



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA**

TEMA:

“Análisis de la degradación de los componentes pasivos de un transformador de potencia de 10 MVA, con el fin de prolongar su vida útil, considerando su impacto al medio ambiente”.

AUTOR:

Loaiza Vera, Segundo Leonidas

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de

**INGENIERO EN ELÉCTRICO-MECÁNICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN
EMPRESARIAL INDUSTRIAL**

TUTOR:

Ing. Alvarado Bustamante, Jimmy Salvador, MEGET

Guayaquil, Ecuador

Marzo del 2019



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA**

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación, fue realizado en su totalidad por el Sr Loaiza Vera Segundo Leonidas, como requerimiento para la obtención del Título de INGENIERO ELÉCTRICO MECÁNICO CON MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL INDUSTRIAL

TUTOR

f. _____

Ing. Alvarado Bustamante, Jimmy Salvador, MEGET

DIRECTOR DE LA CARRERA

f. _____

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando

Guayaquil, a los 15 días del mes de Marzo del 2019



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Loiza Vera, Segundo Leonidas

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación denominado **Análisis de la degradación de los componentes pasivos de un transformador de potencia de 10 MVA, con el fin de prolongar su vida útil, considerando su impacto al medio ambiente**, previo a la obtención del título de Ingeniero en Eléctrico Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial., ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de investigación del Grado Académico en mención.

Guayaquil, a los 15 días del mes de Marzo del año 2019

EL AUTOR

Loiza Vera, Segundo Leonidas



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA**

AUTORIZACIÓN

Yo, Loaiza Vera, Segundo Leonidas

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la **publicación** en la biblioteca de la institución del trabajo de titulación denominado **ANÁLISIS DE LA DEGRADACIÓN DE LOS COMPONENTES PASIVOS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 10 MVA, CON EL FIN DE PROLONGAR SU VIDA ÚTIL, CONSIDERANDO SU IMPACTO AL MEDIO AMBIENTE**. Cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 15 días del mes de Marzo del año 2019

EL AUTOR:

Loaiza Vera, Segundo Leonidas



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA**

REPORTE URKUND

Correo: Segundo Loaiza Vera - C x | Inicio - URKUND x | D47992616 - S. LOAIZA TESIS CC x +

https://secure.orkund.com/view/46876492-310884-731685#DcMxDoAgDAXQuzD/mLZAW7KcTBEDYMsjMa760veE+4Z6sqUwaRgLmChPyMbskMZmuAOLxvC7NfoZ...

URKUND Orlando Philco Asqui (orlando.philco)

Documento: S. LOAIZA TESIS COMPLETA 11FEB2019.rev. urkund.docx (D47992616)
Presentado: 2019-02-15 18:34 (-05:00)
Presentado por: orlandophilco_7@hotmail.com
Recibido: orlando.philco.ucsg@analysis.orkund.com
Mensaje: Trabajo de titulación SEGUNDO LOAIZA [Mostrar el mensaje completo](#)
3% de estas 47 páginas, se componen de texto presente en 6 fuentes.

Lista de fuentes Bloques

- <http://ingenieriaelectricaenlicada.blogspot.com/2009/09/lfgfg.html>
- <https://www.mecatronicalatam.com/transformador>
- <https://www.acidosulfurico.org/>
- <http://www.transmagneca.com/wordpress/el-transformador/>
- TESIS FINAL 2016 FRANKLIN.docx
- <https://www.buenastareas.com/ensayos/Aceite-Mineral-Dielectrico-Para-Transforma...>

2 Advertencias. Reiniciar Exportar Compartir

100% #1 Activo Fuente externa: https://docplayer.es/78323438-Universidad-catolica-de-santiago-de-guaya... 100%

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

TEMA:
"Análisis de la degradación de los componentes pasivos de un transformador de potencia de 10 MVA, con el fin de prolongar su vida útil, considerando su impacto al medio ambiente".

AUTOR: Loaiza Vera, Segundo Leonidas

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de INGENIERO EN ELÉCTRICO-MECÁNICA CON MENCIÓN EN GESTIÓN EMPRESARIAL INDUSTRIAL

TUTOR: Ing. Alvarado Bustamante, Jimmy Salvador, MEGET

Guayaquil, Ecuador Marzo del 2019

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

18:45 18/02/2019

Reporte Urkund del trabajo de titulación en ingeniería Eléctrico-Mecánica denominado **“Análisis de la degradación de los componentes pasivos de un transformador de potencia de 10 MVA, con el fin de prolongar su vida útil, considerando su impacto al medio ambiente”**, del estudiante **Loaiza Vera, Segundo Leonidas**, el cual está al 3% de coincidencias.

Atentamente,

Ing. Orlando Philco Asqui

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme la Fortaleza para no decaer en este proceso de formación y orientarme en el propósito de todo ser humano por vivir para servir.

A mi esposa Silvia Merchán por su tolerancia al sacrificio durante mis horas de ausencia en mi hogar y suplantarme en la labor de padre de mis hijas Michelle, Katherine y Arianna, quiero dejar un profundo agradecimiento a mis compañeros de aula quienes categóricamente se aferraron al objetivo trazado con quienes experimentamos anécdotas que muy difícilmente borraremos del recuerdo.

A toda mi familia quienes siempre estuvieron pendiente en mi desarrollo como padre, hijo y estudiante, ofreciéndome su ayuda y dándome pautas para cumplir loablemente la culminación de la carrera.

A mi tutor Ing. Jimmy Alvarado. que supo darme su apoyo y colaboración, me brindó su conocimiento y su experiencia, para así poder realizar mi trabajo de titulación.

Segundo Leonidas Loaiza Vera

DEDICATORIA

A Dios y la Virgen por darme las fuerzas necesarias para poder culminar mi carrera, a ellos debo la salud y la fortaleza brindada a lo largo de estos años.

Con todo cariño a mis hijas amadas Michelle, Katherine, Arianna, quienes son el motor de mis acciones, el espejo de vida y mi felicidad.

A mi esposa Silvia Merchán, pilar fundamental para el desarrollo de nuestras vidas en Familia, quien me inspiro a salir adelante frente a las adversidades presentadas sin bajar los brazos guiándome hacia la excelencia.

Segundo Leonidas Loaiza Vera



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. _____

Ing. Romero Paz, Manuel De Jesús, M.Sc.

DECANO

f. _____

Ing. Philco Asqui, Luis Orlando, M.Sc.

COORDINADOR DE TITULACIÓN

f. _____

Ing. Suarez Murillo, Efraín Oswaldo, M.Sc.

OPONENTE

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO.....	VI
DEDICATORIA.....	VII
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
INDICE DE FIGURAS.....	XII
INDICE DE TABLAS.....	XIV
LISTA DE ANEXOS.....	XV
RESUMEN.....	XVI
ABSTRACT.....	XVII
CAPÍTULO 1.....	2
INTRODUCCIÓN.....	2
1.1. Justificación y alcance.....	2
1.2. Planteamiento del problema.....	3
1.3. Objetivos.....	3
1.3.1. Objetivo general.....	3
1.3.2. Objetivos específicos.....	3
1.4. Hipótesis.....	4
1.5. Tipo de investigación.....	4
1.6. Metodología.....	4
CAPÍTULO 2.....	5
GENERALIDADES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	5
2.1. Introducción.....	5
2.2. Características de los transformadores.....	6
2.3. Clasificación de los transformadores.....	6
2.4. Componentes pasivos de un transformador de potencia.....	9
2.4.1. Aceite dieléctrico.....	10
2.4.1.1. Factores de degradación del aceite.....	11
2.4.1.2. Métodos de recuperación del aceite.....	12
2.4.1.3. Agentes contaminantes del aceite dieléctrico.....	12
2.4.2. Papel aislante.....	13
2.4.2.1. Causas de envejecimiento del papel aislante.....	14
2.4.2.2. Métodos de recuperación del papel aislante.....	15
2.4.2.3. Agentes contaminantes del papel aislante.....	16
2.4.2.4. Recomendaciones de la vida útil del papel.....	16
2.4.3. Silica gel.....	17
2.4.3.1. Causas de envejecimiento de la silica gel.....	19
2.5. Componentes Activos de un transformador de potencia.....	19
2.5.1. Núcleo.....	19

2.5.1.1.	Material y propiedades conductivas	19
2.5.2.	Bobinas.....	22
2.5.2.1.	Estructura del bobinado	23
2.5.2.2.	Lodificación de las bobinas	25
2.5.2.3.	Método de deslodificación de los bobinados.....	26
2.5.2.4.	Impacto generado por los lodos retirados de las bobinas.....	27
2.5.2.5.	Tratamiento del material (aceites).....	28
2.5.3.	Flejes	28
2.5.3.1.	Tipos de fleje	29
2.6.	Sistema de gestión de sustancias químicas y desechos peligrosos y especiales	32
2.7.	Análisis predictivos de los componentes en transformadores de Potencia.....	33
2.7.1.	Análisis de control operacional	33
2.7.2.	Termografías	34
2.7.3.	Análisis Físico-Químico del aceite	36
2.7.4.	Cromatografía de gases disueltos	36
2.7.5.	Cromatografía de PCB's	37
2.7.6.	Colorimetría	37
2.7.7.	Acidez	39
2.7.8.	Densidad relativa	39
2.7.9.	Tensión Interfacial	40
2.7.10.	Rigidez dieléctrica	40
2.7.11.	Contenido de Askarel.....	41
2.7.12.	Contenido de agua	42
2.7.13.	Contenido de Furanos	42
2.7.14.	<i>Contenido de azufre corrosivo</i>	44
CAPITULO 3.....		47
MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE LOS COMPONENTES PASIVOS		47
3.1	Métodos de recuperación del aceite dieléctrico.....	47
3.1.1.	Incineración (convencional y moderna)	47
3.1.2.	Tratamientos químicos	47
3.1.3.	Tratamientos físicos y físico-químicos	48
3.1.4	Métodos con energía radiante	49
3.1.5	Métodos biológicos.....	49
3.1.6	Método de tierra Fuller.....	49
3.1.7	Cuidados en la tierra Fuller saturada y su impacto al medio ambiente.....	51
3.1.8	Planta de regeneración con tecnología Fluidex	51
3.1.8.1	Pasos de la regeneración por Fluidex	52
3.1.8.2	Principales atributos del proceso de regeneración	52
3.1.8.3	Garantías del proceso	53

3.1.9	Método del ácido sulfúrico	54
3.1.10	Método del trifosfato de sodio	54
3.1.11	Método del carbón activado y silicato de sodio	55
3.1.12	Vida útil del transformador.....	56
3.2	Riesgos y normas asociados en la recuperación de los componentes pasivos de un transformador.	57
3.2.4	Riesgos a la salud	57
3.2.5	Riesgos al medio ambiente	58
3.2.6	Riesgos ergonómicos	58
3.2.7	Normas y perfil de gestores ambientales	59
3.2.8	Normas en el manejo de desechos peligrosos	60
3.2.9	Normas de la IEEE para recuperación de aceites	64
CAPITULO 4.....		66
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN.....		66
4.1.	Evaluación técnica para la recuperación del aceite de un transformador de 10 MVA	66
4.2.	Confiabilidad de los servicios de recuperación	67
4.3.	Costos referenciales de un transformador nuevo vs alquilado	67
4.4.	Costos referenciales de un transformador nuevo vs reparado	68
4.5.	Costos referenciales del destino final de los desechos peligrosos	69
CAPÍTULO 5.....		76
UBICACIÓN DEL PROYECTO		76
5.1.	Introducción	76
5.2.	Ubicación	77
5.3.	Servicios	77
CAPÍTULO 6.....		79
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		79
6.1.	Conclusiones	79
6.2.	Recomendaciones	81
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		82
ANEXOS.....		88

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. <i>Parte de un transformador de potencia</i>	6
Figura 2.2. <i>Transformador de pequeña potencia</i>	7
Figura 2.3. <i>Transformador de gran potencia</i>	7
Figura 2.4. <i>Transformador monofásico</i>	8
Figura 2.5. <i>Transformador trifásico</i>	8
Figura 2.6. <i>Transformador de gran potencia</i>	9
Figura 2.7. <i>Nivel de aceite dentro de una cuba de un transformador</i>	10
Figura 2.8. <i>Índice de Myers según estado del aceite para transformadores</i>	11
Figura 2.9. <i>Características básicas del papel aislante de un transformador</i>	14
Figura 2.10. <i>Grado de polimerización del papel del aislamiento</i>	17
Figura 2.11. <i>Filtro de silica gel</i>	18
Figura 2.12. <i>Núcleo armado de un transformador</i>	21
Figura 2.13. <i>Bobinas en un transformador</i>	23
Figura 2.14. <i>Pérdidas óptimas y las pérdidas a BMAX en función del volumen del núcleo</i>	24
Figura 2.15. <i>Efecto de la Lodificación en las bobinas</i>	26
Figura 2.16. <i>Fleje de polipropileno</i>	30
Figura 2.17. <i>Fleje de poliéster pet</i>	31
Figura 2.18. <i>Fleje textil Fleje Hebilla</i>	31
Figura 2.19. <i>Licencia de riesgos eléctricos</i>	34
Figura 2.20. <i>Registro calórico con termógrafo</i>	35
Figura 2.21. <i>Colorímetro</i>	38
Figura 2.22. <i>Degradación del aceite dieléctrico de un transformador</i>	38
Figura 2.23. <i>Rigidez dieléctrica</i>	41
Figura 2.24. <i>5- hidroximetil-2-furfural</i>	42
Figura 2.25. <i>Alcohol furfúrico</i>	43
Figura 2.26. <i>2-furfural</i>	43
Figura 2.27. <i>2-acetil furano</i>	43

Figura 2.28. <i>5–metil-2-furfural</i>	43
Figura 2.29. <i>Estándar de Corrosión según ASTM</i>	45
Figura 3.1. <i>Flujo del aceite durante un proceso de regeneración por tierra fuller</i>	50
Figura 3.2. <i>Pasos de la planta de tecnología Fluidex 9-12</i>	52
Figura 3.3 <i>Vida útil de un transformador</i>	56
Figura 3.4 <i>Efectos de los PCB en la salud del ser humano</i>	58
Figura 3.5. <i>Equipo de protección personal - EPP</i>	59
Figura 4.1. <i>Degradación aceite transformador 10 MVA – 2007-2018</i>	72
Figura 4.2. <i>Ciclo de carga 10 MVA – 2007-2018</i>	74
Figura 4.3. <i>Cargabilidad del transformador 10 MVA – 2007-2018</i>	75
Figura 5.1. <i>Ubicación geográfica ELECTROINDUSTRIAL MICABAL S.A.</i>	77

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades de las chapas de grano orientado CGO.....	20
Tabla 2. Propiedades de la chapa de grano orientado HI-B.....	20
Tabla 3. Distribución según sus usos.	41
Tabla 4. Ventajas de las opciones de manejo de los aceites dieléctricos	51
Tabla 5. Convenios e instrumentos internacionales.....	57
Tabla 6. Matriz de evaluación de proveedor para mantenimiento de transformador.	66
Tabla 7. Relación de costos transformador nuevo / alquilado	67
Tabla 8. Relación de un transformador nuevo / reparado	68
Tabla 9. Costos del destino final de materiales contaminados.....	69
Tabla 10. Costos del destino final de materiales empleados en el cambio de aceite de un transformador de 10 MVA.....	70
Tabla 11. Demanda máxima del transformador Año 2007-2018.....	70
Tabla 12. Límite de concentración de gases disueltos (ppm)	71
Tabla 13. Datos de generación de carga Trafo.	74

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Formato de inspecciones operacionales para transformadores de potencia.....	88
Anexo 2. Informe del análisis Físico-Químico del aceite de un transformador.....	89
Anexo 3. Informe de análisis cualitativo de PCB'S	90
Anexo 4. Informe de análisis de gases disueltos	91
Anexo 5. Formato de check list para determinar el estado de operatividad de equipos con PCB's.....	92
Anexo 6. Transformador de estudio	93
Anexo 7. Bobinas en proceso de reemplazo del papel aislante.....	93
Anexo 8. Especificaciones técnicas del papel aislante	95
Anexo 9. Etiquetado y marquillado.....	96
Anexo 10. Procedimiento de relleno del transformador contaminados con PCB'S	96
Anexo 11. Instrucciones para acondicionamiento de desechos con PCB'S	98
Anexo 12. Pasos a seguir al momento de una contaminación	99
Anexo 13. Normas para la descontaminación del suelo	100

RESUMEN

En el presente trabajo se contempla una interpretación taxativa del aprovechamiento y de los costos asociados a las actividades de reparación de un transformador de Potencia, basados en cuadros estadísticos, infogramas, histogramas e informes físico-químicos de los componentes pasivos de un transformador de Potencia, así también como de los métodos y estrategias para minimizar los riesgos al entorno, para lo cual se ha levantado la información correspondiente basada en un transformador de origen brasileño con 10 MVA de potencia que trabaja en una subestación conectado a un alimentador de 69 KV. Los resultados presentarán un análisis que permitirán tomar decisiones objetivas al respecto de la optimización del gasto en cuanto a los planes de mantenimiento preventivo y predictivo, presentado en conjunto con un protocolo adecuado con análisis cuantitativo y de riesgos comunes a los equipos, personas y medio ambiente, el momento en que la actividad de mantenimiento se liga a las tecnologías de reparación y validación de costos en los transformadores de potencia, activos de alto valor dentro del circuito de distribución eléctrica ecuatoriana que cumplen con normativa nacional e internacional.

Los resultados concluyeron en que la vida útil de un transformador de potencia se relaciona con el seguimiento de su cargabilidad y los respectivos análisis predictivo, tomados de la mano con planes de mantenimiento preventivo cuya revisión protocolaria se sugiere auditar cada dos años, lo que garantizaría aumentar la vida útil y prevenir daños esenciales en un transformador de Potencia.

Palabras claves: potencia, transformador, mantenimiento, histograma, protocolo, cargabilidad.

ABSTRACT

In the present work a restrictive interpretation of the use and costs associated with the repair activities of a Power transformer is contemplated, based on statistical tables, infograms, histograms and physical-chemical reports of the passive components of a Power transformer, as well as methods and strategies to minimize risks to the environment, for which the corresponding information based on a transformer of Brazilian origin with 10 MVA of power that works in a substation connected to a 69 KV feeder has been raised. The results will present an analysis that will allow making objective decisions about the optimization of spending in terms of preventive and predictive maintenance plans, presented in conjunction with an adequate protocol with quantitative analysis and common risks to equipment, people and the environment. , the moment in which the maintenance activity is linked to repair technologies and cost validation in power transformers, high value assets within the Ecuadorian electrical distribution circuit that comply with national and international regulations.

The results concluded that the useful life of a power transformer is related to the tracking of its chargeability and the respective predictive analyzes, taken together with preventive maintenance plans whose protocol revision is suggested to be audited every two years, which would guarantee an increase The useful life and prevent essential damage in a Power transformer.

Keywords: power, transformer, maintenance, histogram, protocol, chargeability.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Justificación y alcance

La desinformación respecto a la velocidad en la degradación de los componentes pasivos de los transformadores de potencia, conlleva, ocasionalmente, a escribir reportes sin valor, no reales, lo que en muchos casos puede ocasionar malos seguimientos a su funcionalidad generando así problemas severos e irremediables en el desarrollo del mantenimiento en cuanto a máquinas de inducción estáticas se refiere.

Actualmente, en la Biblioteca de la Facultad Técnica para el Desarrollo de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil no existen textos sobre normativa técnica en cuanto al manejo de desechos contaminantes residuales producto de la actividad de mantenimiento en un transformador de potencia, ni tampoco manuales que hablen sobre este tópico.

Esto permite agregar valor a la investigación ya que será utilizada de base para que la información resultante sea utilizada adecuadamente para que se implemente la aplicación de una herramienta analítica según las características intrínsecas de un transformador, considerando la gran afluencia de alumnos y docentes que día a día acuden en busca de material didáctico ilustrativo y de fácil comprensión que les permitan afianzar sus conocimientos y destrezas y adicionalmente tomando en cuenta la importancia que tienen estos elementos en su construcción y en el ámbito de la Ingeniería en Eléctrico-Mecánica.

Mediante el análisis estadístico de las magnitudes químicas del aceite, papel, gases, humedad y demás variables, los estudiantes podrán tener una perspectiva más amplia de los peligros ocultos a los que están expuestas las personas y el entorno ambiental; donde una avería afecta de sobremanera el manejo absoluto de los recursos o remediación ambiental, generando grandes pérdidas en la producción y costos de reparación por mantenimiento correctivo.

1.2. Planteamiento del problema

Generalmente, el plan de mantenimiento a los transformadores de potencia no contemplan una evaluación a las prácticas realizadas que permitan garantizar la prolongación de la vida útil del equipo, tampoco se evidencia con claridad el manejo de desechos y se desconoce el fin que se dará a los agentes contaminantes, provocado por el derrame de aceites, ruido electromagnético, solventes contaminantes de un equipo tan importante como lo es el transformador, producto de la actividad de mantenimiento, que en conjunto incrementan el potencial impacto al ambiente, así como sus efectos adversos al ser humano.

Estos son justificativos suficientes para que el presente trabajo de titulación se encaminé a proponer un mecanismo de control de dichos contaminantes, a fin de extender la vida útil del activo físico y la salud de los trabajadores, contemplando la normativa ecuatoriana vigente y su fiel cumplimiento, con el que se persigue el mejoramiento del entorno y la calidad de vida de los trabajadores, colaboradores y ciudadanos en general.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Caracterizar a través de los resultados de los análisis físico-químicos y técnicas cromatográficas, el estado de los componentes pasivos de un transformador de potencia en función de su cargabilidad, para definir mejoras y prolongar su vida útil.

1.3.2. Objetivos específicos

- Analizar correcciones y proponer mejoras para evitar intervenciones emergentes en los transformadores de potencia.
- Efectuar un registro estadístico de cargabilidad en un transformador de potencia y probable impacto al medio ambiente.
- Describir los procedimientos y normas reguladas para manejo de desechos peligrosos en transformadores de potencia.

1.4. Hipótesis

Los ensayos no destructivos y estudios de impacto ambiental a los transformadores de Potencia constituyen herramientas básicas para la descripción del estado operacional y fase de su vida útil. Los cuales nos orientan a evitar daños cuantiosos en los sistemas eléctricos de potencia y a su vez la erradicación de problemas de contaminación con el ambiente y las personas.

1.5. Tipo de investigación

Para el presente trabajo se utilizará un tipo de investigación cuantitativo, cualitativo, experimental, con un enfoque que demuestre la realidad vivida en el campo industrial, para lo cual se hará uso de técnicas infográficas, histogramas, análisis preventivos, análisis predictivos y proyección de costos, a fin de que el contenido pueda sustentar de una manera práctica el modelo taxonómico requerido para el estudio.

1.6. Metodología

La metodología aplicada para este trabajo es de investigación documental y experimental (compresión y observación), relacionada directamente con la reparación y/o mantenimiento de un transformador de potencia y su impacto al medio ambiente, la misma que se podrá ser evaluada en concordancia con los datos obtenidos, garantizando una experiencia que sea de gran utilidad para los estudiantes de la Facultad Técnica para el Desarrollo.

CAPÍTULO 2

GENERALIDADES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

2.1. Introducción

El transformador es un dispositivo eléctrico para cambiar las amplitudes relativas de voltaje y corriente en un circuito de CA, manteniendo la frecuencia, también se puede usar para aislar eléctricamente un circuito, se debe tener en consideración que no existen transformadores de corriente directa. Está conformado por un devanado primario y un devanado secundario, cuyos flujos magnéticos están ligados mediante un núcleo ferromagnético (Mecatronics, 2018).

Otros conceptualizan al transformador como una máquina eléctrica estática la cual mediante inducción electromagnética transforma tensiones y corrientes eléctricas alternas o pulsantes entre dos o más devanados a la misma frecuencia y, usualmente a valores diferentes de tensión y corriente (Pozueta, 2015).

La identificación básica de un transformador está constituida por su potencia nominal, la tensión primaria y la tensión secundaria que es la obtenida en los bornes de salida cuando el transformador funciona sin carga y el grupo de conexión, generalmente la potencia se expresa en KVA o MVA (Editores, 2015).

Según Torres (2015), los transformadores son dispositivos electromagnéticos estáticos que permiten partiendo de una tensión alterna conectada a su entrada, obtener otra tensión alterna mayor o menor que la anterior en la salida del transformador. Permiten así proporcionar una tensión adecuada a las características de los receptores. También son fundamentales para el transporte de energía eléctrica a largas distancias a tensiones altas, con mínimas pérdidas y conductores de secciones moderadas. En la figura 1, se ilustra un transformador de potencia en el que se detallan los componentes principales según su potencia, configuración o tipo de montaje. Este tipo de transformadores son diseñados de acuerdo a las normas ANSI C57, IEC76, NEMA y VDE.

