



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Estudios de Postgrado  
Maestría en Artes en Energía y Ambiente

**MANEJO DE DESECHOS INDUSTRIALES Y EQUIPOS NO OPERATIVOS EN  
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL CENTRO-ETCEE-INDE**

**Ing. Junnior Armando Mazariegos Navarro**

Asesorado por el MSc. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque

Guatemala, octubre de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MANEJO DE DESECHOS INDUSTRIALES Y EQUIPOS NO OPERATIVOS EN  
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL CENTRO-ETCEE-INDE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**ING. JUNNIOR ARMANDO MAZARIEGOS NAVARRO**

ASESORADO POR EL MSC. ING. JUAN CARLOS FUENTES MONTEPEQUE

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**MAESTRO EN ARTES EN ENERGÍA Y AMBIENTE**

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Vladimir Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Marvin Eduardo Mérida Cano
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

### **MANEJO DE DESECHOS INDUSTRIALES Y EQUIPOS NO OPERATIVOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL CENTRO-ETCEE-INDE**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 20 de junio de 2013.

**Ing. Junnior Armando Mazariegos Navarro**



DTG. 567.2021.

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **MANEJO DE DESECHOS INDUSTRIALES Y EQUIPOS NO OPERATIVOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL CENTRO-ETCEE-INDE**, presentado por el **Ingeniero Junnior Armando Mazariegos Navarro**, estudiante de la **Maestría en Artes en Energía y Ambiente** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Inga. Anabela Cordova Estrada  
Decana



Guatemala, octubre de 2021.

AACE/cc



**Guatemala, octubre de 2021**

LNG.EEP.OI.062.2021

En mi calidad de Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del asesor, verificar la aprobación del Coordinador de Maestría y la aprobación del Área de Lingüística al trabajo de graduación titulado:

**“MANEJO DE DESECHOS INDUSTRIALES Y EQUIPOS NO OPERATIVOS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DEL CENTRO-ETCEE-INDE”**

presentado por **Junior Armando Mazariegos Navarro** quien se identifica con carné **100023457** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Energía y ambiente** ; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

*“Id y Enseñad a Todos”*

**Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí**  
Director

**Escuela de Estudios de Postgrado**  
**Facultad de Ingeniería**





**USAC**  
TRICENTENARIA  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Estudios de Postgrado  
Coordinador de Área



Guatemala, 09 de octubre de 2019

MSc Ing Edgar Álvarez Coti  
Director  
Escuela de Estudios de Postgrados  
Presente

Estimado MSc. Ing. Álvarez Coti:

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el Trabajo de Graduación titulado: "DIAGNOSTICO DEL MANEJO ACTUAL DE LOS DESECHOS INDUSTRIALES Y EQUIPOS NO OPERATIVOS EN SUBESTACIONES ELECTRICAS DEL CENTRO ELCEE-INDE".

Del(a) estudiante Junior Armando Mazariegos Navarro

Programa de Maestría en Energía y Ambiente

Identificado con

Número de carné: 100023457

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.

Atentamente,

"Id y enseñad a todos"

Ing. Juan C. Fuentes  
M.Sc. Hidrología  
Colegiado No. 2304

MSc. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque  
Coordinador Área de Desarrollo Socio-Ambiental y Energético  
Escuela de Estudios de Postgrado

Fin. Andrés L.

Escuela de Ingeniería y Ciencias (EIC) - Programa de Maestría Ingeniería (M) - Gestión Industrial, Operativa, Energía y Ambiente Ingeniería Química, Ingeniería para el Desarrollo Urbano, Tecnología de la Información y la Comunicación, Ingeniería de Mantenimiento Superficies y Materiales, Gestión del Sistema Urbano, Movilidad Urbana, Investigación Científica, Innovación social para el nivel superior, Administración y Ventas, Ingeniería de Energía, Ingeniería de Materiales y Mecánica Aplicada a la Ingeniería, Ingeniería de la Construcción en el nivel superior, Instalación, Seguro y mantenimiento, Sistemas de Información Geográfica, Sistemas de gestión de calidad, Ingeniería Urbana, Gestión



Guatemala, 08 de octubre 2019

Ingeniero M.Sc.  
Edgar Álvarez Colf  
Director  
Escuela de Postgrado  
Facultad de Ingeniería USAC  
Ciudad Universitaria, Zona 12

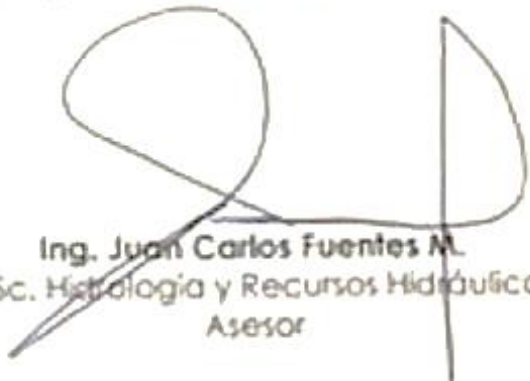
Distinguido Ingeniero Álvarez:

Por este medio le informo que en mi calidad de asesor he procedido a la revisión del informe final del trabajo de graduación denominado "DIAGNOSTICO DEL MANEJO ACTUAL DE LOS DESECHOS INDUSTRIALES Y EQUIPOS NO OPERATIVOS EN SUBESTACIONES ELECTRICAS DEL CENTRO ETCEE-INDE", del estudiante profesional Junior Armando Mazariegos Navarro, carné número 100023457, quien cursa la Maestría en Energía y Ambiente.

Cabe mencionar, que el estudiante Mazariegos Navarro, ha incorporado las observaciones previamente realizadas a dicho trabajo de graduación, en tal sentido, estoy de acuerdo con su contenido.

Sin otro particular, me es grato suscribirme,

Atentamente,



Ing. Juan Carlos Fuentes M.  
M.Sc. Hidrología y Recursos Hidráulicos  
Asesor

Ing. Juan C. Fuentes M.  
M.Sc. Hidrología  
Colegiado No. 2,704



## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>Dios</b>	Todo lo puedo en aquel que me fortalece.
<b>Mis padres</b>	Zoila Gloria Mora (q. d. e. p.), amor y agradecimiento eterno, creyó y cuidó siempre de mí. Edgar Armando Mazariegos por mostrarme el camino de la vida.
<b>Mi esposa</b>	Rosa Esmeralda Chávez Arriola de Mazariegos, apoyo incondicional en todo momento y parte fundamental de este logro.
<b>Mis hijos</b>	Katherine Pamela, Rocío Alejandra, Jefry Armando Mazariegos Chávez, ustedes son la razón de todas mis alegrías y orgullo.
<b>Mi suegro</b>	Erasmus Chávez Alvarado (q. d. e. p.) ejemplo de ayuda sin esperar recompensa o reconocimiento alguno.
<b>Familia</b>	Miriam Mazariegos (q. d. e. p.), tías, primo y primas.

## **AGRADECIMIENTO A:**

<b>Universidad de San Carlos de Guatemala</b>	Por ser academia guía, formadora de profesionales al servicio del país.
<b>Facultad de Ingeniería</b>	Por ser precursora de talentos para la sociedad guatemalteca.
<b>Facultad de Ingeniería</b>	Por ser precursora de talentos para la sociedad guatemalteca.
<b>Instituto Nacional de Electrificación</b>	Institución noble y complemento profesional.
<b>Compañeros de estudio</b>	Gracias por contribuir en la mejora profesional.
<b>Asesor</b>	MSc. Ing. Juan Carlos Montepeque, por su apoyo, asesoría y no dejarnos en el camino.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS .....	IX
GLOSARIO .....	XI
RESUMEN.....	XV
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO .....	XXI
INTRODUCCIÓN .....	XXIII
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. Bifenilos policlorados.....	1
1.2. Desechos industriales.....	3
1.3. La docena sucia .....	7
1.4. Uso de los COPs .....	8
1.5. Repercusiones de los COPs en la salud y el medio ambiente.....	9
1.6. Equipos eléctricos que pueden contener PCB .....	10
1.6.1. Transformadores aislados en PCB .....	10
1.6.2. Interruptores eléctricos de potencia.....	16
1.6.3. Capacitores.....	17
2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	19
2.1. Situación actual .....	19
2.2. Sector público.....	19
2.3. Sector público eléctrico.....	20

2.4.	Instituto Nacional de Electrificación INDE .....	21
2.5.	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE).....	21
2.6.	Subestaciones principales del sistema central ETCEE .....	22
2.7.	Residuos generados por la actividad en el sector eléctrico.....	25
2.8.	Disposición actual de los desechos eléctricos .....	25
3.	DETERMINACIÓN DE PCBS EN LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS .....	31
3.1.	Identificación de transformadores con PCBs .....	31
3.2.	Placas originales de identificación del fabricante .....	31
3.3.	Construcción del transformador .....	35
3.4.	Identificación de aceites con PCB.....	36
3.5.	Mantenimiento de transformadores con PCB.....	38
3.6.	Fugas en transformadores .....	39
3.7.	Evaluación del funcionamiento.....	40
	3.7.1. Pruebas eléctricas.....	41
	3.7.2. Pruebas químicas.....	41
3.8.	Pruebas analíticas en laboratorio .....	42
3.9.	Determinación de PCBs sin información de placas.....	43
3.10.	Clasificación de los PCBs por concentración .....	44
4.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	47
4.1.	Clasificación de equipos eléctricos .....	47
4.2.	Equipos en operación.....	47
4.3.	Equipo operativo en Guatemala Sur .....	50
4.4.	Resultado de análisis equipo operativo en Guatemala Sur.....	52
	4.4.1. Datos de las pruebas .....	52
	4.4.2. Pruebas realizadas.....	52
	4.4.3. Estándar aplicado para las pruebas .....	53

4.4.4.	Acidez (número de neutralización) .....	53
4.4.5.	Tensión interfacial.....	54
4.4.6.	Rigidez dieléctrica.....	54
4.4.7.	Color .....	55
4.4.8.	Gravedad específica (densidad relativa) .....	55
4.4.9.	Contenido de inhibidor de oxidación.....	56
4.4.10.	Factor de potencia .....	56
4.4.11.	<i>Karl Fisher</i> (contenido de humedad).....	57
4.4.12.	Resumen y análisis de resultados .....	58
4.5.	Equipos fuera de operación.....	68
5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	73
5.1.	Análisis de resultados de equipos eléctricos .....	73
5.1.1.	Análisis de resultados equipos operativos.....	73
5.1.2.	Análisis de resultados equipos no operativos.....	75
5.2.	Infraestructura eliminación y almacenamiento de equipos eléctricos .....	77
6.	ALTERNATIVAS DE MANEJO ADECUADO DE DESECHOS .....	79
6.1.	Realización de un inventario de PCB .....	79
6.1.1.	Inventario preliminar .....	82
6.1.2.	Inventario definitivo.....	82
6.2.	Tratamiento y almacenamiento de residuos .....	83
6.2.1.	Tratamientos y eliminación de PCB.....	83
6.2.1.1.	Descontaminación .....	85
6.2.1.2.	Incineración .....	86
6.2.1.3.	Hornos de cemento .....	87
6.2.1.4.	Biodegradación.....	88
6.2.2.	Almacenamiento final de desechos con PCB .....	88

CONCLUSIONES.....93  
RECOMENDACIONES .....95  
REFERENCIAS .....97

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Estructura de PCB.....	1
2.	Características COPs.....	4
3.	Identificación de COPs.....	5
4.	Tipos de residuos.....	6
5.	Clasificación de la docena sucia .....	7
6.	Construcción de un transformador .....	11
7.	Transformador en operación .....	13
8.	Interruptor de gran volumen de aceite.....	17
9.	Capacitores eléctricos.....	18
10.	Transformadores en operación en Escuintla.....	24
11.	Transformadores en operación Guatemala Norte .....	24
12.	Disposición de desechos eléctricos .....	26
13.	Toneles con desechos de aceites .....	26
14.	Disposición de desechos.....	27
15.	Interruptores de potencia fuera de operación.....	27
16.	Disposición final de desechos eléctricos .....	28
17.	Transformador de gran volumen de aceite.....	36
18.	Cantidad de transformadores por año de construcción.....	49
19.	Transformador 230/69 kV fase R banco 5.....	50
20.	Placa de características banco 5 .....	50
21.	Proceso de toma de muestra de aceite en transformador 5.....	51
22.	Muestra de aceite de transformador 5.....	51
23.	Histórico de rigidez dieléctrica en transformador de muestra.....	59



24.	Histórico de acidez en transformador de muestra .....	59
25.	Histórico tensión interraccional en transformador de muestra .....	60
26.	Histórico gravedad específica en transformador de muestra .....	60
27.	Histórico contenido de inhibidor en transformador de muestra .....	61
28.	Histórico factor de potencia en transformador de muestra .....	61
29.	Histórico contenido de humedad en transformador de muestra .....	62
30.	Histórico viscosidad en transformador de muestra .....	62
31.	Histórico hidrógeno en transformador de muestra .....	63
32.	Histórico oxígeno en transformador de muestra .....	63
33.	Histórico nitrógeno en transformador de muestra .....	64
34.	Histórico metano en transformador de muestra .....	64
35.	Histórico monóxido de carbono en transformador de muestra .....	65
36.	Histórico dióxido de carbono en transformador de muestra .....	65
37.	Histórico etanol en transformador de muestra .....	66
38.	Histórico etileno en transformador de muestra .....	66
39.	Histórico acetileno en transformador de muestra .....	67
40.	Histórico total gases combustibles en transformador de muestra .....	67
41.	Equipos de gran volumen de aceite sin datos de PCB .....	70
42.	Equipos sin datos de PCB .....	70
43.	Equipos con información de PCB .....	71
44.	Equipos con información de PCB .....	71
45.	Valores de referencia para análisis de resultados .....	74
46.	Diagrama de flujo para identificación de equipos con PCBs .....	80
47.	Formulario de registro de equipos con PCB .....	81

## **TABLAS**

I.	Características importantes de PCB .....	2
II.	Formas de transferir el calor en un transformador .....	15

III.	Transformadores operativos ETCEE.....	28
IV.	Listado de fluidos comunes utilizados en transformadores .....	32
V.	Datos de identificación de placas de equipos eléctricos .....	34
VI.	Transformadores operativos en sistema central ETCEE.....	48
VII.	Identificación de equipo de muestra.....	52
VIII.	Valores de número de neutralización .....	54
IX.	Valores de tensión interfacial .....	54
X.	Valores de rigidez dieléctrica .....	55
XI.	Valores de color .....	55
XII.	Valores de densidad relativa .....	56
XIII.	Valores de contenido de inhibidor de oxidación .....	56
XIV.	Valores de factor de potencia.....	57
XV.	Valores <i>Karl Fisher</i> .....	57
XVI.	Resultados de pruebas físico químicas.....	58
XVII.	Concentración de gases.....	68
XVIII.	Identificación de equipos según contenido de PCB .....	69
XIX.	Identificación de equipos según contenido de PCB .....	69
XX.	Clasificación para análisis de aceites dieléctricos .....	82



## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>A</b>	Amperio
<b>N</b>	Cantidad de sustancia
<b>AC</b>	Corriente alterna
<b>DC</b>	Corriente directa
<b><math>\Delta P</math></b>	Diferencia de presión entre dos puntos
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de carbono
<b>E</b>	Energía
<b>L</b>	Longitud
<b>Gps</b>	Sistema de posición global
<b><math>\Theta</math></b>	Temperatura
<b>c</b>	Velocidad de la luz en el vacío
<b>W</b>	Watts



## GLOSARIO

<b>Aceite dieléctrico</b>	Aceite capaz de resistir un gradiente de potencial eléctrico, lo que le confiere propiedades aislantes.
<b>Aceite dieléctrico usado</b>	Aquel que proviene del cambio de aceite de equipos en operación o de equipos fuera de servicio.
<b>Aceite contaminado con PCB</b>	Todo aceite dieléctrico que contiene una concentración mayor o igual a 50 y menor a 500 ppm de PCB.
<b>Aceite libre de PCB</b>	Todo aceite dieléctrico que contiene una concentración menor a 50 ppm de PCB.
<b>Aceite PCB</b>	Todo aceite dieléctrico que contiene una concentración mayor o igual a 500 ppm de PCB.
<b>Auditoría medioambiental</b>	Evaluación sistemática para asegurar que el sistema de gestión y programas medioambientales son desarrollados de acuerdo con las leyes establecidas.
<b>Bifenilo policlorado (PCB)</b>	Compuesto formado por átomos de cloro, calificados como ecotóxicos por el Convenio de Basilea.
<b>Bioacumulación</b>	Almacenamiento de sustancias químicas por un organismo vivo.

<b>Bioconcentración</b>	Proceso de acumulación de sustancias químicas a concentraciones superiores a las detectadas en el medio ambiente.
<b>Biomagnificación</b>	Considera la acumulación de un químico a través de la cadena alimenticia.
<b>Carcinógeno</b>	Sustancia que puede causar cáncer si un organismo es expuesto a ella por un periodo largo de tiempo.
<b>Compuestos orgánicos</b>	Sustancias animales o producidas por plantas o el hombre que contienen principalmente carbono, hidrógeno y oxígeno.
<b>COPs</b>	Químicos orgánicos que permanecen en el medio ambiente por un periodo largo de tiempo que son dañinos a los organismos vivientes.
<b>Convención de Estocolmo</b>	Tratado global para proteger la salud humana y el medio ambiente de los contaminantes orgánicos persistentes (COPs).
<b>Declorinación</b>	Reducir el contenido de PCB en los aceites de los transformadores hasta concentraciones menores a 50 ppm.
<b>Dosis letal</b>	Cantidad de un compuesto químico presente en un organismo, que es suficiente para causar la muerte.



<b>Ecotóxico</b>	Sustancia o desecho con capacidad para ser absorbido por cualquiera de los elementos de un ecosistema y alterar los equilibrios biológicos del mismo.
<b>Equipo contaminado de PCB</b>	Todo equipo que contiene o contuvo aceite dieléctrico con una concentración mayor o igual a 50 y menor a 500 ppm de PCB.
<b>Efecto saltamontes</b>	Se refiere al transporte a larga distancia de una sustancia, de un lugar a otro lugar lejano de la tierra.
<b>PCB</b>	Familia de 209 congéneres que poseen una estructura química orgánica similar y que se presentan en una variedad de formas que va desde líquidos grasos hasta sólidos cerosos.
<b>Persistencia</b>	Capacidad de una sustancia de persistir en el medio ambiente o en un organismo por un periodo largo de tiempo, porque es resistente a la degradación química y biológica.
<b>Reclasificación</b>	Proceso por el cual un equipo cambia de categoría, por ejemplo, de equipo contaminado con PCB a equipo libre de PCB.
<b>SSEE</b>	Subestación eléctrica.

**Toxicidad**

Capacidad de una sustancia de tener efectos dañinos para los organismos vivos y el medio ambiente.

