



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROPUESTA PARA IMPLEMENTAR UN CENTRO DE  
DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN  
QUE PRESENTEN FALLA EN SU FUNCIONAMIENTO**

**Juan Carlos Fuentes Orozco**

Asesorado por el Ing. Rodolfo Enrique Ruiz Vega

Guatemala, noviembre de 2008

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROPUESTA PARA IMPLEMENTAR UN CENTRO DE  
DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN  
QUE PRESENTEN FALLA EN SU FUNCIONAMIENTO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**JUAN CARLOS FUENTES OROZCO**

ASESORADO POR EL ING. RODOLFO ENRIQUE RUIZ VEGA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
EXAMINADOR	Ing. Rodolfo Enrique Ruíz Vega
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

### **PROPUESTA PARA IMPLEMENTAR UN CENTRO DE DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN QUE PRESENTEN FALLA EN SU FUNCIONAMIENTO,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 27 de abril de 2007.

**Juan Carlos Fuentes Orozco**

Guatemala, 13 de marzo de 2008

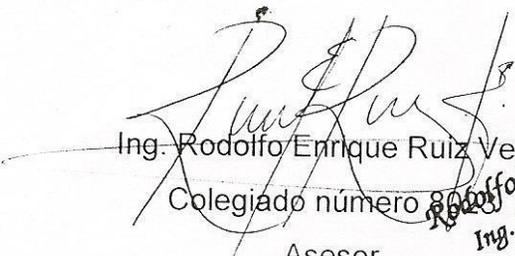
Señor Ingeniero  
Mario Renato Escobedo Martínez  
Director  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Director:

Tras haber asesorado al estudiante Juan Carlos Fuentes Orozco, con carné 2000-11605, en el desarrollo del trabajo de graduación titulado: **PROPUESTA PARA IMPLEMENTAR UN CENTRO DE DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN QUE PRESENTEN FALLA EN SU FUNCIONAMIENTO**, y haber revisado su contenido final sin encontrar alguna objeción al respecto, doy mi aprobación al mencionado trabajo de graduación.

El autor de este trabajo de graduación y su asesor son responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Atentamente,

  
Ing. Rodolfo Enrique Ruiz Vega  
Colegiado número 8023  
Asesor

**Ing. Rodolfo Enrique Ruiz Vega**  
**Ing. Mecánico Electricista**  
**Colegiado No. 8023**



Guatemala, 4 de noviembre de 2008.  
REF.EPS.DOC.998.11.08.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano  
Directora Unidad de EPS  
Facultad de Ingeniería  
Presente

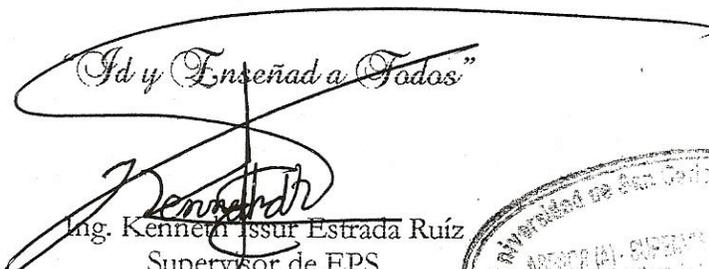
Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario JUAN CARLOS FUENTES OROZCO de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con carné No. 200011605, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“PROPUESTA PARA IMPLEMENTAR UN CENTRO DE DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN QUE PRESENTEN FALLA EN SU FUNCIONAMIENTO”**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

*“Dad y Enseñad a Todos”*  
  
Ing. Kenneth Issur Estrada Ruíz  
Supervisor de EPS  
Área de Ingeniería Electrónica



c.c. Archivo  
KIER/ra



Guatemala, 6 de noviembre de 2008.  
REF.EPS.DOC.998.11.08.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez  
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Escobedo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"PROPUESTA PARA IMPLEMENTAR UN CENTRO DE DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN QUE PRESENTEN FALLA EN SU FUNCIONAMIENTO"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **JUAN CARLOS FUENTES OROZCO** quien fue debidamente asesorado por el Ing. Rodolfo Ruíz y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruíz.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

*"Id y Enseñad a Todos"*

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zecaña de Serrano



NISZ/ra



Guatemala, 10 de NOVIEMBRE 2008.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señal Director  
Ing. Mario Ramos Escobar Marmola  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería USAC.

Señal Director,

Le permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
PROPUESTA PARA IMPLEMENTAR UN CENTRO DE  
DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN  
QUE PRESENTEN FALLA EN SU FUNCIONAMIENTO. del  
estudiante Juan Carlos Fuentes Orozco. que cumple con los  
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

DIRIGIDO A TODOS

Ing. José Guzmán Ledezma Barrios  
Coordinador de Ingeniería de Potencia



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: Juan Carlos Fuentes Otezo, titulado: PROPUESTA PARA IMPLEMENTAR UN CENTRO DE DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN QUE PRESENTEN FALLA EN SU FUNCIONAMIENTO, procede a la autorización del mismo.

Mario Renato Escobar Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA 12 DE NOVIEMBRE 2008.



Ref. DTG.468.08

El Decano 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 Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **PROPUESTA PARA IMPLEMENTAR UN CENTRO DE DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN QUE PRESENTEN FALLA EN SU FUNCIONAMIENTO**, presentado por el universitario **Juan Carlos Fuentes Orozco**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Olympo Paiz Rosales  
Decano



Guatemala, noviembre de 2008

/cc  
cc. archivo

## **ACTO QUE DEDICO A:**

### **DIOS**

Fuente de sabiduría y por su gran presencia en mi vida. Gratitud eterna.

### **MIS PADRES**

Carlos Alejandro Fuentes y Glenda Orozco de Fuentes, mi triunfo sea en agradecimiento a sus múltiples esfuerzos.

### **MIS HERMANOS**

Brenda Fabiola, Mario Roberto y Juan Daniel, con la confianza de apoyarnos mutuamente en la vida.

### **LA MEMORIA DE MIS ABUELOS**

Rodrigo L. Orozco, Margarita Godínez de Orozco, Mario Fuentes y Rafaela Méndez de Fuentes; implorando al Creador por su descanso en la mansión celestial.

### **MIS TÍOS Y PRIMOS**

Con cariño y respeto.

### **PROFESOR LISANDRO HUMBERTO VASQUEZ**

En gratitud a su loable labor magisterial.

### **LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS**

Gloriosa máxima casa de estudios, por darme la oportunidad de forjarme como profesional.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

La Facultad de Ingeniería, que me brindó los conocimientos para mi vida profesional.

La empresa DEOCSA-DEORSA, al ingeniero Rodolfo Ruíz, a la ingeniera Jacqueline Sosa y a la licenciada Patricia Berdúo, por su apoyo durante la realización del Ejercicio Profesional Supervisado.

Ingeniero Kenneth Estrada, por la orientación y supervisión brindada.

Osberto Moisés Orozco y Luisa de Orozco, Ing. Robín Orozco y Fam., Darwin Orozco y Fam., Ludwin Orozco y Licda. Yaquelin Orozco, por su apoyo incondicional.

Belisario Orozco (D.E.P.) y Floridalma Fuentes de Orozco; Adolfo, Ricardo, Ana Silvia, César y Guillermo Orozco Fuentes, por su aprecio y apoyo.

María Francisca Feliciano, por sus atenciones y cuidados.

Mis compañeros universitarios, por su solidaridad en las aulas y con la consigna de superarnos para ser útiles a la sociedad.

Mis amigos: Daniela Paíz, Héctor Sagastume, Eduardo Alexander Fuentes, José Luis Díaz y Filogonio Gómez, por los momentos compartidos.

## ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	<b>V</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b>	<b>XI</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>XIII</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>XVII</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>XIX</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>XXI</b>
<b>1. ASPECTOS GENERALES</b>	<b>01</b>
1.1 Distribución de energía eléctrica en Guatemala	01
1.2 Normas técnicas de distribución de electricidad	03
1.3 Características generales de los transformadores de distribución	05
1.3.1 Principio de funcionamiento	05
1.3.2 Clasificación	07
1.3.3 Datos técnicos	09
<b>2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>11</b>
2.1 Tipos de falla en los transformadores de distribución	11
2.1.1 Deterioro del aceite	12
2.1.2 Fallas en equipo auxiliar	12
2.1.3 Fallas en los devanados	13
2.2 Tasa de falla de transformadores de distribución por región	14
2.3 Análisis de la tasa de falla de los transformadores de distribución	18

<b>3. CRITERIOS PARA LA UBICACIÓN DEL CENTRO DE DIAGNÓSTICO</b>	<b>27</b>
3.1	Análisis de criterios para la ubicación 27
3.2	Elección de la ubicación ideal 29
3.3	Dimensiones y características de la instalación 30
<b>4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS SOBRE PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>49</b>
4.1	Normas técnicas para la ejecución de pruebas a transformadores de distribución 49
4.2	Características técnicas de equipos de pruebas 51
4.3	Pruebas dentro del centro de diagnóstico 57
4.3.1	Inspección general del estado del transformador 57
4.3.2	Pruebas al aceite dieléctrico 58
4.3.2.1	Inspección visual de aceite 59
4.3.2.2	Prueba de ausencia de PCBs 59
4.3.2.3	Prueba de rigidez dieléctrica del aceite 63
4.3.2.4	Análisis físico químico del aceite 66
4.3.3	Pruebas eléctricas a los devanados 73
4.3.3.1	Resistencia de aislamiento 73
4.3.3.2	Relación de transformación 76
4.3.3.3	Prueba de polaridad 78
<b>5 PROCEDIMIENTOS</b>	<b>81</b>
5.1	Procedimiento general en caso de falla en un centro de transformación 81
5.1.1	Acciones de brigada de mantenimiento 82

5.1.2	Proceso de transporte de equipos que presenten falla	86
5.2	Procedimiento general para el funcionamiento del centro de diagnóstico	87
5.2.1	Recepción de transformadores en el centro de diagnóstico	87
5.2.2	Diagnóstico del transformador basándose en pruebas de funcionamiento	89
5.2.3	Proceso de reciclaje de transformadores sin reparación	92
<b>6</b>	<b>ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DEL CENTRO DE DIAGNÓSTICO</b>	<b>93</b>
6.1	Costos generales del centro de diagnóstico	93
6.1.1	Inversión inicial	93
6.1.2	Costos de operación	94
6.1.3	Costos de mantenimiento	99
6.2	Beneficios a percibir	103
6.3	Rentabilidad del centro de diagnóstico	105
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>109</b>
	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>111</b>
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>113</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>115</b>



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1	Regiones de distribución por empresa distribuidora	2
2	Representación de un transformador	6
3	Transformador de distribución de 15 KVA	7
4	Partes de un transformado autoprotegido	8
5	Gráfica de falla de transformadores por región para DEOCSA, año 2006	17
6	Porcentaje de falla de transformadores de distribución	19
7	Análisis de transformadores que presentaron falla en los devanados de acuerdo a una muestra aleatoria	22
8	Diseño propuesto para el centro de diagnóstico	31
9	Medida de fondo según capacidad	37
10	Disposición de los transformadores de distribución dentro del centro de diagnóstico	38
11	Grupos de transformadores dentro del centro de diagnóstico	41
12	Dimensiones del centro de diagnóstico	45
13	Circuito magnético y conexiones eléctricas de un medidor de resistencia de aislamiento	52

14	Copa estándar para la prueba de rigidez dieléctrica	55
15	Comparación de resultados para la prueba de PCBs	56
16	Pasos para la utilización del kit “Clor-n-oil 50”	62
17	Formas comunes de electrodos	66
18	Medidor de tensión interfacial (tensiómetro) vertical	68
19	Método de puente para la medición de la relación de transformación	77
20	Diagrama de conexiones TTR	77
21	Determinación de la polaridad de un transformador usando una fuente de C. A.	79
22	Formato para el diagnóstico de un transformador.	90
23	Diagrama de flujo del proceso de diagnóstico de transformadores de distribución	91

## TABLAS

I	Descripción sedes de mantenimiento. DEOCSA	15
II	Cantidad de Transformadores que presentaron falla, año 2006	16
III	Porcentaje de falla de transformadores de distribución en base a los transformadores que fallaron en el año 2006	18
IV	Análisis estadístico de falla de equipos por mes durante el año 2006	20
V	Análisis estadístico de falla de equipos por región durante el año 2006	21
VI	Muestreo de transformadores que pueden contener PCBs	25
VII	Características constructivas de distintos transformadores	32
VIII	Transformadores que presentaron falla según potencia y voltaje para DEOCSA en el año 2006	33
IX	Porcentaje de falla en base al número de equipos dañados, según estadísticas de DEOCSA, año 2006	35

X	Cantidad de transformadores recuperables y no recuperables de acuerdo al porcentaje de falla	36
XI	Especificaciones de prueba para el probador de rigidez dieléctrica	64
XII	Comportamiento de rigidez dieléctrica en distintos tipos de aceites	65
XIII	Peso muestra de aceite para prueba de acidez	72
XIV	Tensiones de prueba	75
XV	Inversión inicial	94
XVI	Esquema general para el cálculo del costo del traslado de equipos desde las diferentes sedes hacia el centro de diagnóstico	95
XVII	Salario de personal	98
XVIII	Porcentaje de aumento de red con base al período de enero a diciembre del año 2006, en la zona de DEOCSA	99
XIX	Proyección de la cantidad de transformadores instalados en DEOCSA para diferentes años tomando como base el número de transformadores instalados en diciembre del año 2006	100
XX	Proyección del número de transformadores que pudieran fallar en DEOCSA para los siguientes 5 años	101

XXI	Proyección del número de transformadores recuperables durante 5 años en DEOCSA clasificados según potencia y voltaje	101
XXII	Costo de stock de repuestos para transformadores recuperables durante el primer año dentro del centro de diagnóstico	102
XXIII	Costo de stock de repuestos dentro del centro de diagnóstico para los siguientes cuatro años	102
XXIV	Costos de mantenimiento adicionales en el centro de diagnóstico	103
XXV	Costo de compra de transformadores nuevos según clasificación	104
XXVI	Beneficios a percibir dentro de los primeros cinco años de funcionamiento del centro de diagnóstico	104
XXVII	Cronograma de costos y beneficios dentro de los primeros cinco años en el centro de diagnóstico	105
XXVIII	Cuadro de flujo de caja para los primeros cinco años de operación del centro de diagnóstico	107



## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>°C</b>	Grados Celsius.
<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista.
<b>ANSI</b>	American National Standards Institute
<b>ASTM</b>	American Society for Testing Materials
<b>AT</b>	Alta Tensión.
<b>BT</b>	Baja Tensión.
<b>CC</b>	Corriente Continua.
<b>cm</b>	Centímetros
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
<b>COR</b>	Centro de Operaciones de Red.
<b>DEOCSA</b>	Distribuidora de Electricidad de Occidente Sociedad Anónima
<b>DEORSA</b>	Distribuidora de Electricidad de Oriente Sociedad Anónima
<b>EEGSA</b>	Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima.
<b>EPA</b>	Enviromental Protection Agency.
<b>ft</b>	Pies.
<b>Hz</b>	Hertz.
<b>IEEE</b>	Institute of Electronic & Electrical Engineers.
<b>Kg</b>	Kilogramos.
<b>KV</b>	Kilo Volts.
<b>KVA</b>	Kilo Volts Ampere.
<b>KΩ</b>	Kilo Ohms.
<b>Lbs</b>	Libras
<b>m</b>	Metros
<b>mA</b>	Miliamperios.

<b>ml</b>	Mililitros.
<b>mm</b>	Milímetros.
<b>MT</b>	Media Tensión
<b>MW</b>	Mega Watts
<b>MΩ</b>	Mega Ohms
<b>Nprim</b>	Número de Vueltas del Devanado Primario.
<b>Nsec</b>	Número de Vueltas del Devanado Secundario.
<b>PCB</b>	Polychlorathed Biphenyls (Bifenilos Policlorados)
<b>ppm</b>	Partes por millón
<b>S. A.</b>	Sociedad Anónima.
<b>Std</b>	Standard
<b>TIR</b>	Tasa Interna de Retorno
<b>TTR</b>	Transformer Test-Turn Ratio
<b>TΩ</b>	Tera Ohms.
<b>V</b>	Voltios.
<b>VAN</b>	Valor Actual Neto.
<b>Vprim</b>	Voltaje en el Devanado Primario.
<b>Vsec</b>	Voltaje en el Devanado Secundario.

## GLOSARIO

<b>Abombamiento</b>	Acción de abombar, condición que se presenta en el tanque de un transformador, se manifiesta por una curva hacia el exterior.
<b>Capacidad de un transformador</b>	Es la máxima carga permitida que se puede conectar al transformador, expresada en KVA.
<b>Catalizador</b>	Es una sustancia capaz de acelerar o retardar una reacción química, permaneciendo éste mismo inalterado.
<b>Dieléctrico</b>	Materiales que no conducen la electricidad, por lo que pueden ser utilizados como aislantes, para transformadores el dieléctrico se refiere al aceite aislante que se encuentra dentro del tanque.
<b>Flicker</b>	Es el fenómeno de variación de la intensidad luminosa que afecta la visión humana, principalmente en el rango de frecuencias de 0 a 25 Hz.
<b>Gestión</b>	Proceso que desarrolla actividades productivas con el fin de generar rendimientos de los factores que en él intervienen.