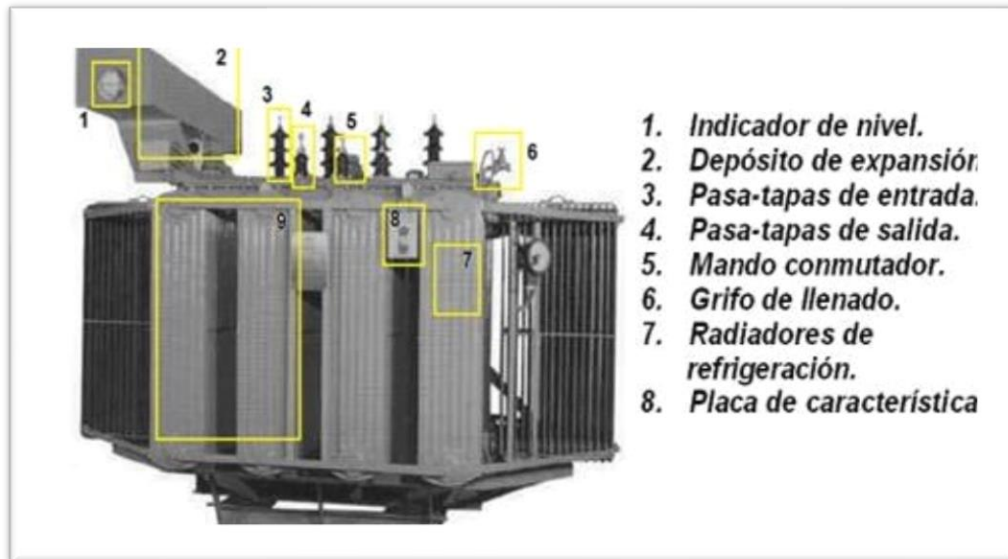


Figura 2.1. Partes de un transformador de potencia
Fuente: Sector Electricidad (2017)

2.2. Características de los transformadores

El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, por medio de interacción electromagnética. Está constituido por dos o más bobinas de material conductor, aisladas entre sí eléctricamente y por lo general enrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo (Carrillo G. , 2016).

2.3. Clasificación de los transformadores

Los transformadores se pueden clasificar de acuerdo a:

- **Su capacidad**
 - *De instrumentación.* Existen dos tipos: transformadores de corriente y de potencial.
 - *De distribución.* Están en el rango de 5 KVA y 500 KVA (1000 KVA para algunas empresas). Usualmente están conectados al nivel de tensión II (de acuerdo a la CREG).
 - *De potencia.* Mayores a 500 KVA (1000 KVA para algunas empresas).
 - Usualmente están conectados a niveles de tensión II, III y IV (de acuerdo a la CREG).



Figura 2.2. *Transformador de pequeña potencia*
Fuente: API (2018)

Transformador trifásico de pequeña potencia de tipo seco, sin taps de conmutación, utilizado también como transformador de aislamiento para circuitos de distribución industria plástica o industria de fundición.



Figura 2.3. *Transformador de gran potencia*
Fuente: Dobladez (2005)

Transformador reductor de gran potencia utilizado en las diferentes bahías de distribución en circuitos interconectados o en subestaciones de salida de centrales hidroeléctricas, su característica principal es el tanque de compensación y su sistema de ventilación.

- **El número de fases**

- *Monofásicos.*

Transformadores de tipo tanque convencionales o tipo tanque autoprottegidos, sumergidos en aceite, usualmente utilizados para circuitos de distribución secundarios, residenciales.



Figura 2.4. Transformador monofásico
Fuente: Nacional de Electricos (2018)

- *Trifásicos.*

Transformadores trifásicos con conexiones expuestas de tipo ONAN, ONAF, sumergidos en aceite, de mediana potencia, sin tanque de compensación, usualmente usados para circuitos de distribución de baja potencia.



Figura 2.5. Transformador trifásico
Fuente: INATRA (2017)

- **Tipo de refrigeración y aislamiento**

- *Secos*. Los transformadores secos son usados para instalaciones interiores en edificios, centros comerciales, hospitales, etc. Exigen un mayor mantenimiento por no ser herméticos.
- *En aceite*. Los transformadores sumergidos en aceite por su riesgo de explosión, deben instalarse generalmente al aire libre. Deben poseer protecciones especiales como el relé de Bucholtz y el relé térmico.



Figura 2.6. *Transformador de gran potencia*
Fuente: Subestación El Pache (2010)

- **Las protecciones:**

- Convencionales. Tienen protección en el lado de AT por medio de pararrayos y fusibles.
- Autoprotegidos. Poseen protección en AT por medio de fusibles y pararrayos, y en BT por medio de interruptores. (Arias & Contreras, s. f., p. 14)

2.4. Componentes pasivos de un transformador de potencia

Los componentes pasivos de un transformador de potencia son aquellos que forman parte del aislamiento o fuente de enfriamiento primaria, que están sometidos a un tipo de degradación en función de variables físicas y químicas controladas operativamente a lo largo de la vida útil del transformador. Entre ellas tenemos el:

- aceite dieléctrico
- Papel Aislante
- Sílica gel
- Flejes

2.4.1. Aceite dieléctrico

Este componente empleado regularmente en el sistema de aislamiento del transformador y de otros equipos eléctricos es de tipo mineral y se encuentra formado por compuestos hidrocarburos y no hidrocarburos. En cuyo interior cumple 4 funciones básicas:

- Aislar eléctricamente a todos los componentes del transformador
- Proveer transferencia de calor y enfriar eficiente al transformador
- Proteger al conjunto núcleo bobinas del ataque químico
- Medio de diagnóstico de las condiciones internas del transformador y su aislamiento.

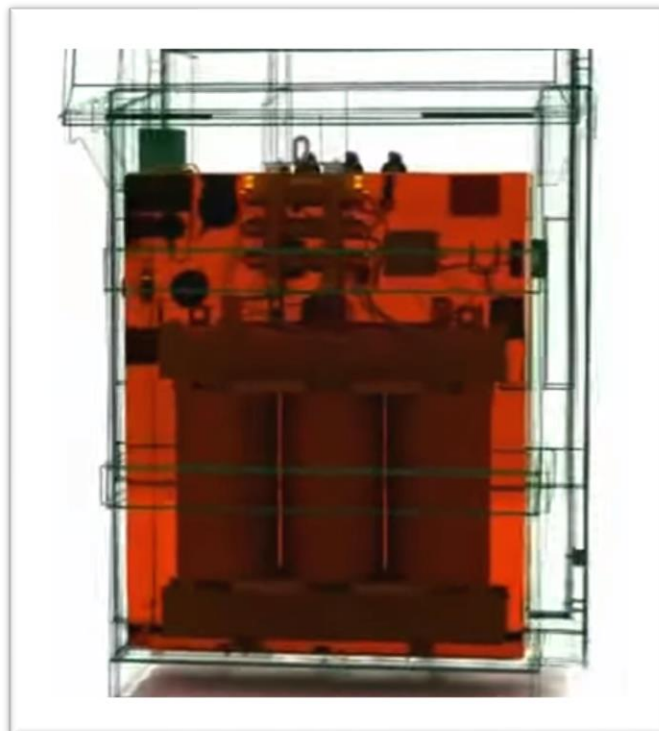


Figura 2.7. Nivel de aceite dentro de una cuba de un transformador
Fuente: ABB (2011)

2.4.1.1. Factores de degradación del aceite

Por efectos del tiempo, y cargabilidad del transformador el aceite envejece, disminuyendo su vida útil a su vez la capacidad de cumplir sus funciones. Producto de este envejecimiento se presenta la oxidación del aceite precipitándose al fondo de la cuba en forma de lodos los mismos que se alojan en la base de los devanados reduciendo el enfriamiento en zonas puntuales. En la actualidad existen índices que nos ayudan a relacionar el estado de envejecimiento del aceite (Nova Miron, 2018). Entre los factores que ayudan a la degradación del aceite se encuentran los siguientes:

- Contenidos de Oxígeno
- Calor
- Humedad
- Metales
- Celulosa de papel

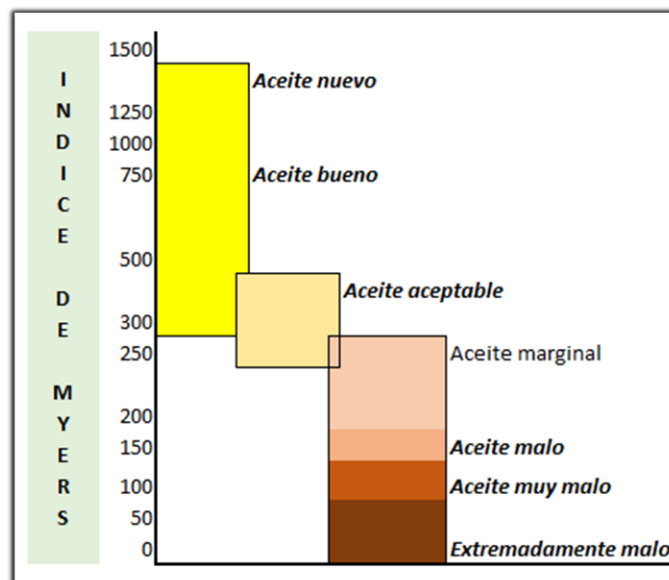


Figura 2.8. Índice de Myers según estado del aceite para transformadores
Fuente: Orellana.

Es imposible erradicar la presencia de estos factores en el aceite dieléctrico, dado que la temperatura de trabajo, el esfuerzo eléctrico y otras condiciones silenciosas están ligadas de manera inherente al trabajo para el cual está diseñada la máquina de inducción, sin embargo, su análisis predictivo ayudará a predecir fallos oportunos y de esta manera optimizar la vida útil del transformador (Briones & Bermudez , pág. 3).

2.4.1.2. Métodos de recuperación del aceite

El fluido se puede regenerar mediante los procesos tradicionales: contacto y percolación, aunque en los últimos treinta años se han creado diferentes equipos móviles, automáticos y ahorrativos, capaces de regenerar con el transformador energizado de acuerdo a su estado de degradación. El tratamiento del aceite consta de distintas etapas. La utilización de tierras de Fuller mediante un método mejorado, minimiza la generación de residuos. La combinación de estas técnicas es lo que hace que el Tratamiento de Regeneración efectuado sea altamente eficaz y fiable para la recuperación de las propiedades físicas, químicas y eléctricas del aceite tratado (Transformadores Molina, 2018), bajo los lineamientos de la normativa IRAM 2400. El proceso permite el tratamiento del aceite con los transformadores en servicio. De esta forma disminuye los costos de mantenimiento de los equipos, la compra de aceite nuevo y la gestión de los residuos (Vairo, 2018).

Existe la idea equivocada de que un equipo es más potente cuanto más caudal tiene, nada más lejos de la realidad. Un equipo será más potente cuanto más agua, partículas y gases sea capaz de eliminar en la unidad de tiempo, manteniendo la calidad del aceite en estado óptimo (Rymoil, 2012).

2.4.1.3. Agentes contaminantes del aceite dieléctrico

El uso confiable de un aceite mineral aislante de transformadores en un sistema de aislación depende de ciertas características fundamentales del aceite de los transformadores, que pueden afectar el funcionamiento global del equipo eléctrico. A fin de asegurar sus funciones múltiples de dieléctrico, agente de transferencia de calor y de extintor de arco, el aceite de transformadores debe poseer ciertas propiedades fundamentales, en particular:

- Una rigidez dieléctrica suficiente para resistir las mayores sollicitaciones eléctricas que se presentan en el servicio.
- Una viscosidad adecuada que no afecte la circulación, ni disminuya la transferencia de calor.
- Un punto de escurrimiento apropiado que asegure la fluidez a bajas temperaturas, susceptibles de existir en el lugar de la instalación.

- Una conveniente estabilidad de la oxidación, a fin de asegurar una larga duración en servicio.

La degradación del aceite de transformadores mineral en servicio se debe a condiciones de su uso. En muchos casos, el aceite aislante está en contacto con el aire y queda sometido a las reacciones de oxidación que son aceleradas por las temperaturas elevadas y catalizadas por la presencia de metales y de los compuestos órgano-metálicos. Se pueden producir un cambio de color, una formación de sustancias ácidas y / o la producción de lodos en un estado de oxidación avanzado. Además, muchos otros agentes contaminantes como ser el agua, las partículas sólidas, los productos polares solubles pueden aparecer en el aceite de transformadores durante el servicio y, en consecuencia, pueden alterarse algunas propiedades dieléctricas del aceite de transformadores (Nova Miron, 2018).

La presencia de estos agentes contaminantes y de cualquier otro producto de degradación del aceite de transformadores, se puede determinar estudiando la modificación de una o varias propiedades. El deterioro de los materiales constructivos (ejemplo: papel, pintura, etc.), que pueden interferir con el buen funcionamiento del equipo eléctrico y disminuir su vida útil de funcionamiento, pueden también determinarse estudiando las modificaciones de las propiedades del aceite de transformadores (Nova Miron, 2018).

2.4.2. Papel aislante

La palabra 'kraft', proviene del alemán y significa 'resistencia'. No es un mal término para este papel, ya que, debido a su composición, es mucho más resistente que algunos tipos de papel convencional. El papel kraft, así como su proceso químico de fabricación de pulpa de celulosa a partir de fibras largas de madera (también llamado kraft), surgió en 1879 de la mano de Carl F. Dahl. El proceso químico implica la utilización de hidróxido de sodio y sulfuro de sodio para extraer la lignina de las fibras de madera. Es un proceso similar al de la fabricación del papel reciclado. El resultado (sin blanquear) es un papel grueso, de color marrón, muy resistente y de superficie rugosa. Por eso se tiende a pensar que no es un papel bonito porque se presenta como papel en crudo que no ha sido tratado y blanqueado (Dani, 2015).

2.4.2.1. Causas de envejecimiento del papel aislante

La reducción de la vida útil del aislante en los transformadores se ve afectada por varios factores, a saber: sobretensiones, cortocircuitos, la carga y sobrecarga a la cual los transformadores son sometidos. A su vez, el trabajo de los materiales a altas temperaturas, la presencia de oxígeno y la humedad aceleran el proceso de envejecimiento de la aislación. Los valores reales de las sobretensiones y cortocircuitos que afectan a un transformador durante su vida útil son muy difíciles de medir y por lo tanto dificulta estimar la pérdida de vida con estos datos. Análisis químicos (análisis de gases disueltos en el aceite, índice de neutralización, compuestos polares, partículas sólidas, contenido de agua) y físicos (ensayo de rigidez dieléctrica y de tensión interfacial) del aceite y del papel aislante (análisis de furanos) son los más precisos a la hora de estimar cuánto ha envejecido el transformador, pues los resultados de estos análisis son afectados por los factores eléctricos antes enumerados.

Papel Aislante para Conductores	
<input type="checkbox"/> calidad mínima:	Papel Térmicamente Mejorado (Thermally Upgraded Paper)
<input type="checkbox"/> cualificación del papel:	N2 contenido de Nitrógeno
➤ método de ensayo:	ASTM D982-5 (2009) Standard Test Method for Organic Nitrogen in Paper and Paperboard
➤ contenido mínimo de N2:	1.8%
<input type="checkbox"/> Grado de Polimerización (GP) mínimo del papel aislante	
➤ valor mínimo GP:	1000
➤ muestras a ensayar:	mínimo 6 muestras
➤ muestras:	después del secado FINAL de la Parte Activa justo antes de pruebas finales FAT
➤ método de ensayo:	IEC 60450:2004+AMD1:2007 Consolidated version Measurement of the average viscometric degree of polymerization of new and aged cellulosic electrically insulating material

Figura 2.9. Características básicas del papel aislante de un transformador
Fuente: Mendes (2017)

La degradación del papel puede causar la falla del transformador por alguno de los siguientes mecanismos:

1. El papel se vuelve frágil, por lo cual puede romperse,
2. El agua degrada el papel reduciendo su rigidez dieléctrica y
3. Una carbonización local del papel puede incrementar su conductividad, causando sobrecalentamientos y fallas en el conductor.

Sin embargo, es más fácil de medir la potencia y/o corriente con que el transformador trabaja a diario. De modo que, partiendo de estos valores y conociendo

algunos datos característicos del transformador, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés)-, ha establecido la manera de estimar, matemáticamente, la pérdida de vida porcentual (o en horas) de un transformador de potencia embebido en aceite. Si se conocen los datos históricos de la carga horaria y los valores de las condiciones ambientales, entonces se puede calcular la vida útil esperada para el transformador utilizando los modelos de la Guía de Carga para Transformadores Embebidos en Aceite que propone el IEEE (Manassero, Zóttico, & Furlani, 2015).

2.4.2.2. Métodos de recuperación del papel aislante

- **Eliminación de humedad**

La eliminación de la humedad presente en los aislamientos es necesario transformarla en vapor y expulsarla a la atmosfera. Lo anterior se puede lograr disminuyendo la temperatura de ebullición del agua, por medio de alto vacío o sea bajar la presión interna en la cuba o tanque a niveles donde el agua se vaporice y se pueda extraer en forma de gas.

La aplicación del vacío tiene dos propósitos:

- a) Expansión y extracción del gas (en su mayoría aire) contenido dentro de un espacio cerrado, en este caso de una cuba o tanque cerrad. Esta expansión de los gases ayuda a la expulsión de la humedad presente.

- b) Reducción del punto de ebullición del agua contenida en forma de humedad dentro de los aislamientos, con lo cual su evaporación se acelera. Al convertirse el agua en vapor, este puede ser evacuado rápidamente, junto con los gases por medio de la bomba de vacío.

- **Grados de secado**

Puesto que la humedad presente en los aislamientos, afecta gradualmente sus características dieléctricas es necesario determinar los límites máximos permisibles de acuerdo con los niveles de voltaje de los transformadores.

- Para transformadores con niveles de voltaje menores a 69 KV, se debe alcanzar una humedad residual de 0.7 %.

- Para transformadores con niveles de voltaje entre 69 y 150 KV se debe alcanzar una humedad residual de 0.7 %.
- Para transformadores con niveles de voltaje de 230 y 400 KV, se debe de alcanzar una humedad residual de 0.3%

2.4.2.3. Agentes contaminantes del papel aislante

Normalmente los aislamientos sólidos de los transformadores de distribución, están compuestos principalmente por papel, cartón o madera, los cuales llegan a representar el 95% de los aislamientos. Estos materiales en sus diferentes tipos y variantes son altamente higroscópicos conteniendo hasta 8 o 10 % de su peso en humedad en malas condiciones de operación.

La reducción de la vida útil del aislante en los transformadores se ve afectada por varios factores, a saber: sobretensiones, cortocircuitos, la carga y sobrecarga a la cual los transformadores son sometidos. A su vez, el trabajo de los materiales a altas temperaturas, la presencia de oxígeno y la humedad aceleran el proceso de envejecimiento de la aislación.

- **Humedad**

El papel aislante tiene una gran afinidad por el agua y mucho menor por el aceite aislante por lo que generalmente absorberá agua además de aceite.

La cantidad de agua en el papel siempre será mayor que en el aceite; el papel seco absorbe agua más rápidamente que el papel impregnado de aceite, el cual tiene un rango más bajo de absorción de humedad. La humedad dentro del papel afecta la rigidez dieléctrica, el factor de potencia, envejecimiento y rigidez mecánica (Manassero, Zóttico, & Furlani, 2015).

2.4.2.4. Recomendaciones de la vida útil del papel

La vida útil de un equipo eléctrico está ligada a la vida de la aislación de papel, que es el componente más débil. Al inicio de su vida útil dentro del transformador, este polímero tiene alrededor de 1.000 moléculas de celulosa (grado de polimerización o DP). Cuando el transformador entra en servicio, el papel comienza su degradación y

va perdiendo moléculas. Cuando su grado de polimerización llega a 200, el papel ya ha perdido el 50% de su resistencia mecánica. Las vibraciones propias del funcionamiento del transformador pueden romperlo fácilmente. De esta manera, un DP de 200 nos indica el final de la vida útil del transformador. Existe una medición directa del grado de polimerización, en la que se obtienen muestras de papel desde las bobinas del equipo, este es un procedimiento invasivo y solo puede realizarse en caso de reparación mayor (Méndez, 2013).

- Es necesario, además, realizar análisis de AGD del aceite de los TF, mediante la cromatografía de gases,
- Para la determinación correcta del grado de envejecimiento del aislamiento de celulosa; es necesaria, la realización de un análisis de derivados furánicos de estas muestras de aceite, mediante la cromatografía de fase líquida (Montané García, Dorrbercker Drake, & Hernández Areu, 2018).

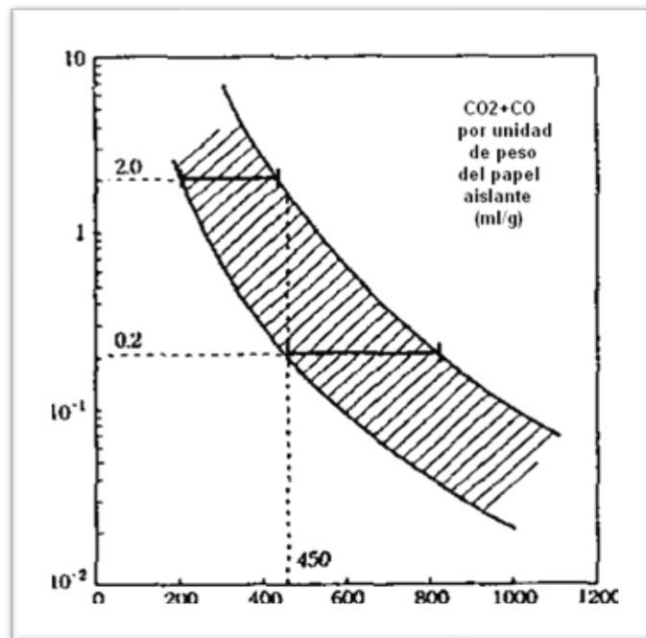


Figura 2.10. Grado de polimerización del papel del aislamiento
Fuente: Montané García, Dorrbercker Drake, & Hernández Areu (2018)

2.4.3. Silica gel

El gel de sílice, también conocido como Silicagel, es un producto absorbente, catalogado como el de mayor capacidad de absorción de los que se conocen actualmente. Es una sustancia química de aspecto cristalino, porosa, inerte, no tóxica e inodora, de fórmula química molecular $\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$, insoluble en agua ni en

cualquier otro solvente, químicamente estable, sólo reacciona con el ácido fluorhídrico y el álcali. Bajo diferentes métodos de fabricación, se consiguen diferentes tipos de gel de sílice/silicagel con diversas estructuras del poro, pudiendo llegar algunos a absorber hasta un 40% de su propio peso en agua (Grupo Haiyang Yinhai España, 2018).

Gracias a su composición química única y a su estructura física, el gel de sílice/silicagel posee unas características incomparables con otros materiales similares, por ejemplo la alta absorción, funcionamiento termal estable, característica física estable, fuerza mecánica relativamente alta, etc.

Durante el funcionamiento del transformador, el aceite aislante sufre variaciones en su volumen debido al cambio de temperatura. Esto produce la aspiración o expulsión de aire por el tanque de expansión, con la consiguiente humidificación del aceite (Ingeniería Eléctrica Explicada, 2010) y sus consecuencias negativas para el aislamiento.



Figura 2.11. *Filtro de silica gel*
Fuente: Bruno (2009)

El filtro de silicagel es un accesorio que llevan todos los transformadores que cuentan con tanque de expansión. Debe estar cargado con silicagel cuyo color no sea rosado. Su función es la de asegurar que el aire que ingresa al interior de la máquina no contenga humedad que, como hemos dicho, es el principal agente que ataca al líquido refrigerante. (Silica Gel, 2019)

2.4.3.1. Causas de envejecimiento de la silica gel

Según el diámetro del poro se categoriza el gel de sílice/silicagel como de poro fino o macro poroso, cada uno de ellos con una capacidad diferente de absorción en función de la humedad relativa, por lo que la elección del tipo debe ajustarse según las condiciones de utilización. El gel de sílice/silicagel también puede diferenciar la absorción de diferentes moléculas actuando como un absorbente selectivo (Grupo Haiyang Yinhai España, 2018).

Es un producto que se puede regenerar, una vez saturado si se somete a una temperatura de entre 120-180 C°, (el gel de sílice/silicagel con indicador no debe pasar de 120 C°) desprenderá la humedad que haya absorbido por lo que puede reutilizarse una y otra vez sin que ello afecte a la capacidad de absorción, ésta solo se verá afectada por los contaminantes que posea el fluido absorbido (Grupo Haiyang Yinhai España, 2018).

2.5. Componentes Activos de un transformador de potencia

2.5.1. Núcleo

El núcleo es el encargado de que el flujo magnético generado se mantenga dentro del transformador, evitando que se disperse por el aire lo cual provocaría pérdidas y reduciría la eficiencia del proceso. Se establece una configuración por láminas (o chapas) para evitar la aparición de corrientes de Foucault, ya que favorecen las pérdidas (Tutor Electronico, 2018).

Granero (2015) lo describe como la parte del transformador que forma el circuito magnético de la máquina. Su función es la de conducir el flujo magnético que se genera al circular una corriente alterna por los devanados.

2.5.1.1. Material y propiedades conductivas

El núcleo se realiza con chapa magnética de cristales orientados y aisladas sobre las dos caras, las chapas que constituyen el circuito magnético del transformador tiene la propiedad de tener pérdidas relativamente bajas por efecto

de histéresis y corrientes de FOUCAULT. El núcleo de los transformadores con pérdidas en vacío normales se realiza con chapas magnéticas clásicas, La chapa CGO (Convencional de grano orientado).

Tabla 1. *Propiedades de las chapas de grano orientado CGO*

Espesor (mm)	Grado	Densidad (g/cm ³)	Máximas pérdidas a 1.5 T (W/kg)	
			50 Hz	60 Hz
0.27	M-4	7.65	0.89	1.17
0.30	M-5	7.65	0.97	1.28
0.35	M-6	7.65	1.11	1.45

Fuente: Granero (2015)

Una chapa de calidad superior, la chapa HI-B (caracterizada por pérdidas en vacío relativamente más reducidas y valores de inducción más elevados) generalmente tratada por láser, es utilizada para transformadores de pérdidas en vacío reducidas. Los espesores de las diferentes chapas utilizadas son de 0,30, 0,27 o 0,23 mm.