**Vida media**

Es el periodo de vida promedio de una sustancia en el medio ambiente o en determinadas condiciones.

## RESUMEN

En el presente trabajo se investiga el estado actual del manejo de desechos generados en la actividad del sector eléctrico, puntualmente en subestaciones consideradas de importancia operativa en el sistema eléctrico nacional, proponiendo una estrategia para la evaluación del nivel de gestión ambiental aplicable a entidades del sector que utilicen equipos con PCB.

La estrategia contempla los principios, objetivos y metas que son necesarios para una gestión primaria segura de los mismos. A partir de una metodología para la identificación de aplicaciones con PCBs y la evaluación del nivel de gestión ambiental se puede establecer un sistema de gestión que estará encaminado a la seguridad tecnológica y ambiental en el almacenamiento, transporte y manipulación segura de equipos contaminados, aplicable a equipos en operación y en desuso.

La metodología que se propone para la identificación de transformadores ó recipientes con PCBs es el análisis de su aceite dieléctrico, ya que en muchos casos puede que con la placa de identificación se resuelva el problema, pero esto no siempre sucede. Este tipo de análisis puede ser cualitativo o cuantitativo y la elección de uno u otro dependerá del alcance del sistema de gestión que se proponga.

El análisis cualitativo que se propone es el de densidad del líquido de los equipos. Como parte del desarrollo, posterior al análisis cualitativo, se propone la metodología para realizar inventarios de equipos y su posterior

almacenamiento de acuerdo con normativas seguras y favorables al medio ambiente.

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En la actualidad cuando se hace referencia a desechos industriales y equipos no utilizados de alguna subestación eléctrica resulta evidente mencionar todos aquellos elementos tóxicos que se puedan desechar inapropiadamente en lugares que no son adecuados para su desuso, además, de que no se utilizan los procesos adecuados para la eliminación de dichos residuos, es por eso que se hace necesario la realización de una investigación que permita poner en evidencia la situación actual acerca del manejo de estos desechos.

Una de las situaciones que se puede prejuzgar en principio es la evidente falta de desinformación acerca de las medidas a tomar para el desecho de equipos no operativos o en desuso, o en su caso, la omisión a normas y estándares de como poder eliminar adecuadamente cada uno de los residuos, esta normativa entra en el ámbito internacional y nacional, dejando en claro, que en Guatemala existen lineamientos adecuados sobre los impactos que tiene el no eliminar de forma correcta cada uno de los desechos industriales.

Es en este ámbito donde se pretende hacer énfasis, debido a que se conocen las diferentes normas, pero no es del conocimiento el manejo que se le dan a los desechos industriales y equipos no utilizados dentro de una subestación eléctrica, por lo que el presente estudio pretende hacer una descripción concisa sobre el manejo de estos desechos, identificando cada una de las variables a utilizar, permitiendo así identificar todos los impactos que pueda generar el conocer sobre el manejo de los desechos industriales y equipos no utilizados.

Debido a lo anterior, lo que va orientado a identificar cada uno de aquellos aspectos que tengan relación sobre la composición de los desechos industriales, se plantean las siguientes interrogantes:

- Pregunta central

¿Cuál es el estado actual del manejo de desechos generados en las subestaciones eléctricas de potencia del INDE?

- Preguntas auxiliares

- ¿Cómo clasificar los tipos de desechos eléctricos en las subestaciones eléctricas?
- ¿Cuáles son los métodos más convenientes de análisis para detección y cuantificación de PCBs?
- ¿Cómo se puede generar un plan de acción para el manejo y disposición final de desechos eléctricos?

## **OBJETIVOS**

### **General**

Determinar el estado actual del manejo de desechos generados en las subestaciones del sistema central de INDE.

### **Específicos**

1. Clasificar los tipos de desechos eléctricos en las subestaciones del sistema central de INDE.
2. Identificar los métodos más convenientes para análisis, detección y cuantificación de PCBs.
3. Proponer las bases para la elaboración de un plan de acción para el manejo y disposición final de desechos eléctricos.





## RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

La investigación realizada es del tipo descriptiva cuantitativa, se recopilieron datos de la situación actual y se cuantifican los tipos de equipos y recursos necesarios para la implementación de un plan apropiado de manejo de este tipo de desechos.

- Delimitación de campo de estudio
  - Área: Desechos industriales, subestaciones eléctricas de potencia.
  - Proceso: Generación, transporte y distribución de energía eléctrica.
  - Ubicación: El muestreo se realizará en la subestación eléctrica de potencia Guatemala Sur, ubicada en la aldea San José Villa Nueva, Guatemala.
  
- Variables cuantitativas
  - Concentración de PCBs (ppm).
  - Cantidad de desechos eléctricos.
  - Cantidad de desechos ferrosos y no ferrosos.

Investigación descriptiva: investigación documental, solicitud de permisos y trámites de tipo administrativo:

En esta primera fase, se efectuará investigación documental en lo que respecta a inventario físico de equipos eléctricos industriales dados de baja en las bodegas de activos fijos en desuso, investigando en sistema electrónico SAP,

inventarios físicos y tarjetas kardex. Se informará a la jefatura del sistema central de ETCEE-INDE sobre el tema que se quiere abordar y se solicitará el permiso correspondiente para poder ingresar a las bodegas indicadas y áreas de chatarra y desechos de la subestación.

La investigación documental continuará solicitando a las unidades técnicas manuales de los equipos que fueron sacados de operación, historial de mantenimientos, entre otros.

- Recolección de datos, instrumentos de recolección de datos.

La fase de recolección de datos se hará en campo, recabando información de placas de los diferentes equipos que fueron puestos fuera de servicio, tabulando las diferentes características y materiales de cada equipo. Una fase importante con los equipos que manejen PCBs, es analizar qué tipo de PCBs son, por medio de pruebas con equipo analizador de aceites o por medio de un kit de análisis de aceite.

Clasificación por la concentración de los PCBs, de esto dependerá las medidas de eliminación que aplicarán con respecto al manejo adecuado de los equipos con contenido de PCBs.

Con los datos obtenidos se hará un inventario de desechos industriales y equipos no operativos en la subestación eléctrica, tomando como base el valor de referencia de PCBs y otros materiales contaminantes.

Finalmente se plantearán opciones de eliminación final de los PCBs que pueden ser efectivas en la empresa, ya sea por medios propios o por medio de enajenaciones o ventas.

## INTRODUCCIÓN

El marco regulatorio del sector eléctrico guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual se ha privilegiado el libre acceso y la existencia de un sistema de precios que refleja equilibrios libres de oferta y demanda. La generación se desarrolla en un ambiente libre y competitivo constituido por un mercado de oportunidad basado en un despacho a costo marginal de corto plazo, y por un mercado de contratos en donde los agentes y grandes usuarios pactan libremente las condiciones de sus contratos en cuanto a plazo, cantidades y precio. La transmisión y la distribución son actividades reguladas.

El mayor sistema eléctrico de transporte de energía del país está a cargo de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) del INDE. Debido a sus objetivos organizacionales y los planes de expansión en el sistema eléctrico nacional, la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica del INDE, continuamente en búsqueda de cumplir con su misión, mantiene un plan permanente de mejora a la infraestructura eléctrica de transmisión, lo que conlleva a cambiar equipos de potencia que por su tiempo de vida útil ya no pueden operar con los estándares requeridos, los cuales una vez retirados de operación no tienen ningún tratamiento o manejo posterior más que almacenarlos en un espacio físico dentro de la subestación misma, lo que conlleva a que la problemática actual tienda a aumentar con el paso del tiempo si no se toman medidas de mitigación que permitan disminuir los riesgos de contaminación por la exposición a estos materiales.

Existen determinadas normas y guías que se podrían aplicar para el manejo de los desechos industriales y que sirven para orientar a grandes empresas sobre cómo manejarlos apropiadamente, pero realmente se estará aplicando estos procedimientos dentro de las organizaciones que generan desechos industriales, es en este ámbito donde se debe hacer un análisis exhaustivo sobre el manejo adecuado de los desechos industriales y equipos en desuso, definiendo cada uno de los conceptos técnicos que se puedan aplicar para el término desecho industrial.

Además, todos estos desechos industriales tienen un factor en común, y es que la mayoría desprende componentes químicos que por lo general son en su mayoría tóxicos, es ahí, donde se deben describir cada uno de estos componentes con el fin de identificar aquellos impactos que pueda genera el mal manejo de los desechos, pero esto no quiere decir que el problema sea mayoritariamente de las organizaciones, también existen casos en donde por accidentes industriales los desechos son dispersados inadecuadamente, estos aspectos deben ser tomados en cuenta para un mejor desarrollo de la investigación.

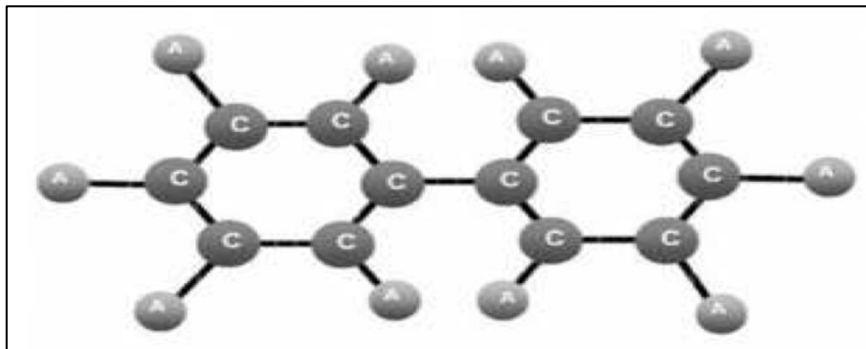
Por último, se debe mencionar la necesidad que existe en las empresas de energía eléctrica sobre el conocimiento de los procesos que utilizan para el manejo de los desechos industriales, conocer realmente todos aquellos componentes que se puedan catalogar como tóxico o no tóxicos y que permitan dar un juicio adecuado en aquellos que puedan ser catalogados como industriales o no, pero todos estos aspectos se definirán técnicamente en apartados posteriores.

# 1. MARCO TEÓRICO

## 1.1. Bifenilos policlorados

Los productos químicos conocidos como bifenilos policlorados (PCB) son uno de los doce COP originales cubiertos en el Convenio de Estocolmo. Tienen propiedades que incluyen la longevidad, la absorción de calor y forman un líquido aceitoso a temperatura ambiente que es útil para servicios eléctricos y en varias aplicaciones industriales. Químicamente los PCB son compuestos aromáticos, formados de átomos de hidrógeno que pueden ser sustituidos por hasta diez átomos de cloro. Los congéneres de PCB con mayor contenido de cloro son prácticamente insolubles en agua y sumamente resistentes a la degradación. La Organización Mundial de la Salud les ha asignado factores de equivalencia de toxicidad, debido a que exhiben una toxicidad parecida a la de la dioxina.

Figura 1. Estructura de PCB



Fuente: Programa Ambiental Regional para Centroamérica/Sistemas de Gestión para el medio ambiente (2004). *Reporte nacional de manejo de residuos en Guatemala.*

Tabla I. **Características importantes de PCB**

<b>Parámetro</b>	<b>Característica</b>
<b>Estado físico</b>	Líquido (temperatura ambiente)
<b>Densidad</b>	1,182 – 1,566 g/ml
<b>Solubilidad en agua</b>	Baja, entre $1,08 \times 10^{-5}$ y $9,69 \times 10^{-10}$ mol/litro (generalmente disminuye con la masa molecular relativa)
<b>Solubilidad en aceites y solventes orgánicos</b>	Alta
<b>Solubilidad en lípidos</b>	Rápidamente absorbidos por tejidos grasos
<b>Punto de inflamación</b>	Alto (no explosivo)
<b>Presión de vapor</b>	Baja (semivolátiles); forman vapores más pesados que el aire, pero no forman mezclas explosivas con el aire. Generalmente disminuye con la masa molecular relativa y aumenta el grado de sustitución de los cloros en posición.
<b>Constante dieléctrica</b>	Alta (baja conductividad eléctrica)
<b>Estabilidad térmica</b>	Alta resistencia al fuego (pirorresistentes) con temperatura de inflamabilidad elevada (esto es la base de uso como líquido de enfriamiento en equipos eléctricos). No cristalizan a bajas temperaturas, pero se transforman en resinas sólidas.
<b>Estabilidad química</b>	Alto grado de estabilidad química bajo condiciones normales. Resistente a la oxidación, a ácidos, bases y otros agentes químicos. De acuerdo con pruebas de laboratorio, permanecen inalterados químicamente, aún en presencia de oxígeno o algunos metales activos a altas temperaturas y por periodos prolongados de tiempo.
<b>Color</b>	PCBs comerciales son de color amarillo claro u oscuro. Los congéneres individuales son incoloros, a menudo cristalinos.

Fuente: Programa Ambiental Regional para Centroamérica/Sistemas de Gestión para el medio ambiente (2004). *Reporte nacional de manejo de residuos en Guatemala.*

A todas estas características se le puede añadir la persistencia, ya que los PCBs tienen la capacidad de mantenerse inalterados en el medio ambiente por largos períodos de tiempo, una vez en el medio ambiente, se pueden propagar como resultado de cualquier proceso natural en donde intervenga el suelo, el agua y el aire.

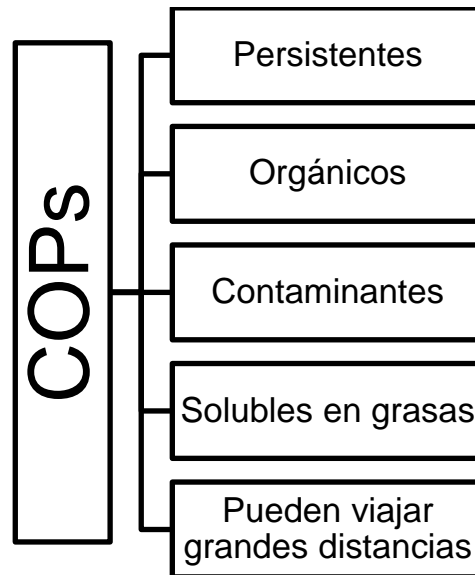
Además, Fuentes y Morales (2007), hace énfasis sobre “la constante dieléctrica alta, la baja volatilidad, son resistentes al fuego, baja solubilidad en el agua, alta solubilidad en solventes orgánicos y la alta resistencia al envejecimiento, no se deterioran durante el uso” (p. 7).

## **1.2. Desechos industriales**

Cuando se menciona el término desecho industrial, se debe hacer referencia a los contaminantes orgánicos persistentes (COPs), a la cual hace mención Programa de las Naciones Unidas para el medio ambiente (2009), el cual los describe como “sustancias químicas extraordinariamente tóxicas y duraderas” (párr. 1). Dichos contaminantes contienen ciertas propiedades, las cuales los hacen identificar claramente.



Figura 2. **Características COPs**



Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el medio ambiente (2009). *Convenio de Estocolmo sobre contaminantes orgánicos persistentes (COP)*. Consultado el 3 de mayo de 2020. Recuperado de <https://observatoriop10.cepal.org/es/tratados/convenio-estocolmo-contaminantes-organicos-persistentes>.

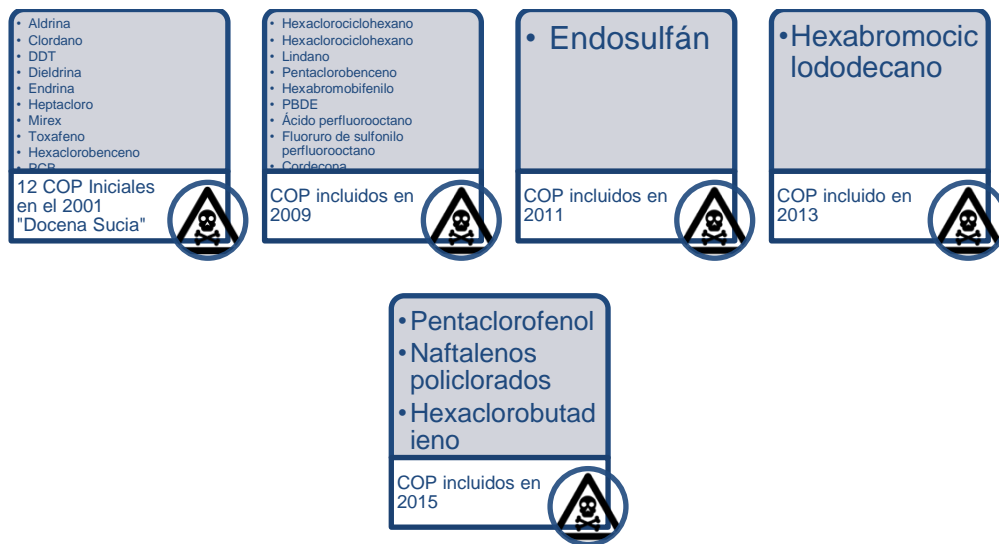
Estas propiedades juntas hacen muy peligroso el desecho industrial, y como dice claramente Gualim y Fuentes (2006) “la aleatoriedad aparente de la amenaza se agrava por el hecho de que la lesión o efectos, a menudo tardan en aparecer o son indirectos” (p. 7). El hecho es que la descomposición de los COPs envenena a las víctimas de manera tal que es muy difícil que pueda ser identificado.

Pero el atractivo de estos productos organoclorados es que son demasiado estables, y es por eso por lo que se fabrican en masa, pero, es esta estabilidad lo que hace difícil poder eliminarlos sin que se produzca más contaminación en el proceso, además, estos materiales tienden a ser solubles en las grasas. “Lo

que significa que se bioacumulan, muchos tienen una toxicidad crónica, lo que significa que, aunque la exposición a corto plazo frecuentemente no sea peligrosa, a largo plazo si lo es” (Gualim y Fuentes, 2006, p. 7).

Por otra parte, no es necesario que un producto deba tener cloro para que pueda ser identificado como un COP, debido a que existen productos sin cloro, los cuales son organometálicos que son usados en la pintura de los barcos y los organobromados, los cuales son usados como plaguicidas y aislantes líquidos en equipos eléctricos, se debe hacer mención, aunque en su mayoría los COPs son conocidos por ser organoclorados, siendo el plaguicida organoclorado el más notorio.

Figura 3. Identificación de COPs



Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el medio ambiente (2009). *Convenio de Estocolmo sobre contaminantes orgánicos persistentes (COP)*. Consultado el 3 de mayo de 2020. Recuperado de <https://observatoriop10.cepal.org/es/tratados/convenio-estocolmo-contaminantes-organicos-persistentes>.

Cuando se definen a los COPs es necesario hacer énfasis en el Convenio de Estocolmo, el cual es un programa de las Naciones Unidas para la protección del medio ambiente y sobre todo la salud humana, dicho convenio requiere que todas las partes, tanto organizaciones como estados, tomen medidas para reducir o eliminar la producción, uso, importación-exportación y emisión al medio ambiente de COPs y en donde se incluyen normas en cuanto al acceso a la información, y formación del público y su participación en el desarrollo sobre planes que se puedan aplicar.