<b>Incidencia</b>	Es la frecuencia con la que se presenta una condición específica.
<b>Ionización</b>	Es el proceso químico o físico mediante el cual se producen iones, estos son átomos o moléculas cargadas eléctricamente debido al exceso o falta de electrones respecto a un átomo o molécula neutra.
<b>Mercado mayorista</b>	Es el ámbito en el cual los agentes productores y los agentes consumidores, realizan sus transacciones comerciales de compra venta de energía y/o potencia.
<b>Nivel isoceraúnico</b>	Número de tormentas eléctricas al año.
<b>Resistencia de aislamiento</b>	Oposición del aislamiento al paso de la corriente eléctrica y que normalmente se expresa en megaohm.
<b>Sistema de distribución</b>	Son los componentes que permiten la distribución de energía eléctrica a nivel nacional, por ejemplo: subestaciones, líneas aéreas, transformadores de distribución, etc.
<b>Sobrecarga</b>	Se dice que en un circuito o instalación hay sobrecarga o está sobrecargada, cuando la suma de la potencia de los aparatos que están a él conectados, es superior a la potencia para la cual está diseñado el circuito de la instalación.

<b>Sobretensión</b>	Aumento de tensión capaz de poner en peligro el material o el buen servicio de una instalación eléctrica.
<b>Solución buffer</b>	Es aquel tipo de solución que ante la adición de un ácido o base son capaces de reaccionar oponiendo la parte de componente básica o ácida para mantener fijo el pH.
<b>Transformadores contaminados</b>	Transformadores que contienen un porcentaje de PCBs.
<b>Transformadores no recuperables</b>	Transformadores de distribución que por presentar una falla grave, su reparación es económicamente elevada en comparación a el valor de costo de un transformador nuevo, y no se considera su recuperación para ponerlos en servicio.
<b>Transformadores recuperables</b>	Transformadores de distribución que por presentar una falla leve, su reparación es económicamente baja en comparación del valor de costo de un transformador nuevo, por consiguiente se pueden recuperar y ponerlos en servicio nuevamente.



## RESUMEN

A partir de la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en la década de los noventa en Guatemala, surgen distintas empresas de capital privado que se encargan de las diferentes actividades para el suministro de electricidad a nivel nacional.

Dentro de la rama de distribución, forman un pilar de relevancia, las empresas de distribución de electricidad de occidente y de oriente (DEOCSA y DEORSA); debido a que son las encargadas de distribuir energía eléctrica a la mayor parte del territorio nacional, con excepción de la zona central y ciertos municipios que cuentan con su correspondiente empresa de distribución.

El elemento final para la distribución de energía eléctrica, es el transformador de distribución, que es el que se encuentra principalmente en los postes que llevan la energía a los usuarios finales, este elemento al encontrarse a la intemperie está expuesto a condiciones ambientales cambiantes, pero además a veces trabaja con sobrecargas continuas y no recibe un mantenimiento adecuado, por todo esto el elemento podría fallar provocando cortes de energía en distintos sectores.

El presente trabajo de graduación muestra en primer lugar, los distintos tipos de falla que podría presentar un transformador de acuerdo a las condiciones en las cuales se generó el mal funcionamiento; así mismo se presenta un análisis estadístico de la cantidad de transformadores que fallaron en el año 2006 para la región occidental del país, el análisis se hizo de acuerdo a datos proporcionados por DEOCSA.

Luego del análisis de falla, se presenta la metodología para el diseño del centro de diagnóstico, sus características y dimensiones finales, así mismo, se propone un proceso de realización de pruebas que permitan el diagnóstico correcto de un transformador de distribución dentro del local, para ponerlo a disposición dependiendo del resultado del diagnóstico, se muestran también las características generales de las pruebas en base a normas de IEEE.

Por último se hace un análisis de rentabilidad para la puesta en marcha del centro de diagnóstico, tomando factores como: inversión inicial, gastos de operación y mantenimiento así como también los beneficios que generará el funcionamiento adecuado del centro de diagnóstico.

## **OBJETIVOS**

### **GENERAL**

- Propuesta para implementar un centro de diagnóstico de transformadores de distribución que presenten falla en su funcionamiento para el occidente del país.

### **ESPECÍFICOS**

1. Observación y análisis de la tasa de falla de transformadores de distribución por región en la zona occidental de Guatemala.
2. Conocer las posibles fallas de un transformador de distribución y las causas que propiciaron el mal funcionamiento.
3. Establecer un procedimiento para la toma de acciones cuando un transformador de distribución presente una falla.
4. Establecer un procedimiento para la realización de pruebas de diagnóstico a transformadores de distribución.
5. Proponer y dimensionar una instalación para el centro de diagnóstico de transformadores de distribución
6. Comprobar la rentabilidad de la creación del centro de diagnóstico de transformadores de distribución de acuerdo a la propuesta.



## INTRODUCCIÓN

El sistema de distribución de Guatemala esta compuesto de subestaciones, líneas de media tensión, centro de transformación de poste y redes de baja tensión aéreas y subterráneas, se manejan voltajes de distribución de 13.8 KV. y 34.5 KV.

Existen distintas empresas de distribución que proporcionan energía eléctrica a nivel nacional. Una parte primordial del sistema de distribución del país son los centros de transformación de cada empresa de distribución. Generalmente están formados por uno, dos, tres o cuatro transformadores dependiendo de las necesidades de los usuarios.

Para dar un servicio eficiente, continuo y de alta calidad es indispensable que todos los transformadores de distribución se encuentren en buenas condiciones. Para ello es necesario que se tengan un procedimiento adecuado cuando algún elemento de un centro de transformación presente falla; con esto se logra identificar el tipo de falla y las acciones a tomar cuando se presente esta situación.

El presente trabajo presenta el análisis para proponer un centro de diagnóstico de transformadores de distribución que presenten algún tipo de falla, dependiendo de información estadística de falla y de las condiciones internas de una empresa de distribución de energía eléctrica. Este trabajo de graduación toma como base la empresa de distribución de electricidad de occidente, dividida en cinco regiones.



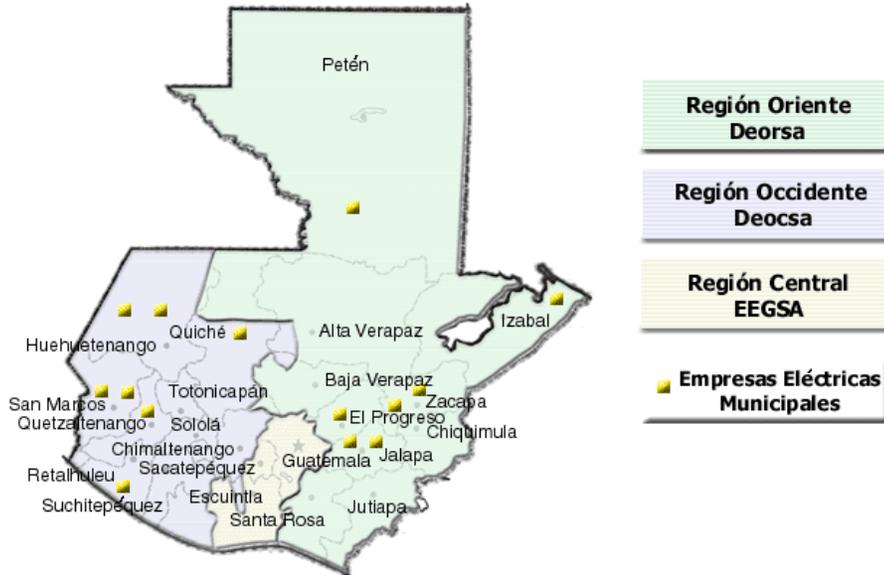
# **1. ASPECTOS GENERALES**

En el año 1996, el gobierno de Guatemala aprobó la Ley General de Electricidad y su correspondiente Reglamento; la Ley indicaba la necesidad de participación de inversionistas en la creación de empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, además se designó al Ministerio de Energía y Minas como responsable de la aplicación de esa Ley y su Reglamento. También se creó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Administrador del Mercado Mayorista.

## **1.1 Distribución de energía eléctrica en Guatemala**

A raíz de la separación de las actividades de generación transmisión y distribución de energía eléctrica, surge la Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A. y la Distribuidora de Electricidad de Oriente S. A. así como una nueva administración para la Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. En la actualidad, el mercado eléctrico está formado por 27 generadores, 3 transportistas, 19 comercializadores, 18 distribuidores y 621 grandes usuarios que actúan libremente.