Tabla 2. *Propiedades de la chapa de grano orientado HI-B*

Espesor (mm)	Grado	Densidad (g/cm ³)	Máximas pérdidas a 1.7 T (W/kg)	
			50 Hz	60 Hz
0.30	M-2H	7.65	1.17	1.54
0.30	M-3H	7.65	1.23	1.63
0.35	M-4H	7.65	1.37	1.79

Fuente: Granero (2015).

Las partes que constituyen el circuito magnético son:

- Culatas o yugos. Las culatas o yugos unen entre sí las columnas para cerrar el circuito magnético.
- Ventana. Los espacios entre las columnas y las culatas, por donde pasan los devanados, se llaman ventanas del núcleo.

- Columnas. Las columnas son las partes del núcleo donde se montan los devanados del transformador.



Figura 2.12. Núcleo armado de un transformador

Fuente: Granero (2015).

- Herrajes o bastidor. La Armadura o Herrajes de sujeción (también llamado Bastidor) sujetan el núcleo usando tornillos opresores, que unen las chapas entre sí, y tornillos tensores que unen el yugo contra la columna eficazmente.

En el caso de que alguno de estos tornillos atraviese el núcleo deberá aislarse con tubos de papel, cartón o baquelita para que sobre él no se induzcan corrientes que puedan producir calentamientos inadmisibles.

- **Chapa magnética laminada en caliente**

Para la construcción de núcleos se emplean chapas ferromagnéticas eléctricamente aisladas de 0,35 mm. de espesor, constituidas por una aleación de acero y silicio de alta calidad, del orden del 3 al 5 % estando laminadas en caliente para obtener junto a las pérdidas mínimas, la máxima permeabilidad magnética. El silicio aumenta la resistividad de la chapa disminuyendo las corrientes parásitas y con ello las pérdidas por este concepto.

Las chapas laminadas al silicio se saturan con valores de inducción más bajos que las laminaciones normales, estos valores disminuyen al aumentar el contenido en silicio. Además, el silicio estabiliza la chapa en el sentido de evitarle prácticamente el envejecimiento, existiendo, sin embargo, un aumento de pérdidas con el tiempo, principalmente por la acción continua del calor.

- **Chapa magnética laminada en frío**

La ordinaria chapa magnética de laminado en caliente ha sido sustituida por la chapa magnética de grano orientado o laminado en frío. La diferencia del tipo de chapa no está en su laminado primordialmente, sino en la utilización de un acero más puro y con menor contenido en carbono que para la chapa magnética ordinaria.

El acero al silicio cristaliza en un sistema regular centrado debido a la acción de fuertes laminados en frío quedando de este modo orientada su estructura cristalina en la dirección del flujo magnético. Con el fin de eliminar tensiones internas el material se somete a tratamientos térmicos y en tal sentido tiene valores más elevados, entre el 20 y el 25 % a los admisibles en chapa laminada en caliente, con la consiguiente reducción de la sección del núcleo y por tanto de las pérdidas en el transformador.

2.5.2. Bobinas

El transformador es un dispositivo que se encarga de "transformar" el voltaje de corriente alterna que tiene a su entrada en otro de diferente amplitud, que entrega a su salida. Se compone de un núcleo de hierro sobre el cual se han arrollado varias espiras (vueltas) de alambre conductor (Roble, 2010). Este conjunto de vueltas se llaman bobinas y se denominan bobina primaria o "primario" a aquella que recibe el voltaje de entrada y bobina secundaria o "secundario" a aquella que entrega el voltaje transformado. (Importancia del transformador, 2010)

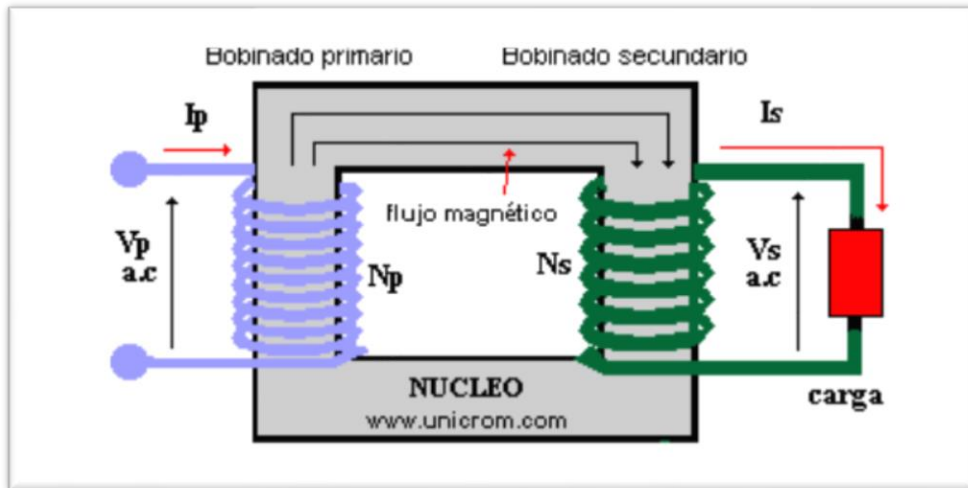


Figura 2.13. Bobinas en un transformador
Fuente: Roble (2010).

La bobina primaria recibe un voltaje alterno que hará circular, por ella, una corriente alterna. Esta corriente inducirá un flujo magnético en el núcleo de hierro. Como el bobinado secundario está arrollado sobre el mismo núcleo de hierro, el flujo magnético circulará a través de las espiras de éste. Al haber un flujo magnético que atraviesa las espiras del "Secundario", se generará por el alambre del secundario un voltaje (ley de Faraday). (Importancia del transformador, 2010)

2.5.2.1. Estructura del bobinado

La relación de transformación del voltaje entre el bobinado "Primario" y el "Secundario" depende del número de vueltas que tenga cada uno. Si el número de vueltas del secundario es el triple del primario, en el secundario habrá el triple de voltaje. (Tecnología Industrial ES, 2018)

La fórmula que relaciona voltajes con número de vueltas es:

$$\frac{\text{Numero de espiras del primario } (N_p)}{\text{Numero de espiras del secundario } (N_s)} = \frac{\text{Tensión del primario } (V_p)}{\text{Tensión del secundario } (V_s)}$$

Para el diseño de la bobina se utilizan los siguientes datos de partida:

$$L = 450 \mu\text{H}$$

$$\text{Frecuencia} = 200 \text{ kHz}$$

$$\text{Corriente máxima } I_{\text{MAX}} = 8.8 \text{ A}$$

Corriente ac $I_{ac} = 0.5 \text{ A}$

Corriente eficaz $I_{RMS} = 8.5 \text{ A}$

Factor de uso de ventana $k_w = 0.3$

Saturación $B_s = 0.3 \text{ T}$

Factor de forma geométrico $k_{FG} = 85$

Factor de pérdida en el núcleo

$$K_M = \frac{P_{NU}/Vol}{B_{ec}^2}$$

Posterior, se realiza la selección del núcleo (1):

$$P_{OPT} = 2 * \sqrt{\frac{P_{CU} * K_M * K_{FG} * L^2 * I_{ec}^2 * I_{RMS}^2}{K_W * V^{\frac{2}{3}}}}$$

$$P_{B_{MAX}} = K_M * \frac{I_{ec}^2}{I_{MAX}^2} * B_{MAX}^2 * V + P_{CU} * \frac{K_{FG}}{K_W} * \left[\frac{L * I_{RMS} * I_{MAX}}{B_{MAX}} \right]^2 * \frac{1}{V^{\frac{5}{3}}}$$

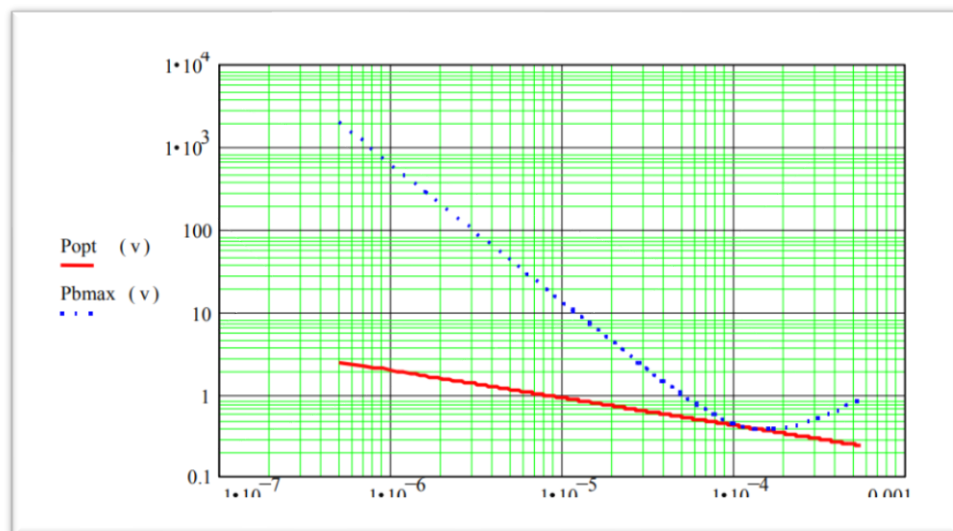


Figura 2.14. Pérdidas óptimas y las pérdidas a BMAX en función del volumen del núcleo
Fuente: Abalar (2013)

El volumen óptimo se encontrará en el cruce de ambas curvas. Con volúmenes inferiores al óptimo forzosamente acudiremos a un diseño a BMAX

para evitar la saturación. Con volúmenes superiores al óptimo minimizamos pérdidas a costa de incrementar el volumen.

La selección del número de vueltas (2) puede ser por:

a) por límite de pérdidas

$$\frac{dP}{dN} = 0 \rightarrow N_{OPT} = \left[\frac{K_M * K_W}{P_{CU}} \left(\frac{L * I_{ec}}{I_{RMS}} \right)^2 * \frac{A_W * V}{I * A_e} \right]^{\frac{1}{4}}$$

b) por límite de B_{MAX}

$$N = \frac{L * I_{MAX}}{B_{MAX} * A_e}$$

c) Diámetro del hilo

$$\phi = \sqrt{\frac{4 * K_W * A_W}{\pi * N}} \approx 0.8 \text{ mm}$$

d) Determinación del entrehierro

$$g = \frac{\mu_0 A_e N^2}{L} - \frac{l_e}{\mu_r} = 3 \text{ mm}$$

2.5.2.2. Lodificación de las bobinas

La oxidación en el aceite del transformador es también acelerada por el agua al aumentar la temperatura. Durante este proceso de degradación, los ácidos grasos se asientan fuera del aceite y el resto en las partes del sistema de aislamiento en forma de subproductos causando la generación de lodos, estos lodos llegan a causar daño en el flujo del aceite ya que los conductos de recirculación se ven obstruidos, reduciendo en gran medida la capacidad de enfriamiento del sistema. A la vez la oxidación también conduce a la corrosión de las partes sólidas del transformador, permitiendo una mayor contaminación del aceite. (Itecnacr, 2018)



Figura 2.15. *Efecto de la Lodificación en las bobinas*
Fuente: S. Loaiza, 2019.

El agua presente en los transformadores también causa fracturas inducidas por hidrógeno, el agotamiento de aditivos tales como agentes preservantes y de desemulsión (los inhibidores). El mal flujo de aceite debido a las emulsiones, lodos, cristales y la contaminación microbiana, daña la resistencia de la película. El agua reduce la tensión interfacial del aceite del transformador, llevando a la aireación. La presencia de aire a su vez, la oxidación, y la cavitación, el aumento de calor, y la descomposición del papel. El aceite contaminado con agua también puede suavizar y dañar los empaques, causando fugas y aumentar más la penetración de humedad. (Itecnacr, 2018)

2.5.2.3. Método de deslodificación de los bobinados

El estado del sistema de aislación de aceite-celulosa del transformador es uno de los parámetros clave que influyen en la expectativa de vida y fiabilidad del transformador. El índice de envejecimiento de los materiales de la aislación depende en los siguientes parámetros como: calidad del material de aislación original, temperatura del aceite, contenido de humedad, índice de Acidez, contenido de combustible, contenido de partículas, contenido de lodos (ABB, 2018)

Regenerar el aceite del transformador, es una medida para restaurar las propiedades del aceite a valores muy cercanos a los de un aceite nuevo. Es importante destacar que la regeneración no es un proceso de secado. Si la aislación del

transformador está muy húmeda, se debe considerar también secar la parte activa del transformador en combinación con la regeneración.

La definición de regeneración, de acuerdo a IEC, es –“un proceso que elimina desde el aceite, por elementos químicos y absorbentes, los contaminantes ácidos, coloidales y productos de deterioramiento del aceite. Para obtener un aceite con muchas características similares a aquellas de un producto nuevo” (ABB, 2018).

Después de la remoción de ácidos, lodos y otros productos de degradación del aceite, el índice de envejecimiento del aceite es dramáticamente más bajo. Esto también tendrá un efecto benéfico en el envejecimiento de la celulosa de la aislación del transformador (ABB, 2018).

El volumen total del aceite del transformador es circulado en varias oportunidades (8-12) a través de las columnas de absorción que están llenas con Tierra Fullers. Durante el proceso, la Tierra Fullers es automáticamente reactivada varias veces. Con la técnica convencional, las tierras Fullers tendrían que ser cambiadas y desechadas (ABB, 2018).

El método de reactivación hace económicamente posible usar suficiente Tierra Fullers (500-700 kg/ton de aceite) para remover productos del envejecimiento del aceite y también de la aislación. Cuando menos material absorbente se use, el efecto a largo plazo no es satisfactorio (ABB, 2018). El precio de la Tierra Fuller oscila entre 1.8 y 2.50 dólares por kilogramo.

2.5.2.4. Impacto generado por los lodos retirados de las bobinas

La industria petroquímica y el uso de los productos que de ella se derivan, han sido responsables de muchos impactos ambientales en el mundo, lo cual ha hecho que las autoridades ambientales presten mayor interés por este tipo de actividades industriales. El derrame de líquido aislante como resultado del muestreo es una preocupación ambiental, porque algunos de estos líquidos todavía pueden estar contaminados con PCB´s incluso si el aceite no está contaminado existen regulaciones que afectan la disposición final del aceite. Por esta razón cuando se realiza la extracción de aceite es usual colocar forros plásticos en las zonas para prevenir ya sea

por accidenten o por descuido que existan derrames de aceite (Argueta, Contreras, & Guardado, 2017).

El manejo de aceites, residuos químicos y combustibles es un aspecto significativo no solo por los altos estándares de calidad y seguridad, sino por la necesidad de preservar un ambiente sano. Estos residuos son productos difícilmente degradables, que en pequeñas proporciones son capaces de contaminar grandes cantidades de agua (Un litro de aceite es suficiente para contaminar un millón de litros de agua), disminuyendo las proporciones de oxígeno y matando la vida en el agua. Además al ponerse en contacto con el suelo contaminan el mismo pasando a formar parte de las cadenas tróficas (Norma de Calidad Ambiental, 2005).

2.5.2.5. Tratamiento del material (aceites)

En actividades que implique cambio o reposición de aceites hidráulicos, lubricantes, aceites dieléctricos; y/o limpieza con productos solventes, el personal de ejecución deberá disponer de recipientes respectivamente etiquetados que le permitan recolectar correctamente sus residuos evitando de esta manera posibles derrames. Los residuos de aceites hidráulicos y lubricantes deberán ser almacenados en un mismo recipiente, los aceites dieléctricos y solventes en recipientes específicos. Nunca se deberán mezclar aceites hidráulicos y lubricantes con aceites dieléctricos o solventes (Norma de Calidad Ambiental, 2005).

Por lo tanto, los depósitos primarios hacen referencia al recipiente o conjunto de recipientes que utilice el personal en el lugar de origen de los residuos de aceites o solventes y representan la primera etapa del proceso de recolección. Estos recipientes lo dispondrán cada área y otros podrán ser solicitados en las bodegas de las Centrales y Casa de Máquinas (Norma de Calidad Ambiental, 2005).

2.5.3. Flejes

El fleje es una cinta metálica o de plástico utilizada para asegurar o fijar el embalaje de diversos productos, ya que son lo suficientemente resistentes para poder agrupar objetos pesados. Aunque su aplicación en la industria del embalaje es más que conocida, se le conocen otros usos en diferentes sectores (Embalajes Terra, 2016).

2.5.3.1. Tipos de fleje

A la hora de decantarse por uno u otro fleje hay que tener en consideración los tipos o materiales que lo componen. Podemos encontrar principalmente el fleje de acero, fleje de polipropileno y de poliéster cada uno con sus ventajas y sus inconvenientes.

- **Fleje de acero.** -Originariamente era el único que se conocía hasta hace algunos años, antes de la incorporación de los flejes de plástico y de poliéster. El fleje de acero se caracteriza por ser el más fuerte de todos los elementos de flejado si lo comparamos con los flejes de plástico, ofreciendo la doble resistencia a la rotura. Las propiedades del acero lo convierten en un material muy resistente a la tracción, ya que es el principal esfuerzo al que debe someterse para cumplir su cometido, por ello se utiliza principalmente para cargas muy pesadas. Las aplicaciones del fleje de acero son ilimitadas pero su ámbito de uso abarca especialmente la industria de embalaje y la del bricolaje (manualidades). Se vende en bobinas de acero. En cuanto a su tratamiento podemos decir que los flejes metálicos o de acero pueden ser templados, sin templar, inoxidable, laminados en frío

- **Fleje de polipropileno.** -Dentro de la categoría de los flejes de plástico, el fleje de polipropileno es sin duda el más popular. Algunas de las ventajas de los flejes de polipropileno que podemos destacar son las siguientes:
 - Al ser plástico es un material muy ligero.
 - Buena resistencia a la tensión pese a su ligereza.
 - Debido a sus propiedades plásticas no se oxida, lo cual es una ventaja a tener en cuenta respecto del acero.
 - Presenta ventajas económicas respecto del acero.
 - Resiste muy bien a la intemperie y a los cambios de temperatura.
 - Se adapta muy bien a la forma de los paquetes o productos sin estropearlos.

Gracias a todo este cúmulo de propiedades, el fleje de polipropileno se utiliza especialmente para el atado y seguridad del transporte de mercancías. Otra ventaja que

presenta es la posibilidad de ofrecer una distinta gama de colores, así como de dimensiones.

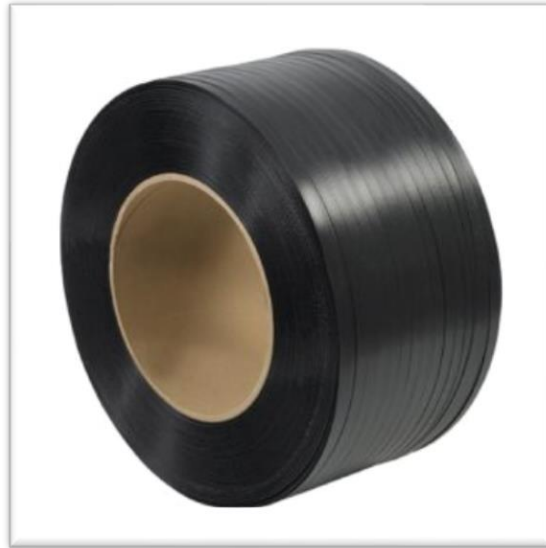


Figura 2.16. *Fleje de polipropileno*
Fuente: Embalajes Terra (2016)

- **Fleje de poliéster.** - El poliéster es un elastómero, una fibra sintética que se obtiene del petróleo tras diferentes procesos muy utilizada en industria textil. El fleje de poliéster suele utilizarse principalmente para el flejado de cerámica, madera, unificación de cargas paletizadas. Las principales ventajas del fleje de poliéster son:
 - Al igual que sucede con el fleje de polipropileno, no se oxida.
 - Absorbe una gran fuerza de choque, más que el acero y tiene mejor memoria ante la deformación.
 - Se adapta muy bien a la forma de los paquetes o productos sin estropearlos al igual que los de polipropileno.
 - No deja marcas sobre el producto embalado
 - El poliéster como material es muy fácil de lavar.



Figura 2.17. *Fleje de poliester pet*
Fuente: Embalajes Terra (2016)

- **Fleje textil.** -Los rollos o bandas de fleje textil son la alternativa al fleje de acero para la sujeción de cargas o embalajes especiales o pesados. Su gran resistencia y elasticidad hace que muchas empresas apuesten por este tipo de fleje frente a otros candidatos como los mencionados anteriormente. Suele fabricarse a través de hilos de alta tenacidad de poliéster de distintos acabados. Para la correcta unión del fleje textil se utilizan hebillas metálicas



Figura 2.18. *Fleje textil / Fleje Hebilla*
Fuente: Embalajes Terra (2016)

Aunque podemos encontrar en el mercado de los flejes una amplia variedad dimensional, existen unos estándares sobre los cuales los fabricantes suelen trabajar.

2.6. Sistema de gestión de sustancias químicas y desechos peligrosos y especiales

El Ministerio de Ambiente (2017), dentro de su política establece la gestión de sustancias químicas y desechos peligrosos, está vinculada con la adopción de convenios internacionales, a través de los cuales la Organización de las Naciones Unidas en su afán de proteger la salud humana y el ambiente contra los efectos adversos de los productos químicos tóxicos y los desechos peligrosos brinda asistencia a los países, en sus esfuerzos por poner en práctica las obligaciones adquiridas en la suscripción de los convenios.

Ecuador es parte de los siguientes convenios e instrumentos internacionales relacionados con sustancias químicas y desechos peligrosos:

- Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación.
- Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes.
- Convenio de Rotterdam sobre el procedimiento de consentimiento fundamentado previo aplicable a ciertos plaguicidas y productos químicos peligrosos objeto de comercio internacional.
- Convenio de Minamata sobre Mercurio.
- Enfoque Estratégico para la Gestión de Sustancias Químicas a Nivel Internacional (SAICM).

La Normativa Ambiental en el Acuerdo Ministerial No. 061 publicado en el Registro Oficial No 316 el 04 de mayo de 2015 (Ministerio de Ambiente, 2015) determina en su artículo 149 la definición para las sustancias químicas peligrosas sujetas a control que son aquellas que se encuentran en los listados nacionales de sustancias químicas peligrosas aprobados por la Autoridad Ambiental Nacional. Estarán incluidas las sustancias químicas prohibidas, peligrosas y de uso severamente restringido que se utilicen en el Ecuador, priorizando las que por magnitud de su uso o por sus características de peligrosidad, representen alto riesgo potencial o comprobado para la salud y el ambiente. Los listados nacionales de sustancias químicas peligrosas serán establecidos y actualizados mediante acuerdos ministeriales (2015, pág. 7).

En el mismo Acuerdo Ministerial No. 061, dentro del artículo 79 se identifica los desechos peligrosos, entre los que se considerarán los siguientes: los desechos sólidos, pastosos, líquidos o gaseosos resultantes de un proceso de producción, extracción, transformación, reciclaje, utilización o consumo y que contengan alguna sustancia que tenga características corrosivas, reactivas, tóxicas, inflamables, biológico-infecciosas y/o radioactivas, que representen un riesgo para la salud humana y el ambiente de acuerdo a las disposiciones legales aplicables; y, aquellos que se encuentran determinados en los listados nacionales de desechos peligrosos. (Ministerio de Ambiente, 2017)

Asimismo, dentro del acuerdo mencionado anteriormente, el artículo 80 considera los desechos especiales como aquellos desechos que sin ser peligrosos, por su naturaleza, pueden impactar al ambiente o a la salud, debido al volumen de generación y/o difícil degradación y, para los cuales se debe implementar un sistema de recuperación, reuso y/o reciclaje con el fin de reducir la cantidad de desechos generados, evitar su inadecuado manejo y disposición, así como la sobresaturación de los rellenos sanitarios municipales; aquellos cuyo contenido de sustancias tengan características corrosivas, reactivas, tóxicas, inflamables, biológico-infecciosas y/o radioactivas, no superen los límites de concentración establecidos en la normativa ambiental nacional o en su defecto la normativa internacional aplicable (Ministerio de Ambiente, 2019).

2.7. Análisis predictivos de los componentes en transformadores de Potencia

A continuación, detallaremos los análisis de tipo operacional, predictivos y preventivos a utilizar en el desarrollo de este trabajo de titulación.

2.7.1. Análisis de control operacional

El control operacional se lleva a cabo en función de una frecuencia determinada, la misma que es evaluada según las condiciones operacionales del transformador, además de ejecutarse por personal altamente calificado que posea la respectiva formación en cuanto a prevención de riesgos eléctricos como lo establece el Acuerdo Ministerial No.13 del Registro Oficial No. 249, que dice que toda persona que intervenga en la operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas debe:

“Poseer una credencial que acredite su conocimiento técnico y de seguridad conforme a su especialización y a la actividad que va a realizar” (Ministerio de Energía, 2012).

Para los respectivos análisis se emplean registros manuales y electrónicos de tal forma que lo evidenciado presencialmente se eleve a niveles de control y supervisión por parte de los administradores de gestión de cada transformador según sea el caso. En él se detallan los aspectos y parámetros más relevantes tales como temperatura, corrientes, fugas, estado mecánico, estado de la sílica gel, registro de protecciones, etc. En el anexo 1 podemos encontrar un matriz para inspección de transformadores de Potencia.