Es en este convenio donde se encuentra una lista inicial de COPs de preocupación mundial, los cuales tienen características como, “origen antropogénico, si tienen potencial de afectar adversamente la salud y el ambiente, si son persistentes ya sea en el agua, aire suelo o biota” (Gualim y Fuentes, 2006, p. 9).

Los desechos o residuos de mayor impacto ambiental, por sus grandes volúmenes y/o por su riesgo ambiental son:

Figura 4. Tipos de residuos



Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el medio ambiente (2004). *Manual de Chile sobre el manejo de bifenilos policlorados (PCBS; Askareles)*.

### 1.3. La docena sucia

En el Convenio de Estocolmo la función principal es:

Perseguir la eliminación total de las 12 sustancias conocidas como la docena sucia, para ello, se acuerda una serie de medidas, las cuales van dirigidas a la sustitución de productos y procesos que generan, así como un procedimiento de identificación de nuevos COPs (Gualim y Fuentes, 2006, p. 9).

Figura 5. **Clasificación de la docena sucia**

Plaguicidas	Sustancias Químicas Industriales	Productos Secundarios no intencionales
<ul style="list-style-type: none"><li>• Aldrin</li><li>• Dieldrin</li><li>• Ciordano</li><li>• DDT</li><li>• Endrin</li><li>• Heptacloro</li><li>• Hexaclorobenceno</li><li>• Mirex</li><li>• Toxafeno</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Hexaclorobenceno (HCB)</li><li>• <b>Bifenilos Policlorados (PCBs)</b></li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Dioxinas</li><li>• Furanos</li></ul>

Fuente: Programa Ambiental Regional para Centroamérica/Sistemas de Gestión para el medio ambiente (2004). *Reporte nacional de manejo de residuos en Guatemala.*

Estas sustancias tóxicas se caracterizan por su capacidad de viajar grandes distancias, por medio del ciclo del agua y la bioacumulación a la que se prestan, han sido encontradas a miles de kilómetros de las fuentes que los originan y permanecer inalterables durante mucho tiempo como es el caso del Mirex que persiste durante 600 años en el suelo, el hexaclorobenceno por más de 100 años en el agua. (Gualim y Fuentes, 2006, p. 11).

#### **1.4. Uso de los COPs**

En la clasificación de los COP existen diversidad de productos, pero es necesario hacer mención específica al uso que sea concerniente al problema de investigación planteado, por eso, se hace énfasis sobre el COP Bifenilo Policlorado (PCB), el cual es utilizado en una diversidad de aspectos industriales, y en donde se puede incluir los transformadores eléctricos, capacitores o condensadores eléctricos, fluidos de intercambio de calor, aditivos para pintura, en papel para copias sin carbón y en plásticos.

Entre las características más importantes del PCB se encuentra la alta capacidad de absorción de calor y su resistencia al fuego, lo cual tiene un gran potencial dieléctrico, debido a que se puede utilizar como.

- Fluidos dieléctricos en transformadores, debido a que es resistente al fuego, y por lo que se puede utilizar también en mezclas con clorobencenos, en condensadores, interruptores, entre otros.
- Refrigerantes en lugares donde no se permite el riesgo de incendio, tal como el transporte en barco de productos inflamables.

- Fluidos hidráulicos, en donde por razones de seguridad hay consideraciones de calor, un uso común de este tipo de situaciones sería las instalaciones mineras.

Entre los tipos eléctricos de potencia fabricados con PCBs se encuentran los transformadores aislados con PCB, condensadores, interruptores de energía eléctrica, unidades de distribución, aislante en unidades de distribución de muy alto voltaje.

### **1.5. Repercusiones de los COPs en la salud y el medio ambiente**

Aunque es muy visible la toxicidad de los diferentes productos COPs, los efectos e impacto que estos puedan tener en la salud de las personas y del medio ambiente a largo plazo es aún desconocido, lo que sí es evidente, es el alto riesgo que existe y los cuales son capaces de propiciar cualquier tipo de trastorno hormonal, nervioso, inmunológico y reproductivo, también pueden ser pieza clave para la propiciación del cáncer y diferentes tipos de tumores, tales resultados pueden ser inducidos por herencia congénita, a través del desarrollo de una nueva vida por medio de la gestación de una persona en el vientre de una madre, provocando daños en las diferentes etapas del desarrollo del embrión.

Según mencionan Gualim y Fuentes (2006):

Existen evidencias que asocian la exposición humana a COPs con efectos en la salud, incluyendo lo siguiente:

- Cáncer y tumores en múltiples lugares
- Desórdenes de aprendizaje y cambios de temperamento
- Cambio en los sistemas inmunológicos

- Déficit reproductivo y desórdenes sexuales relacionados
- Menor período de lactancia
- Enfermedades como la endometriosis e incremento de la diabetes entre otras.

Mujeres, niños y lactantes son los más vulnerables a ciertos efectos producidos por los COPs. Asimismo, la fauna silvestre expuesta a COPs exhibe diversos tipos de daños:

- Fracaso reproductivo y declinación de la población
- Funcionamiento anormal de la tiroides y otras hormonas
- Feminización de machos y masculinización de hembras.
- Afectación de sistema inmunológico
- Anormalidades en el comportamiento.
- Tumores y cáncer
- Defectos de tamaño de nacimiento. (pp. 8-9)

## **1.6. Equipos eléctricos que pueden contener PCB**

Desde principios de 1980 se han ido eliminando los usos de PCB en equipos eléctricos. A menos que se tengan otros datos, puede decirse que todo equipo fabricado antes de 1986 puede contener PCB.

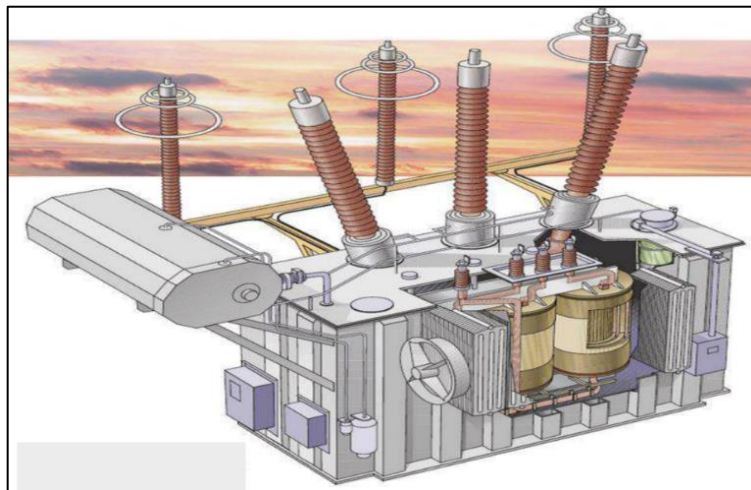
### **1.6.1. Transformadores aislados en PCB**

Un transformador es un dispositivo que cambia la energía eléctrica de CA de un nivel de voltaje en energía eléctrica de CA de otro nivel de voltaje, mediante la acción de un campo magnético. Consiste en una bobina de entrada llamada devanado primario, o simplemente primario, y una bobina de salida llamada

devanado secundario, o simplemente secundario. Estas bobinas se encuentran enrolladas alrededor del núcleo, el cual es de un material ferromagnético y no están conectadas directamente. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común presente dentro del núcleo.

Comenta Stephen (1990), en el primario se conecta la fuente de alimentación y en el secundario se conecta la carga que alimentará el transformador. Si se conecta una fuente en el primario, se produce en sus terminales el voltaje primario. Con lo anterior circulará una corriente eléctrica por el devanado primario llamada corriente primaria, la que generará un flujo magnético. Este flujo circula por el núcleo, de tal forma que al atravesar el devanado secundario genera una corriente llamada corriente secundaria y en sus terminales aparece el voltaje secundario. La corriente secundaria alimenta directamente a la carga conectada en sus terminales.

Figura 6. **Construcción de un transformador**



Fuente: Stephen (1990). *Máquinas Eléctricas*.



Los transformadores eléctricos según la fabricación pueden ser.

- Secos
- Sumergidos en aceite dieléctrico
- Con gas (SF6)

Además, el transformador puede estar compuesto de diversas partes.

- Una cuba metálica
- Un núcleo de acero magnético en láminas ensambladas
- Bobinas de cobre, cubiertas con una capa aislante de resina o papel
- Separadores de madera diversas formas
- Aceite dieléctrico

La función del PCB se encuentra al diseñar un transformador, ya que se debe tomar en cuenta el hecho de que “su funcionamiento genera calor y que este calor debe ser expulsado para evitar el calentamiento de todo el equipo, que provocaría una disminución de su eficiencia eléctrica, aumentando posiblemente el riesgo de sobrecalentamiento y, con ello, el peligro de incendio” (Norabuena, 2020, p. 33). Además, el daño de las partes del transformador por elevación de presión en la cuba por elevación de presión en la cuba debido a la gasificación del aceite.

Debido a sus diferentes usos, los transformadores pueden ser utilizados como.

- Transformadores de potencia
- Transformadores de distribución
- Transformadores de medición o instrumentos

Figura 7. **Transformador en operación**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

Para Fuentes y Morales (2007):

Dependiendo de las características del sistema en donde estarán conectados los transformadores y su número de fases, pueden ser.

- **Monofásicos:** transformadores de potencia o de distribución que son conectados a una línea o fase y a un neutro o tierra. Tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión.
- **Trifásico:** transformadores de potencia o de distribución que son conectados a tres líneas o fases y pueden estar o no conectados a un neutro o tierra común. (p. 17)

En cuanto a los tipos de aislamiento, es necesario recordar que en casos como transformadores de potencia, que es donde se pueden presentar las condiciones de operación más crítica, por eso es necesario seleccionar un líquido que posea todas las características aislantes, y que sirva como un buen medio de transmisión de calor para poder transportarlo hacia el calor, en otros tipos de transformador solo basta con sistemas o estructuras aislantes en donde se combine el cartón comprimido, papel y aceite mineral derivados de células.

Los líquidos aislantes para el uso electrotécnico se obtienen a base de destilación fraccionada del petróleo, él cual es conocido ampliamente como aceite dieléctrico, entre las funciones que debe cumplir como aislante en un transformador son, el actuar como un aislante eléctrico y refrigerante, además de proteger los aislamiento sólidos contra la humedad y el aire.

Según Cruz (2010):

Durante la operación de los transformadores, las pérdidas de energía aparecen en forma de calor principalmente en los devanados y el núcleo, debido a las pérdidas de efecto Joule, pérdidas de excitación o pérdidas en el hierro y las corrientes parásitas en los herrajes y el tanque.

Este calor generado debe ser disipado antes que los devanados lleguen a una temperatura que ocasione degradación del aislamiento. (p. 39)

Tabla II. **Formas de transferir el calor en un transformador**

<b>Forma de transferencia de calor</b>	<b>Descripción</b>
Convección	La transferencia de calor por convección es posible en dos maneras, convección natural (termosifón), que es la circulación natural que presentan los fluidos, debido a las diferencias de densidades que se originan al calentarse, y la convección forzada, con el objeto de aumentar la eficiencia de transición del flujo de calor se utilizan bombas para obligar al aceite a fluir sobre las superficies de las bobinas a velocidades más elevadas.
Radiación	Consiste en la emisión o absorción de ondas electromagnéticas que se desplazan a la velocidad de la luz, la rapidez con que un cuerpo emite esta radiación térmica aumenta velozmente con la temperatura y a temperaturas elevadas la radiación es frecuentemente el principal mecanismo de pérdidas de calor.
Conducción	Es un proceso lento por el cual se transmite el calor a través de una sustancia por actividad molecular, esta forma de transferencia de calor se presenta en mayor o menor grado en un transformador.

Fuente: Fuentes y Morales (2007). *Propuesta de normativa para el manejo adecuado de equipos eléctricos con bifenilos policlorados en Guatemala.*

Quando se hace mención a los aislantes líquidos, es necesario para fines de la investigación describir los transformadores sumergidos en aceite, debido a que son frecuentemente utilizados debido a su relativo bajo costo, además, son más compactos que un transformador seco y son utilizados en lugares en donde es importante el aislamiento y la disminución del riesgo de arco eléctrico, dentro de esta distribución de energía eléctrica el aceite cumple tres funciones primordiales, actúa como un aislante eléctrico y refrigerante.

Hasta mediados de 1986, aún se fabricaron transformadores utilizando como base PCB en dieléctrico aislantes. Se utilizaban en equipos que iban a ser instalados en lugares que requerían alta resistencia a los incendios, como sótanos de edificios. Hasta esa época un transformador con PCB era de la mejor tecnología pues presentaba alta resistencia a la temperatura, alta constante dieléctrica y mayor seguridad de manejo. (Gualim y Fuentes, 2006, p. 45)

### **1.6.2. Interruptores eléctricos de potencia**

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales y su función principal en condiciones de cortocircuito; el cual sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado a las máquinas eléctricas, líneas aéreas o cables. (González, 2011, p. 42)

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación, ya que el comportamiento de estos determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

Figura 8. **Interruptor de gran volumen de aceite**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

### **1.6.3. Capacitores**

Para Fuentes y Morales (2007) “son dispositivos eléctricos que están formados por dos láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica” (p. 27).

Igual que los transformadores, los capacitores están generalmente sumergidos en líquidos dieléctricos y todo el conjunto está dentro de un tanque pequeño que está cerrado herméticamente, las dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana cuyo tamaño dependerá del nivel de tensión del sistema al que se conectarán

“Los primeros capacitores de potencia se fabricaron en 1914, utilizando un aislamiento de papel impregnado en aceite mineral. En 1932 se utilizó como impregnante el askarel y se obtuvo una reducción en tamaño, peso y costo” (Fuentes y Morales, 2007, p. 27).

Figura 9. **Capacitores eléctricos**



Fuente: Erickson (2009). *Analytical Chemistry of PCBs*.

## **2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN**

### **2.1. Situación actual**

En la institución motivo de investigación, el desconocimiento de los riesgos que conlleva el inadecuado manejo de transformadores fabricados o contaminados con PCB, hace que las actividades de operación y mantenimiento se ejecuten indistintamente de las actividades con equipos fabricados con aceite mineral. Esto implica un alto riesgo de que las personas dedicadas al mantenimiento de transformadores de potencia o bien, las personas en general expuestas al campo de acción de estos equipos sumergidos en aceite, propaguen la contaminación cruzada.

Las características de los bifenilos policlorados, como contaminantes de la salud humana y el medio ambiente, en la mayoría de las instalaciones donde existen transformadores de potencia, es totalmente desconocida, en alguno lugares, se han encontrado encargados del área eléctrica que tienen algunos conocimientos de los riesgos de los PCBs, en todos estos pocos casos, el conocimiento ha sido adquirido por medio de investigación propia.

### **2.2. Sector Público**

Debido al subdesarrollo en el que se encuentra Guatemala, el sector público es el más propenso al inadecuado manejo de transformadores eléctricos, las instituciones estatales tienen que pasar por alto en muchas ocasiones, la inversión en actividades de mantenimiento preventivo, esto



debido al sin número de actividades que deben de desarrollar que consumen recursos humanos y económicos.

### **2.3. Sector Público Eléctrico**

En 1940, se crea el Departamento de Electrificación Nacional, dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas e hidroeléctrica Santa María se convierte en la hidroeléctrica del Estado. A mediados de la década de los cincuenta se inicia la construcción en Zacapa de la hidroeléctrica Río Hondo. Posteriormente el 27 de mayo de 1959 fue creado el Instituto Nacional de Electrificación (INDE); por medio del decreto 1287, que incorpora dentro de sus bienes iniciales la hidroeléctrica Santa María y la de Río Hondo que se encontraba en construcción. Esta planta fue puesta en operación en 1962 con una capacidad de 2,400 KW.

Debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica y para atender los planes de electrificación, en 1965 fue puesta en operación la central diésel de San Felipe, Retalhuleu, con una capacidad de 2,440 KW. Seis años más tarde fue instalada una turbina de gas en la finca Mauricio, en Escuintla, con una capacidad de 12,500 KW. En ese mismo período el INDE amplió la capacidad de la hidroeléctrica Santa María a 6,880 KW.

A principios de la década de los setenta se instaló la hidroeléctrica Jurún Marinalá. En 1982 inició operaciones la hidroeléctrica Aguacapa y en 1983 la hidroeléctrica Chixoy.

En 1993 el INDE cubría la mayor parte de la generación del país con un 71 % y, además, la distribución de energía al consumidor final, en casi todo el territorio.

#### **2.4. Instituto Nacional de Electrificación (INDE)**

El Instituto Nacional de Electrificación, es una entidad estatal, autónoma y descentralizada, la cual goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia.

La estructura orgánica del INDE es la siguiente:

- Consejo Directivo.
- Gerencia General.
- Gerencia Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE)
- Gerencia Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE)
- Gerencia Empresa de Comercialización Generación de Energía (ECOE)
- Gerencia de Servicios Corporativos.
- Gerencia de Electrificación Rural y Obras.
- Gerencia de Comunicación Corporativa.
- Gerencia Financiera.
- Asesoría Jurídica.
- Auditoría Interna Corporativa.

#### **2.5. Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE)**

La empresa de transporte y control de energía eléctrica del INDE, tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continua en el Sistema Nacional Interconectado (SIN) y de las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Así como de participar en el subsector

eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional.

## **2.6. Subestaciones principales del sistema central ETCEE**

Guatemala Sur es la subestación de transformación que forma parte de la red troncal y está conectada a la central del Sistema Nacional Interconectado. Fue puesta en servicio en 1970 con transformación de 138/69 kVA esta subestación se conectan líneas de 230 kV, que se comunican con las subestaciones de Escuintla y Guatemala Este, así como líneas de 69 kV que en su mayoría sirven carga de EEGSA, las cuales cubren la ciudad capital y municipios del sur. Alimenta la subestación de Chimaltenango en occidente y la subestación La Vega en oriente. La mayor parte de potencia hacia la subestación fluye de los generadores en el sur del sistema.

Guatemala Norte es una subestación de transformación, inició operaciones en el año de 1983, forma parte de la red troncal y está conectada a la parte central del Sistema Nacional Interconectado. En la barra de 69 kV, se conectan líneas que en su mayoría sirven carga de EEGSA y también alimentan la subestación de Sanarate. La mayor parte de carga que sirve esta subestación es de la capital y áreas cercanas a la misma, así como a la salida hacia carretera el Atlántico. Tiene aportes de generación del lado norte y sur de los generadores del Sistema Nacional Interconectado.

