTM D-1275. Tiene como objetivo encontrar en el aceite compuestos activos de azufre que puedan reaccionar con el cobre a altas temperaturas de operación.

- **Punto de Inflamación.**

ASTM D-92. Es la temperatura mínima en la cual el aceite emite vapores combustibles con el aire, este límite es de aproximadamente 146°C.

- **Punto de Anilina.**

ASTM D-611. El objetivo de esta prueba es la identificación de los componentes del aceite. Prácticamente se utiliza para conocer el contenido de hidrocarburos aromáticos.

- **Prueba de la Bomba Rotativa.**

ASTM D-2112. En esta prueba se somete el aceite nuevo a condiciones extremas de humedad, presión y temperatura, y se observa el tiempo que el aceite permanece relativamente libre de procesos de degradación.

- **Prueba para determinar residuos ácidos o barros ácidos.**

ASTM-2440. Prueba análoga a la de la bomba rotativa, pero menos utilizada.

- **Gravedad Específica.**

ASTM D-1298. Se realiza con un hidrómetro, con esta prueba se puede conocer la composición del aceite, valores mayores de 1 se deben considerar como indicios de presencia de PCB's por lo que hay que tomar las medidas pertinentes.

- **Viscosidad.**

ASTM D-445. Esta prueba se realiza con un viscosímetro y es un indicador de la capacidad refrigerante del aceite.

6.2 Cromatografía De Gases

Fallas asociadas a altas temperaturas en el sistema de aislamiento del transformador dejan su registro en forma de gases disueltos en el aceite; la cromatografía de gases se basa en la correlación existente entre las fallas y los gases generados por estas. El principal objetivo de la cromatografía de gases es la identificación anticipada de fallas con el fin de realizar las acciones proactivas necesarias para evitar su aparición. Esta técnica de diagnóstico se fundamenta en estudios estadísticos realizados a transformadores fallados, transformadores en condiciones de falla incipiente y simulaciones de laboratorio. La desventaja de esta técnica es la necesidad de que la falla esté activa por algún tiempo para permitir que los gases generados sean detectados, debido al volumen de aceite.

En transformadores de potencia se pueden realizar dos tipos de cromatografía, la Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite y la Cromatografía de Gases Libres que estudia los gases acumulados en el Relé Buchholz, sin embargo en mantenimiento predictivo se consideran más significativos los resultados obtenidos en la Cromatografía de Gases Disueltos.

Figura 51. Equipo de laboratorio para Cromatografía de gases.



Fuente: Autor del Proyecto. Laboratorio de análisis fisicoquímico ESSA.

6.2.1 Gases a Analizar.

La aparición de elevadas temperaturas o descargas eléctricas en el sistema de aislamiento del transformador tienen como consecuencia la descomposición de la celulosa y el aceite. La celulosa y el aceite tienen en común su composición a base de hidrocarburos y sus productos de descomposición tienden a ser gases de bajo peso molecular. La descomposición del aceite dieléctrico tiene como subproductos principales hidrógeno, metano, etano, etileno y acetileno; por otro lado el dióxido y monóxido de carbono son los principales subproductos de la descomposición de la celulosa, por lo tanto estos gases son los considerados en un análisis cromatográfico de gases.

Los límites tolerables de gases disueltos en el aceite han sido determinados separadamente por diferentes compañías, uno de los criterios más utilizados para encontrar estos límites es el de la compañía Canadiense MORGAN SACHAFFER el cual se ilustra en la tabla 16. La velocidad de generación de gases es un indicador de la seriedad de las fallas presentes en el transformador, en la tabla 17 se indican estos criterios.

Tabla 16. Niveles de seguridad de gases en 10000 galones de Aceite.

GAS	Concentración Máxima ppm. n = años de servicio
Hidrógeno (H ₂)	Menos de 20n + 50
Metano (CH ₄)	Menos de 20n + 50
Etano (C ₂ H ₆)	Menos de 20n + 50
Etileno (C ₂ H ₄)	Menos de 20n + 50
Acetileno (C ₂ H ₂)	Menos de 5n + 10
Monóxido de Carbono (CO)	Menos de 25n + 500
Dióxido de Carbono (CO ₂)	Menos de 100n + 1500

Fuente: Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite. ENERPOT

Tabla 17. Velocidad de generación de gases

Gas	Condición Normal [cc/día]	Condición Seria [cc/día]
H ₂	< 5	> 100
CH ₄	< 2	> 300
C ₂ H ₆	< 2	> 300
C ₂ H ₄	< 2	> 300
C ₂ H ₂	< 2	> 50
CO	< 100	> 500
CO ₂	< 300	> 1000

Fuente: Guía de mantenimiento de transformadores de potencia. María Victoria Díaz

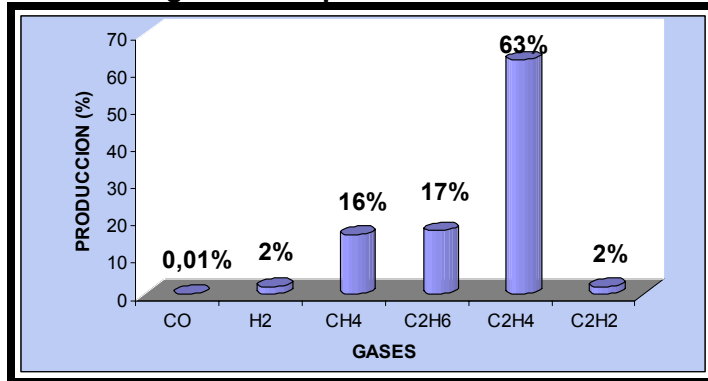
6.2.2 Métodos de Diagnóstico de Fallas en los Transformadores.

Empíricamente se han desarrollado varios modelos para diagnosticar el estado de los transformadores en función de los gases encontrados en su interior. A continuación se explican algunos de los métodos más utilizados:

- **Método del gas característico.**

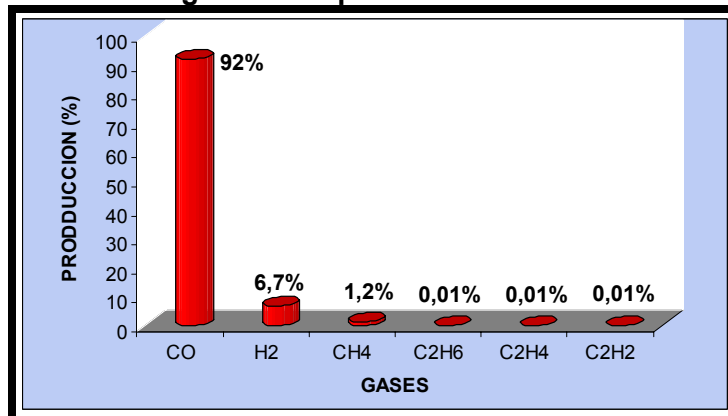
Basado en la proporción de gases producidos en cada falla particular. Con este análisis se identifican fallas causadas por efectos eléctricos: arco o efecto corona y térmicos: sobrecalentamiento del papel o del aceite. Las figuras 52 a 55 ilustran la proporción de gases producidos típicamente en cada una de estas fallas.

Figura 52. Gases generados por sobrecalentamiento del aceite.



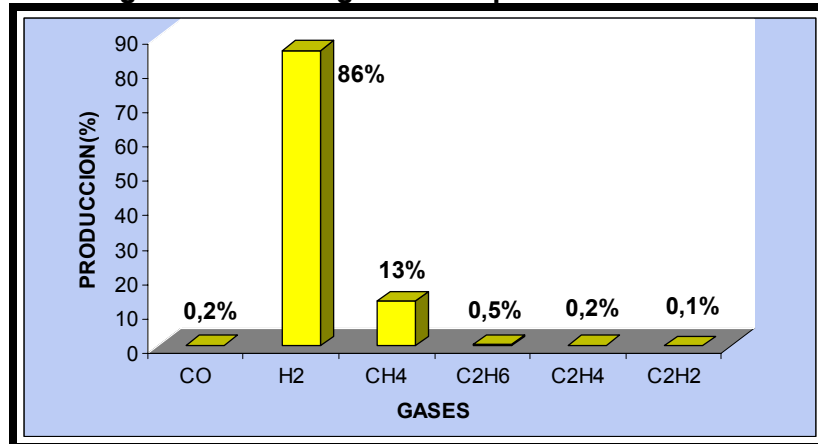
Fuente: Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite. ENERPOT.

Figura 53. Gases generados por sobrecalentamiento del papel.



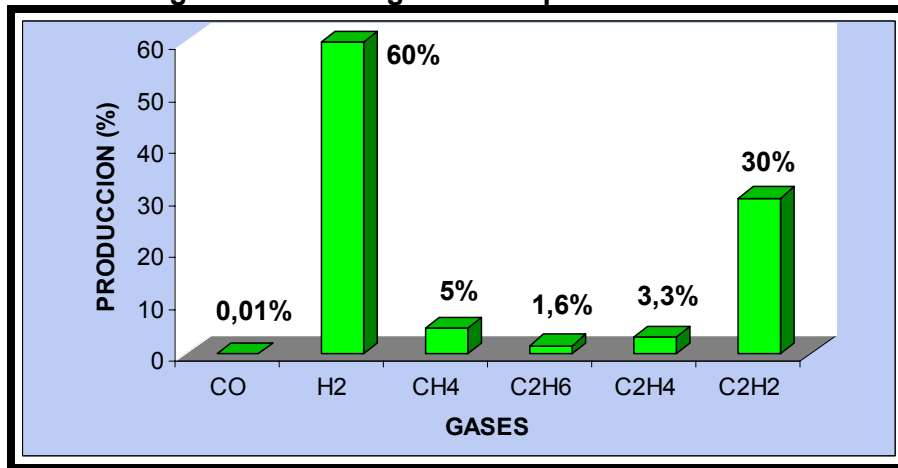
Fuente: Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite. ENERPOT.