**Figura 1. Regiones de distribución por empresa distribuidora**



**Fuente: Página Web de la CNEE sección estadísticas de distribución. [www.cnee.gov.gt](http://www.cnee.gov.gt)**

De los distribuidores de energía eléctrica, 3 son privados: DEOCSA, DEORSA y EEGSA y los restantes son Empresas Eléctricas Municipales. Como lo muestra la figura 1 las empresas de Distribución DEOCSA y DEORSA son las responsables de la distribución en 19 de los 22 departamentos del país, los tres restantes son la responsabilidad de EEGSA, pero existen Empresas Eléctricas Municipales encargadas de la distribución de electricidad en ciertos puntos del país como por ejemplo: San Marcos, Jalapa, Huehuetenango, etc.

Actualmente, las Empresas Eléctricas Municipales cuentan con aproximadamente 7% de la totalidad de usuarios conectados al sistema, DEOCSA cuenta con un 36%, DEORSA con un 21% y EEGSA con un 36%. La totalidad de usuarios registrada en el 2004 haciende a 1, 983,310 según estadísticas de la CNEE. <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Estadísticas de Distribución, página oficial CNEE. [www.cnee.gov.gt](http://www.cnee.gov.gt)

El sistema de distribución cuenta con subestaciones de 138/13.8 KV, 34.5/13.8 KV, etc. y líneas de distribución con voltajes de 13.8 KV y 34.5 KV, contando con transformadores de distribución de 5 hasta 100 KVA de capacidad dependiendo del tipo de carga conectada en baja tensión.

## **1.2 Normas técnicas de distribución de electricidad**

El Subsector Eléctrico de Guatemala lo conforman: el Ministerio de Energía y Minas encargado de aplicar la Ley General de Electricidad y su Reglamento, a través de una dependencia competente; el AMM ente privado y sin fines de lucro encargado de la gestión de Mercado Mayorista y la CNEE órgano técnico del Ministerio con la función de determinar los precios y calidad de la prestación de los servicios de transporte y distribución de electricidad, controlar y asegurar las condiciones de competencia en el Mercado Mayorista y demás responsabilidades que le asigne la Ley y su Reglamento.

Una de las responsabilidades de la CNEE que cita la Ley, es la de emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas, para ello y según específica el Reglamento, la CNEE emitió el 7 de abril de 1999 las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD- Resolución No. 09-99 y el 27 de octubre de 1999 las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución –NTDOID- Resolución No. 47-99.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> Ley General de Electricidad y Reglamento de la Ley General de Electricidad, Guatemala Noviembre 1996.

Las NTSD tienen como objetivo establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del Servicio Eléctrico de Distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tolerancias permisibles, métodos de control, sanciones, etc., respecto a la calidad del producto suministrado por el distribuidor, incidencia del usuario en la calidad del producto, calidad del servicio técnico y la calidad del servicio comercial.

Dentro de estas normas se establecen: índices y tolerancias de regulación de tensión e índices de desbalance del servicio suministrado por el distribuidor, distorsión armónica y flicker en la tensión, tanto del servicio suministrado como por parte del usuario a quien va dirigido el suministro; también se establecen indemnizaciones al no llegarse a cumplir estos índices, por parte del distribuidor como también del usuario. Además se hablan de parámetros dentro del servicio técnico y el servicio comercial que tienen como fin garantizar la buena calidad del servicio que le llega al usuario y la atención efectiva a sus requerimientos, quejas y reclamos.

Las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las instalaciones de Distribución tienen como objetivo que el diseño y operación de las instalaciones cumplan con criterios y requerimientos mínimos para garantizar la seguridad de las personas así como también de los bienes públicos y privados, sin perjudicar la calidad del servicio, los criterios y requerimientos señalan: la calidad de las líneas de distribución, parámetros de operación de subestaciones y líneas, distancias mínimas de seguridad en las instalaciones de distribución, sistemas de puesta a tierra, tipos y calibres de conductores y condiciones de líneas subterráneas.

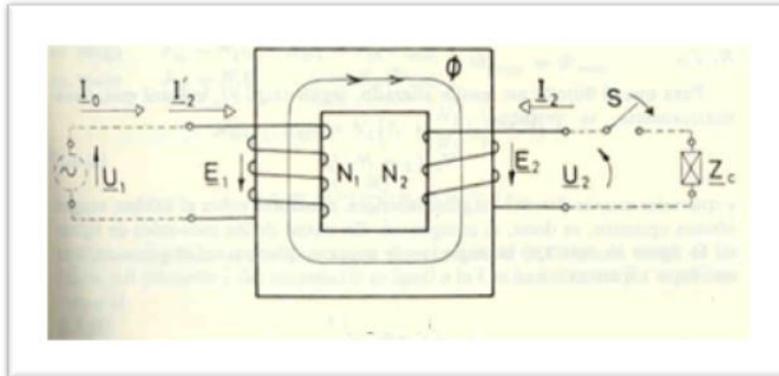
### **1.3 Características generales de los transformadores de distribución**

Los transformadores de distribución se usan ampliamente en nuestra sociedad; su función principal es entregar al usuario el nivel de voltaje correcto para su efectiva utilización. El transformador de distribución es básicamente un transformador de potencia que reduce la tensión de distribución a tensión de consumo final en distribuciones monofásicas, pueden formar bancos trifásicos, con transformadores de distribución monofásicos o se pueden construir transformadores de distribución trifásicos, dependiendo de la necesidad del usuario.

#### **1.3.1 Principio de funcionamiento**

Un transformador es una máquina eléctrica sin partes móviles, que por inducción electromagnética transforma los parámetros de voltaje y corriente. Está compuesto principalmente por un núcleo, un devanado primario y un devanado secundario, la corriente que circula por el devano primario crea un flujo magnético ( $\phi$ ) dentro del núcleo y este induce una tensión en el devanado secundario, la tensión inducida en el secundario depende del número de espiras de la bobina, lo cual resulta en la relación de transformación:  $a = N_{\text{prim}} / N_{\text{sec}} = V_{\text{prim}} / V_{\text{sec}}$ .

**Figura 2. Representación de un transformador**

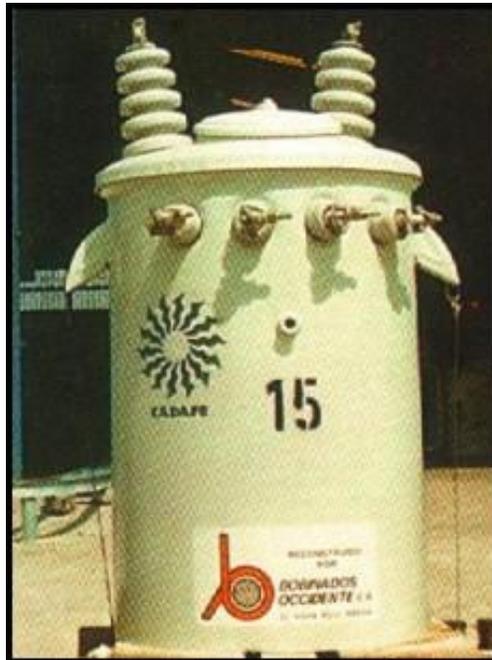


**Fuente: Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente.**

Como se dijo anteriormente un transformador de distribución tiene la función principal de proporcionar al usuario final el voltaje adecuado para su utilización, puede llegar a tener capacidad de hasta 500 KVA con tensión de hasta 34500 V en el lado de alta y hasta 15000 V en el lado de baja.

Esta compuesto por un núcleo de hierro laminado, una bobina de alta tensión y una bobina de baja tensión; el conjunto de núcleo y bobinas está sumergido en aceite dieléctrico, este aceite tiene la función de aislar la parte activa del transformador.