Guatemala Este, es una central de transformación de energía eléctrica que forma parte de la red troncal de la parte central del Sistema Nacional Interconectado. Se inauguró en 1983 con un banco de transformación de 230/69 kilovoltios de 195 MVA. Gracias a la inversión del INDE para ampliar la red de transmisión, actualmente cuenta con dos bancos de transformación de esta

capacidad para sumar 390 MVA. En esta subestación ocurren tres conexiones importantes para Guatemala. La primera conecta cinco campos de línea de 230 kV de las subestaciones Guatemala Norte, Guatemala Sur y San Antonio; la segunda, cinco campos de línea de 69 kV para carga de la Empresa Eléctrica de Guatemala; y, por último, un campo de 230 kV para un banco de reactores de 20 MVA reactivos que aporta a la regulación de voltaje en la red troncal.

Escuintla I y II, es la subestación de transformación que forma parte de la red troncal y está conectada a la central del Sistema Nacional Interconectado. Fue puesta en servicio en los años setenta con transformación de 138/69 kV. A esta subestación se conectan líneas de 230 kV, que se comunican con las subestaciones de Guatemala Sur, Aguacapa, Jurun Marinala y Brillantes, así como líneas de 69 kV que en su mayoría sirven carga de EEGSA, las cuales cubren departamentos del sur. La mayor parte de potencia hacia la subestación fluye de los generadores en el sur del sistema.

Estas cuatro subestaciones forman parte del sistema principal del país, y en su infraestructura de operación tiene gran cantidad de equipos sumergidos en aceite.

Figura 10. **Transformadores en operación en Escuintla**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

Figura 11. **Transformadores en operación Guatemala Norte**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

## **2.7. Residuos generados por la actividad en el sector eléctrico**

La actividad eléctrica, tanto en la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica genera una diversidad de residuos o desechos industriales, entre los que se pueden identificar los siguientes:

- Aceites minerales usados.
- Trapos contaminados por la limpieza de equipos y usos de químicos.
- Filtros de aceites.
- Lámparas de mercurio, sodio y fluorescentes.
- Pilas y baterías de plomo ácido y níquel cadmio.
- Concretos.
- Maderas.
- Residuos metálicos, cables, aluminio, fierro, cobre, plomo.
- Pinturas.
- Materiales plásticos diversos.
- Solventes.

## **2.8. Disposición actual de los desechos eléctricos**

La subestación Guatemala Sur del Sistema Central de ETCEE es el centro administrativo y técnico de las operaciones de ETCEE, por su ubicación estratégica dentro del sistema central en esta subestación se han resguardado todos los equipos y materiales eléctricos que son puestos fuera de operación por daño o haber cumplido su ciclo de vida.

Muchos de estos equipos, transformadores e interruptores operaban sumergidos en aceite, por lo que podrían estar conteniendo en su interior contaminantes PCBs.

Figura 12. **Disposición de desechos eléctricos**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

Figura 13. **Toneles con desechos de aceites**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.



**Figura 14. Disposición de desechos**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

**Figura 15. Interruptores de potencia fuera de operación**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.



Figura 16. **Disposición final de desechos eléctricos**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

Dentro de las instalaciones de ETCEE se tiene un aproximado de 109 transformadores de potencia, de los cuales, más del 30 % están en operación en el Sistema Central de ETCEE, lo que equivale a 1 620 toneladas de peso dieléctrico o volumen de aceite.

Tabla III. **Transformadores operativos ETCEE**

Total, de transformadores ETCEE	109
Capacidad del equipo instalado	2 700 MVA
Aproximado del peso de dieléctrico	5 400 toneladas

Fuente: elaboración propia.

Comentan Gualim y Fuentes (2006), que los transformadores con PCB más antiguos encontrados durante la realización del Inventario Nacional de estas sustancias fueron fabricados en la primera década del siglo pasado, y a pesar de que ya no se encuentran en funcionamiento, el personal encargado de la mantención de estos equipos, desconocen la peligrosidad de las sustancias que contienen los equipos que tienen a su cargo.



### **3. DETERMINACIÓN DE PCB'S EN LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS**

#### **3.1. Identificación de transformadores con PCBs**

Al revisar los equipos de subestación que utilizan o han utilizado aceite se encuentra la dificultad que son equipos que fueron adquiridos hace muchos años, algunos desde el inicio de operación de cada subestación, no teniendo un compendio de información técnica de estos equipos. Los primeros transformadores llenados con PCB se fabricaban de forma muy parecida a los equipos que se llenaban con aceite. Pero los modelos posteriores se fabricaron como unidades completa o herméticamente selladas sin válvulas de drenaje ni dispositivos de acceso. La razón de ello es que como los PCB tenían la reputación de ser fluidos muy estables, no se degradaron como los aceites normales, y por eso los transformadores podrían sellarse para siempre. La experiencia ha demostrado que no es así.

Lamentablemente, no existe ningún método absolutamente seguro para identificar por fuera a los transformadores que contienen PCB. Sin embargo, además de la placa original con el nombre del fabricante, algunos detalles de construcción pueden ser de gran utilidad para la identificación.

#### **3.2. Placas originales de identificación del fabricante**

Además de fijar la placa con su nombre, muchos fabricantes de transformadores colocan una placa de identificación. Estas, por lo general,

indican que el transformador contiene pirocloro, askarel, entre otros. y que por eso hay que usar precauciones especiales para su manejo.

Un transformador suele contener un fluido dieléctrico que solo en parte es PCB, porque los PCB pueden ser viscosos. La mezcla puede comprender un aceite mineral u otro fluido organoclorado que no sea PCB, como el triclorobenceno y el tetracloroetileno. Estos compuestos son líquidos y por eso reducen la viscosidad del aceite del transformador. Con ello se facilita la circulación del líquido por los conductos de enfriamiento del transformador, y se eleva así la eficiencia de enfriamiento.

Los fluidos dieléctricos de PCB pueden ser una combinación de un bifenilo policlorado y, por ejemplo, triclorobenceno (TCB). La función del TCB es reducir la viscosidad del PCB para que este pueda circular fácilmente por los conductos de enfriamiento en las bobinas. Los nombres comerciales que se dan a los fluidos dieléctricos con PCB para transformadores son conocidos, la lista de los fluidos más comunes es:

Tabla IV. **Listado de fluidos comunes utilizados en transformadores**

Nombre	País de Fabricación	Nombre	País de Fabricación
APIROLIO	ITALIA	FENCLOR	ITALIA
AROCOR	INGLATERRA, EEUU	HYDOL	EEUU
ASBESTOL	EEUU	INTERTEEN	EEUU
ASKAREL	INGLATERRA, EEUU	KANECLOR	JAPÓN
BAKOLA 131	EEUU	NOFLAMOL	EEUU
CHLOREXTOL	EEUU	PHENOCOR	FRANCIA
CLOPHEN	ALEMANIA	PYRALENE	FRANCIA
DELOR	CHECOSLOVAQUIA	PYRANOL	EEUU
DK	ITALIA	PYROCOR	EEUU
DIACOR	EEUU	SAFT-KUHL	EEUU
DYKANOL	EEUU	SOVOL	URSS
ELEMEX	EEUU	SOVTOL	URSS

Fuente: Stephen (1990). *Máquinas Eléctricas*.

Es necesario examinar detenidamente las especificaciones técnicas que figuran en la placa de identificación del transformador o en el esquema original, que pueden ayudar a identificar un transformador con PCB. Dos aspectos indispensables son:

- Tipo de enfriamiento
- Cualquiera de las siguientes descripciones o siglas indica la presencia de un fluido distinto del aceite de transformador:
  - *Liquid Natural Cooling* (LN) (Enfriamiento líquido natural).
  - *Liquid Natural Air Natural Cooling* (LNAN) (Enfriamiento líquido natural aire natural).
  - *Synthetic Natural Cooling* (SN) (Enfriamiento natural sintético).

Si en la placa figuran las siglas ON u ONAN significa enfriamiento natural por aceite (*Oil Natural*) y natural por aceite-aire (*Oil Natural Air Natural*), respectivamente.

Puede realizarse un análisis del peso del líquido refrigerante que indica la placa, y este dato puede compararse con el volumen del transformador en galones o litros. La gravedad específica de los líquidos organoclorados es mucho mayor que la de un hidrocarburo, alrededor de 1.5, mientras que la del aceite es menor a 1.0.

Si tiene una válvula de drenaje o una válvula de muestreo, se puede hacer una prueba sencilla tomando una muestra del fluido para determinar su gravedad específica. Un valor de aproximadamente 1.5 indica que el aceite contiene PCB.

Un método práctico consiste en agregar unas gotas del refrigerante en un tubo de ensayo o matraz lleno de agua. Un refrigerante a base de PCB se hundirá

rápidamente al fondo, mientras que un aceite o silicón convencional flotará en la superficie.

Normalmente, las propiedades de los dieléctricos están expresadas en la placa de identificación del artefacto. Es muy importante verificar en la placa los siguientes datos:

- Nombre del fabricante.
- Potencia en KVA.
- Nombre del dieléctrico.
- Peso (total y líquido).
- Año de fabricación

Estos datos servirán para indicar la presencia o no de PCBs en el equipo y de la cantidad de dieléctrico que debieran contener.

Tabla V. **Datos de identificación de placas de equipos eléctricos**

1a Letra: "C" o "L" o "O"	2da Letra: "N" o "F"	3ra Letra: "A"	4ta Letra: "N" o "F"
Tipo de refrigerante	Modo de circulación del refrigerante	Tipo de enfriamiento externo	Modo de circulación del enfriamiento externo
PCBs <i>Mineral oil</i>	"N" = Natural	"A" = Air	"N" = Natural
"C" = <i>Chlophen</i>			
"O" = <i>Mineral oil</i>			
	"F" = Forzado		"F" = Forzado
"L" = <i>Askarel</i>			

Fuente: Kosow. (2008). *Máquinas eléctricas y transformadores*.

### **3.3. Construcción del transformador**

La construcción del transformador puede ser un buen indicativo de la presencia de aceites de PCB. Muchos transformadores que contienen PCB se solían sellar herméticamente. Existen muchas diferencias entre transformadores de uno u otro fabricante, pero todos tienen ciertos elementos en común:

Los transformadores más recientes tienen tapas soldadas a la cuba. Por lo regular no tienen válvulas de drenaje y válvulas de muestreo. Suelen tener válvulas para despresurizar. Tienen cajas de distribución desconectables para poder realizar pruebas de cableado sin necesidad de acceder a la unidad del transformador.

Además de estos transformadores sellados, que casi siempre contienen aceites con PCB, hay transformadores con dos tipos de conexión con el exterior:

- Válvulas de drenaje y de muestreo: Este tipo de válvulas resultan ser cada vez más útiles incluso en transformadores sellados, para los que se consideraba anteriormente innecesario tomar muestras de fluidos regularmente. Puede también haber válvulas de presión en previsión de algún incremento anormal de la presión.
- Cámara de expansión: Si los transformadores están sujetos a cambios bruscos de temperatura, o si el líquido dieléctrico tiene un coeficiente más bien alto de expansión térmica, es necesario tener una cámara de expansión. Estas estructuras, que tienen el aspecto de un sombrero en la parte superior del transformador, no tienen relación con la presencia o ausencia de PCB.



Figura 17. **Transformador de gran volumen de aceite**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

### **3.4. Identificación de aceites con PCB**

Es importante identificar correctamente los líquidos de PCB en condensadores y transformadores. Una vez obtenidas las muestras del transformador en cuestión es necesario someter rápidamente las muestras a una prueba.

No existen pruebas rápidas para identificar los PCB. El análisis de estas sustancias se suele hacer en laboratorios, utilizando diversos tipos de cromatografía:

- Cromatografía de gas con columna empaquetada.
- Cromatografía líquida en capa delgada.
- Cromatografía líquida de alta resolución (HPLC).

Estos tipos de análisis son indispensables si se requieren dosificaciones precisas de PCB. Sin embargo, los análisis cuantitativos no suelen ser necesarios en la primera fase de identificación del contenido de un transformador. Afortunadamente, existen dos tipos de métodos rápidos, aunque no necesariamente certeros, que pueden señalar la presencia o contenido de PCB:

- Prueba de densidad: Como contienen cloro, que es un átomo bastante pesado, los aceites de PCB suelen tener una densidad alta. Ello permite distinguirlos sobre todo de los aceites minerales, que por lo regular son más ligeros que el agua. Por otro lado, la gravedad específica de los aceites de PCB puede llegar a 1.5. Dicho de otro modo, un aceite de PCB siempre se irá al fondo de una mezcla con agua, mientras que un aceite mineral tenderá a flotar en la superficie.
- Prueba del cloro: La presencia de cloro puede detectarse mediante un análisis químico. Existen tiras reactivas sensibles a la presencia del cloro. Además, si se enciende un compuesto que contiene cloro en presencia de cobre se producirá una llama verde, ya que el cloro forma pequeñas cantidades de cloruro de cobre en la superficie del cobre y esta sustancia, al volatilizarse, produce una característica llama verde.

Después de realizar estas pruebas, se recomienda verificar si el cloro existente se debe a la presencia de PCB y no a alguna otra sustancia que contenga cloro. Esta verificación puede hacerse mediante alguna de las pruebas cromatográficas antes mencionadas.

Estas dos pruebas indican la presencia de cloro, tal como se presenta en los PCB. La prueba arrojará los mismos resultados con aceites minerales clorados; estos también se utilizan en, pero no representan el mismo peligro que

los PCB. Aun así, se está eliminando su uso en equipos eléctricos. Los aceites para transformador que no contengan cloro no darán positivo en las pruebas antes descritas.

### **3.5. Mantenimiento de transformadores con PCB**

El mantenimiento general de un transformador se realizará conforme a las prácticas habituales, ya sea descritas por el fabricante o siguiendo los correspondientes manuales de la industria eléctrica. Los posibles riesgos derivados de la operación de transformadores que contienen aceites de PCB son:

- Riesgos ocasionados por la fuga de aceites de PCB
- Riesgos por incendio
- Riesgos que surgen al final de la vida útil del equipo, cuando tiene que ser reclasificado.

En este contexto, el mantenimiento implica, en primer lugar, realizar evaluaciones y pruebas periódicas y constantes para detectar posibles ineficiencias en cualquier aspecto del funcionamiento del transformador. En segundo lugar, implica tomar las medidas necesarias para reparar las fallas observadas.

La prueba más sencilla y económica que puede aplicarse a un transformador sea funcionando, sea almacenado, es la inspección visual. Esta se complementará con pruebas periódicas del funcionamiento eléctrico y con análisis químicos, concretamente: análisis del fluido dieléctrico, cuando sea posible.

### **3.6. Fugas en transformadores**

Si se ha detectado una fuga o filtración en los transformadores es necesario determinar su causa para preparar medidas correctivas. Las fugas más comunes se producen en los sellos y juntas. En estos casos cabe la posibilidad de efectuar reparaciones efectivas sin afectar al transformador mismo.

Es más grave cuando la fuga o filtración se debe a algún defecto en la estructura metálica del transformador. Es preciso inspeccionar regularmente la superficie exterior del transformador para poder detectar cualquier problema lo antes posible. Si la fuga se debe a una fractura de la cuba metálica del transformador, las causas pueden ser diversas:

- En primer lugar, un desperfecto mecánico y accidental de la cuba del transformador puede originar una fuga. Aunque no haya fuga, un desperfecto así puede exponer la cuba a la acidez del aceite, pues la hace más frágil, con lo que aumentan las posibilidades de corrosión y, por consiguiente, de filtraciones.
- En segundo lugar, una degradación lenta del aceite, como se describe a continuación, lo hará más corrosivo. La acidez puede a su vez ocasionar corrosión interna en las partes más frágiles del transformador, aun cuando éste parezca estar en condiciones satisfactorias. Las partes más frágiles de un transformador son las aletas de enfriamiento, que se fabrican mediante flexión, moldeo y posiblemente soldeo. Estas operaciones pueden provocar tensiones y el debilitamiento de la estructura, lo que la hace más vulnerable a la corrosión.

Además de reparar la fuga, si es posible, habrá que tomar medidas efectivas respecto al aceite que se haya derramado. Ello implica recoger todos los materiales contaminados, incluidos guantes y ropa utilizada al realizar el trabajo de reparación, y colocar todo en contenedores adecuados para su eliminación.

### **3.7. Evaluación del funcionamiento**

Los transformadores deben examinarse periódicamente para detectar cualquier cambio que pueda constituir un primer signo de deterioro en el funcionamiento del transformador y, por ende, de riesgos latentes. El proceso de verificación comprenderá los siguientes aspectos:

- **Funcionamiento eléctrico:** Se trata de una evaluación directa del funcionamiento y se realizará siguiendo las instrucciones del fabricante. Por lo regular, un menor rendimiento se considerará relacionado con cambios en las características de entrada/salida. Por eso, esta inspección es sobre todo eléctrica.
- **Nivel de aceite en el transformador:** Ciertos transformadores tienen dispositivos directos o indirectos que permiten controlar el nivel de aceite. En algunos casos, la reducción del nivel de aceite se compensará agregando un aceite dieléctrico similar.
- **Cambios en las características del aceite:** Este control implica tener acceso al aceite del transformador. De ser posible, es preciso realizar ciertas mediciones en el aceite para asegurarse de que sus propiedades físicas y eléctricas no hayan sufrido cambios negativos. A continuación, se describen las diferentes pruebas (eléctricas y químicas) que deben aplicarse al aceite.

### **3.7.1. Pruebas eléctricas**

La prueba dieléctrica es importante para medir la eficiencia constante del aceite. Esta prueba, que se realiza con equipo reconocido y autorizado, mide el voltaje al que se interrumpen las propiedades dieléctricas.

La prueba del factor de potencia indica la pérdida de potencia dieléctrica del aceite.

Cualquier deficiencia en estas propiedades será un indicativo de que el aceite ha sufrido algún tipo de deterioro químico. Estos cambios químicos se deben a ciertos factores relacionados con el diseño del transformador, así como con la forma en que ha sido utilizado.

### **3.7.2. Pruebas químicas**

Un transformador es una estructura compleja cuyas características varían de un fabricante a otro. No obstante, todos los transformadores contienen un sistema de aletas disipadoras cuyas formas son complejas y tienen muchas soldaduras. El sistema de enfriamiento está concebido para que el calor que se genera en el aceite durante su funcionamiento eléctrico sea expulsado por las aletas disipadoras. En este sistema se pueden generar diversas causas de deterioro:

- Fugas por fisuras en las soldaduras, que hacen que penetre humedad y aire.
- Variaciones excesivas en la temperatura del aceite debido a los cambios de temperatura ambiental, circulación insuficiente que provoca sobrecalentamiento, entre otros.

- Penetración de aire y humedad a través de sellos y juntas, entre otros.