Figura 54. Gases generados por efecto corona.



Fuente: Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite. ENERPOT.

Figura 55. Gases generados por arco interno.



Fuente: Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite. ENERPOT.

• **Método de las relaciones de Dornenburg.**

Cuando existen niveles significativos de gases es aplicable utilizar los métodos diagnósticos por relaciones. Uno de estos es el de las relaciones de Dornenburg que tiene como objetivo distinguir entre sobrecalentamiento, corona y arco interno. Este método tabulado en la tabla 18 se basa en las relaciones existentes entre los diferentes gases generados por fallas térmicas o eléctricas.

Tabla 18. Método de las relaciones de Dornenburg para diagnóstico.

Tipo de Falla	CH4/H2	C2H2/C2H4	C2H6/C2H2	C2H2/CH4
Descomposición Térmica	<1,0	<0,75	>0,4	<0,3
Descargas Eléctricas	0,1-1	>0,75	<0,4	<0,3
Efecto Corona	<0,1	No significa	>0,4	<0,3

Fuente: Guía de mantenimiento de transformadores de potencia. María Victoria Díaz.

• **Método de la CEGB.**

Otro método de relaciones que discrimina la temperatura del sobrecalentamiento. En la tabla 19 se ilustra este método teniendo en cuenta que valores menores que la unidad se consideran 0; valores iguales o mayores se consideran 1.

Tabla 19. Método de la CEGB para diagnóstico.

CH4/H2	C2H6/CH4	C2H4/C2H6	C2H2/C2H4	Diagnóstico
0	0	0	0	Si CH4/H2 < 0,1: Descarga Parcial, si no: deterioro normal.
1	0	0	0	Sobrecalentamiento bajo 150 °C.
1	1	0	0	Sobrecalentamiento 150 a 200 °C.
0	1	0	0	Sobrecalentamiento 200 a 300 °C.
0	0	1	0	Sobrecalentamiento del conductor.
1	0	1	0	Corrientes circulantes y/o sobrecalentamiento de contactos
0	0	0	1	Corrientes de falla entre contactos del conmutador
0	0	1	1	Arco o chisporroteo continuo

Fuente: Guía de mantenimiento de transformadores de potencia. María Victoria Díaz.

• **Método de las relaciones de Rogers.**

Se considera el método de relaciones con un esquema más preciso ya que establece la severidad de la falla.

Tabla 20. Método de las relaciones de Rogers para diagnóstico

CH4/H2	C2H6/CH4	C2H4/C2H6	C2H2/C2H4	Diagnóstico
0.1-1	<1	<1	<0,5	Normal
<=0.1	<1	<1	<0,5	Descarga parcial – Corona
<=0,1	<1	<1	<0,5	Descarga parcial - Corona y Arco
0.1-1	<1	>=3	>=3,0	Descarga continua
0.1-1	<1	>=1	>=0,5	Arco con descarga a continuación
0.1-1	<1	<1	0.5-3	Arco sin descarga a continuación
>=1	<1	<1	<0,5	Sobrecalentamiento leve a 150°C.
>=1	>=1	<1	<0,5	Sobrecalentamiento entre 150 y 200°C.
0.1-1	>=1	1-3	<0,5	Sobrecalentamiento del conductor.
1-3	<1	1-3	<0,5	Corrientes circulantes en los devanados.
1-3	<1	>=3,0	<0,5	Corrientes circulantes en núcleo y tanque

Fuente: Guía de mantenimiento de transformadores de potencia. María Victoria Díaz

6.3 Otras Técnicas

Las técnicas anteriores son las más utilizadas en la actualidad, sin embargo no son las únicas, existen otras técnicas que debido a su alto costo o a su uso específico no han alcanzado el auge de las anteriores. A continuación se incluye una corta explicación de dos de estas técnicas.

6.3.1 Análisis de Furanos.

Los furanos son compuestos tóxicos que se generan por descomposición del papel a altas temperaturas. La prueba se realiza según lo establecido en la norma ASTM D5837. Esta técnica que utiliza cromatografía líquida de gases de alta precisión tiene como objetivo encontrar los componentes furánicos presentes en el aceite. La tabla 21 muestra los niveles máximos de furanos en el aceite.

Tabla 21. Niveles de Aceptación para análisis de furanos.

Numero de Furanos	Diagnóstico
Menos de 100 ppb	Aceptable
Entre 100 y 250 ppb	Cuestionable
Más de 250 ppb	Inaceptable

Fuente: Cromatografía de Gases. ENERPOT

Con este análisis es posible determinar el grado de polimerización del papel. Este análisis se podría realizar directamente mediante el método ASTM 4243, pero este tiene la desventaja de requerir una muestra del papel por lo que es poco práctico. La celulosa del papel nuevo tiene un grado de polimerización entre 1100 y 1500, cuando la celulosa se ha degradado y tiene un grado de polimerización menor de 250 se considera que este ya ha perdido su resistencia mecánica y por lo tanto su vida útil ha llegado a su fin. La tabla 22 muestra el grado esperado de depolimerización según el contenido del furano denominado 2-Furaldehído.

Tabla 22. Grado de depolimerización según análisis de furanos.

Contenido de 2-Furaldehído	Grado de Polimerización Esperado	Diagnóstico
0-0.1 ppb	1200 a 700	Normal
0.1-1 ppb	450 a 700	Deterioro Moderado
1-10 ppb	250 a 450	Deterioro Excesivo
> 10 ppb	< 250	Fin de la Vida útil.

Fuente: Cromatografía de Gases. ENERPOT.

6.3.2 Detección de Fallas Mediante Ultrasonido.

Esta técnica se basa en el hecho de que los eventos ocurren en el interior del transformador producen sonidos, cuya frecuencia se encuentra por encima de los 25kHz, que se propagan a las paredes del tanque y pueden ser detectado por sensores de ultrasonido. Esta técnica se utiliza principalmente para detectar descargas parciales, sin embargo con esta es posible detectar otros problemas como fugas de aceite, problemas en la hermeticidad del tanque, desajustes mecánicos y estado de las conexiones.

6.4 Mantenimiento Proactivo

Las técnicas de análisis de aceite, cromatografía de gases, análisis de furanos y demás pruebas de mantenimiento predictivo, son métodos diagnósticos que no implican realizar una acción correctiva sobre el transformador. Se considera como mantenimiento proactivo, a las acciones realizadas sobre el transformador como consecuencia de un diagnóstico de mantenimiento preventivo o predictivo. Entre los procedimientos preactivos más realizados como consecuencia del diagnóstico predictivo se encuentran los siguientes:

6.4.1 Cambio de Aceite Dieléctrico.

Es muy común la práctica de cambiar el aceite dieléctrico del transformador como mantenimiento preventivo o como consecuencia de resultados inaceptables de los análisis de aceite. Sin embargo esta tarea no implica una mejoría en las condiciones del transformador y se puede afirmar que un cambio de aceite ocasionaría la contaminación del aceite nuevo, resultando esta una alternativa no válida para el mantenimiento, fundamentándose en las siguientes razones:

- El agua presente en el transformador, se encuentra en una relación 9 a 1 entre el papel y el aceite; cambiando la totalidad del aceite no se lograría disminuir el contenido de humedad en una proporción mayor al 10%.
- Aunque se lograría una notable reducción de los productos de la oxidación del aceite, los residuos depositados en el núcleo, devanados y papel permanecerían allí que es donde son perjudiciales.

6.4.2 Tratamiento del Aceite por Termovació.

Se realiza en aceites con procesos de oxidación poco avanzados, con índices de calidad cercanos a 600, su objetivo es mantener el aceite libre de lodos y el papel de acumulación de contaminantes en sus intersticios. Se puede realizar con equipos móviles, como el de la figura 56, por tal motivo *In Situ*. 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. La realización periódica de este tratamiento tiene como ventaja el evitar la necesidad de realizar procedimientos más complejos y costosos. En caso de requerirse también se añade inhibidor de oxidación al aceite.

Figura 56. Equipo móvil de termovacío y filtrado de aceite



Fuente: Mantenimiento Predictivo. ENERPOT.

6.4.3 Tratamiento del Aceite por Termovacío y Filtrado.

Este proceso conocido como regeneración de los aislamientos se realiza en procesos de liofilización ya iniciados, su objetivo es por consiguiente disminuir al máximo el contenido de humedad y de lodos, este proceso utiliza además del termovacío, la función de filtrado y adsorción realizado con arcillas como la atapulgita, componente principal de la Tierra Fuller, adsorbente de partículas ácidas y compuestos polares que además tiene la capacidad de decolorar el aceite contaminado. En la tabla 23 se ilustran los procesos utilizados en la regeneración de aceites dieléctricos.

Tabla 23. Procesos de Regeneración de los aceites dieléctricos.