Figura 2.19. Licencia de riesgos eléctricos
Fuente: El autor

2.7.2. Termografías

La termografía es una técnica de ensayo no destructivo que se emplea para comprobar la temperatura de un objeto o lugar. Este tipo de ensayo es capaz de detectar la temperatura exacta sin la necesidad de establecer un contacto físico con el objeto a estudiar, funciona gracias a las radiaciones infrarrojas. Mediante la radiación infrarroja es capaz de detectar el espectro electromagnético de un objeto. Estas radiaciones se captan a través de los sensores termográficos. Se puede controlar la temperatura de una máquina industrial y comprobar así si se producen fugas o sobrecalentamientos. Además, también es muy interesante para comprobar si se producen pérdidas de aislamiento o fusibles quemados (SCI, 2016).

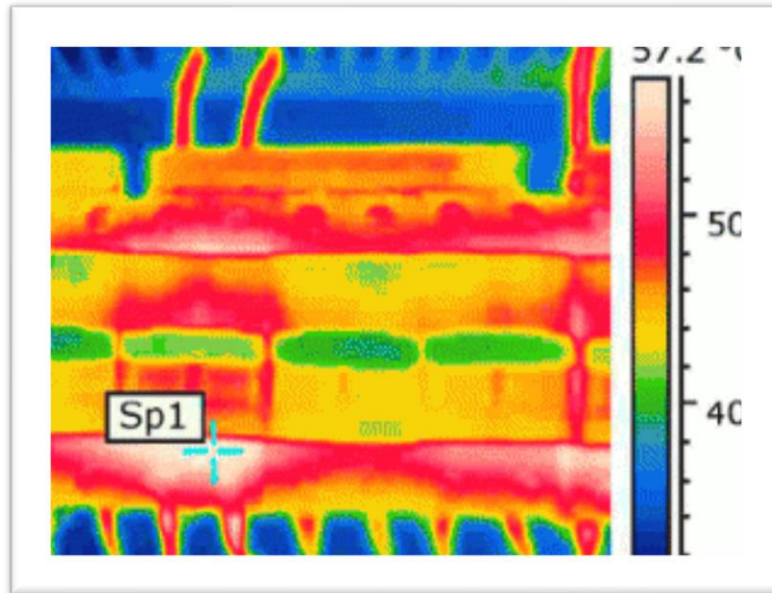


Figura 2.20. Registro calórico con termógrafo
 Fuente: SCI (2016)

En general lo que nos va a permitir es tener un control exhaustivo de la temperatura de los elementos de nuestra industria. Y en caso de que se produzca una anomalía, encontrar el lugar exacto donde se ha producido. (Scisa, 2018)

- **Ventajas de la termografía**

- Mayor rapidez y máxima eficacia al menor coste. Para alcanzar estos objetivos, las plantas industriales necesitan operar sin interrupciones: 24 horas al día, 365 días al año.
- Sin costosas averías ni pérdidas de tiempo.
- Con solo poder prever qué componentes están a punto de averiarse, podría precisar en qué momento adoptar las debidas medidas correctivas. Por desgracia, los peores problemas permanecen ocultos hasta que es demasiado tarde.
- Las cámaras termográficas son la herramienta perfecta para predecir fallos ya que consiguen hacer visible lo invisible. En una termografía, los problemas saltan a la vista de inmediato.
- Con el fin de mantener sus plantas operativas en todo momento, muchas empresas han combinado sus programas de mantenimiento predictivo con las herramientas de diagnóstico más valiosas para el mantenimiento predictivo del mercado: las cámaras termográficas (FLIR, 2011).

2.7.3. Análisis Físico-Químico del aceite

Los análisis Físico-Químicos proporcionan la información relativa a la calidad del aceite, indicando sus condiciones químicas mecánicas, así como una proyección de los efectos que la condición del aceite pueda aportar al sistema de aislamiento. Los análisis Físico - Químicos se componen de un grupo de pruebas o estaciones de prueba predeterminadas y procesadas bajo estándares y métodos reconocidos internacionalmente (ANSI, DOBLE, ASTM, ICE, CIGRE, etc.) que en conjunto proporcionan la información óptima (Técnica y económica) necesaria para determinar la calidad del aceite y sus afectos en el sistema de aislamiento (SYSE, 2011).

Las pruebas que comprenden los Análisis- Físico-Químicos, son las siguientes:

- Color
- Rigidez
- Dieléctrica
- Tensión Interfacial
- No. de Acidez
- Gravedad Especifica
- Aspecto Visual
- Sedimentos
- Factor de Potencia@ 25 °C y 100°C
- Contenido de Humedad y determinación de %Humedad 7 Base Seca

Cada prueba tiene importancia individual, así como la combinación de los resultados de las mismas y la calidad en el desarrollo de cada prueba es determinante para el diagnóstico (SYSE, 2011).

2.7.4. Cromatografía de gases disueltos

La presencia de fallas en transformadores de potencia provoca severos problemas en la operación del suministro de energía eléctrica, esto debido a que en algunas áreas se carece de transformadores de reserva para sustituirlo en tiempos muy cortos. Esto ha originado que la toma de decisiones y la evaluación de alternativas para buscar las soluciones sea lo más rápida y eficiente posible (SYSE, 2011).

Durante la operación normal del transformador, el aceite mineral y los materiales dieléctricos van perdiendo sus características lentamente, debido a que

están expuestos a esfuerzos térmicos, eléctricos y mecánicos, a esto le llamamos degradación, al suceder esto, se producen gases dentro del aceite; los gases formados por la descomposición de los materiales aislantes se disuelven total o parcialmente en el aceite, esto permite que mediante la recolección de una muestra, se tenga información sobre todas las partes a las que llega el aceite. (Pruebas Eléctricas y Mantenimiento S.A de C.V, 2017)

El análisis de gases disueltos ha probado ser una herramienta importante en la detección de fallas en transformadores, aún antes de la operación de protecciones o de valores anormales con pruebas alternativas. (Pruebas Eléctricas y Mantenimiento S.A de C.V, 2017)

2.7.5. Cromatografía de PCB's

Los PCB's o mejor llamados Bifenilos policlorados son una familia de hidrocarburos aromáticos clorados sintéticos, que tienen buenas propiedades térmicas y eléctricas, estas propiedades, combinadas con una excelente estabilidad química les hicieron útiles en numerosas aplicaciones comerciales. Sin embargo, su estabilidad química y resistencia a la biodegradación son causa de preocupación en términos de contaminación al medio ambiente. Esta preocupación sobre el impacto medioambiental ha restringido progresivamente su uso desde principio de los años 70's y su uso fue prohibido mediante un acuerdo internacional en 1986. Por este motivo debería medirse el contenido de PCB's en los líquidos aislantes nuevos para confirmar que no está contaminado, así mismo en equipos por cuya antigüedad se pueda sospechar del contenido de éstos. (Pruebas Eléctricas y Mantenimiento S.A de C.V, 2017) Los Bifenilos policlorados por ser compuestos sintéticos, creados por el hombre, no se generan por el paso del tiempo o la degradación del aceite, sino por un contacto con otro líquido aislante que sí los contenga y se impregne de ellos (SYSE, 2011).

2.7.6. Colorimetría

El color se define como la parte visible del espectro electromagnético que puede ser captado e interpretado por el sentido de la vista. Cuando la luz toca alguna superficie, ésta refleja una parte. La parte que se refleja de la luz es captada por el ojo humano e interpretada como color. Cada color tiene variantes y matices, diferentes intensidades que permiten captar una amplia gama de colores, texturas y espacios. Para

llevar a cabo las mediciones colorimétricas es necesario tomar como punto de comparación la llamada “curva espectral codificada” que permite asignar valores numéricos a la respuesta de estímulos de colores. Una vez asignados los valores se hace una suma de los mismos y se obtiene la cuantificación del o los colores (QuimiNet, 2012).

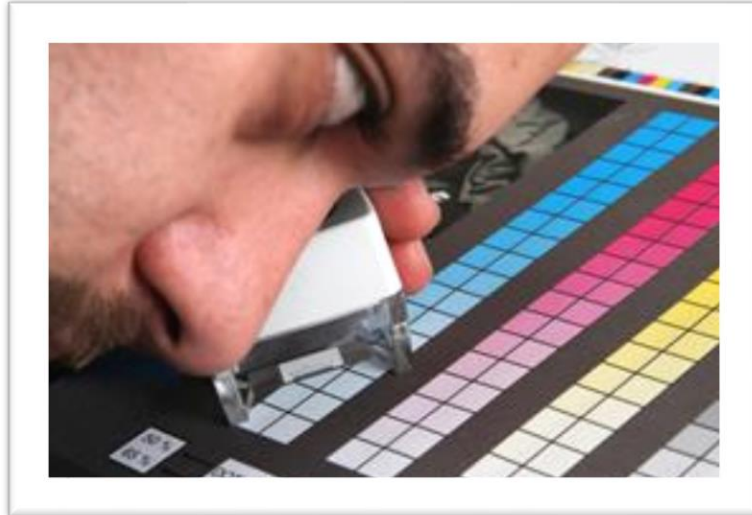


Figura 2.21. *Colorímetro*
Fuente: QuimiNet (2012)

A lo largo del tiempo las pruebas de colorimetría se han apoyado de los avances tecnológicos. Uno de los instrumentos que ayudan a llevar a cabo una medición colorimétrica más precisa es el colorímetro.



Figura 2.22. *Degradación del aceite dieléctrico de un transformador*
Fuente: IMSE (2016).

2.7.7. Acidez

La acidez (índice de neutralización) del aceite es una medida de los constituyentes o contaminantes ácidos en el aceite. La acidez de un aceite usado se debe a la formación de productos de oxidación ácidos. Los ácidos y otros productos de oxidación, junto con el agua y los contaminantes sólidos, afectarán las propiedades dieléctricas del aceite. Los ácidos tienen impacto en la degradación de los materiales celulósicos y también pueden ser responsables de corrosión de partes metálicas del transformador. La velocidad de incremento de la acidez de un aceite en servicio es un buen indicador de la velocidad de envejecimiento. Para la realización de la prueba utilizaremos Indicadores para poder determinar el número de pH de la sustancia, estos son sustancias generalmente orgánicas, que tienen la propiedad de dar un color determinado al variar la concentración de iones hidronio (H_3O^+), y se utilizan para determinar aproximadamente, el pH de una solución en nuestro caso aceite aislante de transformador.

- **Procedimiento.**

1. Extraeremos aceite aislante del transformador.
2. Aplicaremos 10 ml de aceite aislante a la tira de papel tornasol.
3. Observaremos e Identificaremos el número de pH en el aceite.
4. Con base al número de pH comentar si tiene presentes iones de hidronio (H_3O^+)
5. Diagnóstico del aceite aislante (índice de neutralización).

2.7.8. Densidad relativa

La densidad relativa es la relación del peso de un volumen de aceite, al peso de un volumen igual de agua. Dado que estas densidades varían con la temperatura, es preciso realizar una corrección. La densidad relativa de un aceite aislante mineral influencia las razones de transferencia de calor y puede ser requerida para determinar aplicaciones específicas. En ciertos climas fríos, puede formarse hielo dentro de los transformadores desenergizados expuestos a temperaturas debajo de $0^{\circ}C$ y la densidad relativa máxima del aceite usado en tales equipos debe tener un valor que asegure que el hielo no flotara en el aceite a cualquier temperatura que este pudiera alcanzar (LADAA, 2018).

2.7.9. Tensión Interfacial

La prueba de la tensión interfacial sobre aceites aislantes, mide la tensión superficial que el aceite mantiene frente al agua, detectando en forma sensitiva la presencia de los contaminantes polares solubles y los productos de la oxidación, que son indicativos de la degradación del aceite. Un valor bajo en la prueba es indicativo de presencia de contaminantes polares no deseados por el contrario un aceite con alta tensión Interfacial nos indica ausencia de contaminantes polares por lo que este aceite será capaz de mantener elevados valores de rigidez dieléctrica aunque este incorpore agua. El tipo de mantenimiento predictivo más importante para un transformador de potencia son las pruebas físico químicas y cromatográficas a su aceite aislante. Son varias y en conjunto dan un diagnóstico del estado tanto del aceite como del transformador. La tensión interfacial es un fenómeno Físico-Químico que se produce por las fuerzas de atracción que existen entre las moléculas de dos líquidos. En los aceites aislantes se utiliza para detectar presencia de productos de oxidación, no detectables con la prueba de acidez, por lo que es una prueba complementaria a esta. La prueba consiste en medir el rompimiento de la interfase en dinas por centímetro entre las superficies conformadas por el aceite a ser probado y agua destilada. Los valores mínimos permitidos son los siguientes (Edoc.Site, 2019):

Tipo de líquido	Valores mínimos permitidos
Aceite nuevo	45 dinas/cm
Aceite usado	25 dinas/cm
Agua destilada	70 dinas/cm

2.7.10. Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica o rigidez electrostática es valor límite de la intensidad del campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aisladora y pasa a ser conductor. Los campos eléctricos moderados son los que no arrancan electrones ligados de los átomos. Por tanto no producen corrientes importantes en los dieléctricos, pues solo mueven los escasos electrones libres que pueda haber en el dieléctrico. Pero si se aumenta el valor del campo, puede llegar a arrancar un gran número de electrones ligados. Entonces la corriente en el dieléctrico crece bruscamente y suele dañar el

dieléctrico por elevación de temperatura. El mayor valor del campo eléctrico que no produce este incremento brusco de corriente se llama rigidez dieléctrica (Academia de Física, 2016).

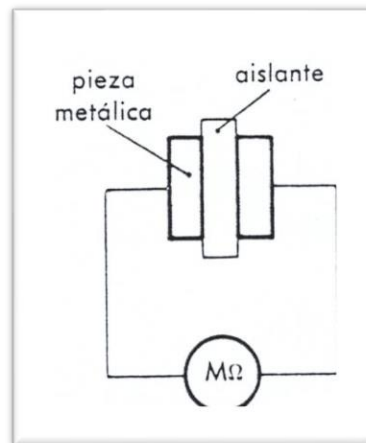


Figura 2.23. Rigidez dieléctrica
Fuente: Academia de Física (2016)

La rigidez dieléctrica se mide en voltios por metro V/m (en el SI). También la definimos como la máxima tensión que puede soportar un aislante sin perforarse. A esta tensión se la denomina tensión de rotura de un dieléctrico.

2.7.11. Contenido de Askarel

El askarel es un aceite oscuro, similar al aceite quemado de auto, se caracteriza por no ser flamable y poseer hasta un 70 por ciento de PCB, se ha utilizado como aislante o refrigerante en los transformadores y equipos eléctricos debido a su resistencia a temperaturas extremas tanto altas como bajas sin cambiar su estado físico.

Tabla 3. Distribución según sus usos.

Usos	%
Sistemas Abiertos:	29%2.
Sistemas Cerrados:	55%
Transformadores:	28%
Condensadores:	16%
Arrancadores:	11%.
Sistemas cerrados no eléctricos:	14%
Varios:	2%

Fuente: Netrakid (2018)

Por el gran potencial tóxico y contaminante que siempre posee, es altamente peligroso y carcinógeno.

2.7.12. Contenido de agua

Los tres contribuyentes mayores al nivel de humedad en el sistema de aislamientos son: Humedad residual del proceso de fabricación, humedad proveniente del entorno y humedad producida por el envejecimiento de la celulosa. La humedad puede afectar al rendimiento del sistema de aislamiento de las siguientes: disminuye la rigidez dieléctrica, temperatura de inicio de formación de burbujas, acelera la velocidad de envejecimiento/ aislamientos (CIDEL, 2015).

2.7.13. Contenido de Furanos

El método consiste en determinar en los líquidos aislantes los productos de la degradación de materiales de celulosa, tales como papel, cartón comprimido y material de algodón, materiales de aislamiento que conforman el equipo eléctrico. Estos productos de degradación comúnmente se les llaman compuestos furánicos o furanos. Los furanos que se identifican por cromatografía de líquidos son (SYSE, 2011):

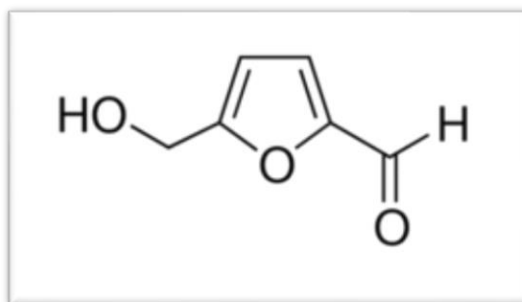


Figura 2.24. 5- hidroximetil-2-furfural
Fuente: Sigma Aldrich (2019)

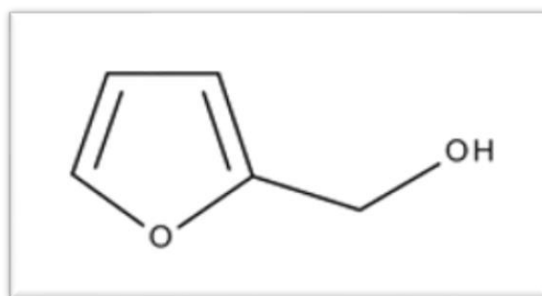


Figura 2.25. *Alcohol furfurílico*
Fuente: Sigma Aldrich (2019)

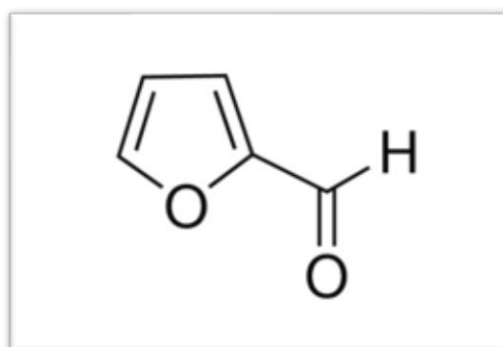


Figura 2.26. *2-furfural*
Fuente: Sigma Aldrich (2019)

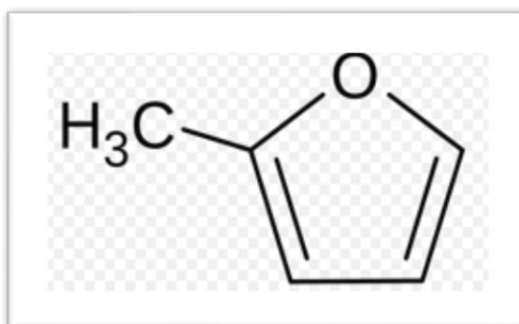


Figura 2.27. *2-acetil furano*
Fuente: Sigma Aldrich (2019)

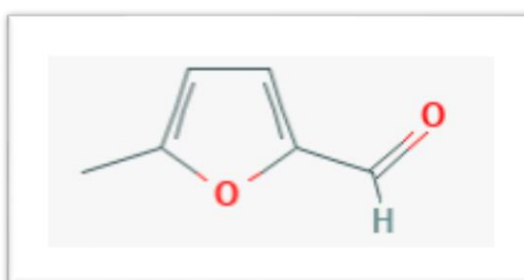


Figura 2.28. *5-metil-2-furfural*
Fuente: Sigma Aldrich (2019)

Los compuestos furánicos son solubles en el aceite. Las altas concentraciones o los aumentos inusuales en la concentración de compuestos furánicos en el aceite pueden indicar una degradación de la celulosa, debido al envejecimiento del equipo o por fallas incipientes. Los criterios de evaluación se basan en la concentración de 2-furfural. Para un envejecimiento normal, el incremento en la concentración anual de 2-furfural debe ser menor a 50µg/kg. También se utilizan los criterios siguientes para evaluar el aislamiento en el transformador (SYSE, 2011):

- Aislamiento normal < 100µg/kg
- Media vida de 100 a 1000 µg/kg
- Último tercio de vida > 1000 µg/kg

Estos compuestos se forman cuando una molécula de celulosa despolimerizada se rompe en pedazos o anillos. El análisis de furanos puede utilizarse para confirmar el análisis cromatográfico de gases, cuando la concentración de monóxido de carbono se encuentre con niveles arriba de lo normal. En la actualidad HPLC ha llegado a ser una de las Técnicas del Laboratorio Moderno más importantes como herramienta analítica para separar y detectar compuestos químicos (SYSE, 2011).

2.7.14. Contenido de azufre corrosivo

La revisión propuesta de la norma del azufre corrosivo ofrecerá una prueba más sensible. Se han encontrado que ciertos aceites aislantes contienen azufre corrosivo, que con el tiempo y la temperatura, producirá depósitos de sulfuro en el equipo de operación. Estos depósitos que se forman sobre el cobre y en el papel aislante ocasionarán que la resistencia dieléctrica disminuya y que el equipo termine por descomponerse. Sin embargo, una revisión propuesta de la norma D 1275 de ASTM, Método de Prueba del Azufre Corrosivo que hay en los aceites aislantes eléctricos, ofrecerá un recurso para poder determinar si los aceites nuevos o en servicio contienen o no contienen azufre corrosivo en una concentración peligrosa (SYSE, 2011).



Figura 2.29. Estándar de Corrosión según ASTM
Fuente: Academia de Física (2016)

Para la determinación del azufre corrosivo la norma de referencia (y de la cual partir) es la IEC 60422ed. 4 2013, y que es la norma para el mantenimiento y supervisión de los aceites minerales aislantes en equipos eléctricos en uso. Esta norma indica tres métodos para las pruebas del azufre corrosivo (Solución Sea Marconi (Chedcos), 2018):

1. IEC 62535- es la comúnmente denominada Prueba CCD.

Técnica de la prueba: Oxidación acelerada a altas temperaturas en el conductor de cobre envuelto en papel kraft, evaluación visual (exmétodo Cigre A2.32.TF01).

Propósito: Determinar la presencia de compuestos de azufre de acción corrosiva que podrían contaminar la celulosa de los conductores con sulfuro de cobre.

2. ASTM D1275, Método B

Técnica de la prueba: Oxidación acelerada a altas temperaturas en la lámina de cobre electrolítico, evaluación visual durante 48 horas a 150 °C (Método A: 19 horas a 140 °C).

Propósito: Determinar la presencia de compuestos de azufre de acción corrosiva que podrían contaminar las superficies de cobre.

3. *DIN 51353*

Técnica de la prueba: Oxidación acelerada a altas temperaturas de la lámina de plata, evaluación visual.

Propósito: Determinar la presencia de compuestos de azufre de acción corrosiva que podrían contaminar las superficies de plata.

CAPITULO 3

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE LOS COMPONENTES PASIVOS

3.1 Métodos de recuperación del aceite dieléctrico

Desde el nivel de toxicidad y de los efectos nocivos que provocan los PCB's sobre el ambiente, han surgido numerosas investigaciones que conducen al manejo especial de estos compuestos, de una manera efectiva, ambiental y económicamente viable. Se han encontrado diversos métodos de tratamiento de PCB's, e incluso se han constituido empresas dedicadas a la reducción de estos desechos, y otras ya existentes han diseñado y construido plantas de tratamiento, como el caso de Shanks Waste Solutions en Inglaterra, Acurex Waste Technologies en Estados Unidos, Dow Chemical Company en Estados Unidos, entre otras. Sin embargo, ninguno de ellos se ha posicionado como la mejor alternativa en todos los sentidos. Algunos de los más importantes métodos de manejo de estos compuestos son:

3.1.1. Incineración (convencional y moderna)

La incineración convencional implica la oxidación a altas temperaturas de los desechos para transformarlos en óxidos (CO₂, H₂O) y residuos inorgánicos que pueden ser descargados al ambiente con bajos impactos adversos. El proceso debe asegurar que los desechos estén expuestos a atmósferas oxidantes a alta temperatura, por eso una de las características más importantes de diseño es el consumo eficiente de combustible. Convencionalmente, se utiliza aire y un hidrocarburo como combustible, aunque puede usarse el poder calorífico de los desechos contaminados con PCB's, siempre que esto no degrade la condición oxidante a alta temperatura (Lopera, 2006).

3.1.2. Tratamientos químicos

Los compuestos orgánicos halogenados presentan un gran problema de disposición debido a la naturaleza altamente estable de los enlaces carbono-halógeno presentes en éstos. La energía de enlace de un enlace carbonocloro, por ejemplo, es

del orden de 84 kcal/mol. Así, muchos compuestos orgánicos halogenados no son solo resistentes a la biodegradación, sino que no se pueden degradar de forma práctica y efectiva por ninguno de los métodos de descomposición hasta ahora conocidos. En muchos casos, los métodos conocidos como clorólisis, dehidrohalogenación catalítica, reacciones con sales fundidas, reacciones con ozono y reducciones con metales alcalinos alcanzan solo una deshalogenación parcial (Lopera, 2006).

Los procesos de descloración usan reactivos químicos para romper los enlaces en la molécula de PCB, que es extremadamente estable, formando otros compuestos químicos considerados inofensivos y ambientalmente seguros. Estos procesos no rompen la estructura de bifenilo de la molécula, sólo son removidos los átomos de cloro que son los que dan a la molécula de PCB su estabilidad química y biológica. Muchos de los procesos de descloración usan un reactivo de sodio para separar los átomos de cloro de la molécula de PCB. Los residuos generados de este proceso son cloruro de sodio y polifenilos no halogenados. Los constituyentes exactos de los polifenilos frecuentemente se desconocen, pero pueden disponerse de forma segura (Lopera, 2006).

3.1.3. Tratamientos físicos y físico-químicos

A diferencia de los considerados anteriormente, los métodos físico químicos para el manejo de PCB's no son tratamientos que impliquen su destrucción. En todos estos procesos, los PCB's son vaciados de los transformadores y reemplazados con otro fluido, esto no ayuda a liberarse del problema de los PCB's, sino que sólo cambia su ubicación. Los PCB's todavía deben tratarse o disponerse por algún otro medio apropiado (Lopera, 2006).