El resultado de estos incidentes es, en pocas palabras, que permiten la interacción del aire (oxígeno) y el agua con el aceite de PCB, lo que ocasiona su deterioro químico. Se puede detectar y medir el deterioro químico de la siguiente manera:

- La acidez del aceite indicará si ha habido oxidación por el contacto con el aire (posiblemente por efecto de campos eléctricos y de temperatura). La acidez se mide por el número de miligramos de KOH (hidróxido de potasio) necesario para neutralizar un gramo de aceite. Un aceite nuevo tiene un índice de acidez inferior a los 0.05 mg. Un aceite de transformador se considera inservible cuando se eleva por encima de 4 mg. Es obvio que la acidez favorecerá la corrosión de las partes metálicas del transformador, sobre todo las aletas de enfriamiento que son más delgadas y, por consiguiente, más vulnerables a la corrosión que la cuba del transformador.
- La prueba de interfaz mide la tensión superficial entre el aceite y un líquido no inmiscible como el agua. Cuando el aceite del transformador, que es orgánico e hidrofóbico, comienza a degradarse por efecto del oxígeno o el agua, se hace un poco menos hidrofóbico y, por lo tanto, el ángulo de humectación con agua se modifica. Por eso, esta prueba puede prever posibles disminuciones del rendimiento eléctrico del aceite.

### **3.8. Pruebas analíticas en laboratorio**

Las pruebas de laboratorio permiten determinar las concentraciones reales de PCB y verificar positivamente la presencia de estos cuerpos. Requieren equipos y materiales de ensayo específicos y deben ser realizadas por personas

capacitadas para su uso. Algunas de las pruebas sólo dan la concentración general de PCB mientras que otras permiten identificar la presencia de los distintos congéneres.

- Cromatografía de capa delgada (TLC).
- Cromatografía de gases (GC).
- Cromatografía de gas-líquido / detección de captura del electrón.
- Cromatografía de gases de columna empacada/detección de captura del electrón.
- Cromatografía de gases de columna capilar.
- Cromatografía de gases/detector de conductividad electrolítica.
- Cromatografía de gases/espectrometría de masas.

De estos métodos, se considera que el más económico es el de cromatografía de gases de columna empacada/detección de captura de electrón.

### **3.9. Determinación de PCBs sin información de placas**

Si no existe información de placa, existen otras formas de identificar si el dieléctrico es PCB, considerando algunas características de los mismos, tales como; su apariencia incolora o amarillenta, su penetrante olor característico, el cual puede causar dolores de cabeza e irritación de ojos, y su densidad aproximadamente 1.5 contra 0.85-0.90 de los aceites minerales.

En el caso de los transformadores conteniendo aceites minerales contaminados con PCB, la identificación se puede hacer solamente por medio de un análisis del fluido, ya sea por medio de una cromatografía o un test colorimétrico, que es un método cualitativo que, según el *endpoint* que se utilice -20/50/100 ppm- indica la concentración mínima de cloro.



### **3.10. Clasificación de los PCBs por concentración**

La clasificación por la concentración de los PCBs, es fundamental, ya que de esto dependen las medidas de eliminación que se puedan aplicar respecto al manejo adecuado de los pasivos ambientales que son los PCBs.

Muchos países desarrollados como Alemania, Estados Unidos, Reino Unido, Suecia, Australia, Canadá, Suiza, entre otros, establecen que los transformadores con 50 ppm (partes por millón por peso, que se expresa también como miligramos por kilogramo o mg/kg) de PCBs constituyen el nivel de referencia para la reglamentación de estos productos. Los transformadores que superan los 50 ppm de PCBs deberán ser manejados de forma específica donde se incluya opciones de tratamiento, disposición final, requisitos de almacenamiento y mantenimiento de equipos con PCBs que aún están en operación.

A continuación, se presenta la clasificación por concentración o niveles de concentración que se establece en el país:

Partes por millón (ppm):

- 500 ppm = se considera como sustancia pura de PCBs.
- 50 a 500 ppm = se considera como sustancia contaminada con PCBs.
- 5 a 50 ppm = se considera como sustancia posiblemente contaminada con PCBs.
- < 5 ppm = se considera como sustancia sin PCBs.

De acuerdo con esta clasificación los transformadores o tanques con aceite dieléctrico que tenga menos de 50 ppm se consideran que pueden ser

gestionados como materiales libres de PCBs. Es importante indicar que estos materiales continúan siendo residuos peligrosos.



## **4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS**

### **4.1. Clasificación de equipos eléctricos**

Debido a la complejidad de operación de las principales subestaciones del Sistema Central de ETCEE, la primera clasificación que se logra realizar es la siguiente:

- Equipos en operación
- Equipos fuera de operación

Se considera que los equipos de mayor volumen que pueden contener aceite minerales contaminantes son los transformadores de potencia, ya que por su forma de operación contienen aceites dieléctricos en su interior.

### **4.2. Equipos en operación**

Se procede a realizar inventario de transformadores de potencia en operación en las subestaciones a cargo del Sistema Central de ETCEE-INDE, Guatemala Sur, Guatemala Norte, Guatemala Este, Escuintla.

Los datos se toman de las placas características de los transformadores, se recopilan datos de cincuenta y un transformadores en operación.

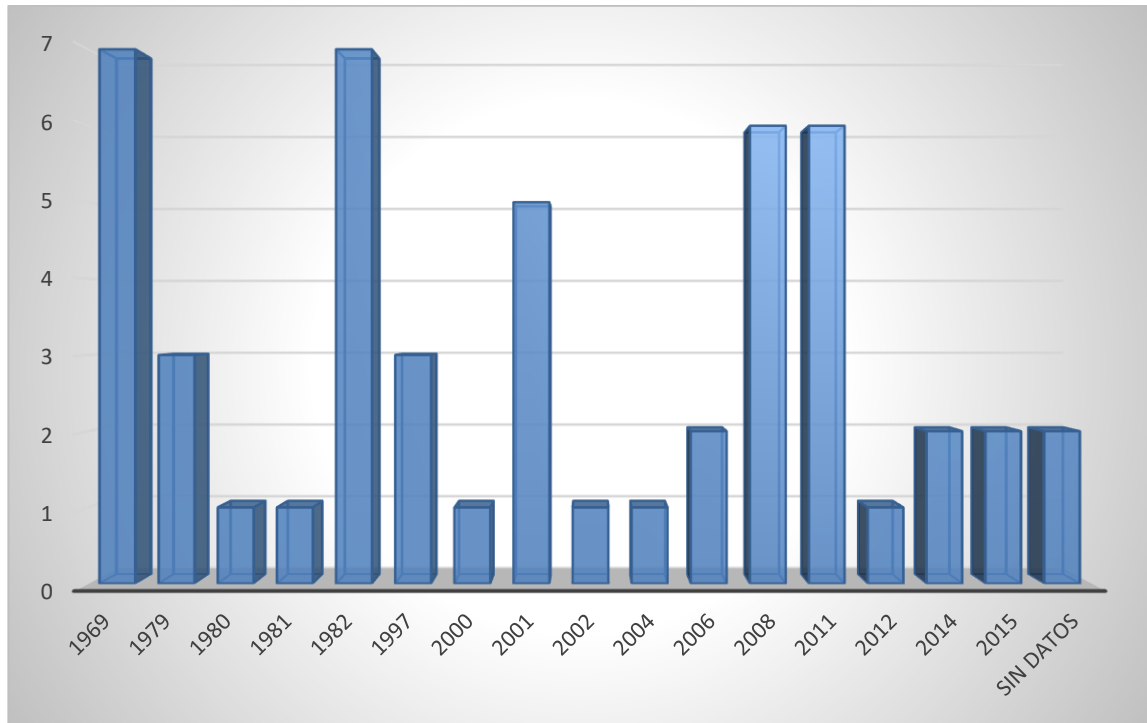
Los transformadores que se lograron identificar en operación en el sistema eléctrico del Sistema Central son los siguientes:

Tabla VI. Transformadores operativos en Sistema Central ETCEE

No.	Capacidad (MVA)	Voltaje	DESCRIPCIÓN	Marca	Año
1	25	230/138 kV	FASE R, BANCO 1	Cenemesa/Westinghouse	1969
2	25	230/138 kV	FASE S, BANCO 1	Cenemesa/Westinghouse	1969
3	25	230/138 kV	FASE T, BANCO 1	Cenemesa/Westinghouse	1969
4	25	230/138 kV	RESERVA, BANCO 1	Cenemesa/Westinghouse	1969
5	25	230/138 kV	FASE R, BANCO 2	Cenemesa/Westinghouse	1969
6	25	230/138 kV	FASE S, BANCO 2	Cenemesa/Westinghouse	1969
7	25	230/138 kV	FASE T, BANCO 2	Cenemesa/Westinghouse	1969
8	50	230/ 69 kV	FASE R, BANCO 3	Alsthom	1979
9	50	230/ 69 kV	FASE S, BANCO 3	Alsthom	1979
10	50	230/ 69 kV	FASE T, BANCO 3	Alsthom	1979
11	50	230/ 69 kV	RESERVA, BANCO 3	Ansaldo	1982
12	100	230/ 69 kV	BANCO 4	Efacec	2001
13	65	230/ 69 kV	FASE R, BANCO 5	Crompton Greaves	2008
14	65	230/ 69 kV	FASE S, BANCO 5	Crompton Greaves	2008
15	65	230/ 69 kV	FASE T, BANCO 5	Crompton Greaves	2008
16	65	230/ 69 kV	RESERVA, BANCO 5	Crompton Greaves	2015
17	20 MVAR	230/ 69 kV	REACTOR	Alsthom	2014
18	0.4	13800/400 V	AUXILIARES 1	Constructora Nacional	
19	0.4	13800/400 V	AUXILIARES 2	Constructora Nacional	
20	50	230/ 69 kV	FASE R, BANCO 2	Ansaldo Espa	1982
21	50	230/ 69 kV	FASE S, BANCO 2	Ansaldo Espa	1982
22	50	230/ 69 kV	FASE T, BANCO 2	Ansaldo Espa	1982
23	50	230/ 69 kV	FASE R, BANCO 3	Ansaldo Espa	1982
24	50	230/ 69 kV	FASE S, BANCO 3	Ansaldo Espa	1982
25	50	230/ 69 kV	FASE T, BANCO 3	Ansaldo Espa	1982
26	50	230/ 69 kV	RESERVA, BANCO 2	Areva	2004
27	50	230/ 69 kV	FASE R, BANCO 4	Crompton Greaves	2011
28	50	230/ 69 kV	FASE S, BANCO 4	Crompton Greaves	2011
29	50	230/ 69 kV	FASE T, BANCO 4	Crompton Greaves	2011
30	0.4	13800/400 V	AUXILIARES	Ansaldo	1981
31	50	230/138 kV	FASE R, BANCO 1	Toshiba	2001
32	50	230/138 kV	FASE S, BANCO 1	Toshiba	2001
33	50	230/138 kV	FASE T, BANCO 1	Toshiba	2001
34	50	230/138 kV	RESERVA, BANCO 1	Toshiba	2001
35	100	230/69 kV	TRAFO UNION	Union	1980
36	50	230/69 kV	FASE R, BANCO 2	Crompton Greaves	2008
37	50	230/69 kV	FASE S, BANCO 2	Crompton Greaves	2008
38	50	230/69 kV	FASE T, BANCO 2	Crompton Greaves	2008
39	50	230/69 kV	RESERVA	Crompton Greaves	2015
40	0.5	13800/560 V	AUXILIARES 1	Pauwels Transformers Inc	2000
41	0.5	13800/225 V	AUXILIARES 2	ABB	2012
42	65	230/69 kV	FASE R, BANCO 1	Ansaldo Coemsa	1997
43	65	230/69 kV	FASE S, BANCO 1	Ansaldo Coemsa	1997
44	65	230/69 kV	FASE T, BANCO 1	Ansaldo Coemsa	1997
45	65	230/69 kV	RESERVA	Crompton Greaves	2006
46	65	230/69 kV	FASE R, BANCO 2	Crompton Greaves	2011
47	65	230/69 kV	FASE S, BANCO 2	Crompton Greaves	2011
48	65	230/69 kV	FASE T, BANCO 2	Crompton Greaves	2011
49	20	230/ 69 kV	REACTOR	Chint Electric	2014
50	0.225	13800/500 V	AUXILIARES 1	ERMCO	2006
51	0.5	13800/560 V	AUXILIARES 1	ABB	2002

Fuente: elaboración propia.

Figura 18. **Cantidad de transformadores por año de construcción**



Fuente: elaboración propia.

Posterior a la obtención y clasificación de datos se procede a tomar una muestra de un transformador del total de cincuenta y un transformadores identificados, esto debido a que el análisis químico por cromatografía tiene un costo, y realizar el análisis químico de todos los transformadores conlleva un costo asociado que no es posible cubrir dentro de esta investigación.

### 4.3. Equipo operativo en Guatemala Sur

A continuación, se presentan los equipos operativos que se encuentran en la subestación Guatemala Sur.

Figura 19. **Transformador 230/69 kV fase R banco 5**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

Figura 20. **Placa de características banco 5**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

Figura 21. **Proceso de toma de muestra de aceite en transformador 5**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

Figura 22. **Muestra de aceite de transformador 5**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.



#### 4.4. Resultado de análisis equipo operativo en Guatemala Sur

Se presentan los datos de las pruebas y las pruebas realizadas entre las cuales se encuentra niveles de acidez, tensión interraccional, rigidez dieléctrica, entre otros aspectos evaluados.

##### 4.4.1. Datos de las pruebas

La tabla VII, se detallan las datos tomadas del equipo al momento de realizar la toma de muestra.

Tabla VII. **Identificación de equipo de muestra**

<b>Identificador</b>	FASE S, BANCO 1
<b>Fabricante:</b>	CENEMESA/ WESTINGHOUSE
<b>Serial:</b>	61701
<b>Tensión Operativa</b>	230/69 Kv
<b>Potencia:</b>	25,000 KVA
<b>Temperatura de muestra:</b>	20 °C
<b>Humedad:</b>	44.50 %
<b>Temperatura ambiente</b>	24 °C
<b>Límite del líquido</b>	44 °C

Fuente: elaboración propia.

##### 4.4.2. Pruebas realizadas

Se realizaron las siguientes pruebas.

- Acidez
- Tensión interraccional
- Rigidez dieléctrica D877
- Rigidez dieléctrica D1816

- Color
- Gravedad específica
- Inspección visual
- Sedimentos
- Contenido de inhibidores
- Factor de potencia
- Karl Fisher
- Sulfuros corrosivos
- Viscosidad

#### **4.4.3. Estándar aplicado para las pruebas**

Los resultados de las pruebas físicas, químicas y eléctricas fueron evaluados de acuerdo con el estándar que aplica para cada prueba y la norma IEEE C57.106-2015: *Guide for acceptance and maintenance of insulating mineral oil in electrical equipment*. El estándar para la interpretación de los resultados de la cromatografía de gases al aceite es IEEE C57.104-2008: *Guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers*.

Para lograr una facilidad en la interpretación de resultados se crean las siguientes escalas tipo semáforo de tres colores.

#### **4.4.4. Acidez (número de neutralización)**

En la tabla VIII, se determinaron los valores de acidez bajo la norma ASTM D974.

Tabla VIII. **Valores de número de neutralización**

<b>Valores bajo norma ASTM</b>			
	<b>AC</b>	<b>QU</b>	<b>UN</b>
mg KOH/g muestra	<b>≤0.05</b>	<b>&gt;0.05 ≤0.10</b>	<b>&gt;0.10</b>

Fuente: elaboración propia.

#### 4.4.5. **Tensión interfacial**

En la tabla VIX, se determinaron los valores de tensión interfacial bajo la norma ASTM D971.

Tabla IX. **Valores de tensión interfacial**

<b>Valores bajo norma ASTM</b>			
	<b>AC</b>	<b>QU</b>	<b>UN</b>
mN/m (dinas/cm)	<b>≥32</b>	<b>&lt;32 ≥28</b>	<b>&lt;28</b>

Fuente: elaboración propia.

#### 4.4.6. **Rigidez dieléctrica**

En la tabla X, se determinaron los valores de rigidez dieléctrica bajo la norma ASTM D877 y ASTM D1816.

Tabla X. **Valores de rigidez dieléctrica**

Valores bajo normas ASTM			
	AC	QU	UN
D877 Kilovoltios	≥30	<30 ≥25	<25
D1816 Kilovoltios	≥50		

Fuente: elaboración propia.

#### 4.4.7. **Color**

En la tabla XI, se determinaron los valores de color bajo la norma ASTM D1500.

Tabla XI. **Valores de color**

Valores bajo normas ASTM			
	AC	QU	UN
-----	≤3.5	-----	>3.5

Fuente: elaboración propia.

#### 4.4.8. **Gravedad específica (densidad eelativa)**

En la tabla XII, se determinaron los valores de densidad relativa bajo la norma ASTM D1298.

Tabla XII. **Valores de densidad relativa**

Valores bajo norma ASTM			
	AC	QU	UN
-----	0.84 to 0.91	<0.84	>0.91

Fuente: elaboración propia.

#### 4.4.9. **Contenido de inhibidor de oxidación**

En la tabla XIII, se determinaron los valores de contenido de inhibidor de oxidación bajo la norma ASTM D2668.

Tabla XIII. **Valores de contenido de inhibidor de oxidación**

Valores bajo norma ASTM			
	AC	QU	UN
-----	≥0.2 %	≥0.1 % <0.2 %	<0.1 %

Fuente: elaboración propia.

#### 4.4.10. **Factor de potencia**

En la tabla XIV, se determinaron los valores de factor de potencia bajo la norma ASTM D924.

Tabla XIV. Valores de factor de potencia

Valores bajo norma ASTM			
	AC	QU	UN
@ 25°C	<0.1 %	≥0.1 % ≤0.3 %	>0.3 %
@ 100°C	<3.0%	≥3.0% ≤4.0%	>4.0%

Fuente: elaboración propia.

#### 4.4.11. Karl Fisher (contenido de humedad)

En la tabla XV, se determinaron los valores de acidez *Karl Fisher* bajo la norma ASTM D1533.

Tabla XV. Valores *Karl Fisher*

Valores bajo norma ASTM			
Voltaje Class	AC	QU	UN
≤69 kV	≤15 %	>15 % <20 %	≥20 %
>69 kV < 230 kV	≤8 %	>8 % <12 %	≥12 %
≥ 230 kV	≤5 %	>5 % <7 %	≥7 %

Fuente: elaboración propia.