**Figura 3. Transformador de distribución de 15 kva**



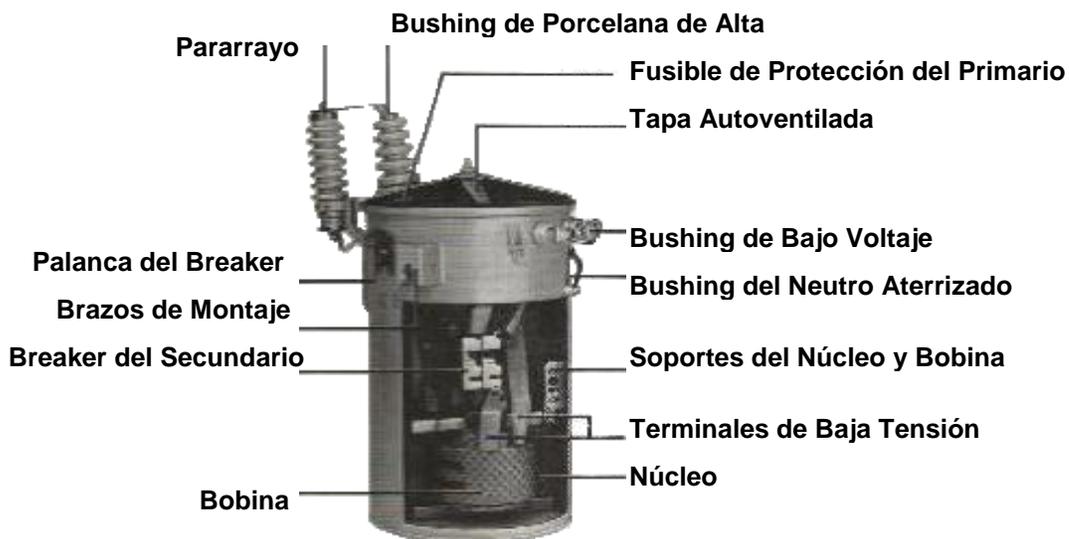
Fuente: [www.bobinadosoccidente.com/servicios/index.html](http://www.bobinadosoccidente.com/servicios/index.html)

### **1.3.2 Clasificación**

La clasificación de los transformadores de distribución depende de sus condiciones de operación e instalación, así pueden haber transformadores monofásicos y trifásicos, transformadores para uso exterior o para uso interior, transformadores tipo pedestal, transformadores tipo poste y transformadores tipo subestación. Los transformadores de distribución que se usan principalmente en Guatemala para líneas de distribución aéreas son de tipo poste, pueden ser convencionales o autoprotegidos.

Los transformadores convencionales son aquellos que dentro de su construcción no cuentan con dispositivos para protección contra sobrecargas o sobretensiones, en cambio los transformadores autoprotegidos llevan consigo un interruptor automático en el lado de baja para protección contra sobrecargas, un fusible primario para protección de la línea y un pararrayos para protección contra sobretensiones.

**Figura 4. Partes de un transformado autoprotegido**



Fuente: Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente.

### **1.3.3 Datos técnicos**

La capacidad de los transformadores de distribución utilizados en Guatemala puede variar dependiendo de la necesidad de los usuarios finales, así pueden haber transformadores de 5, 10, 25, 37.5, 50KVA, etc., con voltajes de 34.5 y 13.8 KV en el primario y normalmente de 240 / 120 V en el secundario. La frecuencia de operación de los transformadores de distribución en nuestro país es de 60 Hz.

Un transformador de distribución debe de operar a su capacidad nominal siempre que la temperatura promedio del ambiente no exceda 30° C y la temperatura máxima no sea mayor a 40° C, deben de estar diseñados para una altitud mínima de 1000 m. sobre el nivel del mar. El aumento en la altitud produce una disminución en la densidad del aire, esto genera un aumento en la elevación de la temperatura de los transformadores que dependen del aire para su disipación de calor.

Los transformadores deben ser capaces de operar con 5% arriba de la tensión nominal del secundario a capacidad nominal en KVA, sin exceder los límites de sobre-elevación de temperatura. Este requisito se aplica cuando el factor de potencia de la carga es de 80% ó mayor. También con 10% arriba de la tensión nominal del secundario en vacío, sin exceder los límites de sobre-elevación de temperatura. La rigidez dieléctrica del líquido aislante nuevo no debe ser menor de 33 KV.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Manual de Operación Y Mantenimiento Para Transformadores de Distribución. Prolec GE División Distribución. México.

Los transformadores de distribución se identifican por medio de la placa de características, que contiene los siguientes datos:

- Diagrama de conexiones eléctricas internas
- Marca del transformador
- Capacidad en KVA
- Número de fases
- Tensiones nominales de alta y baja
- Tensiones en las derivaciones
- Frecuencia
- Polaridad
- Porcentaje de impedancia
- Elevación de temperatura
- Nivel básico de aislamiento al impulso
- Número de serie
- Diagrama vectorial
- Peso total aproximado y cantidad de aceite
- Año de fabricación

## **2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

Un transformador de distribución es el encargado de llevar al usuario final el voltaje de operación para su utilización efectiva. Voltaje de 120 V es utilizado en muchos electrodomésticos y servicios dentro del hogar y oficina, voltaje de 240 V es utilizado en varios aparatos eléctricos en la industria y comercio. Los transformadores para sistemas aéreos de distribución son elementos que dentro del sistema, están expuestos a condiciones de operación muy diversas, por ejemplo condiciones climáticas extremas, sobrecargas y sobretensiones, etc.

### **2.1 Tipos de fallas en transformadores de distribución**

Debido a las características de operación los transformadores de distribución, estos necesitan de un mantenimiento correcto, con el fin de evitar en menor grado, las fallas que se pudieran presentar dentro de su funcionamiento normal. Las principales fallas en los transformadores de distribución se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Deterioro del aceite
- Fallas en equipo auxiliar
- Fallas en los devanados

### **2.1.1 Deterioro del aceite**

El aceite aislante se puede deteriorar por la acción de la humedad y el oxígeno, por la presencia de catalizadores y por la temperatura. La combinación de estos elementos produce una reacción química en el aceite la cual da como resultado la generación de ácidos que atacan a los aislamientos y a las partes metálicas del transformador. De esta acción química, resultan los lodos que se precipitan en el transformador y que impiden la correcta disipación del calor, acelerando por lo tanto, el envejecimiento de los aislamientos y por ende del transformador.

La humedad presente en el aceite puede originarse por el aire que entra en el transformador en operación, a través de sus juntas y de grietas en el tanque. También se genera por conducción de los aislamientos al aceite. Otro factor que deteriora el aceite es la presencia de gases, los cuales son liberados por descomposición propia del aceite y de los aislamientos a altas temperaturas.

### **2.1.2 Fallas en el equipo auxiliar**

Normalmente se presentan estas fallas en el equipo de protección auxiliar por una mala elección de fusible, pararrayos defectuoso o no conectado correctamente a tierra, falla en el equipo de medición o en la red secundaria etc., por ello antes de instalar los componentes de un circuito de distribución de energía, se deben revisar cada elemento y de ser posible probarlos antes de su instalación.

### **2.1.3 Fallas en los devanados**

#### **▪ Falsos contactos**

Los falsos contactos originan una resistencia mayor al paso de la corriente, produciéndose puntos calientes o hasta pequeños arcos. Este tipo de fallas deterioran el aislamiento y contaminan el aceite produciendo gasificación, carbón y hasta “abombamiento” del transformador. Estas fallas se manifiestan en forma de: presencia de carbón en las terminales, terminales carcomidas, o una coloración intensa en los aislamientos.

#### **▪ Corto circuito externo**

Esta falla es producida por un corto circuito externo al transformador de lado de baja tensión. La alta corriente que circula durante el corto, se traduce en esfuerzos mecánicos que pueden distorsionar los devanados y hasta moverlos de su posición. Si el corto circuito es intenso y prolongado, su efecto se reflejará en una degradación del aceite, sobrepresión, arcos y posteriormente “abombamiento” del tanque, dependiendo de la severidad del corto circuito.

#### **▪ Corto circuito entre espiras**

Este tipo de fallas es el resultado de los aislamientos que pierden sus características por exceso de humedad, sobrecalentamientos continuos, exceso de tensión, etc. Estas fallas tardan en poner fuera de servicio al transformador y se manifiestan por un devanado regular, excepto en el punto de falla. La ionización degrada al aceite y a los aislamientos y puede presentar después de la falla un posible “abombamiento” en el tanque.

### ▪ **Sobretensiones por descargas atmosféricas**

Este tipo de falla se presenta debido a una fuerte descarga atmosférica que genera una sobretensión en la línea de alimentación. En caso de que la sobretensión resultante por las descargas atmosférica rebase los límites del nivel de aislamiento al impulso del transformador, el devanado sujeto a este esfuerzo fallará. La manifestación de este tipo de fallas, son bobinas deterioradas en el inicio o al final del devanado y tienen una similitud a la falla entre espiras.

### ▪ **Sobrecargas**

Estas fallas se presentan cuando el transformador se le somete a esfuerzos eléctricos por arriba de su capacidad. En caso que éstas exceden los valores de diseño de norma, el transformador tendrá un envejecimiento acelerado en los aislamientos y posteriormente una falla entre espiras. Las características de esta falla son: un envejecimiento total de todos los aislamientos internos del transformador, el papel y cartón quebradizo y con un color oscuro intenso.