Proceso	Equipo o Agente Utilizado	Comentarios
Deshidratación al Vacío	Filtroprensa	Eficiente para reducir humedad y gases
Filtración	Filtro a Presión o Gravedad	Se remueve carbón, agua y lodos utilizando celulosa o materiales porosos
Sedimentación	Sedimentador	Remueve agua y lodos a un bajo costo
Adsorción y Eliminación de Contaminantes Solubles	Tierras Fuller	Arcillas naturales o procesadas con alta afinidad por compuestos polares
	Alumina o Bauxita	
	Tamices Moleculares	
Neutralización y Adsorción	Fosfato Trisódico y Arcillas Silicato de Sodio y Carbón activado	El aceite se mezcla con el agente de neutralización donde es secado y filtrado

Fuente: Investigación de una nueva ruta para la regeneración de aceites dieléctricos usados en transformadores. Jenny Liliana Delgado, Diego Fernando Viveros.

7. NORMAS AMBIENTALES Y DE SEGURIDAD

Antes de realizar cualquier tarea que implique el mínimo riesgo con la salud o con el medio ambiente es necesario tomar las medidas de seguridad necesarias para minimizar los factores de riesgo de accidente. Para esto es necesario 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 relacionadas, como procedimientos a seguir en la prestación de primeros auxilios y tratamiento de incendios y otras contingencias.

7.1 Transformadores y Equipos Eléctricos

Los transformadores trabajan con altos voltajes y por tal motivo deben tenerse en cuenta especiales precauciones para evitar cualquier accidente. Las labores de mantenimiento de transformadores deben ser realizadas teniendo en cuenta todas las normas existentes para trabajos con equipos eléctricos. A excepción de las pruebas termográficas y de mantenimiento predictivo, las labores de mantenimiento se deben realizar con el transformador desenergizado.

Figura 57. Señalización reglamentaria en Subestaciones.



Fuente: Autor del Proyecto.

Cualquier labor que implique el contacto o cercanía con equipos energizados debe ser realizada únicamente por personal debidamente capacitado. Los altos voltajes pueden inducir corrientes en el cuerpo humano que pueden causar graves quemaduras e incluso la muerte.

7.1.1 Mantenimiento.

Hay que seguir un protocolo de mantenimiento para prevenir los riesgos eléctricos existentes:

- **Preparación de actividades.**

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.

- **Desenergizar el transformador.**

Se realiza el procedimiento administrativo necesario para realizar la desconexión, después de aprobada la maniobra se desconecta el transformador y se realizan los procedimientos de seguridad necesarios, como ejemplo para trabajos de limpieza y pintura en transformadores de subestación el proceso es el siguiente:

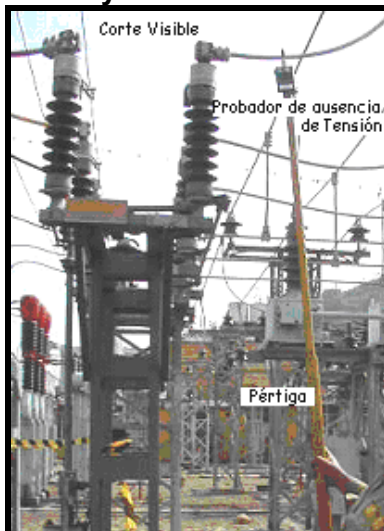
Figura 58. Señalización de puntos remotos de conexión.



Fuente: Autor del Proyecto (Extracol).

- Realizar Desconexión y Señalizar puntos remotos de conexión (“NO OPERAR”).
- Hacer Corte Visible. La figura 59 ilustra este procedimiento.
- Condenar el Aparato de Corte. (Asegurar contra Reconexión).
- Verificar Ausencia de Tensión mediante Probadores de Ausencia de Tensión.
- Conectar a Tierra y Cortocircuitar las Fases
- Delimitar Área de Trabajo

Figura 59. Corte visible y verificación de ausencia de tensión.



Fuente Autor del Proyecto. (Subestación Palenque ESSA).

- **Vestimenta.**

El mantenimiento de transformadores deben realizarse con una vestimenta apropiada que proteja el cuerpo de esfuerzos eléctricos y climáticos, esta vestimenta debe incluir: casco protector de golpes, guantes y botas dieléctricas de calidad comprobada, ropa ajustada y cabello recogido para evitar enredos y gafas de protección contra radiación solar en exteriores. La figura 60 ilustra la correcta vestimenta de un trabajador cortocircuitando las fases del transformador.

Figura 60. Vestimenta apropiada para labores de mantenimiento.



Fuente. Autor del Proyecto.

7.2 Aceite Mineral

El aceite dieléctrico es considerado un residuo peligroso por tal motivo su manejo debe ser regido por la normativa especial existente entre la que se encuentra:

- Ley 430 del 16 de enero de 1998 del Ministerio del Medio Ambiente “Residuos Peligrosos”.
- Resolución 2309 del 24 de febrero de 1986 del Ministerio de Salud “Residuos Especiales”.

Esta normatividad rige a nivel nacional, sin embargo cada departamento puede tener su propia normatividad, siempre y cuando sea más exigente, regida por la corporación autónoma regional competente. Como ejemplo se tiene la normatividad que rige para Bogotá:

- Resolución 318 del 14 de febrero de 2000 del DAMA “Condiciones Técnicas para el manejo de aceites usados”

7.2.1 Riesgos Personales.

El aceite dieléctrico para transformador presenta riesgos leves contra la salud, por lo tanto es necesario tener medidas de protección y seguir las siguientes recomendaciones:

- La inhalación de vapor puede llegar a irritar el tracto respiratorio, además de causar mareo y sofocación. Si esto ocurre, es necesario la exponerse al aire fresco, o suministrar oxígeno si existe dificultad en la respiración. Si los síntomas persisten, es recomendable consultar al médico. No se exige protección respiratoria.
- El contacto prolongado con la piel causará resecamiento y posible irritación. Para su manipulación usar guantes de protección resistentes al aceite (guantes de neopreno, de nitrilo o caucho de acrilonitrilobutadieno, o PVC). En caso de contacto remover inmediatamente la sustancia adherida y lavar con jabón y abundante agua. Quitarse la ropa y los zapatos contaminados. No se requiere procedimientos de primeros auxilios.
- El contacto con los ojos puede causar irritación. Enjuagar con abundante agua. Para su manipulación usar gafas de seguridad.

7.2.2 Riesgos Ambientales.

El aceite dieléctrico para transformador es considerado contaminante para el medio ambiente ya que tiene una biodegradación lenta, por lo que es necesario prevenir que los derrames entren y se esparzan por el agua o el suelo, en caso de derrame se pueden limpiar con papel absorbente (pequeños derrames), con arena, tierra u otro material inerte, absorbente e incombustible. Los grandes transformadores tienen fosos para recoger posibles derrames de aceite.

7.2.3 Medidas en Caso de Incendio.

El aceite dieléctrico, como cualquier otro derivado del petróleo, es de naturaleza combustible, sin embargo debido a su alto punto de llama es poco factible que el producto llegue a encenderse cuando se le maneja en condiciones adecuadas, no obstante, existe la posibilidad de que se produzcan incendios de aceite dieléctrico, luego de las explosiones de los transformadores. En esos casos, se debe combatir el incendio con extintores a base de CO₂, polvo químico, espuma y vapor. Se puede usar pulverizador de agua. Es necesario también seguir las medidas de seguridad para incendios básicas como mantener a la gente innecesaria alejada, aislar el área de riesgo y no permitir el ingreso a la zona.

7.2.4 Disposición Final.

El aceite puede recuperar sus condiciones originales cuando se somete a un proceso adecuado de filtración con arcilla activada, seguido de otro de secado al vacío. Mediante procesos periódicos de tratamiento, similares al mencionado, un aceite dieléctrico de buena calidad, puede utilizarse por un período aproximado de 10 a 15 años. Cuando ya el aceite dieléctrico no puede ser restituido a sus condiciones de operabilidad se debe eliminar de acuerdo con las normas vigentes.

7.3 Aceites Contaminados con PCB's

Es muy importante identificar los transformadores con PCB's para tomar las medidas preventivas necesarias, y comunicarse con las autoridades ambientales en caso de encontrarlos. Para identificar estos transformadores existen unos indicadores entre los que se tienen: transformadores fabricados antes de 1979 en Estados Unidos, o de 1984 en Europa tienen la posibilidad de estar contaminados con estos peligrosos compuestos, otra forma de identificar transformadores contaminados es realizando una inspección a la placa de características, si en ella aparece cualquiera de los componentes de la tabla 24 se ha identificado un transformador contaminado. Si no se puede comprobar de la anterior manera, pero existe duda sobre la presencia de estos contaminantes, lo mejor es realizar una sencilla prueba mediante el método estipulado en la norma ASTM 4059, este procedimiento consiste en hacer reaccionar el aceite con un químico especial y en función del color resultante en la reacción se determina el contenido de PCB's en el aceite.

Figura 61. Transformador contaminado con PCB's



Fuente. Autor del Proyecto. Subcentral El Charquito, Río Bogotá. EMGESA.

Es muy importante identificar los transformadores contaminados, para tomar las medidas correctivas con el fin de evitar posibles problemas como contaminación de los ríos o tierras cercanas, que ocasionan la toxicidad de los cultivos, animales y peces que se puedan obtener de esa zona, además es importante que las personas que su trabajo involucre el contacto con equipos probablemente contaminados tengan todas las medidas de prevención para evitar cualquier tipo de inhalación consumo o contacto. Una vez identificado un equipo con PCB's hay que contactar al ministerio de medio ambiente o al organismo encargado de asuntos medioambientales de la región (corporaciones autónomas o DAMAS, con el fin de solicitar la asesoría correspondiente y evitar el escape de estos al medio ambiente e impedir el contacto de seres humanos con estos residuos.