#### 4.4.12. Resumen y análisis de resultados

Los resultados obtenidos de las pruebas fisicoquímicas son los siguientes:

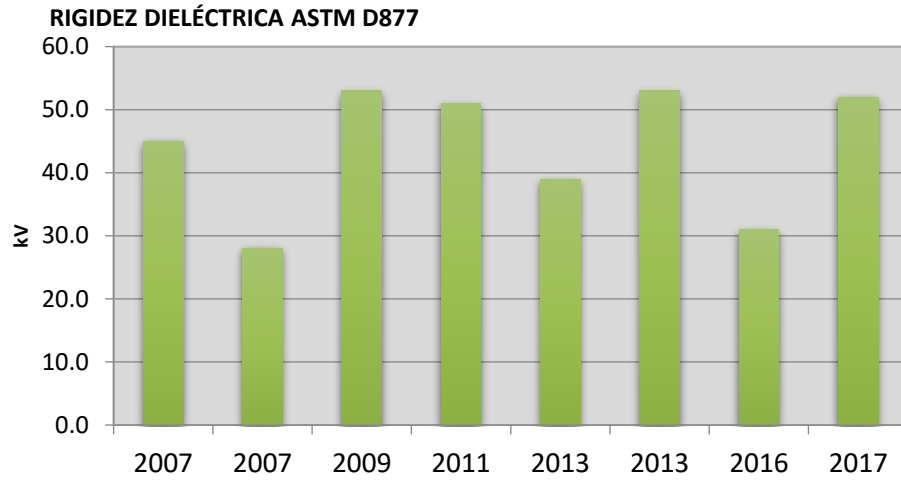
Tabla XVI. **Resultados de pruebas fisicoquímicas**

<b>PRUEBA</b>	<b>EVALUACIÓN</b>
Acidez	<b>CUESTIONABLE</b>
Tensión Interfacial	<b>ACEPTABLE</b>
Rigidez Dieléctrica D877	<b>ACEPTABLE</b>
Rigidez Dieléctrica D1816	<b>ACEPTABLE</b>
Color	<b>ACEPTABLE</b>
Gravedad Específica	<b>ACEPTABLE</b>
Inspección Visual	<b>ACEPTABLE</b>
Sedimentos	<b>ACEPTABLE</b>
Contenido de Inhibidores	<b>ACEPTABLE</b>
Factor de Potencia @ 25 °C	<b>ACEPTABLE</b>
Factor de Potencia @ 100 °C	<b>ACEPTABLE</b>
Karl Fischer	<b>INACEPTABLE</b>
Sulfuros Corrosivos	<b>ACEPTABLE</b>
Viscosidad	<b>ACEPTABLE</b>

Fuente: elaboración propia.

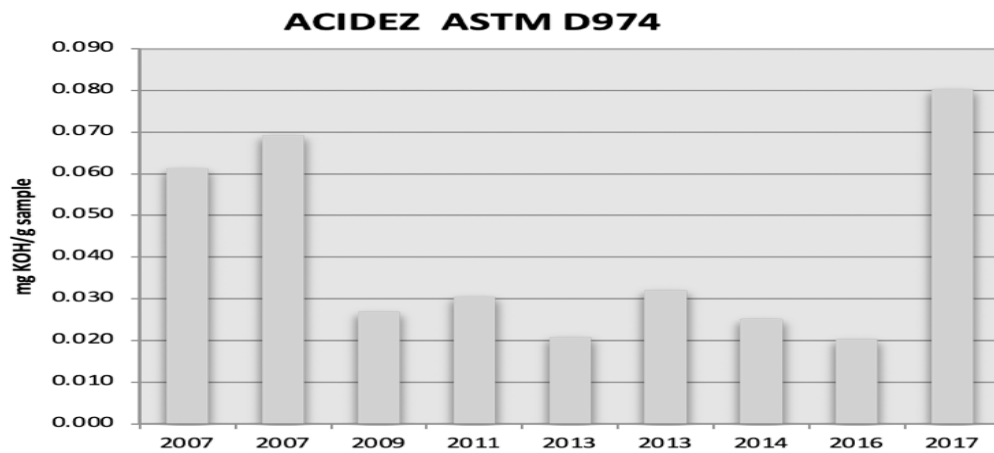
Los registros históricos de las pruebas efectuadas se grafican de la siguiente forma, para un periodo de diez años.

Figura 23. **Histórico de rigidez dieléctrica en transformador de muestra**



Fuente: elaboración propia.

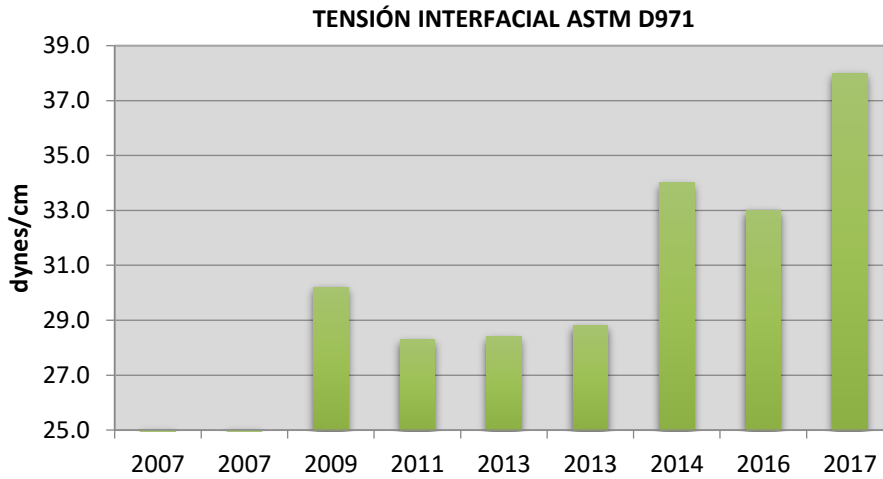
Figura 24. **Histórico de acidez en transformador de muestra**



Fuente: elaboración propia.

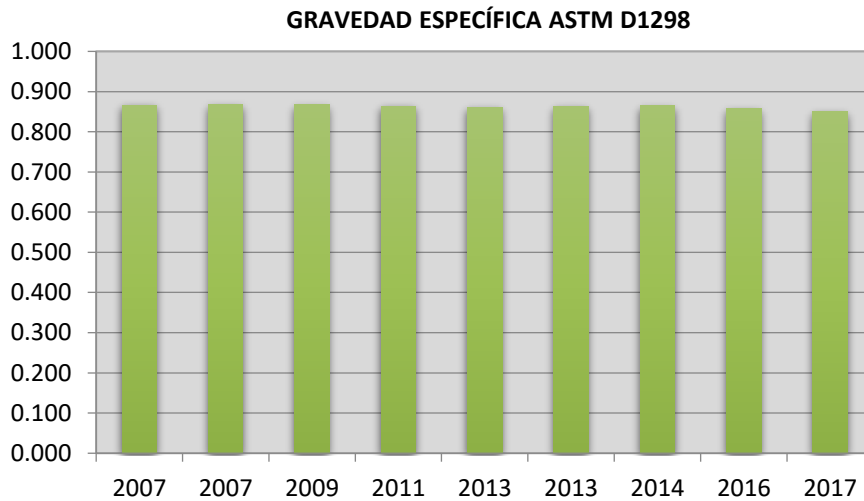


Figura 25. **Histórico tensión interracial en transformador de muestra**



Fuente: elaboración propia.

Figura 26. **Histórico gravedad específica en transformador de muestra**



Fuente: elaboración propia.

Figura 27. **Histórico contenido de inhibidor en transformador de muestra**



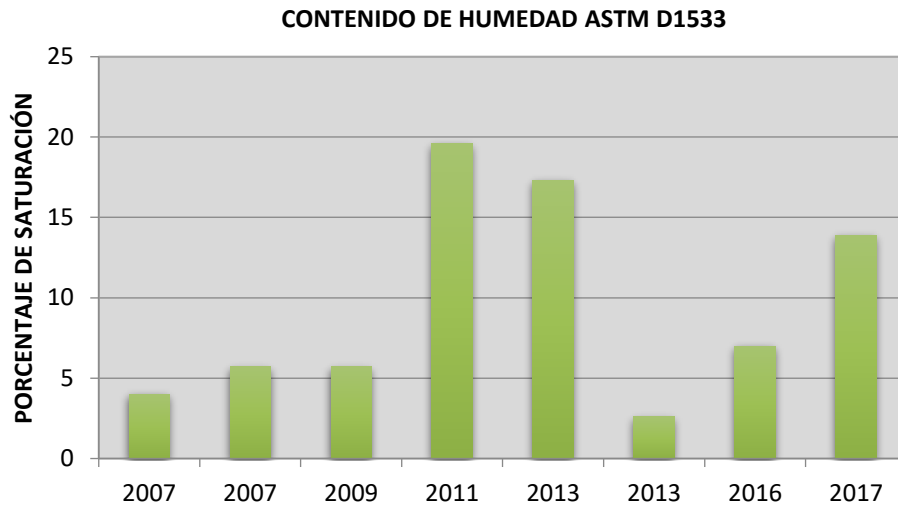
Fuente: elaboración propia.

Figura 28. **Histórico factor de potencia en transformador de muestra**



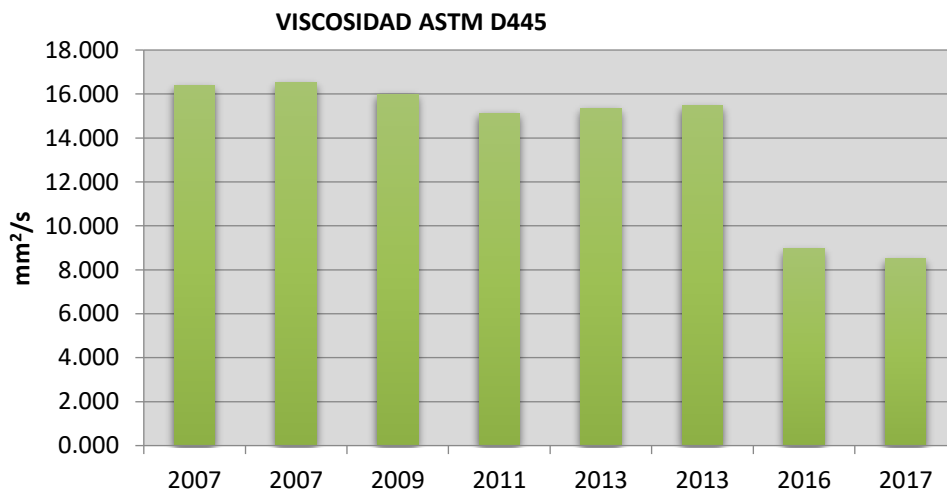
Fuente: elaboración propia.

Figura 29. **Histórico contenido de humedad en transformador de muestra**



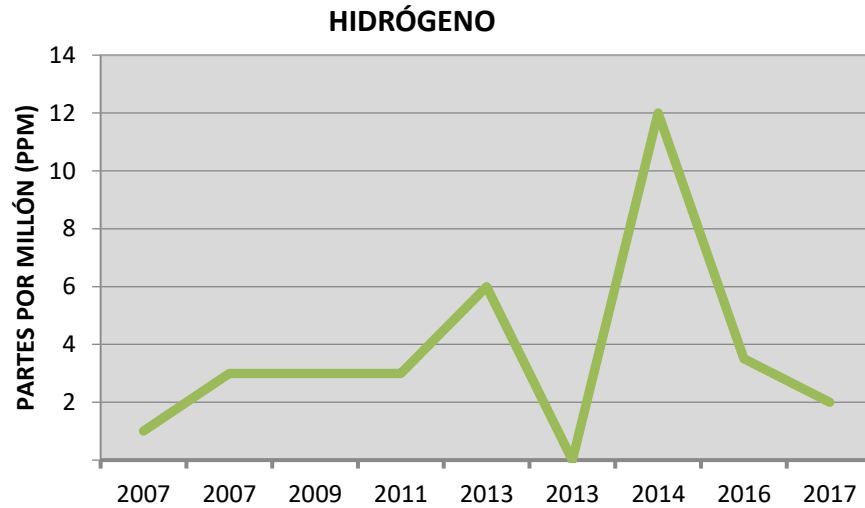
Fuente: elaboración propia.

Figura 30. **Histórico viscosidad en transformador de muestra**



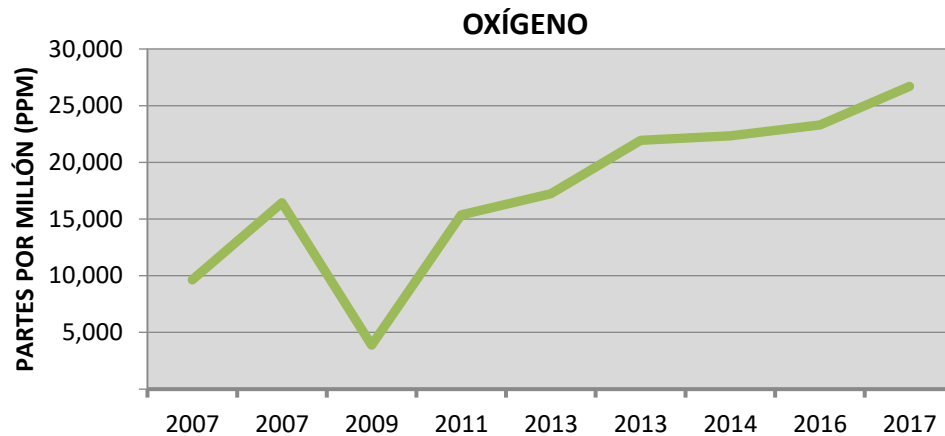
Fuente: elaboración propia.

Figura 31. **Histórico hidrógeno en transformador de muestra**



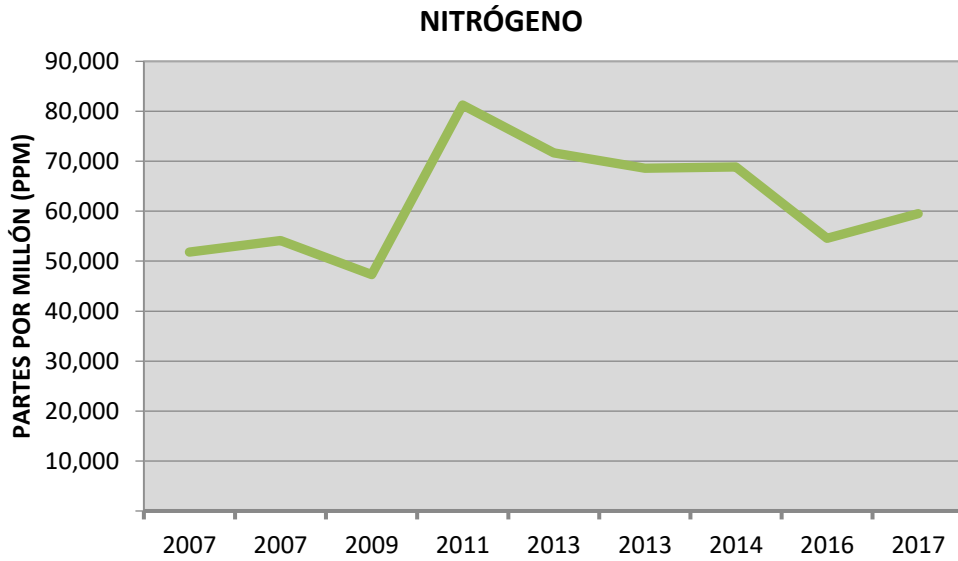
Fuente: elaboración propia.

Figura 32. **Histórico oxígeno en transformador de muestra**



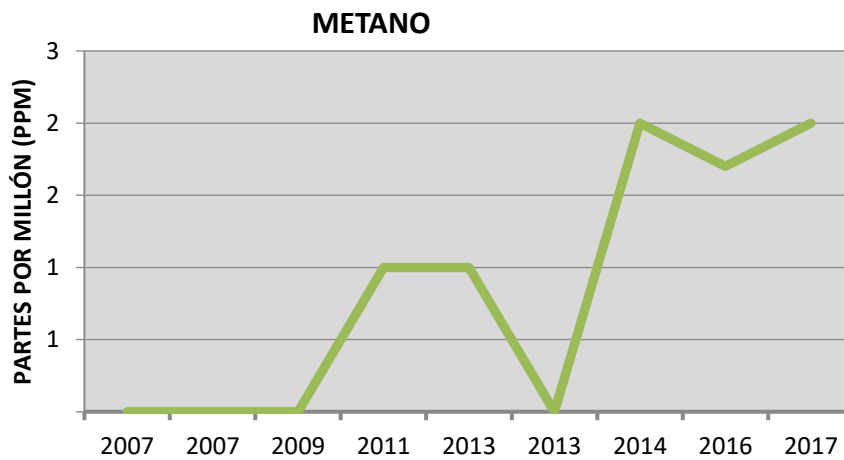
Fuente: elaboración propia.

Figura 33. **Histórico nitrógeno en transformador de muestra**



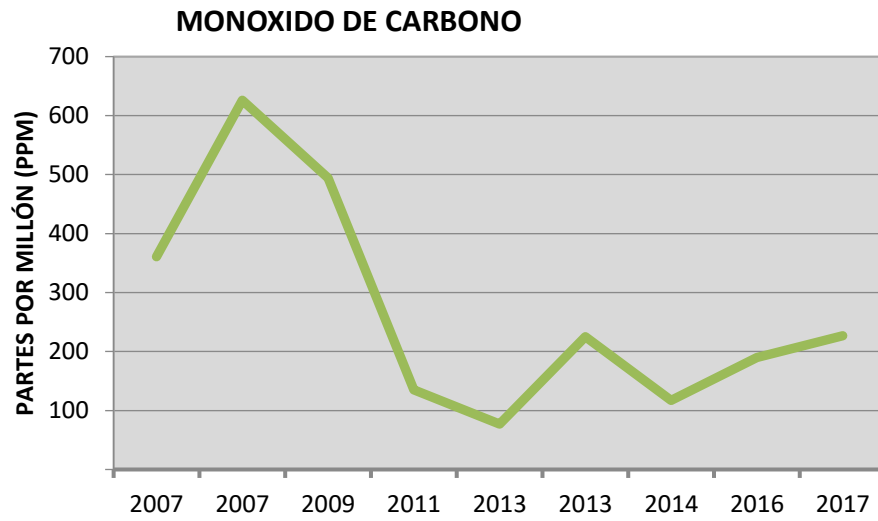
Fuente: elaboración propia.

Figura 34. **Histórico metano en transformador de muestra**



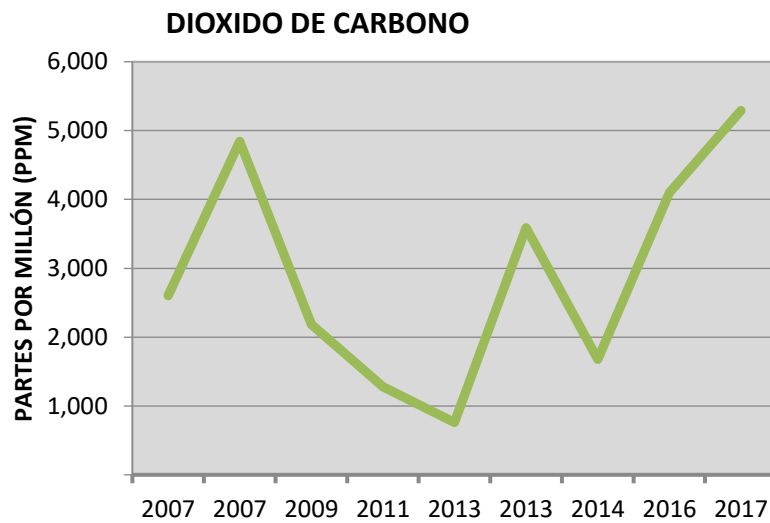
Fuente: elaboración propia.