Estos métodos usan procesos ampliamente conocidos y probados para la extracción de compuestos orgánicos. Éstos varían desde el simple drenado del transformador lleno con aceite contaminado con PCB's y reemplazarlo por un fluido dieléctrico libre de PCB's, hasta operaciones más complejas como la destilación de los PCB's del fluido de transformador o de capacitor (Lopera, 2006).

3.1.4 Métodos con energía radiante

La aplicación de energía radiante puede promover la reacción química, y por tanto, la destrucción de los PCB's. Se han evaluado numerosos procesos basados fundamentalmente en algunos procesos radiactivos que inician la reacción química; en estos procesos la energía interactúa directamente con la molécula de PCB o con una especie intermedia que subsecuentemente la ataca. En ambos casos, la cuestión de la temperatura no es importante, estos procesos operan desde temperaturas cercanas a la del ambiente hasta aquellas que reducen los desechos a fracciones moleculares básicas (Lopera, 2006).

3.1.5 Métodos biológicos

Los análisis de intentos de degradación de PCB's con bacterias han mostrado que este método está potencialmente limitado debido a sus largos tiempos de retención, y a que estos compuestos son extremadamente resistentes a la hidrólisis ácida o básica y a la oxidación. Su estabilidad varía con la posición de las sustituciones de los cloruros dentro de la molécula, pues cuando los átomos de cloro se ubican en posiciones orto y meta se muestran particularmente poco biodegradables, pero generalmente aumenta con el contenido de cloruros. Los bifenilos mono y diclorados pueden ser biodegradados por bacterias en cuestión de días si se trabajan concentraciones bajas. Este tipo de degradación se utiliza principalmente en el tratamiento de suelos contaminados, y puede ser aerobia o anaerobia (Lopera, 2006).

3.1.6 Método de tierra Fuller

El aceite dieléctrico es una consecuencia de la industria eléctrica quien genera un derivado del petróleo en el sistema de aislamiento eléctrico y térmico de los equipos de distribución y de potencia y para elevar la rigidez dieléctrica, refrigerar y proteger de la corrosión las partes constitutivas de los mismos. El aceite tiene una serie de reacciones químicas que forman en él compuestos ácidos, que se depositan en forma de lodo y afectan el funcionamiento normal de los transformadores que deben regenerarse y ser tratado para eliminar las impurezas. Para regenerarlo, se usa un absorbente llamado tierra Fuller, un mineral rico en silicatos de aluminio con la capacidad de retener moléculas ácidas, se coloca en contacto con el aceite a través de una columna empacada, en la cual se regenera y se retiene el material lodoso, los ácidos contenidos y restos de agua presentes en el aceite. Al final del proceso, se obtiene un

aceite regenerado y una tierra Fuller contaminada con aceite dieléctrico con un alto contenido en hidrocarburos, superior al 20% en peso que posteriormente es incinerada para evitar el incremento de altos costos y la falta de garantías de los sistemas de control de emisiones, hace que no todas las empresas generadoras de este tipo de residuo lo gestionen de esta manera (Agudelo B. , 2012).

Comercialmente viene en varias granulometrías dependiendo del proceso que se utilice. La tierra Fuller es el mineral "mágico" utilizado, entre otras muchas aplicaciones, para recuperar aceite dieléctrico de transformador usado. Desde hace unos 50 años que se utiliza la tierra Fuller como medio de regeneración de aceite. Con el proceso de regeneración de aceite se han ahorrado en el mundo millones de litros de aceite para transformadores. La regeneración del aceite se logra mediante el método de contacto, en el que la tierra Fuller pulverizada se mezcla con el aceite. El más común es el así llamado método de filtrado en el que el aceite fluye a través de un lecho estático de tierra Fuller granular en condiciones controladas (Pongo, 2008).

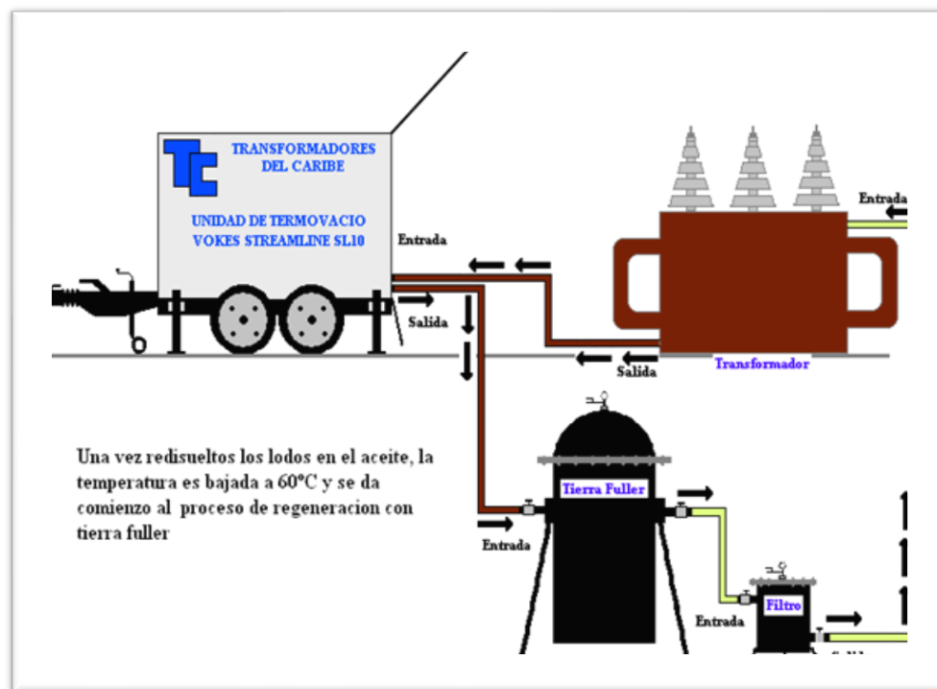


Figura 3.1. Flujo del aceite durante un proceso de regeneración por tierra fuller

Fuente: Mantenimiento en Planta (2015)

3.1.7 Cuidados en la tierra Fuller saturada y su impacto al medio ambiente

Luego de que se han implementado las técnicas de prevención y valorización siempre existirá una parte de los residuos que requieren ser tratados adecuadamente a fin de eliminar o disminuir el potencial riesgo para la salud de las personas o el medio ambiente, ya sea dentro de la empresa o contratando los servicios de gestores externos para que den un tratamiento adecuado a los residuos peligrosos remanentes.

La opción de la eliminación busca tratarlos y almacenarlos de forma que no causen ningún daño dentro de un costo económico proporcionado. Para ello se utilizan diferentes técnicas como: Tratamiento, incineración, vertido controlado.

Tabla 4. Ventajas de las opciones de manejo de los aceites dieléctricos

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Tratamiento Biológico	Son efectivos en cuanto a costos Son tecnologías más benéficas al ambiente Se destruyen los contaminantes No se requiere de un tratamiento posterior	Requiere de mayor tiempo de tratamiento Es necesario verificar toxicidad de aceite No pueden emplearse si el tipo de residuo no favorece el crecimiento bacteriano
Tratamiento Físico Químico	Son efectivos en cuanto a costos Pueden realizarse en periodos cortos El equipo es accesible y no necesita de mucha energía ni ingeniería	Los residuos generados por técnicas de separación, deben tratarse o disponerse: Aumento en costos y necesidad de permisos
Tratamientos térmicos	Permite tiempos rápidos de limpieza	Es el grupo de tratamientos más costoso Los costos aumentan en función del empleo de energía y equipo Intensivos en mano de obra y capital

Fuente: Adaptado de Agudelo (2010)

Se cataloga de menor impacto al medio ambiente, considerando que no se generan residuos peligrosos ni emisiones contaminantes a la atmósfera y es totalmente amigable al medio ambiente.

3.1.8 Planta de regeneración con tecnología Fluidex

Como resultado de una investigación realizada durante el transcurso de 15 años por Fluidex, división de la S.D. Myers International y que derivó en 1989, en la presentación industrial de un prototipo de planta para la regeneración de aceites minerales a través de un proceso con reactivación de la Tierra Fuller, neutralizando la generación de residuos contaminantes. La característica del proceso no solo permite regenerar el aceite sino, también la eliminación de lodos y/o lacas depositados en la cuba, y en las partes activas del transformador, llevando a cabo simultáneamente la

purificación del aceite (filtrado, secado, y desgasificado). Asimismo, al actuar como diálisis externa, efectúa la regeneración del aceite sin moverlo del transformador lo que, a su vez, evita el riesgo emergente del transporte y el almacenamiento de fluidos con alto potencial de contaminación ambiental. El aceite regenerado con la tecnología Fluidex excede, en todos sus aspectos, los criterios de cualquier especificación internacional para el aceite nuevo. (Lubrisider.cl, 2019)

3.1.8.1 Pasos de la regeneración por Fluidex



Figura 3.2. Pasos de la planta de tecnología Fluidex 9-12
Fuente: Lubrisider (2019)

3.1.8.2 Principales atributos del proceso de regeneración

- El proceso de regeneración, se ve favorecido cuando se realiza con el transformador a régimen normal de trabajo. (Lubrisider.cl, 2019)

- No provoca indisponibilidad de servicio, ya que, para regenerar, no necesitamos desenergizar el transformador. (Lubrisider.cl, 2019)
- Se elimina de la ecuación, la compra de aceite nuevo. (Lubrisider.cl, 2019)
- El cliente no genera residuos, ya que se recupera la totalidad del aceite, favoreciendo su gestión medioambiental. (Lubrisider.cl, 2019)
- El proceso en línea, realiza una limpieza total de los bobinados, eliminando compuestos polares humedad del papel y borras. (Lubrisider.cl, 2019)
- El proceso devuelve todas las características al aceite dieléctrico, garantizando idénticas cualidades que un aceite nuevo. (Lubrisider.cl, 2019)

3.1.8.3 Garantías del proceso

- Escape de emisiones prefiltrado mediante un catalizador de gases, con una segunda etapa de carbón activado. (Lubrisider.cl, 2019)
- El circuito de fluidos de la planta de regeneración dispone de un sistema de despiche interno el cual realiza compensaciones de presiones entre la entrada y salida de la máquina, manteniendo un flujo constante en la recirculación. (Lubrisider.cl, 2019)
- La planta posee un tanque de aceite propio, para llenar mangueras y circuito de circulación de aceite, lo que no afecta el nivel de trabajo del transformador. (Lubrisider.cl, 2019)
- El Sistema de monitoreo digital Plant status, ecualiza presiones con el transformador lo cual mantiene un caudal constante garantizando la NO operación del Relé Buchholz (TRIP o ALARMA). (Lubrisider.cl, 2019)
- El sistema remueve azufre corrosivo. (Lubrisider.cl, 2019)
- Operación libre de fugas, uniones de o-ring herméticas, conexiones y tuberías soldadas, conexiones externas con Sistema Camlock. (Lubrisider.cl, 2019)
- Válvulas operadas neumáticamente mediante el Sistema de operación y monitoreo computarizado. (Lubrisider.cl, 2019)
- Planta totalmente automatizada, con sistemas de control y alarmas. Si el Sistema acusa una falla, la planta se desvincula automáticamente del transformador, cerrando las válvulas que lo vinculan al transformador. (Lubrisider.cl, 2019)

3.1.9 Método del ácido sulfúrico

El ácido sulfúrico al 100 % se produce introduciendo trióxido de azufre en aproximadamente un 98 % de ácido sulfúrico en peso hasta que sea anhidro. El ácido sulfúrico también puede aglutinar el trióxido de azufre en grandes cantidades, por lo que el líquido resultante se denomina óleum, ya que la viscosidad es bastante alta. El óleo consiste en una mezcla de ácido sulfúrico y ácidos polisulfúricos (ácido disulfúrico: $H_2S_2O_7$, ácido trisulfúrico $H_2S_3O_{10}$, etc.). Para determinar la concentración, se mide la densidad del ácido sulfúrico. Puede utilizar tablas estándar para sacar una conclusión directa sobre la concentración (Acido sulfurico, 2018).

3.1.10 Método del trifosfato de sodio

El tripolifosfato de sodio, cuyas siglas son STPP, es una sal de sodio obtenida del ácido trifosfórico. Es un polifosfato lineal. Se le considera al tripolifosfato de sodio como el principal aditivo presente en los detergentes. De forma general, a los tripolifosfatos de sodio utilizados en la producción de detergentes se les conoce simplemente como fosfatos (QuimiNet, 2018).

Cuando el tripolifosfato de sodio es disuelto en el agua, desprende iones de sodio. Este desprendimiento deja al anión tripolifosfato en solución. Esta solución del anión tripolifosfato en agua tiene capacidades limpiadoras, tales como las siguientes:

- Secuestrante de dureza. Cuando se ha formado la solución del anión tripolifosfato en agua tiene la capacidad de dar pie a iones solubles con todos los cationes metálicos. Esta capacidad es fundamental para la acción limpiadora de los detergentes, ya que secuestra la dureza presente en el agua y logra un aumento de efectividad de los agentes activos de los detergentes.
- Defloculante de partículas coloidales. Las superficies coloidales tienen amplias capacidades de absorber el anión tripolifosfato. Esto produce partículas coloidales que se repelen mutuamente para mantener la suspensión de las partículas. Esta acción, en los detergentes, permite que las partículas de la suciedad que son desprendidas se mantengan en suspensión para poder desecharlas al enjuagar (QuimiNet, 2018).

A fin de evitar la contaminación, contenga el sólido y cúbralo para evitar su dispersión. Prevenga que el producto llegue a cursos de agua. Recoger el producto con pala y colocarlo en un recipiente apropiado. Barrer o aspirar evitando la dispersión del polvo. Puede ser necesario humedecerlo ligeramente. Limpiar o lavar completamente la zona contaminada. Disponer el agua y el residuo recogido en envases señalizados para su eliminación como residuo químico (GTM, 2017).

3.1.11 Método del carbón activado y silicato de sodio

El procedimiento de producción simultánea de carbón activado y sílice, muestra una nueva oportunidad para integrar procesos y hacerlos más eficientes y amigables con el medio ambiente. Al comparar las propiedades de los productos finales con los procedimientos individuales no hay una gran diferencia o pérdida de calidad en las propiedades más significativas como estructura, área específica, volumen de poro y capacidad de adsorción (Carrillo C. , 2013).

El carbón activado o carbón activo es carbón poroso que atrapa compuestos, principalmente orgánicos, presentes en un gas o en un líquido. Lo hace con tal efectividad, que es el purificante más utilizado por el ser humano. Cualquier partícula de carbón tiene la capacidad de adsorber. Es por ello que algunas personas colocan carbón de leña en el refrigerador para eliminar los olores. Lo mismo sucede si se coloca carbón en un recipiente con agua: elimina color, sabor y olor. O bien, en el campo, las personas queman tortilla y la ingieren para aliviarse de problemas digestivos (como infecciones ligeras, indigestión o flatulencia). Activar un carbón consiste en hacerlo poroso para ampliar su capacidad de adsorción. Un gramo de carbón de leña tiene un área superficial de alrededor de 50 m². Con la activación, ésta llega a 600 u 800 m². Es decir, aumenta entre 12 y 16 veces. Los átomos de carbono que forman un sólido al que llamamos “carbón”, se ligan entre sí mediante uniones de tipo covalente. Cada átomo comparte un electrón con otros cuatro átomos de carbono (hay que recordar que en las uniones iónicas, el átomo más electronegativo le roba uno o más electrones al otro). (Carbotecnia , 2014).

3.1.12 Vida útil del transformador

Estos equipos eléctricos alimentan a la demanda de energía eléctrica de los usuarios (domicilios, comercios, industrias, etc.) y están fabricados para atender hasta una potencia máxima de demanda, por lo tanto, deben ser monitoreados constantemente para evitar que sea sobrepasada la capacidad máxima de suministro de energía. Se dan casos en los que se sobrepasa esa capacidad máxima lo cual produce la pérdida de vida útil del transformador (Domínguez, 2019).

La vida útil del transformador depende del papel aislante con el que se envuelven a los conductores de cobre que conforman los bobinados. El envejecimiento normal del papel es provocado por dos procesos químicos que se dan en estado de funcionamiento normal, la oxidación y la hidrólisis. La oxidación aumenta el envejecimiento a 2 o 3 veces la velocidad normal de referencia, en cambio la hidrólisis incrementa en un factor de 10 a 15 cuando el agua contenida en el papel es de hasta un 3%. La pirolisis solo es considerada a muy altas temperaturas, típicas de algún defecto o fallo térmico (Domínguez, 2019).

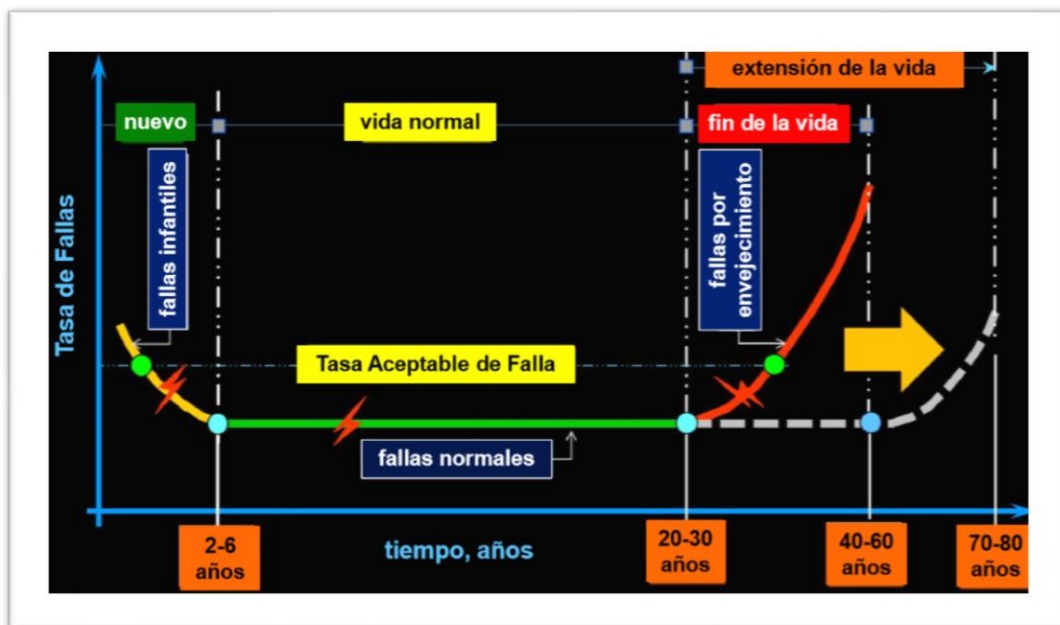


Figura 2.3 Vida útil de un transformador

Fuente: ABB Brasil (2017)

En la figura anterior se muestra cómo queda determinado el ciclo de vida de los transformadores, así como las diferentes etapas que lo conforman como son: Propuesta en servicio, Vida esperada y fin de la vida. Será fundamental tener siempre presente que, en todas las etapas del ciclo, el objetivo principal quedará determinado

por la capacidad de maximizar y utilizar los trafos de planta, recurriendo a requerimientos financieros y de ingeniería (Brasil, 2017).

3.2 Riesgos y normas asociados en la recuperación de los componentes pasivos de un transformador.

El país es parte de los siguientes convenios e instrumentos internacionales relacionados con sustancias químicas y desechos peligrosos:

Tabla 5. *Convenios e instrumentos internacionales*

	CONVENIO	AMBITO
Enfoque Estratégico para la Gestión de Sustancias Químicas a Nivel Internacional (SAICM).	Convenio de Basilea	Sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación
	Convenio de Estocolmo	Sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes.
	Convenio de Rotterdam	Sobre el procedimiento de consentimiento fundamentado previo aplicable a ciertos plaguicidas y productos químicos peligrosos objeto
	Convenio de Minamata	Sobre Mercurio.

Fuente: Ministerio de Ambiente (2017)

La Normativa Ambiental en el Acuerdo Ministerial No. 061 publicado en el Registro Oficial No 316 el 04 de mayo de 2015 (Ministerio de Ambiente, 2015) determina:

Art. 149 Sustancias químicas peligrosas sujetas a control.- Son aquellas que se encuentran en los listados nacionales de sustancias químicas peligrosas aprobados por la Autoridad Ambiental Nacional. Estarán incluidas las sustancias químicas prohibidas, peligrosas y de uso severamente restringido que se utilicen en el Ecuador, priorizando las que por magnitud de su uso o por sus características de peligrosidad, representen alto riesgo potencial o comprobado para la salud y el ambiente (2015, pág. 36).

3.2.4 Riesgos a la salud

La salud de los seres humanos puede verse afectada por la presencia de estos compuestos. La principal vía de exposición es a través de la ingesta de alimentos contaminados como: carne, pescado, aves de corral, etc., y los niños en edad maternal pueden contaminarse por la leche materna. El riesgo por aire es mínimo y se estima que una persona puede exponerse a niveles mínimos de PCB en el agua potable.

Asimismo, en el interior del organismo se pueden encontrar concentraciones de PCB en hígado, tejido adiposo, cerebro, piel y sangre (Ministerio de Ambiente, 2015).

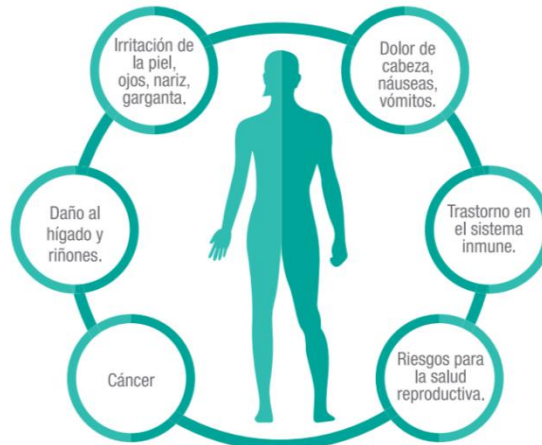


Figura 3.4 Efectos de los PCB en la salud del ser humano
Fuente: Ministerio de Ambiente (2015)

3.2.5 Riesgos al medio ambiente

Los PCB se encuentran en los ríos y lagos, adheridos en los sedimentos por un largo tiempo antes de liberarse al agua o al aire. Estos, tanto en el aire y agua como en suelo y sedimentos, se descomponen de manera muy lenta y ello depende del número de localización de átomos de cloro del congénere, temperatura, nutrientes y concentraciones del PCB.

3.2.6 Riesgos ergonómicos

La prevención o minimización de riesgos de un accidente, ya sea de manera personal o ambiental se basa principalmente en la seguridad industrial de quienes manejan los PCB. Es por ello que se requiere:

1. Plan de seguridad y salud para cada instalación.
2. Determinar el uso del equipo de protección personal EPP, evaluándose el nivel de exposición de cada colaborador.
3. Prohibiciones, como el manejo de celular, fumar, alimentarse en áreas de PCB.



Figura 3.5. *Equipo de protección personal - EPP*
Fuente: Ministerio de Ambiente (2015)

3.2.7 Normas y perfil de gestores ambientales

Dentro del Acuerdo que determina el PROCEDIMIENTOS PARA LA GESTIÓN INTEGRADA Y AMBIENTALMENTE RACIONAL DE LOS BIFENILOS POLICLORADOS (PCB) EN EL ECUADOR, establece:

Art 15.- Para el caso de equipos en funcionamiento cuya concentración de PCB en el aceite dieléctrico indique que se trata del tipo (c) y (d) del artículo 5 del presente instrumento, estos no están sujetos a retiro inmediato o en un tiempo perentorio, a menos que las condiciones de su funcionamiento lo indique, en todo caso al momento que sea descartado se considerará en desuso y por lo tanto como desecho peligroso por lo que su gestión deberá realizarse con gestores que cuentan con la licencia ambiental para el efecto.

Art. 47.- Las zonas de almacenamiento de aceites, equipos y desechos con PCB, tanto de empresas del sector eléctrico como de gestores ambientales que brinden el servicio de almacenamiento, deberán ubicarse alejadas a las zonas urbanas. Cuando el sitio de almacenamiento se haya construido con anterioridad a la publicación de este Acuerdo Ministerial y se localice en zonas densamente pobladas, cercanas a escuelas, hospitales u otros receptores sensibles, se deberá adoptar todas las medidas razonables de protección contra cualquier contingencia, derrame o posible incendio y deberán prever en su

planificación la reubicación de estas zonas de almacenamiento a un área adecuada hasta el 2020.

Art. 49.- El prestador de servicio para el transporte o gestor de transporte de desechos peligrosos que incluya desechos con PCB debe contar con la respectiva licencia ambiental, con planes de contingencias, atención de emergencias, mitigación y remediación los cuales son componentes del Plan de Manejo Ambiental aprobado de acuerdo a la licencia ambiental otorgada, y por lo tanto deben contar con el personal capacitado, el equipo de protección personal así como el equipamiento para atender contingencias sean derrames, incendio, entre otros.

Art. 50.- En el caso de accidentes o incidentes que involucran a desechos con PCB durante el transporte, el prestador de servicio para el transporte de desechos peligrosos (gestor de transporte) deberá acogerse a lo especificado en el plan de contingencia del plan de manejo ambiental aprobado y cumplir con la normativa ambiental aplicable.