## **2.2 Tasa de falla de transformadores por región**

Según el panorama de distribución de energía eléctrica de nuestro país existen diferentes empresas que suministran el servicio en toda la república, para este análisis de falla de transformadores de distribución se ha tomado el occidente del país donde se encuentra como distribuidor principal la empresa DEOCSA y varias empresas eléctricas municipales.

Se ha escogido el occidente del país debido a que es un área con un clima diverso, presenta condiciones cambiantes para la operación de los transformadores, puede haber un clima que presente condiciones de temperatura ambiente muy extrema, dependiendo de la región donde se ubique el transformador, se puede presentar alta humedad del ambiente o nivel isoceraúnico alto.

La empresa de Distribución de Electricidad de Occidente, se encuentra dividida en 5 regiones: Centro Occidente I, Centro Occidente II, Nor Occidente, Sur Occidente I y Sur Occidente II, dichas regiones manejan la distribución de electricidad para distintos departamentos según se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla I. Descripción sedes de mantenimiento. DEOCSA**

<b>Región</b>	<b>Sede</b>	<b>Departamento que lo conforma</b>
Nor Occidente	Huehuetenango	Huehuetenango, Quiché
Centro Occidente I	Quetzaltenango	Quetzaltenango, Totonicapán, San Marcos (Altiplano)
Centro Occidente II	Chimaltenango	Chimaltenango, Sololá, Quiché
Sur Occidente I	Mazatenango	Escuintla, Suchitepéquez, Retalhuleu
Sur Occidente II	Coatepeque	Quetzaltenango,

**Fuente: Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente.**

En el año 2006 para DEOCSA fallaron 497 transformadores, esto representa el 1.24% de los transformadores instalados en diciembre del año 2006. En cada región fallaron un número diverso de transformadores, como se muestra en la siguiente tabla:

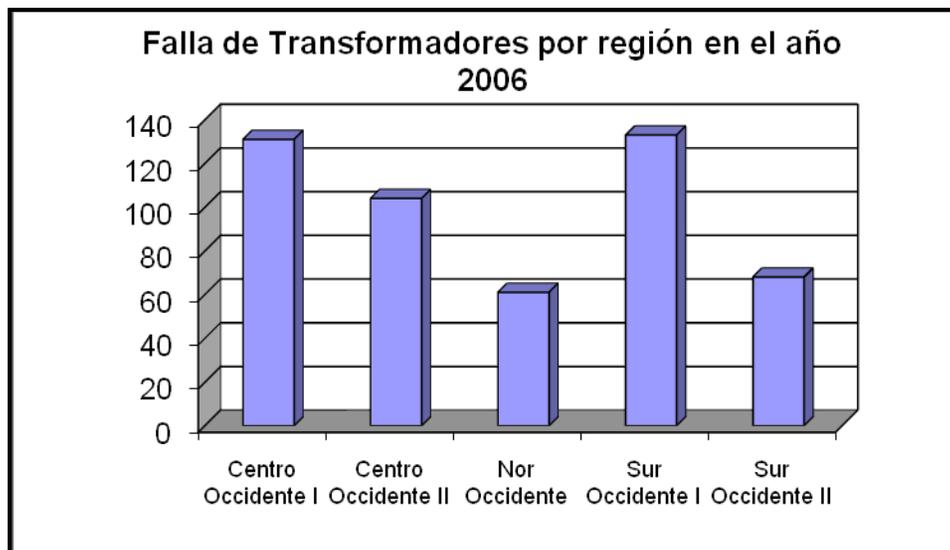
**Tabla II. Cantidad de transformadores que presentaron falla en el año 2006**

	Centro Occidente I	Centro Occidente II	Nor Occidente	Sur Occidente I	Sur Occidente II	Total por Mes
Ene-06	14	8	2	11	5	<b>40</b>
Feb-06	10	1	3	3	1	<b>18</b>
Mar-06	9	5	5	9	5	<b>33</b>
Abr-06	12	10	8	7	3	<b>40</b>
May-06	12	15	8	19	9	<b>63</b>
Jun-06	5	11	1	0	0	<b>17</b>
Jul-06	13	7	9	13	6	<b>48</b>
Ago-06	20	12	5	22	12	<b>71</b>
Sep-06	0	14	6	1	0	<b>21</b>
Oct-06	16	8	7	19	10	<b>60</b>
Nov-06	6	8	0	19	10	<b>43</b>
Dic-06	14	5	7	11	6	<b>43</b>
<b>Total por Región</b>	<b>131</b>	<b>104</b>	<b>61</b>	<b>133</b>	<b>68</b>	
					<b>Total del año 2006</b>	<b>497</b>

Fuente: Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente.

Esta tabla nos muestra, que el mes donde más se observo falla en los transformadores es el mes de agosto con 71 transformadores, esto puede ser porque es época invernal y aumenta la cantidad de tormentas eléctricas en toda la república. También nos muestra que la región Sur Occidente I presenta el mayor número de transformadores que presentaron falla, lo cual se puede observar en la gráfica 5.

**Figura 5. Gráfica de falla de transformadores por región para DEOCSA, año 2006**



**Fuente: Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente**

Para calcular la tasa de falla de transformadores de distribución por región basándonos en la cantidad de transformadores que fallaron en el año 2006, nos valemos de la siguiente fórmula:

$$\text{Tasa de Falla Por Región} = \frac{\text{No. De Transformadores Por Región}}{\text{Total de Transformadores que presentaron falla en 2006}} * 100$$

Tomando en cuenta la cantidad de transformadores presentados en la tabla anterior y aplicando la fórmula, se nos presentan los siguientes resultados:

**Tabla III. Porcentaje de Falla de Transformadores de Distribución en base a los transformadores que fallaron en el año 2006**

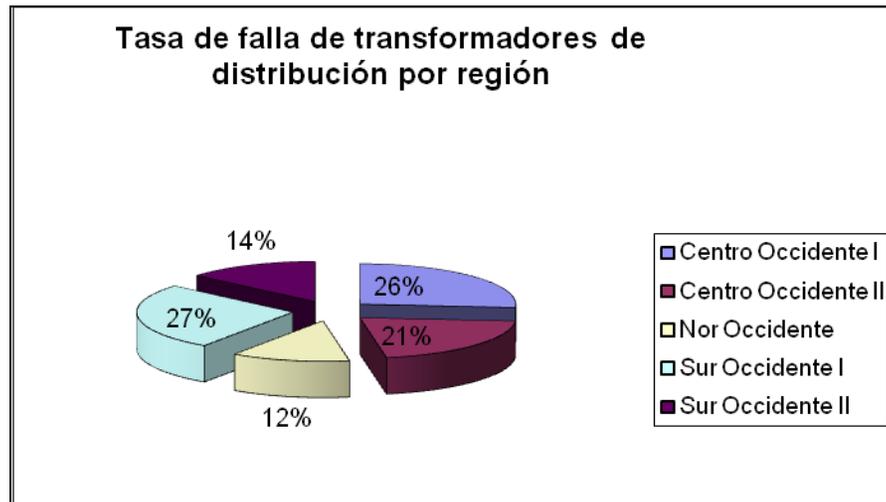
<b>Centro Occidente I</b>	<b>26.36 %</b>
<b>Centro Occidente II</b>	<b>20.93 %</b>
<b>Nor Occidente</b>	<b>12.27 %</b>
<b>Sur Occidente I</b>	<b>26.76 %</b>
<b>Sur Occidente II</b>	<b>13.68 %</b>

**Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente**

### **2.3 Análisis de la tasa de falla de los transformadores de distribución**

Existen muchos factores que influyen en que un transformador presente algún tipo de falla, lo cual depende de las condiciones climáticas y de operación de cada región en donde este instalado dicho transformador. Por ejemplo en la costa sur de nuestro país el ambiente es cálido con un contenido de humedad alto, en cambio en el altiplano el ambiente es frío y cuya temperatura puede llegar debajo de los cero grados centígrados. Tomando como base el número de transformadores que fallaron en el año 2006 se presenta en la figura 6.

**Figura 6. Porcentaje de falla de transformadores de distribución**



Fuente: Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente.

Esta figura muestra el porcentaje de falla en base al número de transformadores que fallaron en el año dos mil seis, se puede apreciar que el 27% de transformadores que fallaron corresponden a la región Sur Occidente I, pero muy cerca se encuentra la región Centro Occidente I con un 26%. Se muestra que en la región Nor Occidente es el lugar con un porcentaje menor de transformadores que presentaron falla.