Figura 35. **Histórico monóxido de carbono en transformador de muestra**



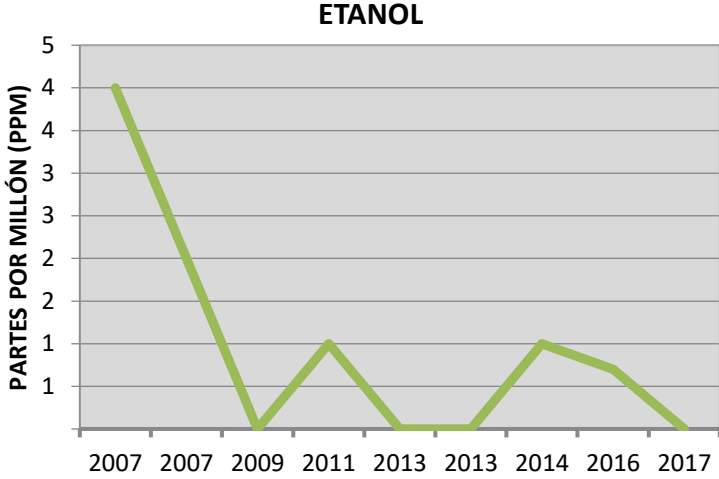
Fuente: elaboración propia.

Figura 36. **Histórico dióxido de carbono en transformador de muestra**



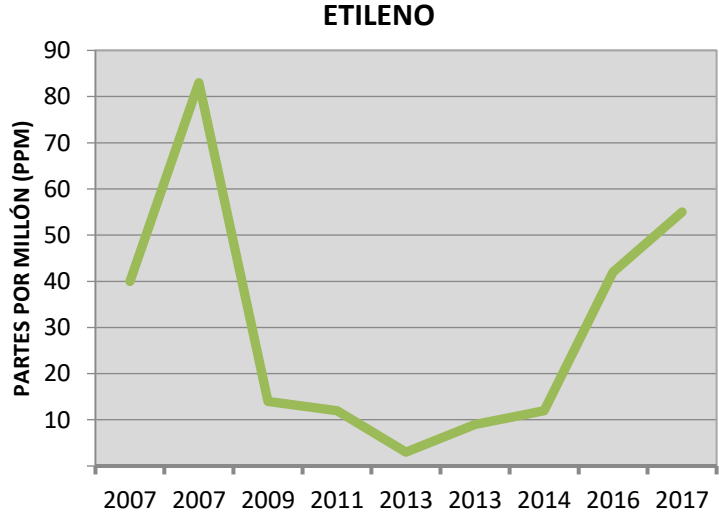
Fuente: elaboración propia.

Figura 37. **Histórico etanol en transformador de muestra**



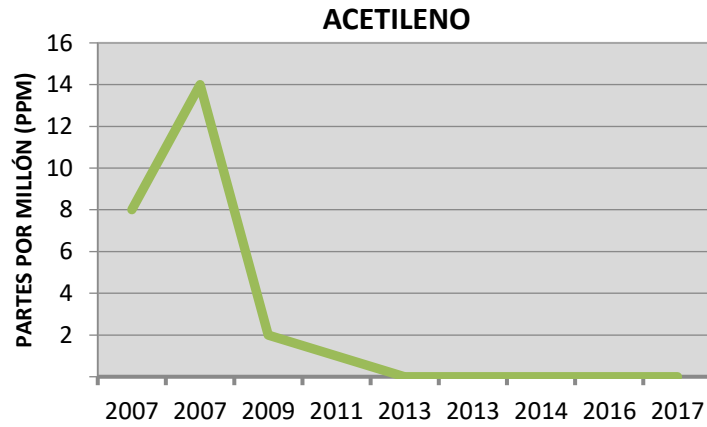
Fuente: elaboración propia.

Figura 38. **Histórico etileno en transformador de muestra**



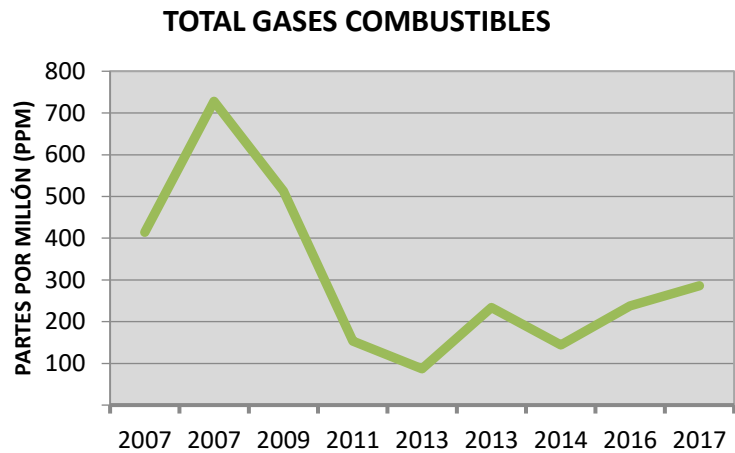
Fuente: elaboración propia.

Figura 39. **Histórico acetileno en transformador de muestra**



Fuente: elaboración propia.

Figura 40. **Histórico total gases combustibles en transformador de muestra**



Fuente: elaboración propia



Resultados de concentración de gases en el aceite del transformador.

Tabla XVII. **Concentración de gases**

Concentración de Gases de la Muestra	
Gas	ppm
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	2
Metano (CH <sub>4</sub> )	2
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	55
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	0

Fuente: elaboración propia.

#### 4.5. Equipos fuera de operación

En la revisión de campo se encontró equipos fuera de operación sin un lugar específico para equipos con PCB, lo que no parece nada extraño debido al desconocimiento que se tiene sobre este tipo de contaminantes.

En los lugares en donde se encontraron áreas de almacenamiento de transformadores u otros equipos que pudieran tener PCB, no se hace distinción o separación considerando dicho aspecto.

En las áreas de almacenamiento se encuentran etiquetados en el inventario nacional de PCB como: Contiene PCB, sin embargo, su disposición final es la misma que los equipos que no contienen PCB. Entre el personal que labora en el sitio y que tiene más de veinte años de laborar en la institución, indican que tienen conocimiento que hay toneles de aceite y un transformador que fue

enterrado bajo tierra, desconociendo que tipo de materiales u aceites contenían dichos equipos.

Los equipos localizados fuera de operación se pueden resumir de la siguiente forma:

Tabla XVIII. **Identificación de equipos según contenido de PCB**

<b>Equipos</b>	<b>Cantidad</b>
Transformadores	6
Interruptores	14
Otros equipos	16

Fuente: elaboración propia.

Para un total de treinta y seis equipos fuera de operación que pueden contener PCB.

De los equipos revisados, se encontró que a algunos ya se les ha medido si contienen PCB, quedando identificados.

Tabla XIX. **Identificación de equipos según contenido de PCB**

Identificados con PCB	12
Identificados sin PCB	10
Pendientes de revisión	14

Fuente: elaboración propia.

Estos datos pueden variar al momento de realizar una revisión exhaustiva en el área de almacenamiento de equipos no operativos, ya que hay equipos a

los cuales no se puede acceder por movilidad de equipos, ya que se encuentran sobrepuestos a otros equipos y es necesario maquinaria para su movilización.

Figura 41. **Equipos de gran volumen de aceite sin datos de PCB**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

Figura 42. **Equipos sin datos de PCB**



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

Figura 43. Equipos con información de PCB



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

Figura 44. Equipos con información de PCB



Fuente: [Fotografía de Junnior Mazariegos]. (Subestación INDE Guatemala Sur, Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.



## **5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

### **5.1. Análisis de resultados de equipos eléctricos**

En el siguiente apartado se analizaron los resultados de los equipos operativos y no operativos.

#### **5.1.1. Análisis de resultados equipos operativos**

En el caso de los equipos operativos en el Sistema Central, se tiene un estimado de cincuenta y un equipos de potencia de los cuales no se tiene datos de PCB.

En la actualidad se están realizando gestiones para determinar la ubicación de cementerios de transformadores, en donde se enterraban equipos de potencia en años pasados.

Como un plan de gestión de PCB, se tiene información que se están adquiriendo Kits de pruebas de PCB como los CLOR-N-OIL KITS, el cual tiene un costo aproximado en el mercado de Q. 300.00 por kit.

Los análisis cuantitativos no suelen ser necesarios en la primera fase de identificación del contenido de un transformador. Existen dos tipos de métodos rápidos, aunque no necesariamente certeros, que pueden señalar la presencia o contenido de PCB, prueba de densidad, prueba del cloro.

Para este primer análisis se considera la prueba de densidad, los datos se obtienen en el reporte de espectrometría correspondiente.

Prueba de densidad. Los aceites de transformadores contienen cloro, que es un átomo bastante pesado, los aceites de PCB suelen tener una densidad alta. Ello permite distinguirlos sobre todo de los aceites minerales, que por lo regular son más ligeros que el agua. Por otro lado, la gravedad específica de los aceites de PCB puede llegar a 1.5. Dicho de otro modo, un aceite de PCB siempre se irá al fondo de una mezcla con agua, mientras que un aceite mineral tenderá a flotar en la superficie.

La densidad del líquido del transformador se puede asociar a la gravedad específica de los líquidos organoclorados que es mucho mayor que la de un hidrocarburo, alrededor de 1.5, mientras que la del aceite es menor a 1.0.

Figura 45. **Valores de referencia para análisis de resultados**

Valores bajo norma ASTM			
	AC	QU	UN
-----	0.84 to 0.91	<0.84	>0.91



Continuación figura 45.

Valores bajo normas ASTM			
	AC	QU	UN
-----	≤3.5	-----	>3.5

---

Color	ACCEPTABLE
-------	------------

---

Fuente: elaboración propia.

El valor obtenido durante la prueba es menor a 0.90, siendo menor al valor 1.182 – 1.566 g/ml que debería reflejar un aceite con PCB.

Con esta primera prueba, como parte del proceso de mantenimiento preventivo de los equipos de potencia del sistema central, se puede determinar que no existe PCB en el aceite del transformador 5 de Guatemala Sur.

Este resultado se podrá corroborar con la prueba que se realizará con los CLOR-N-OIL KITS que se están adquiriendo.

### 5.1.2. Análisis de resultados equipos no operativos

De manera general se encontraron los siguientes aspectos en el manejo y áreas de equipos no operativos.

- No se cuenta con una base de datos del número de equipos instalados en la red, incluyendo capacitores y transformadores.



- Hay equipos en desuso tanto nuevos como con desperfectos, los cuales son objeto de reparación para su posterior montaje en la red.
- Dentro del equipo en desuso se encuentran unidades consideradas como desechos.
- La mayoría de los equipos nuevos son de los años 90 en adelante.
- Aproximadamente un 70 % de los transformadores hallados son de monofásicos, sin embargo, en algunos lugares se hallaron equipos trifásicos en desuso.
- Los equipos de desecho son los que, por razones de sobrecarga, o cualquier otra falla eléctrica se arruinaron y no tienen reparación alguna. Dentro de estos equipos algunos aparentemente son antiguos, por lo tanto, son potenciales de contener PCBs. Además, hay equipos que físicamente parecen antiguos, pero no se posee el dato del año de su fabricación, la mayoría de ellos no poseen placa o se encuentra desmantelado o sin tapa estando el dieléctrico de estos en el suelo, expuestos al personal y al entorno en general.
- Se localizaron equipos de gran volumen de aceite, sin placas características, ni etiquetados con información de PCB.
- En general las tareas de mantenimiento se practican sin ningún tipo de protección personal para los trabajadores, trabajando éstos en contacto directo con el dieléctrico.

- La actividad de utilizar partes de equipos de desecho como repuestos de equipos descompuestos, incrementa las posibilidades de contaminación cruzada. Además de la práctica común del intercambio de aceite entre transformadores.

## **5.2. Infraestructura eliminación y almacenamiento de equipos eléctricos**

Durante el trabajo de campo se determinó que en la institución no se cuenta con infraestructura técnica adecuada para el manejo ambientalmente racional de los PCB, esto tomando como referencia el acuerdo con las disposiciones y lineamientos de la secretaría del Convenio de Basilea.

Para el caso del almacenamiento, transporte y eliminación de equipos o sitios contaminados con PCB no se cuenta con procedimientos que seguir ni alternativas disponibles para realizarlas de acuerdo con buenas prácticas de manejo de desechos eléctricos.

En cuanto a la descontaminación de equipos, algunas empresas de mantenimiento ofrecen este servicio durante el mantenimiento o cambio de aceite de los transformadores. Sin embargo, no se ha estudiado el grado de efectividad de esta práctica en equipos fabricados o contaminados con PCB o no se tiene registro de realización de un proceso de descontaminación sobre equipos que hayan contenido PCB.



## **6. ALTERNATIVAS DE MANEJO ADECUADO DE DESECHOS**

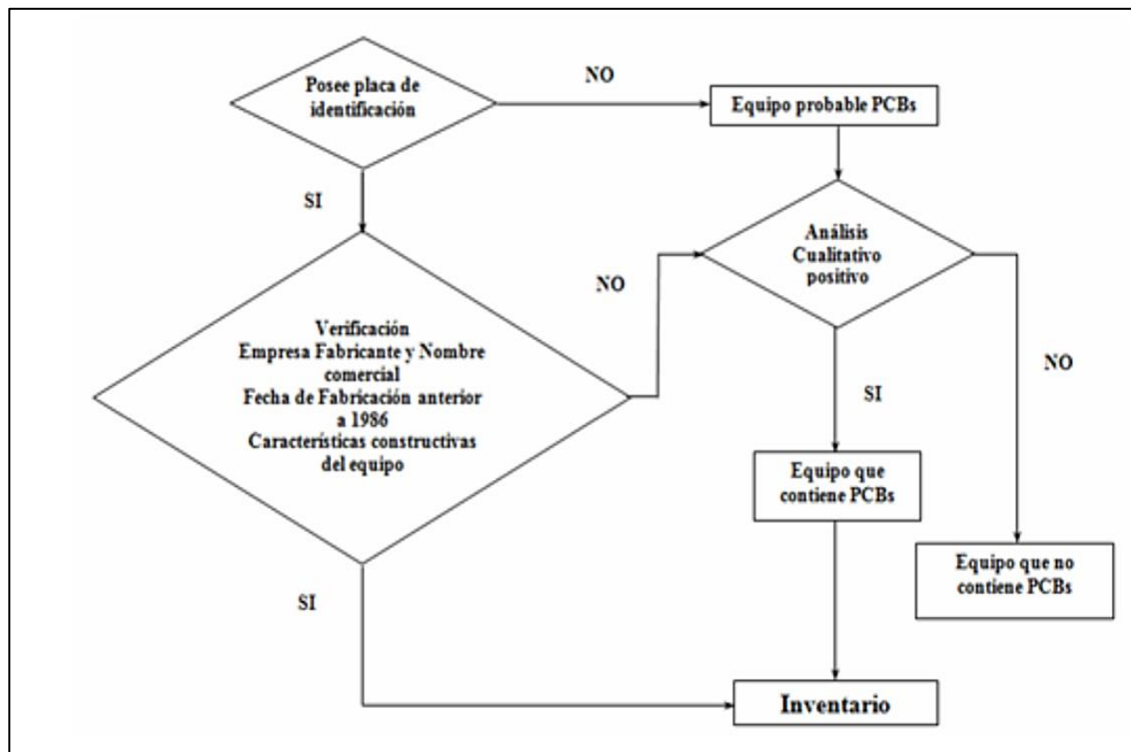
### **6.1. Realización de un inventario de PCB**

Realizar un inventario de PCBs debe ser un objetivo principal en la gestión administrativa y técnica normal de las empresas eléctricas, para que cada empresa pueda manejar adecuadamente sus PCBs.

Debido a la dificultad y riesgo de intervenir en los equipos eléctricos operativos, el inventario se sugiere se inicie a partir de los equipos que son considerados obsoletos o que se encuentran almacenados como chatarra, con el inventario se obtendría valiosa información que ayudará a conocer y cuantificar la cantidad de equipos por voltaje, tamaño, cantidad o volumen de aceite, y si contienen o no PCBs. Con esta información se puede definir el tipo de tratamiento y almacenamiento que se requiere.

El siguiente diagrama de flujo propone los pasos lógicos que se pueden seguir para la realización de un inventario de PCBs.

Figura 46. Diagrama de flujo para identificación de equipos con PCBs



Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el medio ambiente (2009). *Convenio de Estocolmo sobre contaminantes orgánicos persistentes (COP)*. Consultado el 3 de mayo de 2021. Recuperado de <https://observatoriop10.cepal.org/es/tratados/convenio-estocolmo-contaminantes-organicos-persistentes>.

El siguiente formulario se propone obtener la información necesaria para realizar un adecuado inventario de PCB.

Figura 47. **Formulario de registro de equipos con PCB**

		Número de muestra:	
		Fecha:	
<b>Información correspondiente al equipo que pueda contener PCB's</b>			
1	Nombre del fabricante y país de origen		
2	Número de serie		
3	Potencia (voltaje)		
4	Fecha de fabricación		
5	Peso	Equipo (peso seco, kg.)	
		Aceite/líquido (L. o kg.)	
		Peso total (kg.)	
		Dimensiones del equipo (largo, ancho, alto, en pies o metros)	
6	Nombre del líquido o aceite aislante/refrigerante, etc.		
7	Contiene PCB's	SI	
		NO	
		Equipo vaciado	
8	Especificar si se hizo análisis de PCB's, cuándo y por qué método		
9	Indicar la fuente de la información anterior: placa o número en el equipo		
10	Situación operativa del equipo	En uso: sí/ desde cuándo	
		Chatarra	
		Desmantelado	
11	Condiciones del equipo	¿Filtraciones?	
		¿Requiere intervención inmediata?	
		Condiciones de almacenamiento: al aire libre, en recinto cerrado.	
12	Otras observaciones		

Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el medio ambiente (2009). *Convenio de Estocolmo sobre contaminantes orgánicos persistentes (COP)*. Consultado el 3 de mayo de 2021. Recuperado de <https://observatoriop10.cepal.org/es/tratados/convenio-estocolmo-contaminantes-organicos-persistentes>.

La clasificación de resultados se puede realizar de acuerdo con los siguientes datos puntuales para cada tipo de prueba.