3.2.8 Normas en el manejo de desechos peligrosos

- **Acuerdo Ministerial Nro. 061**

La Normativa Ambiental en el Acuerdo Ministerial No. 061 publicado en el Registro Oficial No 316 el 04 de mayo de 2015 determina en su artículo 79, los desechos peligrosos, considerados como: los desechos sólidos, pastosos, líquidos o gaseosos resultantes de un proceso de producción, extracción, transformación, reciclaje, utilización o consumo y que contengan alguna sustancia que tenga características corrosivas, reactivas, tóxicas, inflamables, biológico-infecciosas y/o radioactivas, que representen un riesgo para la salud humana y el ambiente de acuerdo a las disposiciones legales aplicables; y, aquellos que se encuentran determinados en los listados nacionales de desechos peligrosos, a menos que no tengan ninguna de las características descritas en el numeral anterior. Estos listados serán establecidos y actualizados mediante acuerdos ministeriales. Asimismo, en su artículo 80 identifica a los desechos especiales, considerados como aquellos desechos que sin ser peligrosos, por su naturaleza, pueden impactar al ambiente o a la salud, debido al volumen de generación y/o difícil degradación y, para los cuales se debe implementar un sistema de recuperación, reuso y/o reciclaje con el fin de reducir la cantidad de desechos

generados, evitar su inadecuado manejo y disposición, así como la sobresaturación de los rellenos sanitarios municipales; aquellos cuyo contenido de sustancias tengan características corrosivas, reactivas, tóxicas, inflamables, biológico-infecciosas y/o radioactivas, no superen los límites de concentración establecidos en la normativa ambiental nacional o en su defecto la normativa internacional aplicable y aquellos que se encuentran determinados en el listado nacional de desechos especiales. Estos listados serán establecidos y actualizados mediante acuerdos ministeriales.

- **Acuerdo ministerial Nro. 099**

Acuerdo Ministerial 099 “Instructivo para el Registro de Sustancias Químicas Peligrosas” publicado en Registro Oficial 601 del 05 de octubre de 2015, tiene como objeto establecer los procedimientos para la gestión integrada y ambientalmente racional de los bifenilos policlorados (PCB) con el fin de prevenir y evitar riesgos al ambiente y a la salud humana (Ministerio de Ambiente, 2015).

- **De la gestión general desechos peligrosos con contenido de bifenilos Policlorados**

El acuerdo ministerial de procedimientos para la gestión ambientalmente racional de PCB (Ministerio de Ambiente, 2015), menciona en su artículo 5, que: Se considerará como “contaminado con PCB” a los desechos, sustancias y equipos que contienen, están constituidos o contaminados con bifenilos policlorados (PCB). Además, se considerará como contaminado a los que contengan terfenilos policlorados (PCT), naftaleno policlorados (PCN) o bifenilos polibromados (PBB), o cualquier análogo polibromado de estos compuestos, en una concentración igual o superior a 50 mg/kg (50 ppm). (Categoría A3180 del Anexo III-Lista A del Convenio de Basilea y con código NE-25 de acuerdo a los listados nacionales de sustancias químicas peligrosas, desechos peligrosos y especiales) (et al., p. 9).

La clasificación del aceite dieléctrico de acuerdo a su contenido (concentración) de PCB, es la siguiente:

- a) Igual o mayor a 500 ppm se denominará como: Sustancia pura de PCB
- b) Igual o mayor a 50 y menor a 500 ppm: Sustancia contaminada con PCB
- c) Igual o mayor a 5 y menor a 50 ppm: Sustancia no contaminada con PCB
- d) Menor a 5 ppm: Sin PCB

En todos los casos si se trata de aceite en desuso será considerado como desecho peligroso.

Este mismo acuerdo establece en su artículo 6, el método aceptado en el país, tal como se muestra:

Art.6.- El único método aceptado en Ecuador para la determinación de concentración de PCB es el análisis cuantitativo por cromatografía de gases, siempre y cuando los laboratorios que los realicen sean reconocidos como válidos una vez que los Organismos de Evaluación de la Conformidad (OECs) cumplan con los estándares y disposiciones que el MIPRO y el SAE exigen para su acreditación, designación y reconocimiento.

Además, como ensayo cualitativo, para la determinación de la ausencia o posible presencia de PCB en aceite, se acepta el uso del kit colorimétrico Clor-N-Oil 50 y del equipo Dexil L2000DX. Se seguirá la metodología determinada y explicada en el “Manual de Procedimientos para el Manejo de Bifenilos Policlorados (PCB)”, que fue emitido por el Ministerio del Ambiente mediante Oficio No. MAE-SCA2012-0534 de 16 de abril del 2012 (et al., p. 9).

Art. 7.- El uso de métodos cualitativos únicamente permiten la determinación de la presencia de PCB y puede arrojar falsos positivos; por lo que el método cuantitativo será usado para la corroboración de los resultados del análisis cualitativo. El cien por ciento (100%) de las muestras con resultados mayores a 50 ppm con el método cualitativo tendrá que ser analizado por métodos cuantitativos, mientras que el cinco por ciento (5%) de las muestras con resultados menores a 50 ppm deberán ser analizadas por métodos cuantitativos(et al., p. 9).

Art.10.- Para el caso de equipos del sector eléctrico el muestreo para la caracterización cualitativa y/o cuantitativa de aceite dieléctrico debe ser realizado por personal capacitado en toma de muestras y mantenimiento de transformadores.

Para el caso de equipos de poseedores particulares, el muestreo debe ser realizado por personal capacitado de empresas contratistas o laboratorios que deberán demostrar su competencia con trabajos similares o por personal

capacitado procedente de una empresa eléctrica, en lo posible de aquella que le presta el servicio de distribución de energía (et al., p. 9).

Art. 11.- Las empresas eléctricas como prestadoras del servicio de distribución de energía eléctrica, están facultadas para proceder con la caracterización de equipos de propiedad particular en cualquier momento, con el fin de determinar la presencia de PCB bajo los procedimientos y las condiciones técnicas de seguridad y salud ocupacional establecidas en el presente Acuerdo Ministerial y en el Manual de Gestión de Bifenilos Policlorados en el Sector Eléctrico Ecuatoriano, en los casos en que dichos equipos no hayan sido debidamente caracterizados previamente por sus propietarios, lo cual se acreditará con los documentos de respaldo de caracterización actualizados correspondientes.

Para la caracterización de equipos de propiedad particular por parte de las empresas eléctricas, el propietario deberá prestar la colaboración y facilidades a la autoridad, brindando la ayuda, acceso e información necesaria. Deberá también proceder con el pago correspondiente por la caracterización realizada. El incumplimiento de estas obligaciones, especialmente la colaboración y ocultamiento de información necesaria, será sancionada conforme lo previsto en el artículo 255 del Código Integral Penal(et al., p. 10).

Art.12.- Los poseedores particulares están obligados a entregar la información del muestreo y caracterización de sus equipos al ARCONEL o a la empresa que les brinda el servicio de distribución eléctrica, quien a su vez reportará al ARCONEL la información consolidada de su área de concesión. El incumplimiento de este artículo, especialmente en relación a la entrega de información falsa u ocultamiento de información, llevará a la aplicación de las sanciones administrativas y penales que haya lugar, especialmente la prevista en el artículo 255 del Código Orgánico Integral Penal, que trata sobre la falsedad u ocultamiento de información ambiental. Para las personas jurídicas, en caso de incumplimiento se aplicará lo previsto en el artículo 258 del Código Orgánico Integral Penal que establece:

1. Multa de cien a trescientos salarios básicos unificados del trabajador en general, clausura temporal, comiso y la remediación de los daños ambientales,

si el delito tiene prevista una pena de privación de libertad de uno a tres años (Asamblea Nacional, 2014, pág. 40).

2. Multa de doscientos a quinientos salarios básicos unificados del trabajador en general, clausura temporal, comiso y la remediación de los daños ambientales, si el delito tiene prevista una pena de privación de libertad de tres a cinco años (et al., 2014, p. 40).

3. Multa de quinientos a mil salarios básicos unificados del trabajador en general, clausura definitiva, comiso y la remediación de los daños ambientales, si el delito tiene prevista una pena de privación de libertad superior a cinco años (et al., 2014, p. 40).

En caso de que con su incumplimiento, la persona produzca daños graves a la biodiversidad y recursos naturales, será sancionada con la pena prevista en el artículo 254 del Código Orgánico Integral Penal que menciona que la persona que, contraviniendo lo establecido en la normativa vigente, desarrolle, produzca, tenga, disponga, queme, comercialice, introduzca, importe, transporte, almacene, deposite o use, productos, residuos, desechos y sustancias químicas o peligrosas, y con esto produzca daños graves a la biodiversidad y recursos naturales, será sancionada con pena privativa de libertad de uno a tres años (Asamblea Nacional, 2014, pág. 40; Ministerio de Ambiente, 2017).

3.2.9 Normas de la IEEE para recuperación de aceites

La norma IEEE 637-1985, C57.106-2002 y 62-1995 permiten un número de neutralización de hasta 0.2 para transformadores con voltajes menores a 69 KV de 0.15 para transformadores con voltajes de hasta 230 KV y de 0.1 para transformadores con voltajes superiores.

En la norma IEEE 637-1985, se proporcionan procedimientos detallados para la recuperación de aceites aislantes minerales usados (aceites transformadores) por medios químicos y mecánicos para que sean adecuados para su reutilización como fluidos aislantes. Se describen los procedimientos de recuperación, al igual que los métodos de prueba utilizados para evaluar el progreso y el punto final del proceso de

recuperación y las propiedades esenciales requeridas para la reutilización en cada clase de equipo. Se identifican criterios adecuados para el uso de aceites regenerados. El uso de aceite en aparatos nuevos bajo garantía no está cubierto.

La norma C57.106-2002, es parte de la familia C57 en distribución de energía y transformadores de regulación. Las recomendaciones con respecto a las pruebas de aceite y los procedimientos de evaluación se hacen en esta guía, se hacen referencias a los métodos de reacondicionamiento y recuperación de los aceites aislantes dieléctricos convencionales de petróleo (minerales), los niveles a los que estos métodos se vuelven necesarios; y las rutinas para restaurar la resistencia a la oxidación, cuando sea necesario, mediante la adición de inhibidores de la oxidación. El objetivo es ayudar al operador del equipo eléctrico a evaluar la capacidad de servicio del aceite recibido en el equipo, el aceite recibido del proveedor para cargar el equipo nuevo en el sitio de instalación y el aceite procesado en dicho equipo; y para ayudar al operador a mantener el aceite en condiciones de servicio. El aceite mineral cubierto se utiliza en transformadores, reactores, disyuntores, cambiadores de tomas de carga y reguladores de voltaje (IEEE, 2019).

CAPITULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN

4.1. Evaluación técnica para la recuperación del aceite de un transformador de 10 MVA

La evaluación de costos realizada se programó con los análisis físicos químicos del aceite, regeneración del aceite por método Fuller, tratamiento por termovació al transformador, mano de obra y gastos administrativos.

Tabla 6. Matriz de evaluación de proveedor para mantenimiento de transformador.

CANT.	DESCRIPCIÓN DEL RUBRO	PROVEEDOR 1	PROVEEDOR 2	PROVEEDOR 3
		PRECIO TOTAL (USD)	PRECIO TOTAL (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
Glob	Análisis físico químico del aceite	\$ 620,00	\$ 600,00	\$ 532,00
	Rigidez dieléctrica de acuerdo a la norma ASTM D 1816-0,04			
	Gravedad específica de acuerdo a la norma ASTM D-1298			
	Color de acuerdo a la norma ASTM D-1500			
	Punto de inflamación de acuerdo a la norma ASTM D-92			
	Contenido de agua de acuerdo a la norma ASTM D-1533			
	Tensión interfacial de acuerdo a la norma ASTM D-971			
	Acidez o índice de neutralización de acuerdo a la norma ASTM D-974			
	Viscosidad 40 °C de acuerdo a la norma ASTM D-445			
	Índice de colorimetría			
	Índice de calidad			
Glob	Regeneración del aceite a través del método de tierra fuller	\$ 7.820,00	\$ 8.066,00	\$ 7.000,00
	Aplicación de planta de tratamiento y arenas de fuller			
Glob	Tratamiento por termovació al transformador	\$ 1.140,00	\$ 1.200,00	\$ 1.066,00
	Aplicación calentadores y de bombas de vacío y planta de tecnología Fluidex			
Glob	Inyección de inhibidor de oxidación	\$ 620,00	\$ 1.450,00	\$ 1.701,00
Glob	Inhibidor de procedencia americana			
Glob	Uso de Planta de generación, para servicios generales	\$ 532,00	\$ 600,00	\$ 430,00
Glob	Materiales y utensilios varios	\$ 532,00	\$ 600,00	\$ 430,00
	ESTRUCTURA DE COSTOS OFERTADA			
	MATERIALES	6.758,40	7.509,60	6.695,40
	MANO DE OBRA	3.942,40	4.380,60	3.905,65
	GASTOS ADMINISTRATIVOS	563,20	625,80	557,95
	TIEMPO DE ENTREGA	10 H	10 H	10 H
	DIFERENCIA VS MENOR	-	-	-
	IMPACTO TIEMPO DE ENTREGA	-	-	-
	VALOR OFERTA SIN IMPUESTOS	11.264,00	12.516,00	11.159,00
	VALOR TOTAL	12.615,68	14.017,92	12.498,08
	GARANTÍA	12 MESES	12 MESES	12 MESES
	CALIFICACION RIESGO PROVEEDOR	9,13	9,06	8,53
	FORMA DE PAGO	Crédito 30 días	Crédito 30 días	Crédito 30 días
	TASA FINANCIAMIENTO			
	PROVEEDOR SUGERIDO			ELEGIDO

Fuente: El autor

Dentro de esta matriz de evaluación detallamos el trabajo relacionado a la recuperación del aceite del transformador, el mismo que arranca con los registros de

laboratorio con el análisis físico químico, el tratamiento por termo vacío para deshidratar el aceite y la remoción de lodos o partículas pesadas en el aceite. Como se puede observar, el proveedor 3 es quien tiene un precio accesible con un servicio que cumple los parámetros que la empresa requiere, por lo que se lo considera la mejor alternativa.

4.2. Confiabilidad de los servicios de recuperación

El análisis técnico económico resultante del proceso de recuperación de aceites entrega una variación del 14% entre el valor más bajo vs el valor más alto en los costos ofertados por tres proveedores locales, lo cual nos da una perspectiva de ahorro dentro de esta actividad, cuyos servicios se evalúan técnicamente en una matriz de costos. La matriz indica el proveedor con la menor variación otorgándole el trabajo. Cabe destacar que en esta matriz se evalúa ítem por ítem apegado al volumen de obra según la naturaleza de trabajo.

Para este caso puntual contamos con un transformador de 10 MVA con 3000 Kg de aceite y 5 procesos de recirculación con una duración aproximada de 10 horas, cuyo costo asignado fue de \$34.980,00.

4.3. Costos referenciales de un transformador nuevo vs alquilado

Tabla 7. Relación de costos transformador nuevo / alquilado

Procedencia	Marca	Potencia [MVA]	Costo del Transformador Nuevo [\$]	Costo del alquiler de transformador min 6 m [\$]	Variación [%]
Ecuador	Ecuatran	10	88900,00	32000,00	0,36
Ecuador	Moretran	10	95250,00	30000,00	0,31
México	GE Prolec	10	127000,00	N/A	N/A
México	General Electric	10	142240,00	N/A	N/A
Brasil	Trafo	10	139700,00	N/A	N/A

MEJOR OPCIÓN NUEVO	Trafo de Brasil	\$	139.700,00
MEJOR OPCIÓN ALQUILER	Moretran de Ecua	\$	30.000,00

Fuente: El autor

Los costos referenciales de un transformador en el mercado oscilan entre los rangos de 88.900 a 139.700 para la compra y entre 32.000 y 30.000 para el alquiler por un plazo mínimo de 6 meses.

Si la empresa decidiera el alquiler de transformadores Marca Moretran, variación de 0,31% de la tabla anterior con un valor de \$30.000,00 por cada 6 meses suman en un año \$ 60.000,00 el presupuesto de alquiler al que se suman \$12.498,08 por concepto de ejecución del plan anual de mantenimientos predictivos, correctivos, de transformadores, dando un total de \$ 72.498,08. Mientras que para la compra de un transformador de \$ 95.250,00 de iguales características se suma el gasto por mantenimiento calculado en \$12.498,08 dan un total de \$ 107.748,08 que provoca un ahorro de \$ 35.250,00 en la opción de alquiler.

Por otra parte, la garantía de un equipo nuevo asegura la inmediatez y permanencia del trabajo de manera ininterrumpida por largos años, en esta situación se considera el soporte técnico como una alternativa que optimiza tiempo y recurso económico. En este caso, la confiabilidad del transformador es un factor importante de decisión al respecto de alquilar o de comprar un transformador.

4.4. Costos referenciales de un transformador nuevo vs reparado

Tabla 8. Relación de un transformador nuevo / reparado

Procedencia	Marca	Potencia [MVA]	Costo del Transformador Nuevo [\$]	Costo del Transformador reparado [\$]	Diferencia nuevo/reparado [%]
Ecuador	Ecuatran	10	88900,00	8001,00	0,09
Ecuador	Moretran	10	95250,00	9525,00	0,10
México	General Electric	10	142240,00	17211,04	0,12
Brasil	Trafo	10	139700,00	15534,64	0,11

Fuente: El autor

La relación de costos refleja claramente que el valor de la actividad de mantenimiento es un importante rubro dentro de los procesos operacionales de la empresa, sobre todo si consideramos que el tiempo en el que se lleva a cabo el proceso de mantenimiento que gira alrededor de 8 a 10 horas, tiempo en el cuál el transformador debe salir de operación y ser reemplazado por 4 generadores que sustituyen su función de manera temporal. El análisis incluye el gasto por

mantenimiento de \$ 12.498,08 más la hora de paralización de un transformador que tiene un costo de \$ 88,00 por hora de generador por cuatro generadores dan un total de \$ 352 por las 10 horas de paralización representan \$ 3520,00 por tiempo de mantenimiento del transformador, dando un total de \$ 16.018,08 que es el valor real del mantenimiento por cada transformador.

Para todo equipo de alto calado como el transformador, el plan de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo es de vital importancia, ya que representan una de las opciones para extender su vida útil y su operatividad, y en una alternativa frecuente debido a la relación de costo/beneficio en comparación con el tiempo de reparar la unidad, encontrar las piezas o partes disponibles y que no exista un proceso de importación, que provocaría encarecer el valor del transformador.

4.5. Costos referenciales del destino final de los desechos peligrosos

Tabla 9. *Costos del destino final de materiales contaminados*

Tipo de desecho	Unidad [Kg]	Gastos operativos	Gastos administrativos	Permisos	Total [\$]
Franela, telas	1	0,38	0,32	0,12	0,82
Aceites	1	0,08	0,31	0,11	0,50
Arenas	1	0,78	0,32	0,15	1,25
Silica gel	1	0,66	0,27	0,12	1,05

Fuente: *GEOAMBIENTE*

Como se puede apreciar en la tabla anterior, el gasto total por manejar los desechos peligrosos generados suma un gasto de \$ 7,62 por cada kilogramo generado. Considerando que un transformador de 10 MVA genera un promedio de 70 Kgs., por generación de aceite y 3000 Kg por cambio de aceite dando un promedio de 3070 kg de desechos generados por un transformador de 10 MVA, se calcula que el manejo de desechos peligrosos por transformador esta alrededor de \$ 23.393,4.

La empresa contrata los servicios de Geoambiente, que es un proveedor calificado para que maneje y haga la disposición final de los desechos peligrosos según la normativa ambiental vigente.

Tabla 10. Costos del destino final de materiales empleados en el cambio de aceite de un transformador de 10 MVA

Tipo de desecho	Unidad [Kg]	Costo unitario [\$]	Sub Total [\$]
Franela, telas	5	0,82	4,1
Aceites	3067	0,50	1533,5
Arenas	45	1,25	56,25
Filtros	8	1,12	8,96
Silica gel	5	1,05	5,25
TOTAL			1608,060

Fuente: GEOAMBIENTE

Los costos inmersos dentro del destino final de materiales empleados en el cambio de aceite de un transformador de 10 MVA van desde los 0,82 a 1,25. Entre los materiales de desecho se encuentran las franelas-tela, aceites, arenas, filtros y silica gel, considerándose el aceite como el principal desecho que genera un 3067 Kg., seguido de arenas con unos 45 kg., representando alrededor de \$ 1608,06 por la disposición final del kilogramo de materiales empleados en el tratamiento del aceite del transformador.

Las demandas anuales del transformador de 10 MVA, se pueden observar en la siguiente tabla de datos:

Tabla 11. Demanda máxima del transformador Año 2007-2018

DEMANDA MAXIMA REGISTRADA DURANTE LAS INSPECCIONES				
<i>Período</i> [Anual]	<i>Kilovatios</i> [KW]	<i>Temperatura</i> [°C]	<i>Cromatografía de</i> <i>gases</i> [PPM]	<i>Análisis</i> <i>Químico</i> <i>Colorimetría</i>
<i>dic-18</i>	9350	78	700	0,8
<i>dic-17</i>	8600	66	1930	3,5
<i>dic-16</i>	7327	64	1730	3
<i>dic-15</i>	7200	60	1650	2,7
<i>dic-14</i>	6980	59	900	2,2
<i>dic-13</i>	6600	58	700	1
<i>dic-12</i>	5790	57	1930	3,2
<i>dic-11</i>	5224	55	1730	2,2

<i>dic-10</i>	5200	54	1350	2,3
<i>dic-09</i>	5127	54	900	2,5
<i>dic-08</i>	5100	55	790	1,2
<i>dic-07</i>	5150	55	770	1
<i>dic-06</i>	5320	56	700	0,9
<i>dic-07</i>	5153	55	700	0,6

Fuente: Autor, 2019

En concordancia con lo que se establece en la norma americana IEEE Std C57104-1991 que describe distintos procedimientos para el análisis de gases, se pudo observar, los límites determinados por los resultados de la cromatografía de gases, comparándolas con los cuatro criterios para clasificar los riesgos de un transformador, con distintos niveles de gases combustibles. El criterio que se utiliza consiste en evaluar la concentración individual y total de todos los gases combustibles como se indica en la siguiente tabla, que muestra la concentración de gases combustibles en forma individual y total de acuerdo con cuatro condiciones (Electrotecnia, 2007).

Tabla 12. Límite de concentración de gases disueltos (ppm)

<i>Rango</i>	<i>Límite de concentración de gases disueltos (ppm)</i>							<i>TGC</i>
	<i>H2</i>	<i>CH4</i>	<i>C2H</i>	<i>C2H4</i>	<i>C2H6</i>	<i>CO</i>	<i>CO2</i>	
			2					
<i>Condición 1</i>	100	120	35	50	65	350	2500	720
<i>Condición 2</i>	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2550-	721-
<i>Condición 3</i>	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
<i>Condición 4</i>	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>1000	>463
							0	0

Fuente: Electrotecnia (2007)

Condición 1: si la totalidad de gases combustibles se encuentra por debajo se considera que el transformador está funcionando en condiciones satisfactorias. Si

cualquier gas combustible individual supera los niveles indicados se debe realizar una investigación adicional.

Condición 2: si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango significa que el nivel de gases combustibles es superior al normal. Cualquier gas combustible individual que supere los niveles especificados se debe realizar una investigación adicional.

Condición 3: si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango significa un alto nivel de descomposición. Cualquier gas combustible individual que exceda los límites especificados se debe realizar una investigación adicional. Probablemente se está en presencia de una o varias fallas.

Condición 4: si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango indica una excesiva descomposición. Un servicio continuo podría provocar una falla del transformador. Se debe proceder inmediatamente y con cautela.

En cuanto al proceso de degradación del aceite, se puede observar en el siguiente gráfico el comportamiento cronológico que ha tenido el transformador a este respecto:

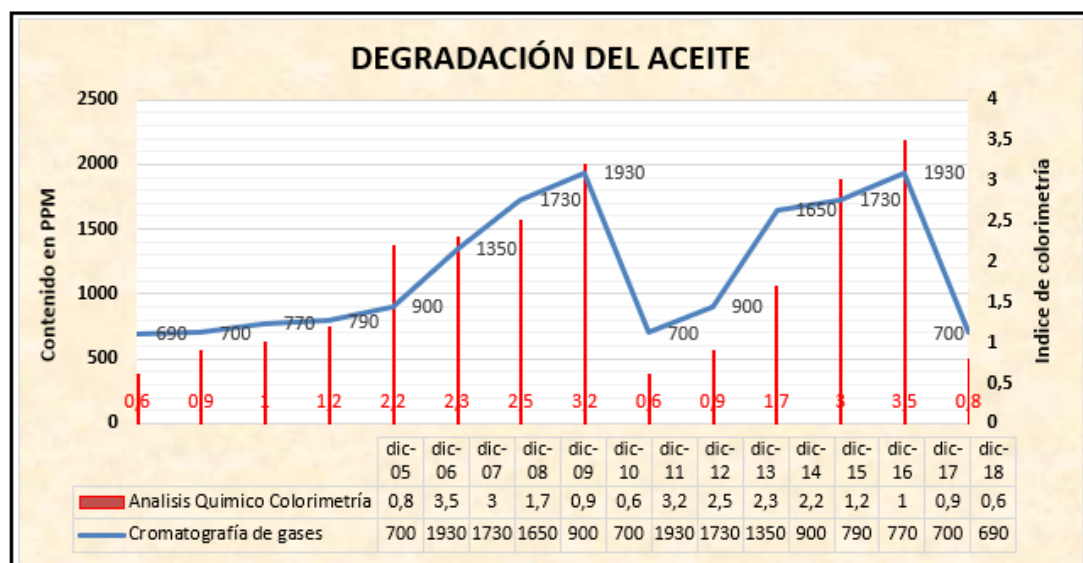


Figura 4.1. Degradación aceite transformador 10 MVA – 2007-2018
Elaborado: Autor, 2019

Se puede observar que existe una relación proporcional creciente entre el mantenimiento del transformador (recambios de aceite) y los resultados de la cromatografía, la misma que pasa de la Condición 1 (años 2006, 2013, 2018) a la condición 2 (años 2007 a 2011, años 2014 a 2016) y Condición 3 (años 2012 y 2017).