La información de falla de transformadores de distribución esta clasificada en falla de transformadores por mes durante el año 2006 y en falla de transformadores de por región en ese mismo año, como lo muestra la tabla II. Utilizando estadística aplicada, y analizando la información de transformadores por mes se obtiene la siguiente información:

**Tabla IV. Análisis estadístico de falla de equipos por mes durante el año 2006**

<b>Análisis de la cantidad de transformadores que presentan falla por mes</b>	
Media	41
Mediana	42
Moda	40
Desviación estándar	17.51
Varianza de la muestra	306.45
Rango	54
Mínimo	17
Máximo	71
Suma	497

Esto nos indica que aproximadamente 41 transformadores fallan al mes con una desviación estándar de 17.51, el valor mínimo es de 17 transformadores que corresponden al mes de Junio y el valor máximo es de 71 transformadores que corresponden al mes de agosto del año 2006. Podemos observar el análisis de la falla de transformadores por región en base a los siguientes resultados utilizando la información estadística:

**Tabla V. Análisis estadístico de falla de equipos por región durante el año 2006**

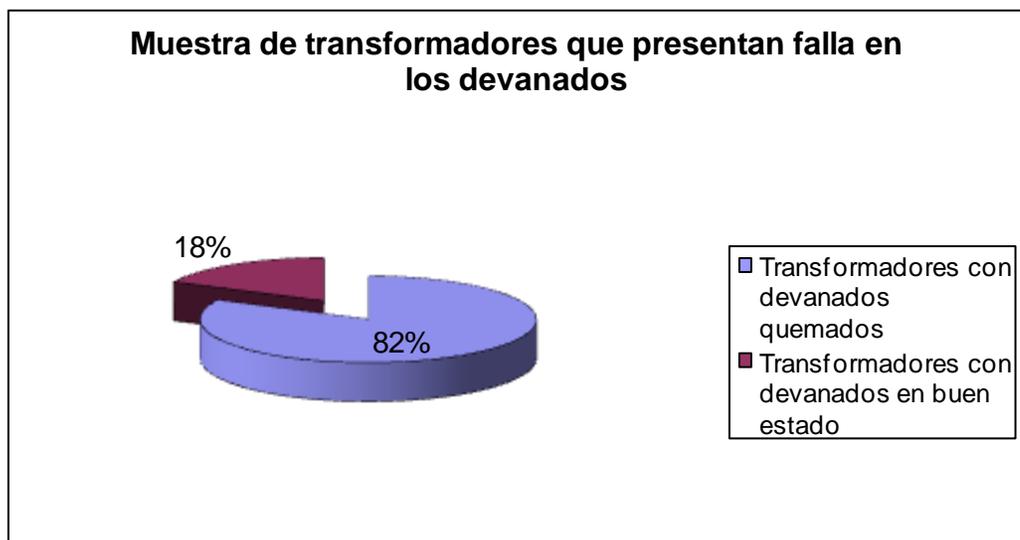
<b>Análisis de la cantidad de transformadores que presentan falla por región</b>	
Media	99
Error típico	15.18
Mediana	104
Moda	No Hay
Desviación estándar	33.95
Varianza de la muestra	1152.30
Rango	72
Mínimo	61
Máximo	133
Suma	497

Podemos observar que la media es aproximadamente 99, esto nos dice que la falla por región se encuentra alrededor de 99 transformadores con una desviación estándar de aproximadamente 34, el valor mínimo es de 61 transformadores correspondiente a la región Nor Occidente y el valor máximo es de 133 correspondiente a la región Sur Occidente I.

Basándose en la información presentada anteriormente, la región con un porcentaje de falla mayor es Sur Occidente I que le corresponde el 27% de la totalidad de los transformadores que presentaron falla en el año 2006, la región Centro Occidente I presenta un 26%. Esto nos dice que el lugar donde podría instalarse el centro de diagnóstico presenta dos alternativas: podría instalarse en la región Centro Occidente I o en la región Sur Occidente I, esto podría depender de distintos factores que se analizaran en el siguiente capítulo.

Con el fin de conocer el índice de transformadores que pueden ser recuperados de todos los transformadores que presentan falla, se tomo una muestra de 130 transformadores que fallaron por algún motivo, almacenados en distintas sedes, lo cual se resume en la grafica 7. El total de los transformadores que se incluyen en esta muestra tenían un tiempo de servicio de aproximadamente 15 a 20 años.

**Figura 7. Análisis de transformadores que presentaron falla en los devanados de acuerdo a una muestra aleatoria**



**Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente**

La gráfica nos presenta que el 18% de los transformadores de la muestra pueden ser recuperados, de este 18%, 2 transformadores presentaron el fusible malo, 7 transformadores no tenían fusible, 1 transformador tenía el breaker malo, 3 no tenían breaker, 12 necesitaban filtrado de aceite y 4 necesitaban reposición del aceite.

El 82% de transformadores de la muestra presentaban bobinados quemados, esto aumenta los costos de reparación debido a que se necesita rebobinar los devanados, por consiguiente hace que los transformadores no sean recuperables, puesto que el valor de reparación resulta ser muy cercano al costo de un transformador nuevo de la misma capacidad, y no sería práctica su reparación.

De todo lo anteriormente analizado se puede concluir que existen dos alternativas para la ubicación del centro de diagnóstico que se mencionaron anteriormente, además que el 18% de transformadores que presentan alguna falla son recuperables debido a que sus gastos de reparación son mínimos, y que un 82% de transformadores que presentan falla tendrán que ser dispuestos en un plan efectivo de reciclaje, siempre y cuando los transformadores que presenten falla no sean dañinos al medio ambiente.

Un transformador de distribución puede ser dañino al medio ambiente, puesto que puede contener Bifenilos Policlorados conocidos como PCBs, que son compuestos químicos constituidos por átomos de hidrógeno y cloro. Estos compuestos fueron producidos entre 1929 y 1983 para aplicaciones industriales y comerciales, especialmente en fluidos dieléctricos para condensadores y transformadores, sistemas hidráulicos, aceites lubricantes y otros usos.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Documento de Apoyo, Curso de Capacitación PCBs en Guatemala. MARN, P+L, Julio 2005

El empleo de PCBs, durante años y su eliminación inapropiada en el ambiente han producido su transporte a través del aire, agua y suelo, contaminando el ambiente incluso en sitios donde jamás han sido utilizados. A mediados de los años sesenta se ha venido consolidando evidencia de la toxicidad y persistencia en el ambiente, la exposición a estos contaminantes puede producir en los seres humanos daños en los sistemas inmunológico y reproductor, así como posibles efectos carcinogénicos.

Por todo ello, los países industrializados prohibieron su producción y restringieron su uso, desafortunadamente en los países en desarrollo, equipos fabricados antes de la década de los ochenta, se encuentran en uso y tienen altas probabilidades de que estén contaminados con PCBs.

A mediados del año 2006 en DEOCSA y DEORSA, se tomo como muestra el total de los transformadores que se acumularon en 7 sedes de mantenimiento elegidas en forma aleatoria, desde octubre 2005 hasta marzo 2006, para verificar si estos equipos contenían algún tipo de contaminante.

**Tabla VI. Muestreo de transformadores que pueden contener PCBs**

Total de transformadores analizados	1298
Contienen PCB	100
No contienen PCB	1198
% Transformadores en desuso con PCB	7.70%
Transformadores que contienen PCB según prueba y no contienen PCB según placa (contaminación cruzada)	1.00%

**Fuente: DEOCSA – DEORSA**

La tabla VI contiene la información final del muestreo de transformadores que hizo la empresa en junio del año 2006 y se llegó a la conclusión de que en base a dicho muestreo se estima que un 7.70% de los transformadores de distribución que presenten falla, podrían contener PCBs.



### **3. CRITERIOS PARA LA UBICACIÓN DEL CENTRO DE DIAGNÓSTICO**

Para la elección de la ubicación del centro de diagnóstico, se parte del hecho de qué región presenta la mayor tasa de falla de transformadores, esto se analizó en el capítulo anterior, sin embargo no solamente ese criterio se tiene que tomar en cuenta para la elección de la ubicación, existen diferentes factores que influyen también, tales como: traslados de equipo, espacios, instalaciones, etc., todo esto tomando en cuenta las condiciones existentes dentro de la empresa.

#### **3.1 Análisis de criterios para la ubicación**

En el capítulo anterior se describió la tasa de falla de transformadores de distribución por región en el año 2006, se establecieron dos regiones posibles para la ubicación del centro de diagnóstico: Centro Occidente I y Sur Occidente I, tomando en cuenta solamente la tasa de falla de cada región. La sede de la región Centro Occidente I es Quetzaltenango y la Sede de la región Sur Occidente I es Mazatenango.

En el año 2006 en la región Centro Occidente I fallaron 131 transformadores que representa el 26 % de la totalidad de transformadores que fallaron en ese año para DEOCSA, en la región Sur Occidente I fallaron 133 transformadores lo que resulta un 27 %.