Tabla 24. PCB's comerciales más comunes

Aceclor	Clophen	Hydol	Phenoclor
Arubren	Chlorinol	Hyvol	Pydraul
ALC	Clorphen	Inclor	Pyralene
Apiolio	Chlorofen	Inerteen	Pyranol
Aroclor	Disconon	Kanechlor	Pyroclor
Asbestol	Diaclor	Kennechlor	Polychlorinated Biphenyl
ASK	DK	Magvar	Santotherm
Askarel	Dykanol	MCS 1489	Saf-T-Kuhl
Adkarel	EEC-18	Montar	Santovac 1 y 2
Capacitor 21	Dialor	Monter	Sovtol
Bakola	Delor	Nepolin	Solvot
Biclor	Eucarel	Nitrosovol	S-42
Chlorinated Biphenyl	Elemex	No-Flamol	Sovol
Chlorobiphenyl	Fenchlor	Liquido Inflamable	Siclonyl
chlorextol	Gavolacs	P-53	Therminol FR
Chlorinted Diphenyl	Geksol	PCB	Trichlorodiphenyl
Duconol	Hivar	P-296	Turbinol

Fuente. Manual de Manejo de PCB's Para Colombia

7.4 Ubicación de la Subestación

Es necesario seguir una serie de recomendaciones para garantizar la seguridad de las personas, del medio ambiente y del transformador:

- Debe existir una señalización de peligro en letras grandes negras y en fondo amarillo como en la figura 57.
- Es necesario ubicar los transformadores en lugares protegidos de la gente impidiendo su entrada.
- Las condiciones de la instalación deben ser tales que permitan fácil accesibilidad al personal operativo con el fin de permitir una evacuación sin obstáculos, las puertas deben tener una altura de por lo menos 2 metros y abrir hacia el exterior

- Los transformadores deben estar imprescindiblemente aislados de suelos naturales a fin de evitar potenciales derrames de aceite directamente en este y en casos especiales debe proveerse de un foso de contención de posibles derrames garantizando que el desagüe de este foso no debe conectar al sistema de alcantarillado.
- La zona de ubicación del transformador debe además de tener una excelente ventilación contar elementos de seguridad como extintores y materiales para contención de derrames de aceite.
- La circulación natural del aire en interiores debe ser facilitada con extractores que evacuarán el aire a espacios abiertos evitando el uso de chimeneas.
- No deben colocarse objetos extraños cerca del transformador.

7.5 Ruido en Subestaciones

Los transformadores producen, en condiciones de funcionamiento normal, un nivel de ruido el cual no debe sobrepasar determinados límites, que puedan llegar a afectar la salud, seguridad o el disfrute en los seres humanos. Para tal fin se ha desarrollado una normatividad que asegura niveles de ruido adecuados. Entre estas se puede nombrar las normas NEMA o IEC que indican un límite máximo de 55dB, medidos a un metro de distancia, para transformadores de menos de 300 kVA y de 56dB en transformadores de mayor potencia (un ventilador encendido a 1mt de distancia emite un ruido de aproximadamente 60dB considerado incomodo para conversar, el ruido promedio en una oficina es de 50dB considerado agradable para la vida social).

La legislación Colombiana se ha manifestado al respecto por medio de las siguientes resoluciones:

- Resolución No. 8321 del 4 de agosto de 1983 del Ministerio de Salud “Protección y Conservación de la Audición de la Salud y el bienestar de las personas, por causa de la producción y emisión de ruidos”
- Decreto 948, 5 de junio de 1995, del Ministerio del Medio Ambiente “Prevención y control de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire”.

La medición de ruido de fuentes ruidosas se efectúan con medidores de nivel sonoro en forma continua durante un periodo no menor de 15 minutos y se registraran desde la habitación más cercana a la fuente de ruido, a 1.2 m del nivel del suelo y a 1.5 m de las paredes, se efectuarán 3 mediciones en lugares separados por distancias de 50 cm y se tendrá en cuenta el promedio de estas mediciones

El ministerio de Medio Ambiente tiene la facultad de realizar los procedimientos legales que garanticen el cumplimiento de esta normativa siempre y cuando se vea afectado el medio ambiente y el espacio publico.

Tabla 25. Niveles sonoros máximos permisibles.

Sector - Denominación	Definición	Máximo Nivel dB (Nocturno)
A Tranquilidad Y Silencio	Áreas Urbanas: Hospitales, Guarderías, Bibliotecas, Sanatorios y Hogares Geriátricos.	45
B Tranquilidad Y Ruido Moderado	Zonas Residenciales, Parques en Zonas Urbanas, Escuelas, Universidades y Colegios.	45
C Ruido Intermedio Restringido	Zonas con Usos Permitidos Industriales y Comerciales, Oficinas, Uso Institucional y Otros Usos Relacionados.	60
D Zona Suburbana O Rural De Tranquilidad Y Ruido Moderado	Áreas Rurales Habitadas Destinadas a La Explotación Agropecuaria, o Zonas Residenciales Suburbanas y Zonas De Recreación Y Descanso.	75

Fuente: Resolución 8321, Ministerio de Salud 1983, Decreto 948, Ministerio de Medio Ambiente 1995.

7.6 Disposición Final de Transformadores

Al final de la vida útil de un transformador es posible recuperar algunas de sus partes con el fin de minimizar la problemática ambiental que generarían estos desechos. El aceite mineral con un manejo adecuado puede ser reutilizado o utilizado como combustible de calderas. Los demás elementos constitutivos del transformador, se consideran en general 100% reciclables y pueden utilizarse de la siguiente forma:

- Hierro, Cobre y Acero: Chatarra – Fundición
- Papel: Relleno - Incineración
- Porcelana: Reutilización - Relleno en Construcción
- Empaques: Reciclaje – Vulcanización

8. ESTADO DEL MANTENIMIENTO EN LA EMPRESA LOCAL

Uno de los objetivos de este trabajo es la identificación de las principales técnicas de mantenimiento de transformadores utilizadas en la industria local. Para tal fin se contó con el constante apoyo de empresas conscientes de la necesidad de desarrollar trabajos de este tipo, estas empresas pertenecientes a distintos sectores de la economía nacional abrieron sus puertas y permitieron indagar acerca de los procedimientos utilizados en el mantenimiento. En este capítulo se presentan los resultados de esta serie de investigaciones.

El mantenimiento de transformadores ha tomado poco a poco con el tiempo una mayor importancia, sin embargo existen grandes inconvenientes que han impedido su expansión, entre estos los más evidentes son:

- La realización de programas de mantenimiento esta ligada al presupuesto existente en cada empresa y aunque no es frecuente, es posible encontrar empresas con inexistentes modelos de gestión de mantenimiento y peor aun, que no están dispuestas a invertir en estos.
- La industria nacional no es inmune a los problemas económicos y sociales existentes en el país; estos problemas ocasionan, entre otros adicionales, un bajo nivel de transferencia y utilización de tecnología.
- El mantenimiento en muchas empresas se limita al mantenimiento de motores y equipos dinámicos por dos razones fundamentales: el carácter estático de los transformadores hace suponer frecuentemente que estos son libres de mantenimiento y el desconocimiento de los equipos eléctricos, ha limitado en muchas empresas el mantenimiento a actividades de mantenimiento mecánico.

La conciencia de mantenimiento ha crecido considerablemente y un claro ejemplo de este cambio se puede ilustrar comparando la situación actual del mantenimiento con la situación presente dos décadas atrás. Para esto se puede citar el estudio de mantenimiento de transformadores realizado por CORELCA¹ hace veinte años, del que se puede concluir que en esa época ni siquiera las empresas electrificadoras tenían modelos de gestión adecuada para el mantenimiento de transformadores, por otro lado, afortunadamente en la actualidad es poco frecuente encontrar pequeñas empresas sin modelos de mantenimiento

¹ Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica.

Tabla 26. Información técnica de mantenimiento y reparación de transformadores en las electrificadoras de la Costa Atlántica Colombiana (1985).

ITEM / Electrificadora	Córdoba	Bolívar	Atlántico	Sucre	Magdalena	Cesar	Guajira
¿Cuenta con Taller y Personal Asignado para Mantenimiento?	Si	Si	Si	Si	No	No	No
¿Realiza Diagnóstico a Transformadores Dañados?	Si	Si	Si	Si	No	No	No
¿Tiene Programas de Mantenimiento Preventivo de Transformadores?	Si	No	Si	No	No	No	No
¿Existen Proyectos a Futuro de Mantenimiento de Transformadores?	No	Si	No	No	Si	No	Si
¿Existen Hojas de Vida para los Transformadores?	No	No	No	No	Si	No	No
¿Posee la Electrificadora un Taller de Reparación de Transformadores?	No	Si	No	No	No	No	No

Fuente: Estudio taller de transformadores, CORELCA 1985.

Los costos de adquisición de equipos asociados con la realización de mantenimiento preventivo y predictivo son relativamente altos y pocas empresas pueden tener acceso a su propiedad, sin embargo existen empresas prestadoras de servicios de mantenimiento entre los que se encuentran desde mediciones de tierras hasta paquetes completos de cromatografía y análisis de aceites. Esta es la alternativa más viable para pequeñas y medianas empresas, principalmente para el mantenimiento predictivo el cual tiene un costo de equipos asociados más alto.