Adicionalmente, al observar la curva de comportamiento de la degradación de aceite, se podría interpretar que el tiempo óptimo de operación del transformador se reduce a medida que pasa el tiempo, siendo que hay un periodo de 7 años en el primer periodo (del 2006 al 2013 inclusive) y hay un lapso de 5 años para el segundo periodo del transformador (del 2014 al 2018 inclusive), que muestra una reducción de vida de 2 años entre periodos de mantenimientos. En forma general, el transformador mantiene una condición de que requiere análisis periódicos que ayuden a detectar fallas a tiempo. Por otra parte, la cargabilidad del transformador, que es el punto de partida para tomar acción al respecto de ejecutar diagnósticos que permitan identificar fallas o problemas de manera temprana, determino una curva de sobrecarga para los últimos 4 años, superando los 6 MVA generados a temperaturas que oscilan entre 60°C y 78°C. Los datos referenciales para el cálculo se muestran a continuación:

- **DATOS TÉCNICOS**

Transformador de Potencia TRAF0

Potencia nominal: 10 MVA

Sistema de refrigeración: ONAN / ONAF / OFAF / ODAF

Peso total del hierro y los arrollamientos: 31410 kg

Peso total de la cuba y los accesorios: 6120 kg

Volumen de aceite: 11000 litros.

V_p: 69 KV

V_s: 13.8 KV

- **DATOS TÉRMICOS**

Diferencia temperatura arrollamiento / temperatura aceite: 18 °C

Calentamiento aceite a potencia nominal: 51,8 °C

Temperatura ambiente: 22 °C

Los ciclos de carga a evaluar son anuales, resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 13. Datos de generación de carga Trafo.

DEMANDA / TEMPERATURA		
FECHA	KW	TEMPERATURA
dic-06	4020	44
dic-07	4550	47
dic-08	4820	52
dic-09	5128	51
dic-10	5220	54
dic-11	5350	54
dic-12	6500	55
dic-13	6600	57
dic-14	6980	58
dic-15	7200	60
dic-16	7327	64
dic-17	8600	74
dic-18	9320	80

Fuente: Investigación de campo

El perfil de carga, se muestra en el siguiente gráfico:

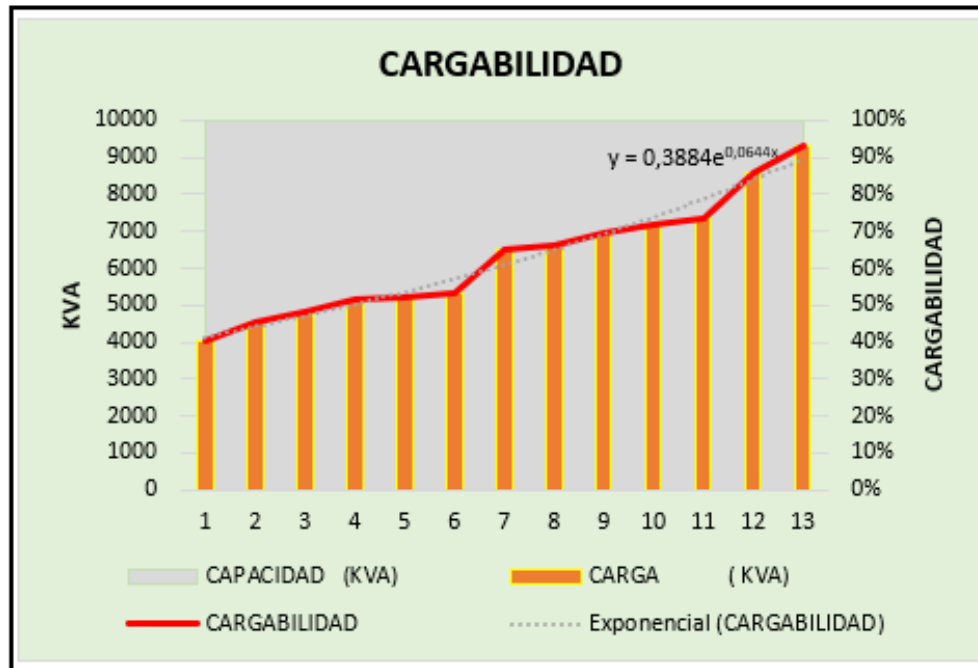


Figura 4.2. Ciclo de carga 10 MVA – 2007-2018
Elaborado: Autor, 2019

Las temperaturas para el ciclo de carga mostradas a continuación:

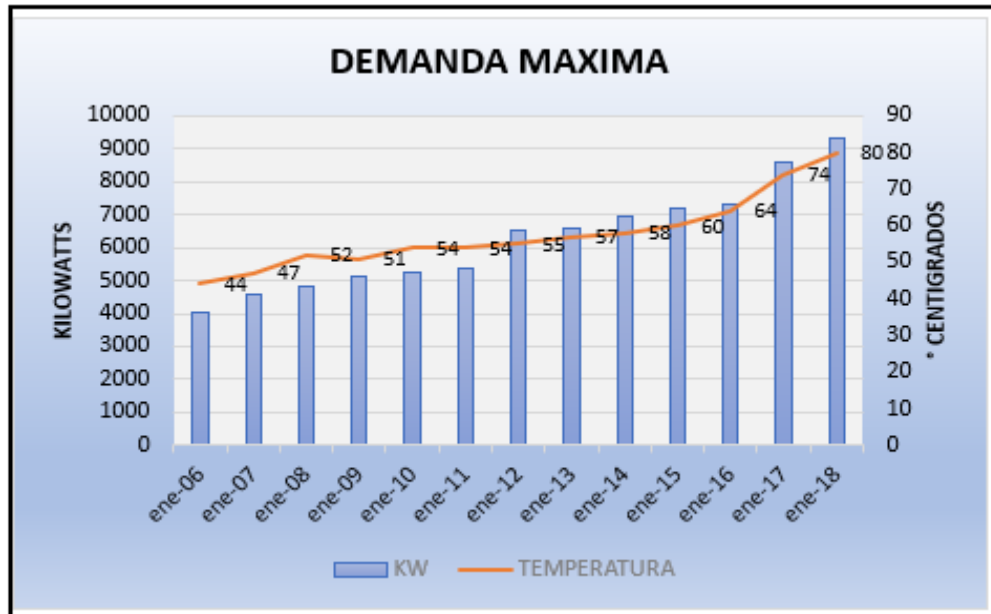


Figura 4.3. Cargabilidad del transformador 10 MVA – 2007-2018
Elaborado: Autor, 2019

CAPÍTULO 5

UBICACIÓN DEL PROYECTO

5.1. Introducción

El estudio de degradación de los componentes pasivos del transformador se efectúa con el soporte técnico de ELECTROINDUSTRIAL MICABAL S.A. como taller autorizado en la provisión de servicios electromecánicos y en la reparación de máquinas de inducción estáticas y dinámicas. Desde sus inicios en 1.977 ELECTRO INDUSTRIAL MICABAL S.A. se ha dedicado a prestar servicios a la industria, con gran profesionalismo.

Desde hace dos años esta empresa forma parte de la red mundial de SERVICIO TECNICO DE WEG (Fábrica ubicada en Brasil). Además cuentan con la calificación de la empresa multinacional Coface Services Ecuador, como proveedores de prestigiosas empresas. Son miembros de la EASA (Electrical Apparatus Service Association- Asociación de Servicios de Aparatos Eléctricos por su traducción en español, organismo internacional que cuenta con más de 2.100 centros de servicios en 50 países, lo que nos permite mantenernos siempre actualizados en información técnica, equipos y materiales (Electro Industrial Micabal S.A., 2015) .

Durante del desarrollo de las actividades, la propuesta a desarrollar exige el conocimiento de las técnicas predictivas como ciencias facultativas para la inclusión del programa de mantenimiento y desarrollo del método a implementar a fin de prevalecer las condiciones funcionales y operacionales del transformador.

5.2. Ubicación

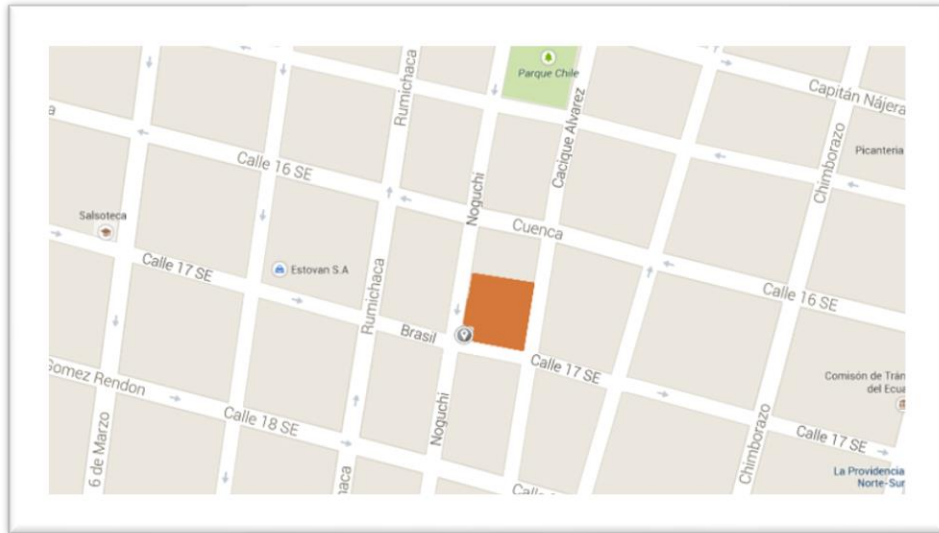


Figura 5.1. Ubicación geográfica ELECTROINDUSTRIAL MICABAL S.A

Fuente: Google Maps

La empresa ELECTROINDUSTRIAL MICABAL SA, se encuentra ubicada en Noguchi 1019 y Brasil (Esquina), Guayaquil, Guayas, Ecuador. La persona de contacto es el Ing. Miguel Cattán (Teléfono: (593 4) 388-3100 / 454-6290 / 461-3820). Email: ventasyservicios@micabal.com (Electro Industrial Micabal S.A., 2015) .

5.3. Servicios

La empresa ELECTROINDUSTRIAL MICABAL SA. cuenta con más de 30 años de experiencia en el mercado ecuatoriano, teniendo como misión principal ser cada vez más eficientes, para ello cuentan con personal y equipos especializados y calificados (Electro Industrial Micabal S.A., 2015) .

Entre sus servicios esta:

- Reparación de Motores Eléctricos AC & DC incluyen rebobinado del motor, mantenimiento, rediseño y pruebas. Tenemos experiencia con motores eléctricos hasta 4.000 HP.
- Reparación de Transformadores, incluyen rebobinado, mantenimiento, rediseño y pruebas.

- Servicio Integral de Mantenimiento Preventivo – Correctivo
- Servicio de pruebas y análisis de aislamiento para máquinas eléctricas rotativas y estacionaria incluyendo: estudio y análisis de aislamiento para maquinas eléctricas rotativas AC/DC y estacionarias, Prueba de nivel de aislamiento, Pruebas de balance de resistencia de bobinado, Prueba índice de polarización, Prueba de absorción dieléctrica, Pruebas de Hipot, ramp voltage, step voltaje.
- Desarrollo y Gestión de Proyectos Eléctricos para el Sector Industrial y Comercial. Sus campos de Aplicación son: Sector de Generación de Energía, Sector Industrial, Sector Comercial, Sector Agrícola, Sector Pesquero, Sector Petrolero, Sector Naval Militar, Sector Naval Comercial, Sector Naval Turístico y Sector Minería.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

La frecuencia de las inspecciones operativas, producto de las actividades programadas para mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los transformadores forman parte esencial como lectura previa de un diagnóstico, para salvaguardar la integridad del equipo en la que se incluyen los ensayos invasivos no destructivos que el sistema requiere para su funcionamiento.

El trabajo y la sobrecarga constante no deben ser razones para el deterioro prematuro del sistema de aislamiento de un transformador, mucho menos justificando el acelerado deterioro como causas naturales, el aceite y el papel pueden ser monitoreados a través de los análisis de aceites predictivos donde muy claramente el resultado físico-químico se convierte en una imagen del comportamiento interno del transformador.

El tratamiento del aceite por termo vacío no es suficiente para declarar un estado satisfactorio del mismo, la regeneración del aceite por tierra Fuller logra una recuperación total al deslodizar el contenido del aceite, otorgando una condición aceptable del aceite, y según la cantidad de partículas sólidas separadas se puede dar un valor relativo del estado del papel. La relación de costos refleja claramente que el valor de la actividad de mantenimiento es un importante rubro dentro de los procesos operacionales de la empresa que alargan la vida útil del transformador, considerando el tiempo del proceso de mantenimiento. Este análisis incluye el gasto por mantenimiento de \$ 12.498,08 más la hora de paralización de un transformador que tiene un costo de \$ 88,00 por hora de generador por cuatro generadores dan un total de \$ 352 por las 10 horas de paralización representan \$ 3520,00 por tiempo de mantenimiento del transformador, dando un total de \$ 16.018,08 que es el valor real del mantenimiento por cada transformador.

La factibilidad de la regeneración del aceite y de la compra de aceite nuevo de los transformadores, representan gastos considerables y de lucro cesante no manejables dentro de una buena práctica de mantenimiento y de estrategias sostenibles en la gestión de activos. Considerando que un transformador de 10 MVA genera un promedio de 70 Kgs., por generación de aceite y 3000 Kg por cambio de aceite dando un promedio de 3070 kg de desechos generados por un transformador de 10 MVA, se calcula que el manejo de desechos peligrosos por transformador esta alrededor de \$ 23.393,4.

Si la empresa decidiera el alquiler de transformadores Marca Moretran, variación de 0,31% de la tabla anterior con un valor de \$30.000,00 por cada 6 meses suman en un año \$ 60.000,00 el presupuesto de alquiler al que se suman \$12.498,08 por concepto de ejecución del plan anual de mantenimientos predictivos, correctivos, de transformadores, dando un total de \$ 72.498,08. Mientras que para la compra de un transformador de \$ 95.250,00 de iguales características se suma el gasto por mantenimiento calculado en \$12.498,08 dan un total de \$ 107.748,08 que provoca un ahorro de \$ 35.250,00 en la opción de alquiler.

6.2. Recomendaciones

La eficiencia de los sistemas de aislamiento interno en un transformador de potencia no solo se consigue con el análisis físico-químico del aceite, la coordinación de las protecciones es esencial para evitar daños prematuros, dado que los esfuerzos térmicos y eléctricos ejercen efectos adversos en el comportamiento del equipo.

Se debe implementar un plan de mejora continua de los procesos establecidos, auditorías operativas a fin de actualizar y garantizar la vida útil de los componentes dentro de un sistema de potencia.

Se recomienda establecer registros de las lecturas de la cargabilidad del transformador, muestras de laboratorio para establecer una tendencia y buscar mejoras, ya sea en la condición operacional o funcional del transformador. Así como el uso de tierra Fuller como mecanismo ambiental y económicamente amigable para el mantenimiento de los transformadores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abalar, E. (2013). *Materiales, conductores y aislantes*. Obtenido de https://www.edu.xunta.es/espazoAbalar/sites/espazoAbalar/files/datos/1464947843/contido/15_materiales_conductores_aislantes_y_semiconductores.html
- ABB. (2011). Transformadores sumergidos en aceite.
- ABB. (2018). *Regeneración del aceite en Transformadores de Potencia*. Obtenido de https://library.e.abb.com/public/84b94ef1ab8262b483257d620051fc95/Regeneracion_del_aceite_en_Transformadores_de_Potencia.pdf.
- Academia de Fisica. (2016). *Rigidez Dieléctrica*. Obtenido de <https://sites.google.com/site/fisicacbtis162/services/2-4-2-rigidez-dielectrica>.
- Acido sulfurico. (2018). *Qué es el ácido sulfúrico*. Obtenido de <https://www.acidosulfurico.org/>.
- Agudelo, B. (2012). *Un método de gestión ambiental para el tratamiento y la disposición final adecuada de un residuo peligroso*. Obtenido de <http://bdigital.unal.edu.co/35103/1/35341-138358-1-PB.pdf>.
- Agudelo, E. (2010). *UN MÉTODO DE GESTIÓN AMBIENTAL ADECUADO PARA EL TRATAMIENTO Y LA DISPOSICIÓN FINAL DE UN RESIDUO PELIGROSO CASO: TIERRA FULLER CONTAMINADA CON ACEITE DIELECTRICO*. Obtenido de <http://www.bdigital.unal.edu.co/1917/1/71699844.20101.pdf>.
- API. (2018). *TRANSFORMADOR DE POTENCIA*. Obtenido de <http://www.directindustry.es/prod/api-technologies-spectrum-control/product-35049-1618146.html>.
- Argueta, C., Contreras, F., & Guardado, O. (2017). *Análisis de causas y efectos producidos por el deterioro del aceite dieléctrico para transformadores pad mounted*. Obtenido de <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/14442/1/An%C3%A1lisis%20de%20causas%20y%20efectos%20producidos%20por%20el%20deterioro%20del%20aceite%20diel%C3%A9ctrico%20para%20transformadores%20pad%20mounted%20y%20su%20relaci%C3%B3n%20con%20el%20%C3%ADndice%20de%20fal>.
- Brasil, A. (2017). *Transformadores | Ciclo de vida de transformadores*.

- Briones, M., & Bermudez, G. (s.f.). Analisis tecnico y economico de la recuperación de los aceites dielectricos con tierra de Fuller. *ESPOL*, 3. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/322/1/530.pdf>.
- Bruno, L. (2009). *Filtro de silicagel*. Obtenido de <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/09/fgfg.html>.
- Carbotecnia . (2014). *Carbón activado*. Obtenido de <https://www.carbotecnia.info/encyclopedia/que-es-el-carbon-activado/>.
- Carrillo, C. (2013). Producción de carbón activado y sílice a partir de cascarilla de arroz - una revisión. *Scientia et Technica Año XVIII, Vol. 18, No 2*, 422-426.
- Carrillo, G. (2016). *El Transformador*. Obtenido de <http://www.transmagneca.com/wordpress/el-transformador/>.
- CIDEL. (2015). *Presencia, Efectos, Medición y Eliminación de la Humedad en Transformadores de Potencia Sumergidos*. Obtenido de <http://www.cidel2014.com/papers/794.pdf>.
- Dobladez, M. (2005). *Transformador*. Obtenido de <https://www.flickr.com/photos/maxid/21201206/>.
- Domínguez, C. (2019). *Vida Útil de un Transformador de Potencia*. Obtenido de <http://revistacientifica.upap.edu.py/vida-util-de-un-transformador-de-potencia/>.
- Editores. (2015). *ransformadores | Potencia nominal de un transformador de energía eléctrica*. Obtenido de https://editores-srl.com.ar/revistas/ie/304/ingenieria_mayo_potencia_nominal.
- Embalajes Terra. (2016). *Fleje: Aplicaciones, tipos y máquinas flejadoras*. Obtenido de <https://www.embalajesterra.com/blog/fleje-aplicaciones/>.
- FLIR. (2011). *Guía de termografía para mantenimiento predictivo*. Obtenido de https://www.flirmedia.com/MMC/THG/Brochures/T820264/T820264_ES.pdf.
- Granero, A. (2015). *El núcleo o circuito magnético de los Transformadores*. Obtenido de <http://imseingenieria.blogspot.com/2015/11/el-nucleo-o-circuito-magnetico-de-los.html>.
- Granero, A. (2015). *Transformadores en baño de aceite o secos?* Obtenido de <http://imseingenieria.blogspot.com/2015/09/que-elegir-transformadores-en-bano-de.html>.

- Grupo Haiyang Yinhai España. (2018). *Características del gel de sílice/silicagel*.
Obtenido de <https://www.geldesilice.com/es/gel-de-silice/caracteristicas-del-gel-de-silicesilicagel/26>.
- GTM. (2017). *TRIPOLIFOSFATO DE SODIO*. Obtenido de <http://www.gtm.net/images/industrial/t/TRIPOLIFOSFATO%20DE%20SODIO.pdf>.
- IEEE. (2019). *IEEE C57.106-2002 - Guía para la aceptación y el mantenimiento de aceite aislante en equipos*. Obtenido de https://standards.ieee.org/standard/C57_106-2002.html.
- IMSE. (2016). *Visión simplificada del proceso de interrupción de una corriente*. Obtenido de <http://imseingenieria.blogspot.com/2016/09/>.
- INATRA. (2017). *TRANSFORMADOR TRIFASICO DISTRIBUCIÓN 500 KVA*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=1-np1dnjmgc>.
- Intef. (2018). *Banco de imagenes y sonidos* . Obtenido de <http://recursostic.educacion.es/bancoimagenes/web/>.
- Itecna. (2018). *Riesgos por Humedad en un Transformador*. Obtenido de <http://www.itecnacr.com/noticia/riesgos-por-humedad-en-un-transformador/>.
- LADAA. (2018). *Densidad relativa ASTM-D1298*. Obtenido de <http://www.ladaa.com.mx/portfolio/densidad-relativa-astm-d1298/>.
- Lopera, E. (2006). *PURIFICATION OF MINERAL INSULATING OIL CONTAMINATED WITH POLYCHLORINATED BIPHENYLS (PCB's)* . Obtenido de <http://www.scielo.org.co/pdf/dyna/v73n150/a07v73n150.pdf>.
- Lubrisider. (2019). *REGENERACIÓN DE ACEITES DE TRANSFORMADORES “IN SITU” Y CON TRANSFORMADOR ENERGIZADO*. Obtenido de <http://lubrisider.cl/servicios/regeneracion/>.
- Manassero, U., Zóttico, A., & Furlani, R. (2015). *Envejecimiento de la aislación eléctrica en transformadores de potencia*. Obtenido de <http://44jaiio.sadio.org.ar/sites/default/files/sii158-168.pdf>.
- (2015). *Mantenimiento en Planta*.
- Mecatronica. (2018). *¿QUÉ ES UN TRANSFORMADOR?* Obtenido de <https://www.mecatronicalatam.com/transformador/>.
- Mendes, D. C. (2017). *Transformadores de Poder*. Quito, Ecuador.
- Mendez, G. C. (2018). *Tensión Interfacial*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/335107994/Tension-Interfacial>.

- Méndez, J. (2013). *Estimación de la vida útil del transformador de poder mediante análisis de contenido de compuestos furánicos*. Obtenido de <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2178>.
- Ministerio de Ambiente. (2015). *Acuerdo Ministerial Nro. 061*. Obtenido de http://suia.ambiente.gob.ec/iw/documentos?p_p_id=20&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_20_struts_action=%2Fdocument_library%2Fview_file_entry&_20_fileEntryId=496522.
- Ministerio de Ambiente. (2015). *Guía técnica para la gestión de PCB*. Obtenido de http://www.ec.undp.org/content/dam/ecuador/docs/documentos%20proyectos%20ambiente/pnud_ec%20Gu%C3%ADa%20PCB%20FINAL.pdf.
- Ministerio de Ambiente. (2015). *Libro VI del Texto Unificado de*. Obtenido de <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/ecu155554.pdf>.
- Ministerio de ambiente. (2017). *Guía de prácticas ambientales*. Obtenido de <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2017/04/AMBIENTAL.pdf>.
- Ministerio de Ambiente. (2017). *Sistema de Gestión de Sustancias Químicas y Desechos Peligrosos y Especiales*. Obtenido de <http://www.ambiente.gob.ec/sistema-de-gestion-de-desechos-peligrosos-y-especiales/>.
- Montané García, J., Dorrbercker Drake, S., & Hernández Areu, O. (2018). *Recomendaciones para mejorar la medición del grado de envejecimiento del aislamiento sólido de los transformadores de fuerza en las condiciones de las centrales eléctricas de Cuba*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/285815593_Recomendaciones_para_mejorar_la_medicion_del_grado_de_envejecimiento_del_aislamiento_solid_o_de_los_transformadores_de_fuerza_en_las_condiciones_de_las_centrales_electricas_de_Cuba.
- Nacional de Electricos. (2018). *TRANSFORMADOR MONOFASICOS EN ACEITE*. Obtenido de <http://www.nalelectricos.com.co/transformador-monofasico-en-aceite>.
- Netrakid. (2018). *EL ASKAREL*. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/27766804/EL-ASKAREL>.
- Norma de Calidad Ambiental. (2005). *MANEJO, PREVENCIÓN Y CONTROL DE DERRAMES DE ACEITES QUÍMICOS Y COMBUSTIBLES*. Obtenido de

- <https://www.celec.gob.ec/hidropaute/images/Ambiente/Control.de.derrames.pdf>.
- Nova Miron. (2018). *PROPIEDADES Y DEGRADACION DEL ACEITE DIELECTRICO EN TRANSFORMADORES ELECTRICOS* . Obtenido de <http://www.novamiron.com.ar/propiedades-aceite.pdf>.
- Pongo, S. (2008). *REGENERACIÓN DE ACEITE DIELECTRICO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 30MVA 138/10.7 kV DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR EN SERVICIO*. Obtenido de http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/9942/1/pongo_ps.pdf.
- Pozueta, M. Á. (2015). *Máquinas%Eléctricas%I%;%G862*. Obtenido de https://ocw.unican.es/pluginfile.php/136/course/section/64/tema_01.pdf.
- QuimiNet. (2012). *El análisis de color: colorimetría y colorímetro*. Obtenido de <https://www.quiminet.com/articulos/el-analisis-de-color-colorimetria-y-colorimetro-2704601.htm>.
- QuimiNet. (2018). *Conozca las capacidades limpiadoras del tripolifosfato de sodio*. Obtenido de <https://www.quiminet.com/articulos/conozca-las-capacidades-limpiadoras-del-tripolifosfato-de-sodio-2718833.htm>.
- Roble. (2010). *El Transformador*. Obtenido de <http://roble.pntic.mec.es/jlop0164/archivos/transformador.pdf>.
- Rymoil. (2012). *Tratamiento de aceites de transformador "in situ"*. Obtenido de http://www.rymoil.es/Tratamiento_de_aceites_de_transformador_in_situ.html.
- SCI. (2016). *Termografía*. Obtenido de <https://scisa.es/termografia/>.
- Sector Electricidad. (2017). *Partes de un transformador de potencia*. Obtenido de <http://www.sectorelectricidad.com/11724/partes-de-un-transformador-de-potencia/>.
- Solución Sea Marconi (Chedcos). (2018). *Cómo determinar la corrosividad*. Obtenido de <https://www.seamarconisolution.com/es/como-determinar-la-corrosividad>.
- SYSE. (2011). *Servicio a Transformadores*. Obtenido de <http://www.syse.com.mx/Analisis-azufres.html>.
- Torres, D. (2015). *TRANSFORMADORES*. Obtenido de <https://ddtorres.webs.ull.es/Docencia/Intalaciones/Electrifica/Tema%203.htm>.