Tabla XX. **Clasificación para análisis de aceites dieléctricos**

PRUEBA		NORMA ASTM	ACEPTABLE	DUDOSO				INACEPTABLE
Rigidez dieléctrica		D877/D1816	≥ 30 / 24	25-29 / 20-24				< 25 / 20
Color		D1524	≤ 3.5					>3.5
No. de neutralización		D974	< 0.05	≥ 0.05 A 0.10				> 0.10
Tensión interfacial		D971	≥ 32	< 32.0 A 28.0				< 28.0
Gravedad específica		D1298	0.84 A 0.91	< 0.84				> 0.91
Aspecto visual		D1524	CLARO	OSCURO				TURBIO
Sedimentos		D1698	LIMPIO	LIGEROS				DENSOS
Factor de potencia	25 °C	D924	< 0.1	0.1 A 0.3				> 0.3
	100 °C	D924	< 3.0	3.0 A < 4.0				≥ 4.0
Contenido de humedad Karl Fisher	< 69 kV	D1533	≤ 30	> 30 A < 35				≥ 35
	69-288 kV	D1533	≤ 20	> 20 A < 25				≥ 25
	> 345 kV	D1533	≤ 15	> 15 A < 20				≥ 20
% de saturación	< 69 kV	D1533	< 15	≥15 A 20				> 20
	69-288 kV	D1533	< 8	≥8 A 12				> 12
	> 345 kV	D1533	< 5	≥5 A 7				> 7
% humedad / base seca			Grado A	Grado B	Grado C	Grado D	Grado E	
	< 69 kV	D1533	< 1.25	1.26 - 2.00	2.01 - 2.50	2.51 - 4.00	> 4.01	
	69-288 kV	D1533	< 0.85	0.86 - 1.35	1.36 - 1.70	1.71 - 2.65	> 2.66	
	> 345 kV	D1533	< 0.56	0.56 - 0.85	0.86 - 1.05	1.06 - 1.70	> 1.71	
Contenido bifenilos policlorados		D4059	0 A 45	46 A 50				> 50

Fuente: Pérez y López. (2012). *Transformadores Eléctricos*.

### 6.1.1. Inventario preliminar

Durante la investigación de campo se encontraron equipo que ya está analizado su contenido de PCB, con este inventario es difícil estimar la cantidad exacta de aceite contaminado, se confirmó la presencia de PCBs, objetivo principal del inventario.

### 6.1.2. Inventario definitivo

El inventario definitivo se debe realizar sobre todos los equipos activos y fuera de servicio del sistema, iniciando con los equipos obsoletos y aceite

almacenado, este trabajo requiere planificación y estrategias entre varias áreas de la empresa, así como un cronograma adecuado y real que pueda ser ejecutado.

El inventario definitivo es la herramienta básica que ayudará a la empresa a ejecutar planes de acción con respecto a la complejidad y tamaño del problema.

## **6.2. Tratamiento y almacenamiento de residuos**

Se describirán los tratamientos y eliminación de PCB, además del almacenamiento final de desechos con PCB.

### **6.2.1. Tratamientos y eliminación de PCB**

En el caso de los desechos o residuos catalogados como no peligrosos sin contenido de PCB se proponen los siguientes tratamientos bajo la premisa de la aplicación de las 4R.

- Reducción - Minimización: Es la técnica más difícil consiste en la reducción del volumen de residuos en el punto de origen del mismo, es decir la aplicación de técnicas apropiadas de manejo para la minimización de los residuos.
- Reusó: Se refiere a la posibilidad de que los materiales pueden ser nuevamente usados para desempeñar otras labores sin alterar su estructura.
- Reciclaje: Es el método mediante el cual el residuo se valoriza y además reduce su volumen, usándolo después de algún proceso físico químico.



- Reutilización Esta técnica permite volver a usar los residuos generados para otro fin sin realizar un proceso químico en el residuo.

Para el caso de los residuos peligrosos tenemos los siguientes tratamientos.

- Físico químico
- Biológico
- Térmico

Los tres tienen por objeto reducir el volumen y riesgo del residuo, algunos promueven la destrucción de productos indeseables, otros alteran sus características de peligrosidad de modo que la disposición final al ambiente sea aceptable.

En este proceso se utilizan métodos sencillos como:

- Neutralización de materiales alcalinos y ácidos.
- Solidificación o encapsulamiento para inmovilizar al contaminante.
- Utilización de polímeros que descomponen sustancias tóxicas.
- Incineración a temperaturas y condiciones controladas, este también se considera un tipo de disposición final.

Los equipos fuera de servicio que ya fueron evaluados y registrados como peligrosos por contener PCB se deben utilizar un sistema seguro de disposición final de equipos.

Se han desarrollado una gran variedad de tecnologías para la eliminación o la reducción de concentraciones de PCB que pueden aplicarse a las diferentes categorías de sustancias, equipos o residuos.

En el caso de los equipos eléctricos, se da especial atención al caso de los transformadores y capacitores ya que los mismos, bajo determinadas condiciones pueden ser descontaminados y recuperados en su totalidad o pueden aprovecharse algunas partes útiles.

En otros casos, cuando no es posible la descontaminación se procede a la destrucción de los PCB por diferentes métodos.

En general, todas las instalaciones y equipos utilizados para el procesamiento, tratamiento y eliminación de desechos peligrosos, incluidos los desechos con PCB, deben diseñarse con arreglo a prácticas adecuadas de ingeniería, y fabricarse e instalarse de conformidad con los estándares reconocidos. Los planos de ingeniería pertinentes deben estar disponibles, y referirse a todas las partes del equipo, abarcando todas las características de funcionamiento que sean necesarias.

#### **6.2.1.1. Descontaminación**

La descontaminación es un proceso que se aplica a los transformadores y capacitores que contienen PCB. En el caso de los transformadores la descontaminación se puede hacer con dos posibles objetivos:

Lograr la reutilización del transformador, como un equipo libre de PCB.  
Recuperar piezas y partes componentes de los equipos para su reciclado.

La primera opción no se aplica en el caso de los capacitores, los cuales por lo general se descontaminan solamente con el objetivo de aprovechar partes del equipo.

Si se pretende la reutilización de un transformador, el tratamiento consiste en drenar el aceite de PCB y descontaminarlo para reincorporarlo, ya libre de PCB, nuevamente al transformador, o bien sustituirlo por otro aceite dieléctrico que no contenga PCB, en tanto que el aceite original se destruye. Este proceso recibe el nombre de retroalimentación o retro llenado. La descontaminación del aceite puede realizarse mediante la aplicación de algunas de las tecnologías de destrucción de los PCB, las cuales se describen más adelante.

Una vez extraído el aceite, el transformador puede lavarse con solvente antes de proceder a llenarlo nuevamente.

Las partes metálicas que conforman los transformadores pueden descontaminarse fácilmente con ayuda de un solvente. Sin embargo, el alambre de cobre revestido de barniz, por ejemplo, resulta mucho más difícil de descontaminar. Los puntales de madera y el papel, por su parte, generalmente no se pueden descontaminar y deben ser destruidos.

Los solventes empleados en la descontaminación pueden recuperarse por destilación, pero aún quedarán residuos de PCB que es necesario destruir.

#### **6.2.1.2. Incineración**

La incineración a alta temperatura constituye la tecnología más utilizada para la destrucción de los PCB. Cuando se aplica correctamente se pueden alcanzar eficiencias de eliminación cercanas al 100 %.

Los principales productos de la incineración son dióxido de carbono y agua así como una ceniza inorgánica.

La efectividad de la incineración es función del tiempo de residencia, la temperatura, la turbulencia y el contenido de oxígeno. Para mantener estos parámetros en el punto deseado y asegurar la eficacia del sistema de depuración de gases es preciso mantener un riguroso control del proceso y vigilar las emisiones a fin de reducir al mínimo los efectos ambientales.

Las cenizas producidas no constituyen un problema especial para su eliminación. Normalmente, los lodos líquidos y diluidos se introducen en el incinerador por bombeo.

Los sólidos, incluyendo los equipos, pueden requerir algún tipo de procesado previo como puede ser el despedazado, recorte, empaçado, etc.

### **6.2.1.3. Hornos de cemento**

Constituyen un ejemplo de la eliminación de desechos en equipos utilizados para la producción de bienes industriales. La fabricación del cemento necesita de combustible que caliente la mezcla agregada y en lugar del fuel oil pesado pueden utilizarse desechos que tengan un valor calórico suficiente. Los desechos de solventes clorados pueden emplearse en el horno como combustible suplementario.

Los materiales sólidos pueden introducirse en un punto central de la parte descendente del horno. Los hornos de cemento tienen una alta estabilidad térmica y alcanzan temperaturas superiores a 2,000 °C con bajos tiempos de retención para gases y materias primas.

#### **6.2.1.4. Biodegradación**

La biodegradación se ha empleado con relativo éxito para la descontaminación de suelos y sedimentos con bajo nivel de contaminación (habitualmente menos de 500 ppm). El éxito del método depende de diversos factores, como son:

- El tipo de producto que contiene PCB.
- La presencia o la inyección de los tipos apropiados de bacterias.
- La presencia o inyección de la suficiente cantidad de nutrientes, humedad, calor y oxígeno para un adecuado crecimiento de las bacterias.

#### **6.2.2. Almacenamiento final de desechos con PCB**

Los lugares de almacenamiento deben localizarse en puntos estratégicos que cumplan con lo siguiente:

- Se debe considerar que el lugar seleccionado se encuentre a una distancia mínima de 100 m de cualquier cuerpo de agua, escuelas, hospitales, fábricas de alimentos o sitios para la preparación de comidas.
- Los sitios de almacenamiento deben estar localizados en terrenos no inundables con vías de tránsito no muy congestionadas.

Para minimizar riesgo de contaminación e incendio, los lugares de almacenamiento de deben construir tomando en consideración las siguientes medidas de prevención:

Las paredes deben estar diseñadas de tal manera que tengan una resistencia al fuego de 60 minutos. Los materiales más adecuados son hormigón, ladrillo sólido o bloques de hormigón.

El piso deberá cumplir con las siguientes condiciones:

- Ser impermeable ante eventuales derrames de aceite.
- Liso, pero no resbaladizo para evitar accidentes.
- De fácil limpieza.
- Resistente al tránsito de montacargas durante el transporte de los transformadores, para evitar fisuras.

Debe existir una canaleta en el perímetro interior de la bodega, que se conecte directamente a una cisterna impermeable especialmente construida para retención de aceite, evitando escapes incontrolados a cursos de agua cercanos y a los acuíferos subterráneos. La cisterna debe ser construida con una capacidad de almacenamiento de por lo menos el 50 % del volumen del aceite que existirá en la bodega.

Techo liviano para evitar afectaciones debido a las aguas lluvias.

La bodega debe estar bien ventilada, para evitar la acumulación de vapores y de gases en el caso de eventuales incendios. El techo debe tener una separación de unos 40 cm de las paredes a lo largo de todo el perímetro.

Entre el piso y la puerta de ingreso debe existir una separación que permita el ingreso del aire por la parte inferior para permitir la circulación y aireación constante de la bodega.

Posibilidad de dos accesos, a efectos de facilitar la entrada y salida en casos de emergencia. Ambas puertas de ingreso se construirán a 30 cm sobre el piso. Además, deberán contar con una rampa doble de comunicación con pendiente adecuada para permitir el ingreso del montacargas.

Si no se considera la necesidad de iluminación artificial, es suficiente con la instalación de paneles transparentes en el techo para contar con iluminación natural, sumado el ingreso de luz por las puertas de ingreso cuando estén abiertas.

Dentro de las instalaciones es necesario que se usen recipientes adecuados para contener y evitar derrames de aceite dieléctrico y materiales contaminados con PCBs. Los tanques o recipientes se usan principalmente cuando se detecta que un transformador está perdiendo líquido por su tanque metálico y no puede ser reparado. Es importante indicar que, si un equipo está en perfectas condiciones, el propio transformador constituye el recipiente más adecuado para contener el aceite dieléctrico.

Los equipos deben ser almacenados sobre pallets de madera para evitar el contacto con el piso y no ser apilados uno sobre otro. Los transformadores de 10 y 25 kV se podrán apilar únicamente sobre estructuras de acero, los equipos de mayor peso, tamaño y potencia se colocan en el piso y sobre los pallets. Las estructuras de acero se construyen para una fila de transformadores. La altura de construcción de la estructura metálica es de 1.50 m, no debe ser más alta en caso de que ocurra alguna contingencia.

Sobre los transformadores de potencia no se apilan transformadores debido a sus grandes dimensiones, estos se colocarán en las esquinas de la bodega

como mejor alternativa. Cuando el aceite de un equipo debe ser extraído, éste se almacenará en tanques especiales, que deben cumplir con lo siguiente:

Los tanques de almacenamiento serán de acero y sellados que cumpla especificaciones de seguridad:

- El nivel de llenado de los tanques es de hasta un 90 % de su capacidad.
- Contenedores de acero.
- Para líquidos: densidad 1,5 g/cm<sup>3</sup>.
- Para sólidos: máximo peso neto.
- Valor en kPa de la prueba de presión hidráulica: > 100 kPa.

Todos los materiales contaminados con PCBs deben ser colocados en tanques abiertos con tapa asegurable y colocarse sobre pallets de madera, además pueden ser apilables.





## CONCLUSIONES

1. Se identifica que existe baja capacidad en el manejo de desechos eléctricos generados en las subestaciones del Sistema Central de INDE, siendo un problema mayor el desconocimiento y la falta de concientización de los trabajadores, respecto del riesgo y la peligrosidad de los PCB a la salud y al ambiente.
2. Los tipos de desechos eléctricos en las subestaciones del Sistema Central de INDE se clasifican como, desechos no peligrosos y desechos peligrosos de acuerdo a su contenido de PCB.
3. Se identifica que los métodos de análisis químico son los más convenientes y seguros para análisis, detección y cuantificación de PCBs.
4. Un aceite con valor de densidad relativa entre 1.18-1.57 g/ml, es un aceite que se considera con alto contenido de PCB.
5. Del total de equipos en operación, un 37 % de equipos pueden contener PCB de acuerdo a su año de fabricación.
6. Un plan de acción para el manejo y disposición final de desechos eléctricos debe priorizar acciones en términos de exposición y riesgo a la salud y medio ambiente, considerando la legislación nacional, así como leyes y reglamentos internos de la institución.



## RECOMENDACIONES

1. Realizar capacitaciones al personal técnico operativo sobre el uso, manejo, manipulación de equipos con PCB, a través de la unidad de capacitación de la institución.
2. Tomar en cuenta dentro de los planes ordinarios de mantenimientos de equipos del INDE, el análisis de la densidad de aceite como valor de referencia para considerarlo o no con contenido de PCBs, y de ser posible confirmar el contenido de PCB por medio del uso de cloro kit.
3. Programar y ejecutar análisis de PCB en todos los equipos operativos y no operativos del sistema central, por medio de análisis químico del aceite dieléctrico.
4. Identificar, etiquetar y retirar de uso todos los equipos y desechos contaminados con PCBs del sistema central con concentración mayor o igual a 50 ppm de PCB.
5. Desarrollar en la institución planes de gestión integral de los PCB, tomando como base al Acuerdo Gubernativo No.194-2018 reglamento para la gestión integral de bifenilos policlorados -PCB- y equipos que lo contienen y la información contenida en el presente trabajo.



## REFERENCIAS

1. Cruz, W. (2010). *Las pruebas de fabricación de los transformadores de potencia, de 501 KVA y mayores, su propósito e importancia. descripción y análisis de normas y protocolos aplicables* (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.
2. Erickson, M. (2009). *Analytical Chemistry of PCBs*. Inglaterra, Reino Unido: Taylor & Francis Group.
3. Fuentes, C. y Morales, K. (2007). *Propuesta de normativa para el manejo adecuado de equipos eléctricos con bifenilos policlorados en Guatemala* (Tesis de licenciatura). Guatemala: Universidad de San Carlos.
4. Gualim, M. y Fuentes, D. (2006). *Inventario Nacional de transformadores y capacitores eléctricos que contengan bifenilos policlorados en Guatemala como insumo para la elaboración de un plan nacional de acción*. (Tesis de licenciatura) Universidad de San Carlos, Guatemala. Recuperado de [http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08\\_0606\\_EA.pdf](http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0606_EA.pdf).
5. González, I. (2011). *Diseño del montaje electromecánico de un banco de transformación de 195MVA, 230/69/13.8kV, a desarrollarse en la subestación de Guatemala Sur, de la institución ETCEE-INDE* (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala,

Guatemala. Recuperado de  
[http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08\\_0779\\_EA.pdf](http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0779_EA.pdf).

6. Kosow, I. (2008). *Máquinas Eléctricas y Transformadores*. Ciudad de México, México: Prentice-Hall Hispanoamericana, S.A.
7. Norabuena, G. (2020). *Impactos al ambiente y a la salud pública por bifenilos policlorados PCBs en el Callejón de Huaylas – Región Ancash, mayo – noviembre, 2015* (Tesis de maestría). Universidad Nacional Santiago Antúnez de Mayolo, Perú. Recuperado de [http://repositorio.unasam.edu.pe/bitstream/handle/UNASAM/4339/T033\\_31625862\\_M.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.unasam.edu.pe/bitstream/handle/UNASAM/4339/T033_31625862_M.pdf?sequence=1&isAllowed=y).
8. Pérez, S. y López, J. (2012). *Transformadores Eléctricos*. Pereira, Colombia: Editorial Universidad Tecnológica de Pereira. Recuperado de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/11511/Transformadores%20electricos.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
9. Programa Ambiental Regional para Centroamérica/Sistemas de Gestión para el Medio Ambiente. (2004). *Reporte Nacional de Manejo de Residuos en Guatemala*. Guatemala: Autor.
10. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. (16 de mayo, 2009). Convenio de Estocolmo sobre contaminantes orgánicos persistentes (COP). [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://observatoriop10.cepal.org/es/tratados/convenio-estocolmo-contaminantes-organicos-persistentes>.

11. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. (2004). *Manual de Chile sobre el manejo de Bifenilos Policlorados (PCBS; Askareles)*. Chile: Autor.
12. Stephen, C. (1990). *Máquinas Eléctricas*. D.F., México: McGraw-Hill.
13. Torres, I. (2017). *Diagnóstico de fallas en transformadores, análisis de gases disueltos*. Moldova: Editorial Académica Española.
14. Trashorras, J. (2015). *Subestaciones eléctricas*. Madrid, España: Ediciones Paraninfo.
15. Zorrilla, M., Rosa, E., Velazco, P. y Vanlangenhove, H. (2011). Sistema de Gestión para PCBs presentes en aceites de transformadores en Cuba. *Tecnología Química*, 31(2), 191-202. Recuperado de [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_abstract&pid=S2224-61852011000200006](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S2224-61852011000200006).