Por otro lado las empresas aseguradoras de los activos de las compañías, léase transformadores, exigen unos criterios mínimos de mantenimiento para asegurar estos equipos. La empresa tomadora del seguro debe seguir determinadas recomendaciones de mantenimiento presentadas por la empresa aseguradora, que cuida sus intereses realizando ocasionalmente por su cuenta valoraciones fundamentadas en revisiones preventivas como la termografía y está se convierte en la única actividad de mantenimiento desarrollada en los transformadores en la empresa.

Como se puede ver existen distintas posibilidades para la realización de las actividades de mantenimiento en una empresa: con recursos propios, servicios contratados o por prestación de terceros como es el caso de los contratos realizados por las aseguradoras.

8.1 Metodología de La Investigación

Se desarrolló una investigación que tuvo como objetivo principal la identificación de los procedimientos empleados en el mantenimiento de transformadores en la empresa local, se estudió también la frecuencia de actividades y el origen de los

recursos humanos utilizados (recursos propios o externos). Para tal fin, inicialmente se realizaron visitas técnicas a empresas representativas de la región, (Colombiana de Extrusión y Electrificadora de Santander), con el fin de adquirir la fundamentación teórica necesaria para realizar un correcto diseño del procedimiento a utilizar en la obtención de la información requerida.

Se desarrollaron modelos de encuestas a realizar en empresas pertenecientes a diversos sectores con el fin de lograr un alto grado de diversidad, estos formatos se diseñaron teniendo en cuenta que no todas las empresas cuentan con personal de mantenimiento y hacerla más compleja podría fácilmente distorsionar los resultados obtenidos, también hay que tener en cuenta que cada empresa tiene sus propias políticas de confidencialidad razón por la cual no se podía solicitar información muy detallada. El formato utilizado para la obtención de datos se ilustra en el Anexo A. Con respecto a la selección de las empresas, los criterios de selección utilizados fueron:

- Suma de la potencia total en los transformadores; $\sum S > 1\text{MVA}$ y
- Cantidad de transformadores propios > 1 .

Finalmente y para facilitar la labor logística de la realización de las encuestas, se contactaron las empresas por medio de otras empresas pertenecientes a su región de influencia. De esta manera se realizó la investigación en Bucaramanga y Girón por medio de la Universidad Industrial de Santander, en San Gil, Payoa y Barrancabermeja por medio de la Corporación UNISANGIL, y de Bogotá y Cundinamarca por medio de la gestión de CODENSA.

8.2 Empresas Participantes

La investigación contó con el apoyo directo de 21 empresas pertenecientes a diferentes sectores de la economía del país. Una breve descripción de cada una de estas se da a continuación. En el Anexo B se explican las actividades realizadas en cada una.

- **Beneficencia de Cundinamarca.:** Sector Público. Bogotá.
- **Carenza:** Sector Comercial. Bogotá.
- **Cementos Andino.** Cementera. San Gil.
- **CODENSA:** Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica. Bogotá
- **Colombiana de Extrusión S.A. (Extrucol):** Fabricación de Tubería de Polietileno. Girón.
- **Coohilados del Fonce Ltda.:** Hilandería de Fique. San Gil.
- **Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria CORPOICA.** Sector Comercial. Bogotá.
- **Electrificadora de Santander S.A. (ESSA):** Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica. Bucaramanga.

- **Fiscalía General de la Nación.:** Sector Público. Bogotá.
- **Fundación Cardiovascular del Oriente Colombiano.** Salud. Bucaramanga.
- **Fundación Universitaria de San Gil (Unisangil):** Educación. San Gil.
- **FyR Ingenieros:** Fabricación y Mantenimiento de Transformadores. Bogotá.
- **Inmobiliaria San Danilo.:** Construcción. Bogotá.
- **Ministerio de Hacienda.:** Sector Público. Bogotá.
- **PetroSantander:** Exploración y Extracción de Petróleo. Payoa.
- **Policía Nacional.:** Sector Público. Bogotá.
- **Protabaco S.A.:** Desvenado de Tabaco en Rama. San Gil.
- **Subcentral el Charquito EMGESA:** Hidroeléctrica, Río Bogotá. Mesitas.
- **Subestación Facatativa:** Empresa de Energía de Cundinamarca. Facatativa.
- **Termobarranca. ESSA:** Central Térmica. Barrancabermeja.
- **Universidad Industrial de Santander:** Sector Educación. Bucaramanga.

8.3 Resultados Obtenidos

A continuación se presentan los resultados obtenidos en la investigación de técnicas de mantenimiento de transformadores en la industria local; en primera instancia se da a conocer el análisis realizado con respecto a las frecuencias de realización de las actividades más utilizadas y el origen de los recursos humanos empleados en su realización.

Con respecto al tamaño de la muestra, se aplicó la encuesta de mantenimiento (Anexo B), en 15 empresas (Anexo A), sin embargo la información suministrada por parte de algunas empresas fue incompleta o considerada poco confiable, por tal motivo el tamaño de la muestra cambió en cada uno de los estudios realizados.

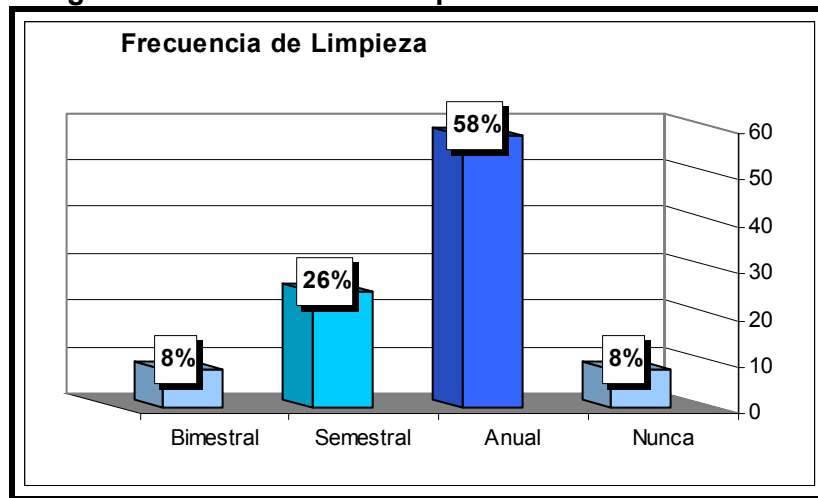
A continuación se enumeran las empresas tenidas en cuenta en cada uno de los estudios:

- **Limpieza y Medidas Eléctricas:** Policía Industrial, Termobarranca, Coohilados del Fonce, Subestación El Parnaso, PetroSantander, Protabaco, Corpoica, Fiscalía General de la Nación, Ministerio de Hacienda, Inmobiliaria San Danilo, Beneficencia de Cundinamarca y Cementos Andino.
- **Análisis de Aceite:** Policía Industrial, Termobarranca, Coohilados del Fonce, Subestación El Parnaso, PetroSantander, Protabaco, Corpoica, Fiscalía General de la Nación, Ministerio de Hacienda, Inmobiliaria San Danilo, Beneficencia de Cundinamarca y Cementos Andino, Fundación Cardiovascular y Carencia.
- **Termografía:** Policía Industrial, Termobarranca, Coohilados del Fonce, Subestación El Parnaso, PetroSantander, Protabaco, Corpoica, Fiscalía General de la Nación, Ministerio de Hacienda, Inmobiliaria San Danilo, Beneficencia de Cundinamarca y Cementos Andino, Fundación Cardiovascular y Extrucol.

8.3.1 Limpieza.

Esta labor es la más intuitiva, la que requiere un menor grado de capacitación de personal y de recursos técnicos, por tal motivo es de esperar que esta sea una labor de mantenimiento realizada en la mayoría de las empresas. En la figura 62 se ilustra la frecuencia de labores de mantenimiento en transformadores por medio de limpiezas, en 12 empresas.

Figura 62. Frecuencia de limpieza de transformadores.



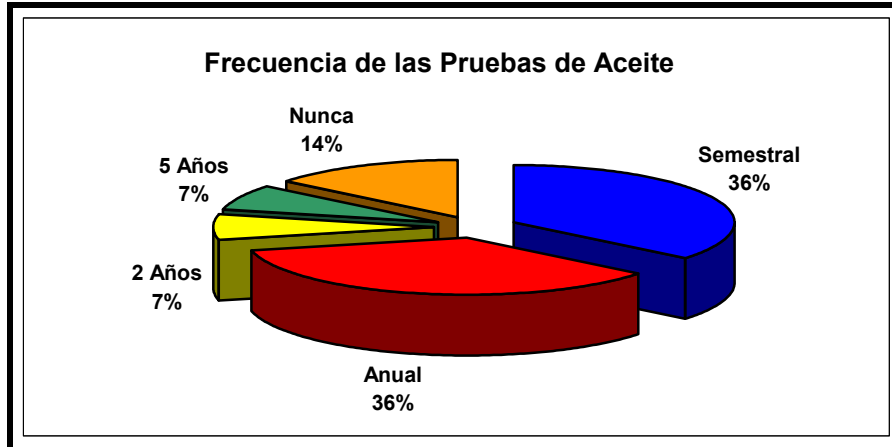
Fuente: Autor del Proyecto.