Tutor Electronico. (2018). *Qué es un transformador, tipos y funcionamiento.*


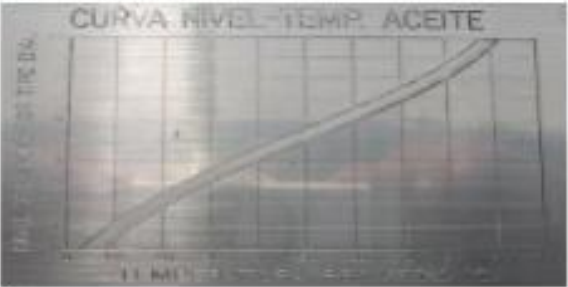
Obtenido de <https://piensa3d.com/que-es-un-transformador-tipos-funcionamiento/>.

Vairo. (2018). *Regeneración y purificación de aceites dieléctricos.* Obtenido de

http://www.vairoargentina.com/index_archivos/Page500.htm.

ANEXOS

Anexo 1. Formato de inspecciones operacionales para transformadores de potencia

	EMPRESA	
	REPORTE TÉCNICO QUINCENAL DE REGISTRO DE OPERACIÓN Y VERIFICACION DE CONDICIONES OPERATIVAS	
	SUBESTACION DE 10 MVA - 69/13.2 KV	c.1.
FECHA:		
DATOS DE PLACA:		
MARCA: TRAFO	NO. DE SERIE: 5SK004103	
CAPACIDAD: 10 MVA	IMPEDANCIA: 5,9	
VOLTAJE: 69/13.2 KV	PESO APROXIMADO: 25200 Kg	
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	NIVEL DE ACEITE	
	NIVEL DE ACEITE	1
	BUSHINGS DE ALTA TENSION	2
		3
	TEMPERATURA DEL ACEITE	Normal Máxima
	PRESIÓN DE NITRÓGENO	
	POSICIÓN DEL TAP	
	NIVEL DE RUIDO	
REGISTRO DEL MEDIDOR DE ENERGIA DE EMELGUR	KWH A	
	KWH B	
	KWH C	
	KWH TOTAL	
	KW MAX B	
	KW MAX TOTAL	
	KVARH TOTAL	
	HORA	
PATIO DE 69 KV	ESTADO	
PATIO DE 13.2 KV	ESTADO	
		
OBSERVACIONES:		

REALIZADO POR		

Anexo 2. Informe del análisis Físico-Químico del aceite de un transformador

INFORME DE ANÁLISIS FÍSICO - QUÍMICO			No. 18275	
EQUIPO:	Transformador de Potencia	Nº SERIE:	XA1557A001	
TENSIÓN :	69000/13800 V	FABRICANTE:	Trafo	
AÑO DE FAB.:	2003	POTENCIA:	5000 KVA	
PESO ACEITE:	23600 lts.	PROD. ANALIZADO:	Aceite Dieléctrico	
LOCALIZAC:	S/E	FECHA DE ANÁLISIS:	08/05/2018	
FECHA TOMA:	08/05/2018	FECHA REPORTE:	08/05/2018	
FECHA RECEPCIÓN:	08/05/2018	MUESTREO:	J. Vélez	

Condiciones de Prueba				
Temperatura Ambiente (°C):	24,3	Temperatura del Aceite (°C):	24,3	
% Humedad Relativa:	39			

ENSAYOS	UNIDAD	RESULTADOS	REFERENCIA	
			Aceite En Uso*	Aceite Nuevo*
COLOR (CO-01) ASTM D1500-12 (2017)		< 1,5	< 3,5	< 0,5
DENSIDAD RELATIVA (DE-01) ASTM D-1298 12b (2017) a 15 °c		0,876	0,840-0,910	0,910 máx
NUMERO ACIDO (BU-01) ASTM D974 (2014)2e	mg de KOH/g	0,021	0,1 máx	0,03 máx
TENSION INTERFACIAL (TI-01) ASTM D971 (2012)	mN/m	39,6	22 min	40 min
RIGIDEZ DIELECTRICA (RD-01; RD-02) ASTM D877 (2013)	kV	39	25 min	30 min
CONTENIDO DE AGUA (CH-01; CH-02) ASTM D1533 (2012)	(mg/kg) ppm	25	35 máx	35 máx

* Lecturas Rigidez Dieléctrica ASTM D-877 /877M-2013(kV): 40,0; 36,5; 39,2; 40,9; 39,4
Toma de muestras Según ASTM D-923-15:

ANEXO EVALUACIÓN:


Índice de Calidad = Tensión Interfacial / No.Neutralización.	
INDICE DE CALIDAD	1885,7

* CRITERIOS DE LA S.D. MYERS DE USA

DIAGNÓSTICO:
Los resultados indican condiciones normales del aceite dieléctrico.
La rigidez dieléctrica, el contenido de agua, el número ácido y la tensión interfacial se encuentran en valores considerados normales.


RECOMENDACIONES:
Tomar muestra en 12 meses.

ELABORÓ




Asistente Laboratorio

REVISÓ



Jefe Laboratorio

APROBÓ



GERENTE GENERAL

Anexo 3. Informe de análisis cualitativo de PCB'S

LABORATORIO DE ACEITES DIELECTRICOS			
Cliente:			
Orden de Trabajo:	# 16	Fecha:	8 de Mayo del 2018

INFORME DE ANÁLISIS CUALITATIVO DE PCB'S

No. 0 135

EQUIPO:	Transformador de Potencia	Nº SERIE:	XA1557A001
TENSIÓN :	69000/13800 V	FABRICANTE:	Trafo
AÑO DE FAB.:	2003	POTENCIA:	5000 KVA
PEÑO ACEITE:	23600 lts.	PROD. ANALIZADO:	Aceite Dieléctrico
CALIZAC:	S/E	MUESTREO:	J. Vélez
FECHA TOMA:	06/05/2018	F ANÁLISIS:	08/05/2018
FECHA RECEPCIÓN:	08/05/2018	F REPORTE:	08/05/2018


ANÁLISIS CUALITATIVO			
EQUIPO UTILIZADO	MÉTODO	CONTENIDO DE PCB	RESULTADO
KIT DEXSIL	Método 9079 EPA SW-846	< 50 ppm	NEGATIVO

DIAGNOSTICO

Los resultados indican que se ha detectado menos de 50 ppm de PCB en el aceite analizado.
Según Norma D-3487 el contenido de PCB debe ser NO DETECTABLE
en la práctica, aceites con contenido de PCB inferiores a 50 ppm se consideran NO CONTAMINADOS.

RECOMENDACIONES

El aceite no está contaminado con PCB, por lo cual no representa riesgo alguno, su manejo y almacenamiento son confiables.

ELABORÓ

Jefe de Laboratorio

Anexo 4. Informe de análisis de gases disueltos

ANALISIS DE GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DIELECTRICO

A continuación se presenta el siguiente cuadro donde se establece los rangos de valores en Partes por millón (ppm) de los gases obtenidos en las pruebas de cromatografía de gases realizadas a fin de poder efectuar un análisis de las condiciones operativas de los Transformadores

GASES GENERADOS	RANGO NORMAL	RANGO DE PRECAUCION	RANGO DE ADVERTENCIA	DIAGNOSTICO DE FALLA
Hidrogeno H ₂	< 100	100-700	> 700	Descargas Parciales
Metano (CH ₄)	< 120	120-400	> 400	Puntos Caliente
Acetileno (C ₂ H ₂)	< 2	2,0 -5	> 5	Arcos en aceite
Etileno (C ₂ H ₄)	< 50	50-100	>100	Sobrecalentamiento del Aceite
Etano (C ₂ H ₆)	< 65	65-100	>100	Descarga de Baja Intensidad
Monóxido de Carbono CO	< 350	350-570	> 570	Sobrecalentamiento de Celulosa
TOTAL DE GASES	< 700	700-1900	> 1900	Descomposición del Sistema de Aislamiento

La unidad de medida son las partes por millón (ppm), o sea un centímetro cubico de gas disuelto en 10⁶ centímetros cúbicos (1m³) de aceite a una atmosfera de presión y 0°C (273)

Anexo 5. Formato de check list para determinar el estado de operatividad de equipos con PCB's

FORMATO DE CHECKLIST PARA DETERMINAR EL ESTADO DE OPERATIVIDAD DE EQUIPOS CON PCB			
NOMBRE O RAZÓN SOCIAL DEL POSEEDOR:			
DIRECCIÓN:			
COORDENADAS:			
FECHA:			
PERSONA DE CONTACTO DE LA EMPRESA:		Nombre:	
		Teléf:	Correo:
CHECK LIST PARA DETERMINAR EL ESTADO DE OPERATIVIDAD DE EQUIPOS CON PCB			
ITEM No.	DESCRIPCIÓN	SI	NO
1	¿Existe goteo en el equipo?		
2	¿Los sellos o empaques se encuentran en buen estado?		
3	¿Existen manchas en el suelo?		
4	¿Se encuentra operativo el equipo?		
5	¿Se ha realizado prueba por cromatografía de gases?		
6	¿La concentración de PCB es mayor a 50 ppm?		
7	¿El equipo se encuentra húmedo?		
8	¿El equipo se encuentra corroído?		
9	¿El equipo cuenta con etiqueta que indique presencia de PCB?		
10	¿En qué lugar se encuentra el equipo?: _____		
11	¿Cuál es la concentración del análisis de PCB? _____ ppm		
12	Tipo de equipo: _____ Marca: _____ Modelo: _____ Potencia: _____ Peso: _____		
13	OBSERVACIONES:		
NOMBRE Y FIRMA DEL INSPECTOR:			

Anexo 6. Transformador de estudio



Inspecciones operativas, chequeo de manómetros, termómetros y sílica gel



Anexo 7. Bobinas en proceso de reemplazo del papel aislante



Confección de bobina imbricada entre capa con papel kraft



Anexo 8. Especificaciones técnicas del papel aislante

Technical Data Sheet Celco PG		arauco				
Technical Data Sheet						
Product:	Unbleached Softwood Kraft Pulp	Celco unbleached softwood Kraft pulp obtained from Radiata Pine managed plantations established in southern Chile. Arauco pulp mills are certified under chain of custody international standards in addition to ISO 9001 and 14001 certified for quality and environmental scopes. Considered as a premium fiber for packaging, paper and containerboard applications due to high luminosity, cleanness and strength properties.				
Brand name:	Celco PG					
Wood specie:	Pinus Radiata D. Don					
Pulp Mills:	Licancel and Constitución					
Pulp Characteristics						
Guaranteed values for optical Properties						
	Unit	Average	Std. Dev ^a	Based on		
Luminosity ("L" Hunter)	(%)	>63,5		ISO 2469		
Dirt Count	(mm ² /m ²)	80	10	T 213 cm-85		
Response to PFI laboratory refining ⁽¹⁾						
	Unit	Reference Values				Based on
FI Revolutions	(rev)	0	5000	7000	9000	T248 sp-08
Freeness	("SR)	12	20	30	45	T227 cm-09
Breaking Length	(Km)	3,5	10	10,5	11	T494 cm-13
Burst Factor	(f)	15	76	79	85	T403 cm-10
Tear Factor	(f)	205	130	113	110	T414 cm-12
Reference values of mechanical properties at 30"SR						
	Unit	Average	Std. Dev ^a	Based on		
Breaking Length	(km)	10,5	0,2	T494 cm-13		
Burst Factor	(f)	79	2	T403 cm-10		
Tear Factor	(f)	113	4	T414 cm-12		
TEA	(Kj/Kg)	2,35	0,1	T494 cm-13		
<small>(1) Typical values obtained at mill's laboratories with normal production samples. Hand sheet forming based on T 205 sp-12. Physical properties calculation based on 60 g/m²</small>						
Fiber morphology						
	Unit	Average	Std. Dev ^a	Based on		
L-Weighted	(mm)	2,45	0,05	L&W fiber tester 912		
Coarseness	(dg/m)	23,8	1,0	L&W fiber tester 912		
Lignin content						
	Unit	Typical value	Based on			
Kappa Number	(N ^o)	37	ISO-302-2004			
<small>^aThree Std. Dev are considered</small>						
September 2017						
Celulosa Arauco y Constitución S.A.			email: info@arauco.cl / www.arauco.cl			

Anexo 9. Etiquetado y marquillado



LIBRE
De Bifenilos Policlorados (PCB's)
EN CASO DE EMERGENCIA LLAMAR A:
UNIDAD DE GESTIÓN AMBIENTAL
042 XXX-XXX
DPTO. DE SEGURIDAD INDUSTRIAL
042 XXX-XXX

NOTA: Es importante mencionar en el caso de las etiquetas para material con PCB, el Número de Identificación ID.N. 2315 corresponde a fluidos con PCB, en el caso de contenedores con sólidos contaminados con PCB el Número de Identificación que debe ir en la etiqueta es ID. N. 3432.

ADVERTENCIA

CONTIENE
Bifenilos Policlorados
(PCB's) ID. N. 2315





Bifenilos Policlorados (PCB's)

Atención

AGENTE TÓXICO: cancerígeno	CAUSA IRRITACIÓN: evitar contacto con los ojos, la piel y la ropa.
INDICIO SI ES INHALADO	
INGESTIÓN: Usar solamente con ventilación adecuada y protección personal.	

Instrucciones En Caso De Contacto o Exposición

OJOS: Enjuagar inmediatamente con abundante agua fría por lo menos durante 15 minutos.

PEL/ROPA: Lavado con abundante agua fría y jabón neutro (lavar la ropa antes de un nuevo uso).

INHALACIÓN: Trasladar al afectado a un sitio aireado y si es necesario aplicar oxígeno.

INGESTIÓN: Inducir el vómito a la persona afectada, introduciendo el dedo hasta el fondo de la garganta.

LLAMAR AL SERVICIO INMEDIATAMENTE EN CUALQUIERA DE LOS CASOS

EN CASO DE EMERGENCIA LLAMAR A:

DEPARTAMENTO DE GESTION AMBIENTAL
072 872700 ext.2108
DEPARTAMENTO DE BIENESTAR INTEGRAL
072 872700 ext.2314

Anexo 10. Procedimiento de rellenado del transformador contaminados con PCB'S

- Los equipos que se utilizarán para el proceso de rellenado tendrá que ser de uso exclusivo para estas operaciones, con la finalidad de evitar la contaminación cruzada.
- Aproximadamente la vida útil de los equipos es de 30 años, por lo que es necesario tomar en cuenta la vida útil restante para justificar el rellenado.
- Los desechos generados por la operación del rellenado (ropa, material absorbente, guaiques, entre otros) se deben almacenar de acuerdo al Capítulo 5 del presente instrumento y serán considerados desechos con PCB o PCB usados, a continuación, se detalla el procedimiento para el rellenado de transformadores contaminados con PCB.
 - Previo al rellenado de equipos con aceite dieléctrico, se deberá realizar el drenaje cuidadoso del aceite del equipo contaminado hacia un tanque grande para su almacenamiento y posterior gestión.
 - Solamente se podrá hacer procesos de rellenado en equipos con aceite dieléctrico contaminado con concentración de PCB menor a 500 ppm.
 - El aceite utilizado para la operación de rellenado deberá ser libre de PCB.
 - Después de 90 días de haber realizado el rellenado, se deberá analizar el aceite del equipo para determinar concentración de PCB.

Si la concentración es menor a 50 ppm se puede etiquetar como no contaminado.

Si la concentración es mayor a 50 ppm se podrá repetir el proceso de rellenado por una sola vez y se tendrá que analizar nuevamente el aceite después de 90 días.
 - Se debe tener en cuenta que los desechos generados por la operación de rellenado (ropa, material absorbente, paños, etc.) deben ser almacenados en las bodega residuos peligrosos que cada uno de los poseedores de PCB debe tener, de acuerdo a lo señalado en el Capítulo 5 del presente Acuerdo Ministerial.
 - El rellenado no debe realizarse en cercanías de combustibles o materiales inflamables.

Anexo 11. Instrucciones para acondicionamiento de desechos con PCB'S

De acuerdo al Manual de Capacitación del Convenio de Basilea, los productos que contienen PCB son los siguientes:

- Transformadores de PCB drenados
- PCB líquido proveniente del drenado del transformador en barriles
- Líquidos contaminados con PCB; aceites minerales, solventes, agua (más de 50 ppm)
- Sólidos contaminados con PCB (más de 50 ppm)
- Capacitores Los tipos de embalaje son los siguientes:

Tipo de desecho	Tipo de envase
Líquidos de PCB	Barriles o tambores cerrados
Sólidos de PCB	Barriles o tambores abiertos en la parte superior,
Capacitores	Carcasas metálicas herméticas en plataformas de carga (pallets)
Transformadores	Baldes de acopio para drenar transformadores con absorbentes

Los barriles metálicos para el transporte transfronterizo de materiales peligrosos deben cumplir las especificaciones de la ONU, sin embargo se recomienda que estos barriles metálicos sean empaquetados en cajas metálicas que garanticen la seguridad para el mantenimiento y transporte. Se debe recordar que los tanques de los transformadores no pueden ser clasificados como embalajes aprobados para el transporte. Dichos barriles deben estar internamente recubiertos con pintura epoxi o poliuretánica o ser galvanizados además deberán estar debidamente aprobados e identificados con marcas indelebles en la parte externa y en la cubierta. Estas marcas toman la forma de un código que incluye los siguientes elementos:

1A1	Barril de acero con tapa no desmontable
1A2	Barril de acero con tapa desmontable
X o Y	Grupos de embalaje I, II y III
Y	Grupos de embalaje II y III
1.5	Densidad del líquido si es superior a 1.2
S	Sólidos o análisis de presión hidráulica para líquidos
150	Sólidos: volumen bruto máximo
83	Año de fabricación del barril

Anexo 12. Pasos a seguir al momento de una contaminación

Contaminación fría sin descomposición térmica.

1. Notificar a la inspección de instalaciones clasificadas y protección civil (o al servicio equivalente) en caso de liberaciones de PCB y riesgo de contaminación ambiental.
2. Avisar al médico de turno y proporcionar al personal vestimenta de protección: lentes de seguridad, guantes y/o galochas, máscaras con filtros apropiados.
3. Delimitar un perímetro de seguridad y, donde sea necesario, ventilar el sitio de todas las maneras posibles.
4. Contener la dispersión de PCB mediante el sellado de la pérdida (con paños, plásticos adherentes, etc.) y el uso de absorbentes inertes.
5. Limpiar el suelo.

Pisos herméticos

1. Remover completamente con trapos empapados en solvente.
2. Bajo ninguna circunstancia usar llamas sin protección. No usar solventes clorados, usar en cambio detergentes tales como los líquidos de limpieza.

Pisos no herméticos

1. Remover las capas muy contaminadas: concreto, tierra, etc.
2. Tomar medidas urgentes para limitar, estabilizar y finalmente eliminar la contaminación, si existe riesgo de contaminación de las aguas subterráneas.
3. Juntar todos los productos contaminados (agua de lavado, tierra con niveles superiores a 100 ppm de contaminación, vestimenta, etc.) y almacenarlos en contenedores herméticos para su futura incineración en un sitio autorizado acordado.

Anexo 13. Normas para la descontaminación del suelo

1. Se deben tratar los materiales con más de 50 ppm.
2. Los materiales entre 10 y 50 ppm se pueden evacuar en rellenos vertederos de seguridad o sitios de contención.
3. Los materiales con niveles por debajo de 50 ppm se consideran no contaminados. Las aguas de lavado no se pueden evacuar a menos que su concentración sea menor a 0,5µg por litro.

Contaminación caliente originada por rupturas en los tanques.

1. Desconectar la fuente de poder sin entrar a las instalaciones.
2. Llamar a la brigada de bomberos, brindarles los detalles sobre la naturaleza del accidente para asegurar que dispongan de los equipos apropiados para lograr el acceso a las instalaciones y combatir el fuego. (el uso de agua debería evitarse porque puede causar derrames de los baldes de acopio hacia el ambiente que los rodea; es preferible usar CO₂ o hielo seco).
3. Notificar a las autoridades competentes de inmediato.
4. Prohibir el acceso al área contaminada a cualquier persona que no esté usando equipos de protección personal (mamelucos a prueba de agua, lentes, máscaras, galochas) y únicamente se deberá permitir el acceso cuando sea estrictamente necesario y por periodos cortos.
5. Limitar el alcance de la contaminación mediante el sellado de cualquier posible canal de transmisión entre áreas contaminadas y áreas no contaminadas.
6. Verificar la extensión de la contaminación.
7. Durante la evaluación de los resultados de estos análisis la inspección de instalaciones clasificadas podrá ordenar al fabricante que lleve a cabo varios procedimientos esenciales para la descontaminación de las áreas afectadas, a saber:
 - Arrojar escombros, objetos de poco valor y ropa contaminada en contenedores para su subsiguiente incineración en un sitio aprobado
 - Limpiar superficies fijas y objetos de valor con vapor o solvente a los efectos de eliminar la contaminación superficial y reducir considerablemente los niveles generales de contaminación con miras a la reapertura del sitio y que finalmente pueda seguir en uso.



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, LOAIZA VERA SEGUNDO LEONIDAS, con C.C: # 0915363410 autor del trabajo de titulación: **“Análisis de la degradación de los componentes pasivos de un transformador de potencia de 10 MVA, con el fin de prolongar su vida útil, considerando su impacto al medio ambiente”**, previo a la obtención del título de Ingeniería en Eléctrico – Mecánica, en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 15 de Marzo del 2019

f. _____

Nombre: LOAIZA VERA SEGUNDO LEONIDASC.C:

0915363410



**Presidencia
de la República
del Ecuador**



**Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes**



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN			
TÍTULO Y SUBTÍTULO:	"Análisis de la degradación de los componentes pasivos de un transformador de potencia de 10 MVA, con el fin de prolongar su vida útil, considerando su impacto al medio ambiente"		
AUTOR:	SEGUNDO LEONIDAS LOAIZA VERA		
TUTOR:	ING. JIMMY SALVADOR ALVARADO BUSTAMANTE		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería en Eléctrico Mecánica		
TITULO OBTENIDO:	Ingeniero en Eléctrico Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	15 de Marzo del 2018	No. DE PÁGINAS:	117
ÁREAS TEMÁTICAS:	Subestaciones, Transformadores de potencia, Talleres de servicio electromecánico, gestores de desechos peligrosos.		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	potencia, transformador, mantenimiento, histograma, protocolo, cargabilidad.		
RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):	<p>En el presente trabajo se contempla una interpretación taxativa del aprovechamiento y de los costos asociados a las actividades de reparación de un transformador de Potencia, basados en cuadros estadísticos, infogramas, histogramas e informes físico-químicos de los componentes pasivos de un transformador de Potencia, así también como de los métodos y estrategias para minimizar los riesgos al entorno, para lo cual se ha levantado la información correspondiente basada en un transformador de origen brasileño con 10 MVA de potencia que trabaja en una subestación conectado a un alimentador de 69 KV. Los resultados presentarán un análisis que permitirán tomar decisiones objetivas al respecto de la optimización del gasto en cuanto a los planes de mantenimiento preventivo y predictivo, presentado en conjunto con un protocolo adecuado con análisis cuantitativo y de riesgos comunes a los equipos, personas y medio ambiente, el momento en que la actividad de mantenimiento se liga a las tecnologías de reparación y validación de costos en los transformadores de potencia, activos de alto valor dentro del circuito de distribución eléctrica ecuatoriana que cumplen con normativa nacional e internacional.</p> <p>Los resultados concluyeron en que la vida útil de un transformador de potencia se relaciona con el seguimiento de su cargabilidad y los respectivos análisis predictivo, tomados de la mano con planes de mantenimiento preventivo cuya revisión protocolaria se sugiere auditar cada dos años, lo que garantizaría aumentar la vida útil y prevenir daños esenciales en un transformador de Potencia.</p>		
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: 0939520091	E-mail: seguloaiza@hotmail.com	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE)::	Nombre: Philco Asqui, Luis Orlando		
	Teléfono: (04) 2 20933 ext. 2007		
	E-mail: luis.philco@cu.ucsg.edu.ec/ute@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			