Por ser labores relativamente sencillas, están son realizadas en su mayoría por personal perteneciente a la empresa (67%); sin embargo el 25% de estas labores son realizadas por empresas externas, situación presente principalmente en empresas del sector comercial; finalmente el número de empresas que no realizan actividades de mantenimiento es muy bajo como era de esperarse (8%). Como se esperaba las empresas del sector industrial son las de más altas frecuencias de labores de mantenimiento (menor de 9 meses en promedio), realizadas en un 100% por personal propio, y cabe destacar el caso de Cementos Andino como la empresa de más alta frecuencia de realización de estas. El sector comercial tiene un promedio de 75% de realización de actividades por personal externo.

8.3.2 Análisis de Aceites

Esta actividad de mantenimiento predictivo requiere un equipo de gran valor financiero, por tal motivo es de esperar que sean labores realizadas por empresas de servicios externos. En la figura 63 se ilustra la frecuencia del análisis de aceite, realizado en 14 empresas.

Figura 63. Frecuencia de análisis de aceites en transformadores.



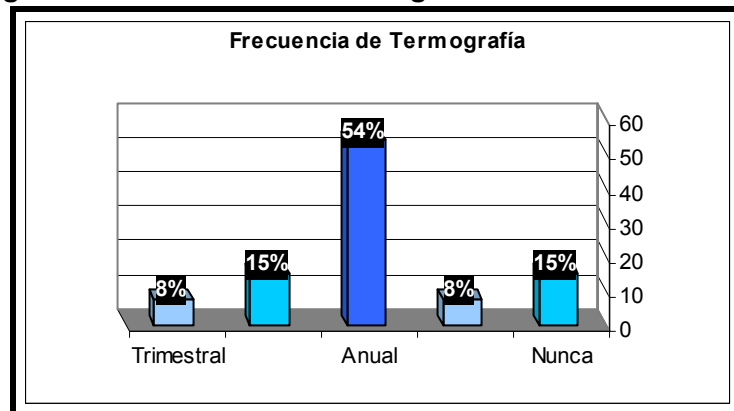
Fuente: Autor del Proyecto.

En este caso, y como se esperaba las pruebas de calidad del aceite son realizadas por empresas externas, exceptuando las electrificadoras poseedoras de laboratorios propios, lo anterior por el alto costo que representa la adquisición de los equipos necesarios para realizar los análisis. Es un resultado alentador encontrar que tan solo el 14% de las empresas entrevistadas no desarrollan labores de mantenimiento predictivo por esta técnica.

8.3.3 Termografía.

De manera análoga al caso del análisis de aceites, es de esperar que la mayor parte de las empresas propietarias de transformadores contraten empresas externas encargadas de realizar las actividades de mantenimiento. En la figura 64 se ilustra la frecuencia de Termografía, realizada en 14 empresas.

Figura 64. Frecuencia de termografía en transformadores.



Fuente: Autor del Proyecto.

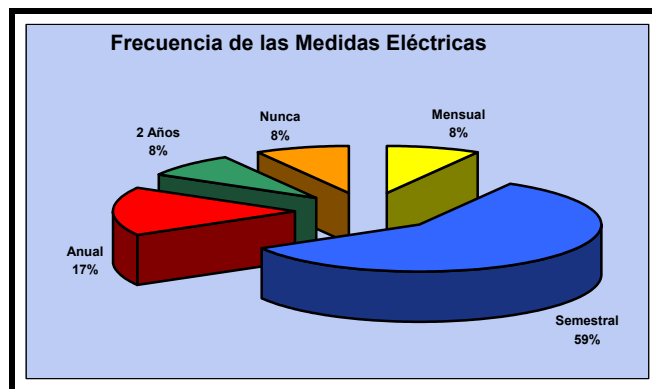
De forma análoga a las pruebas de aceite la termografía es realizada, exceptuando las electrificadoras, por empresas externas debido al alto costo que representa la adquisición de cámaras termográficas. Se puede observar una fuerte tendencia a efectuar esta tarea de forma anual, por tal motivo la termografía no se puede considerar como una técnica predictiva, debido a la baja frecuencia relativa de ejecución, y es catalogada como una labor preventiva.

8.3.4 Medidas Eléctricas.

Estas tareas de mantenimiento requieren de un equipo de menor valor financiero que el necesario para realizar actividades predictivas, por tal razón se podría esperar que algunas empresas pertenecientes al sector industrial desarrollarán estas actividades por medio de recursos humanos y técnicos propios.

Con alta certeza se puede decir que el mayor número de empresas del sector industrial realizan sus labores de mantenimiento con personal propio (85% de la muestra) y que las empresas del sector comercial delegan estas actividades a empresas externas (100% de la muestra). En la figura 65 se ilustra la frecuencia de Medidas Eléctricas, realizada en 14 empresas.

Figura 65. Frecuencia de mediciones eléctricas en transformadores.



Fuente: Autor del Proyecto.

8.4 El Mantenimiento en Otros Países

Los procedimientos de mantenimiento efectivamente cambian y dependen principalmente de la vida del transformador más que de su potencia, naturalmente entre mayor sea la potencia de este el mantenimiento debe ser mas riguroso debido al mayor costo del transformador. Sin embargo existen diversas pruebas básicas que se recomienda se realicen anualmente (indicadas en la tabla 27), y

dependiendo del resultado de estas se procede a realizar pruebas alternas para verificar diversos factores¹.

S.D Myers, empresa radicada en Estados Unidos, se puede considerar como la empresa más influyente en el mantenimiento de transformadores de potencia, prueba de esto es que la gran mayoría de las empresas de mantenimiento siguen los parámetros estipulados por esta compañía que basa sus procedimientos en la experiencia adquirida. En la página web² de esta empresa se puede obtener información muy importante relacionada con el mantenimiento de transformadores como las frecuencias recomendadas, que se ilustran en la tabla 28.

Tabla 27. Frecuencia de mantenimiento recomendada por ENERPOT

FRECUENCIA DE PROCEDIMIENTOS MANTENIMIENTO EN TRANSFORMADORES	
Prueba	
1. Análisis de Aceites	Puesta en marcha, Anual (índice de calidad)
2. Cromatografía de Gases	Puesta en marcha, Anual
3. Análisis de furanos	Depende años uso y de (1) y (2)
4. Resistencia de los Devanados	Anual
5. Factor de Potencia del Aceite	Cada 3 a 5 años
6. Relación de Transformación	Anual
7. Corriente de Excitación	Cada 3 a 5 años
8. Resistencia de aislamiento	Anual
9. Factor de potencia del aislamiento	Cada 3 a 5 años ó si (8) da mal
10. Capacitancia y tangente delta	Solo en reparaciones mayores
11. Pérdidas en vacío y corriente de excitación	Recepción (Nuevo o Reparación); Cada 5 años.
12. Pérdidas en carga y tensión de cortocircuito	Recepción (Nuevo o Reparación); Cada 5 años.
13. Regeneración del aceite Dieléctrico	Cada 5 años, ó según resultados de (1)
14. Regeneración del aislamiento ³	Cada 5 a 10 años, ó según resultados de (1)

Fuente: ENERPOT.

Tabla 28. Frecuencia de mantenimiento recomendada por S.D.Myers.

	Básicas ⁴	Cromatografía	Furanos	Tan δ	Inhibidor
<500 kVA	Anual	Anual			
500 - 5000 kVA	Anual	Anual	Primer Año	Anual	Anual
> 5000 kVA	Anual	Anual	Anual	Anual	Anual
Transformador de Horno ⁵	Anual	Trimestral o Semestral	Anual	Anual	Anual

Fuente: sdmyers.com.

¹ Información suministrada por el grupo de Mantenimiento de Energía y Potencia, ENERPOT, empresa radicada en San José de Costa Rica prestadora de servicios de mantenimiento.

² sdmyers.com

³ Generalmente se realiza al mismo tiempo que 13.

⁴ Incluyen: Rigidez Dieléctrica, TIF, NN, Humedad, Color y Gravedad Especifica

⁵ Transformadores con ciclos de trabajo pesados. Frecuencia de conexión-desconexión alta.

9. CONCLUSIONES

Se concluye a partir del análisis de los resultados que:

1. La realización de un buen programa de mantenimiento debe iniciar con la selección de la empresa fabricante del transformador, verificando que cumpla con las normas exigidas para su fabricación. Es también recomendable analizar la conveniencia de adquisición de transformadores secos, libres de mantenimiento y de los problemas ambientales asociados al aceite mineral.
2. En cuanto a los procesos de degradación en transformadores, se conoce que 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.
3. Es importante tener en cuenta que cualquier 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.
4. Siendo el transformador una máquina de vital importancia en cualquier proceso que requiera de energía eléctrica, y su criticidad en los procesos productivos es generalmente alta; se puede afirmar que hay un desconocimiento generalizado de su funcionamiento, pero también que existe un creciente interés en la realización de actividades encaminadas a garantizar su correcto funcionamiento. Esto es muy evidente en empresas del sector comercial que a pesar de carecer de personal capacitado en mantenimiento han delegado esta función a empresas prestadoras de este servicio.
5. En la actualidad se utiliza una gran variedad de técnicas para llevar a cabo el mantenimiento de transformadores, estas técnicas pueden ser útiles en determinados procesos y bajo determinadas condiciones, por tal motivo no es válido afirmar que exista un modelo de gestión único de mantenimiento para transformadores; como ejemplo de lo anterior las empresas distribuidoras de energía no realizan mantenimiento preventivo ni predictivo a pequeños transformadores de distribución por el alto costo logístico que esto implicaría, sin embargo en otras empresas este costo es inexistente y no representa restricción para la ejecución de modelos preventivos o predictivos.

6. Uno de los principales problemas detectados para la implementación de programas de mantenimiento en la industria local, es el alto costo relativo que pueden tener los equipos necesarios para tal fin, por tal motivo el mantenimiento se puede ver reducido en muchas ocasiones a limpiezas de rutina e inspección visual o auditiva.
7. 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 que son pruebas complementarias que no proporcionan un diagnóstico completo de las condiciones del transformador.
8. Para finalizar, se resalta que el mantenimiento de transformadores, particularmente, es un campo de acción en la Ingeniería Eléctrica que se encuentra actualmente en una etapa de consolidación, esto se debe en gran parte al cambio de mentalidad de empresas con elevados compromisos de calidad, no obstante el camino por recorrer es aún bastante largo.

10. RECOMENDACIONES

De acuerdo con la experiencia adquirida a través del desarrollo teórico-práctico en las diferentes empresas participantes en esta investigación, el autor recomienda a la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad Industrial de Santander:

1. Fomentar y apoyar la realización trabajos de grado orientados al área del mantenimiento, proponiendo la realización de investigaciones en el área de líneas de transmisión y distribución, de motores y de generadores eléctricos. Estos trabajos pueden recibir apoyo de la Escuela de Ingeniería Mecánica y específicamente de la Especialización en Gerencia del Mantenimiento.
2. Fomentar la realización de actividades de Investigación en Mantenimiento Predictivo de Transformadores conjuntamente con la Escuela de Ingeniería Química, escuela que además de contar con uno de los Laboratorios de Cromatografía de más alto Prestigio e Investigación a nivel Nacional, cuenta con los elementos básicos para la realización de la mayoría de pruebas de calidad de los aceites dieléctricos.
3. Ofrecer nuevamente la materia mantenimiento, existente en el pensum de la carrera de Ingeniería Eléctrica, mas nunca programada, con el fin de promover y entregar a los estudiantes la fundamentación teórica necesaria para la realización de la gran cantidad de proyectos de investigación que pueden ser realizados en estos temas específicos.

BIBLIOGRAFÍA

1. GONZÁLEZ BOHORQUEZ, Carlos R. Principios de Mantenimiento. Ediciones UIS. Bucaramanga, 1998.
2. NAVARRO ELOLA, Luís. Gestión Integral de mantenimiento. Marcombo Boixareu Editores, Barcelona 1997.
3. GARCÍA CHALARCA, Juan Carlos, MARTÍNEZ TORRES, Luís Alberto y MELO PAREJA, Germán Augusto; Software Tutorial Para el Análisis de Problemas de Mantenimiento en Motores, Transformadores y Generadores Eléctricos Como Herramienta de la Ingeniería De Mantenimiento. Tesis (Ingeniero Mecánico). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga 2004.
4. DIAZ GUARNIZO, María V, TORRES PARADA, Martha Esperanza y VALLEJO DIAZ, Sandra Belén. Guía de Mantenimiento de Transformadores de Potencia. Tesis (Ingeniera Electricista). Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, 1998.
5. PEREZ RODRIGUEZ, Olga Cecilia. Comportamiento del aceite en los Transformadores. Tesis (Ingeniera Electricista). Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, 1998.
6. DELGADO RIOS, Jenny Liliana y VIVEROS VASQUEZ Diego Fernando. Investigación de una nueva ruta para la regeneración de aceites dieléctricos usados en transformadores. Tesis (Ingeniero Químico). Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, 2000.
7. Manual de Manejo de PCB's Para Colombia, Proyecto CERI-ACDI-COLOMBIA MEDIO AMBIENTE, HIDROCARBUROS Y MINAS, Bogotá 1999.
8. NOVO G, Ludbyg; Cromatografía de gases disueltos en el aceite (CDG) y análisis de furanos. ENERPOT. San José de Costa Rica, 2002.
9. SEVILLA FERNANDEZ, Antonio. El mantenimiento predictivo como herramienta para prolongar la vida útil de un transformador con aceite mineral como aislante líquido. Artículo. ENERPOT.
10. Gerencia de Distribución CODENSA. Manual de Termovisión. Bogotá 2002.

11. MONTROYA V, José Lucinio. El Ingeniero Eléctrico de Planta. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, 1999.
12. LIZARAZO VILLAMIZAR, Hernando. Manual de Herramientas equipos de Seguridad y elementos de protección personal en líneas y redes desenergizadas. Manual Electrificadora de Santander S.A. Bucaramanga 1996.
13. Subgerencia Planificación e Ingeniería Chilectra S.A. Transformadores de Poder, Especificación Técnica de Compra. Santiago de Chile, 2001.
14. Hoja de Datos De Seguridad, Aceite Mineral NYNAS.
15. AUSTIN, Bonnett. Root Cause A.C. Motor Failure Analysis. Paper IEEE. 1999.
16. Puramins Inc. Proceso de Degradación del Aceite Dieléctrico, Artículo Revista Tribología y Lubricación enero-abril 1993, Caracas 1993.
17. SIEMENS. Transformadores de Potencia y Distribución. Catálogos.

ANEXOS

ANEXO A. Empresas participantes y actividades desarrolladas.

Empresa	Visita Técnica	Encuesta	Gestión	Entrevista
Beneficencia de Cundinamarca.		X		
Carenza.		X		
Cementos Andino.		X		
CODENSA	X		X	X
Extrucol	X	X		X
Coohilados del Fonce		X		
CORPOICA.		X		
ENERPOT.				X
Fiscalía General de la Nación.		X		
Fundación Cardiovascular		X		
UNISANGIL			X	
FyR Ingenieros.	X			X
Inmobiliaria San Danilo.		X		
Ministerio de Hacienda.		X		
PetroSantander.		X		
Policía Nacional.		X		
Protabaco S.A.		X		
El Charquito. (EMGESA)	X			
Subestación El Parnaso (ESSA)		X		
Subestación Facatativa	X			
Subestación Palenque (ESSA)	X			X
Subestación Sur (ESSA).	X			X
Termobarranca. (ESSA)		X		
Universidad Industrial de Santander			X	

ANEXO B. Formato Tipo de la Encuesta Aplicada.

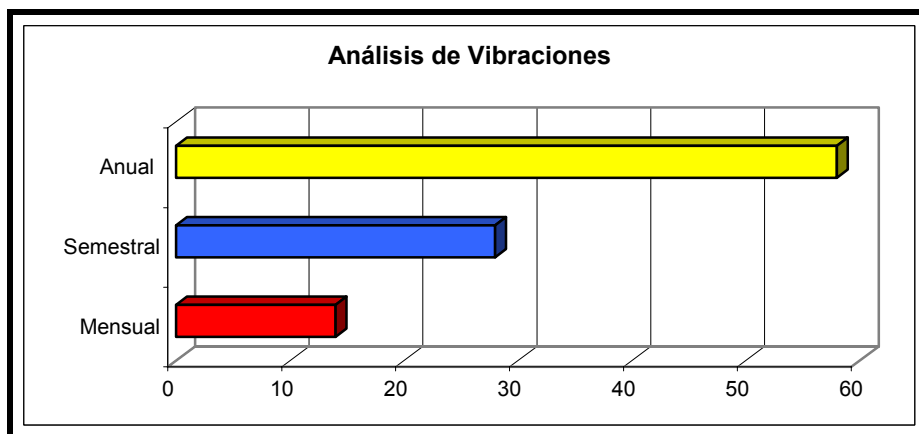
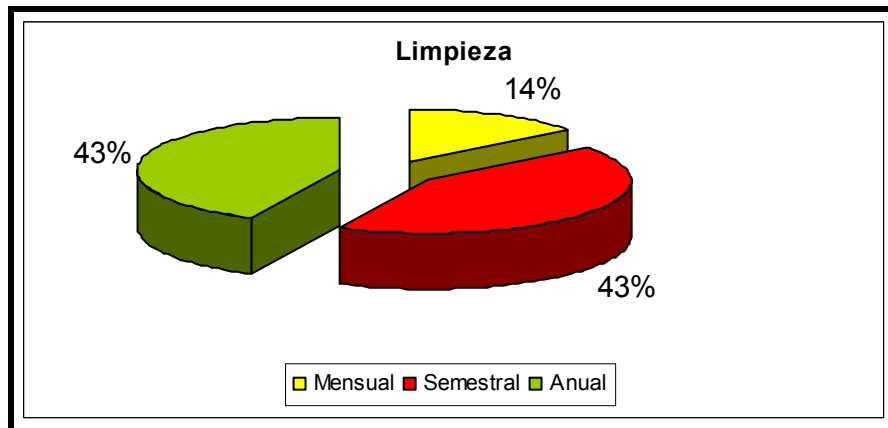
FORMATO ENCUESTA DE MANTENIMIENTO						
NOMBRE DE LA EMPRESA: CEMENTOS ANDINO - SAN GIL.						
BREVE DESCRIPCION (SECTOR): PLANTA DE CEMENTO.						
1) Maquinas Eléctricas Presentes en la Empresa						
TRANSFORMADORES						
	Potencia (KVA)	Tipo	Cantidad	¿Activo Asegurado?	SI	NO
1	1600	D45	1		X	
2	1000	D45	2		X	
3						
4						
5						
MOTORES						
	Potencia (KW)	Tipo	Cantidad	¿Activo Asegurado?	SI	NO
1	180	Millos	3		X	
2	350	Sincrono	1		X	
3	45	Joula	15		X	
4	100	Joula	2		X	
5						
6						
7						
8						
2) Personal Encargado del Mantenimiento de Motores y/o Transformadores						
1) ¿El Mantenimiento en la Empresa es realizado por?					SI	NO
Grupos Exclusivamente Dedicados al Mantenimiento					X	
Empresas Externas Prestadoras de Servicio de Mantenimiento					X	
Servicio de Mantenimiento a cargo de la Aseguradora de las Maquinas						X
3) Procedimientos de Mantenimiento realizadas a los equipos						
TRANSFORMADORES						
	Procedimiento	Frecuencia	Realizado por			
1	Limpieza (pintura si es necesario)	2 meses	Personal de la empresa			
2	Análisis de Aceite Dielectrico	6 meses	Empresas Externas			
3	Medicion de Parametros Eléctricos	Cada mes	Personal de la Empresa.			
4	Termografía	3 meses	Empresas Externas			
5	Otros 1					
6	Otros 2					
MOTORES						
	Procedimiento	Frecuencia	Realizado por			
1	Limpieza (pintura si es necesario)	C/mes	Personal de la empresa			
2	Balanceo	C/2 meses	Empresa externa			
3	Medicion de Parametros Eléctricos	C/mes	Personal de la empresa			
4	Análisis de Vibraciones	C/2 meses	Empresa externa			
5	Otros 1					
6	Otros 2					
OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES:						

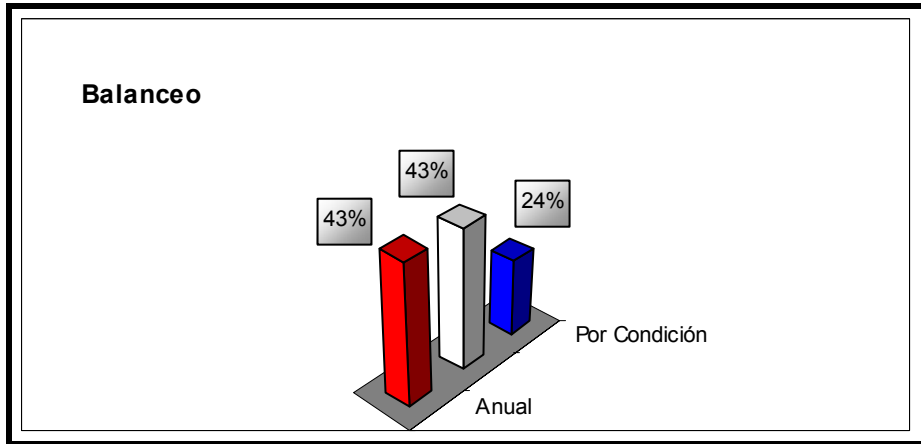
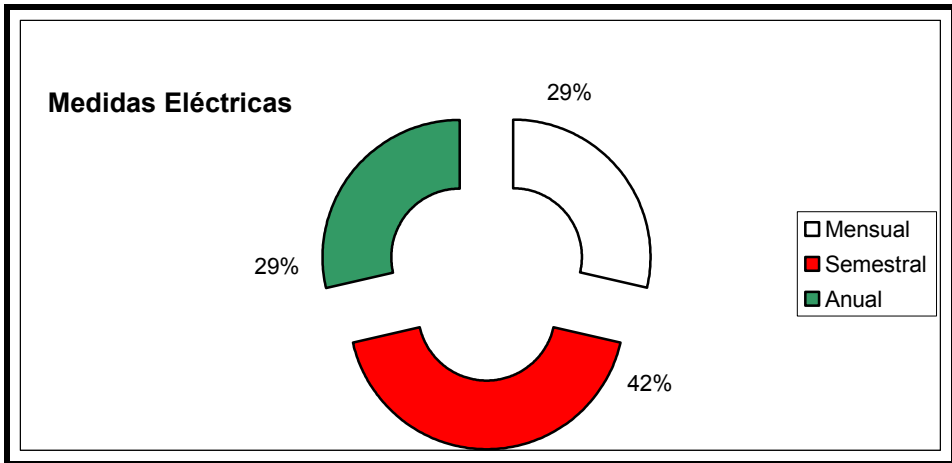
ANEXO C. Técnicas de Mantenimiento de Motores Eléctricos

Como se puede ver en el formato tipo, la encuesta también fue utilizada para investigar los modelos de gestión de mantenimiento de motores eléctricos; los resultados fueron similares a los obtenidos en la parte de transformadores:

- Las actividades especializadas (balanceo y análisis de vibraciones) son en su mayor parte son realizadas por empresas externas (62% de la muestra en ambos casos), contra un 38% de actividades realizadas con recursos propios.
- En el caso de las actividades de limpieza y realización de pruebas eléctricas los porcentajes se invierten (38% realizadas por empresas externas, 62% con recursos propios).

Los resultados individuales con respecto a la frecuencia de realización se presentan a continuación:





ANEXO D. Direcciones Web de Empresas Fabricantes y Prestadoras de Servicios de Mantenimiento de Transformadores y Accesorios.

- www.copower.com.co
- www.essa.com.co
- www.fyringenieros.com
- www.enerpot.com
- www.sdmyers.com
- www.transequipos.com
- www.ingelub.com.co
- www.rymel.com.co
- www.sierra.com
- www.siemensandina.com
- www.abb.com.co
- www.magnetron.com.co
- www.syse.com.mx
- www.megger.com
- www.metrel.si
- www.messko.com
- www.cedaspe.com
- www.indubras.com
- www.nynas.com
- www.puramin.com

ANEXO E. Datos de Interés

El Instituto Colombiano de Normas Técnicas ICONTEC pone a disposición del público general, en sus oficinas principales, una completa biblioteca donde se puede encontrar un gran número de normas nacionales e internacionales como las NTC, IEC, ASTM, NEMA, y lo mejor este servicio no tiene costo.

La obtención de muestras de aceite para análisis de gases se realiza arriba (los gases tienden a subir...), la obtención de una muestra de aceite para el contenido del agua se realiza abajo (el agua tiende a bajar...).

La celulosa se degrada disminuyendo su grado de polimerización con temperaturas por encima de los 60°C, valor de operación normal en los transformadores.

La prueba de inhibidor de oxidación, al igual que las pruebas cromatográficas, se basa en comparación del espectro infrarrojo del aceite con unos patrones. El espectro de absorción infrarroja es característico de cada gas.

Un transformador de 75 kVA pesa aproximadamente 440kg, uno de 30 MVA pesa alrededor de 60 Toneladas de las cuales 14 son de los 16000 litros de aceite necesarios, transformadores mas grandes pueden llegar a pesar 800 Toneladas y ocupar un área de 200m³

Los sistemas de imagen térmica, constan de un transformador de corriente, por tal motivo nunca se debe abrir su circuito si el transformador esta energizado.

20 ppm de agua en el aceite pueden provocar la caída del cincuenta por ciento de la rigidez dieléctrica, 40ppm son suficientes para sacar de servicio inmediato a un transformador.

La vida media útil del aceite se estima en 10 a 15 años, menor que la estimada para transformadores de 20 a 30 años y que se podría incrementar a más de 50 si se sigue un adecuado programa de mantenimiento.

La transferencia de calor por convección, es función del delta de temperatura y de la velocidad del fluido convectivo (aire), los ventiladores aumentan esa velocidad y garantizan que el dt sea mayor, por el constante flujo de aire.

El algodón es utilizado como aislante en transformadores, también se utiliza madera como medio de soporte y separación mas no como aislamiento.

La descomposición del FR3 no produce dioxinas ni furanos como lo hacen los aceite minerales.

Las gafas oscuras además de proteger los ojos de la radiación solar, los protegen de los arcos generados al abrir y cerrar interruptores.

Los aceites minerales están en la posibilidad de contaminarse con PCB's especialmente en lugares con presencia de transformadores contaminados.

Es necesario revisar constantemente el estado de los empaques del transformador ya que este es el principal camino de entrada de humedad al aceite.

Los armónicos en transformadores producen un efecto múltiple. Además de calentar el bobinado provoca la desclasificación de los transformadores. El factor de desclasificación (k) indica cuánto se debe reducir la potencia máxima de salida cuando existen armónicos, por tal motivo las empresas fabricantes ofrecen transformadores con diseños especiales para usar en aplicaciones con alto número de armónicos.

La temperatura en la que se realizan los procesos de regeneración del aislamiento, es la del punto de anilina ya que a esta temperatura el aceite actúa como disolvente de lodos. Esta temperatura no debe ser más alta para evitar la descomposición de las resinas utilizadas en los devanados, además excesos de temperatura causarían un alto grado de depolimerización del papel.

La toma de muestras de aceite para probar humedad y rigidez dieléctrica se realiza en el fondo del transformador por que es allí donde la temperatura del aceite es más baja, por lo tanto la afinidad del papel con el agua es mayor.

Los adsorbentes son elementos que atraen y retienen en la superficie de su cuerpo moléculas o iones de otro cuerpo.

La convección se define como el transporte en un fluido de una magnitud física, como masa, electricidad o calor, por desplazamiento de sus moléculas debido a diferencias de densidad.

La emulsión es la dispersión de un líquido dentro de otro en forma de pequeñas gotas; dos líquidos son miscibles cuando se pueden mezclar. El aceite nuevo es poco miscible en agua, pero a medida que disminuye su tensión interfacial el agua se mezcla con este en forma de emulsión.