Estas cifras representan la tasa de falla de los transformadores de distribución para las regiones anteriormente mencionadas, la diferencia entre las dos es de 1 % y no resulta ser muy significativa.

Lo anteriormente expuesto nos indica que cualquiera de estas dos regiones puede albergar el centro de diagnóstico de acuerdo al número de transformadores que presentaron falla, no obstante para llegar a una conclusión adecuada, es necesario que una de las dos regiones pueda tener las condiciones apropiadas para el funcionamiento del centro de diagnóstico.

La región Centro Occidente I comprende el altiplano de los departamentos de San Marcos y Quetzaltenango, y el departamento de Totonicapán, teniendo su sede de operaciones en la ciudad de Quetzaltenango, cabecera municipal del Departamento de Quetzaltenango. Dentro de la ciudad de Quetzaltenango se encuentra la oficina comercial de DEOCSA, la sede de mantenimiento de la región Centro Occidente I y además una bodega para almacenamiento transitorio de desechos.

La región Sur Occidente I comprende los departamentos de Suchitepéquez y Retalhuleu, además parte del departamento de Escuintla; su centro de operaciones se encuentra en la ciudad de Mazatenango, cabecera municipal del Departamento de Suchitepéquez, la oficina comercial y la sede de mantenimiento se encuentran en un mismo local, propio de DEOCSA.

### **3.2 Elección de la ubicación ideal**

En el apartado anterior se dieron las características generales de las sedes regionales en donde puede ser construido el centro de diagnóstico, estas sedes regionales son potencialmente apropiadas para este centro, sin embargo una de las dos resulta ser la más indicada para la construcción de este centro. En Quetzaltenango, la sede de mantenimiento se encuentra en un local aparte de la oficina comercial, en cambio en Mazatenango la sede de mantenimiento y la oficina comercial se encuentran dentro de un mismo predio, propiedad de DEOCSA.

Uno de los parámetros que resulta ser el más importante para la construcción del centro de diagnóstico, es la extensión territorial propia de DEOCSA en una región específica, puesto que el precio de la tierra es muy elevado hoy en día, si la empresa cuenta con un espacio que pudiera ser adecuado para el centro de diagnóstico, esta limitante no tendría relevancia.

La sede regional ubicada en la cabecera departamental del departamento de Suchitepéquez, llena perfectamente el requisito que se explica en el párrafo anterior, puesto que cuenta con un área libre en la parte posterior de la oficina comercial y la sede de mantenimiento, dentro del mismo predio.

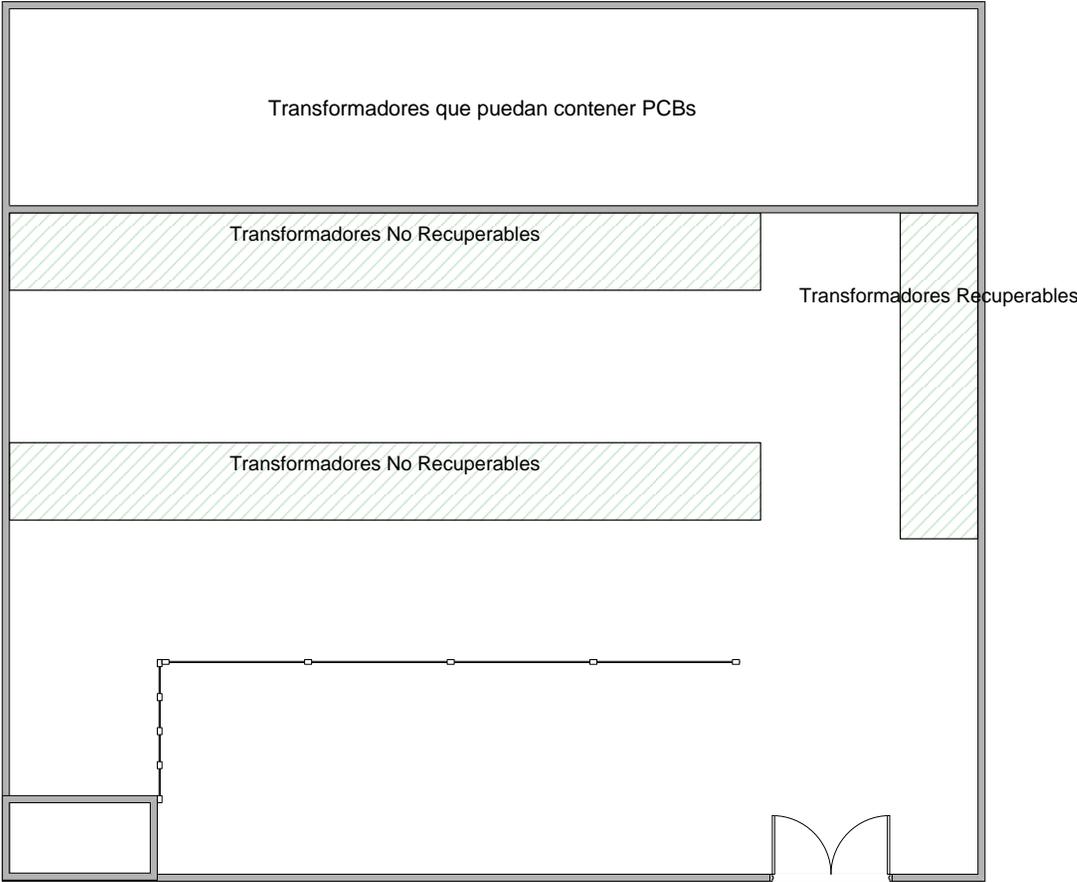
Debido a que la sede regional ubicada en la ciudad de Quetzaltenango no cuenta con el espacio necesario para la construcción del centro de diagnóstico, se elige a la sede de la región Sur Occidente I como la apropiada para la construcción del centro de diagnóstico. Esta sede tendrá una remodelación para el año 2008, se propondrá la construcción del centro de diagnóstico para ser incluido en dicha remodelación.

### **3.3 Dimensiones y características de la instalación**

El centro de diagnóstico contará con un área especial para almacenar transformadores que pudieran estar contaminados, también con un área para almacenar barriles de aceite que se drenarán de transformadores que no puedan ser recuperados y tener listo el aceite para su venta, contará también con servicio sanitario, área para transformadores no recuperables y para transformadores recuperables.

El cálculo de los espacios físicos con los que contará el centro de diagnóstico se dividirá en 3 espacios principales: área para transformadores no recuperables, área para transformadores recuperables y el área para transformadores contaminados. La figura 8 muestra las distintas áreas en las que estará dividido el centro de diagnóstico.

**Figura 8. Diseño propuesto para el centro de diagnóstico**



Para un cálculo correcto de los espacios, es necesario saber las dimensiones de los transformadores de distribución, la tabla VII enumera las características dimensionales de acuerdo al voltaje y capacidad de distintos transformadores.

**Tabla VII. Características constructivas de distintos transformadores**

POTENCIA kVA	10	25	50	75
<b>TRANSFORMADORES DE 13,2 Y 12,47 KV</b>				
Altura total (mm)	850 [33-1/2"]	1 030 [40-9/16"]	1 250 [49-1/4"]	1 300 [51-1/4"]
Diámetro cuba (mm)	300 [11-13/16"]	400 [15-3/4"]	450 [17-3/4"]	470 [18-1/2"]
Fondo (mm)	550 [21-11/16"]	600 [23-5/8"]	700 [27-9/16"]	800 [31-1/2"]
Aceite (l)	40	70	120	150
Masa (kg)	90	150	260	375
<b>TRANSFORMADORES DE 24,9 kV</b>				
Altura total (mm)	900 [35-7/16"]	1 100 [43-5/16"]	1 275 [50-1/4"]	1 300 [51-1/4"]
Diámetro cuba (mm)	330 [13"]	425 [16-3/4"]	500 [19-11/16"]	500 [19-11/16"]
Fondo (mm)	550 [21-11/16"]	600 [23-5/8"]	700 [27-9/16"]	800 [31-1/2"]
Aceite (l)	40	75	150	150
Masa (kg)	90	175	300	400
<b>TRANSFORMADORES DE 34,5 kV</b>				
Altura total (mm)	900 [35-7/16"]	1 100 [43-5/16"]	1 300 [51-1/4"]	1 350 [53-3/16"]
Diámetro cuba (mm)	400 [15-3/4"]	450 [17-3/4"]	550 [21-11/16"]	600 [23-5/8"]
Fondo (mm)	600 [23-5/8"]	650 [25-5/8"]	750 [29-9/16"]	800 [31-1/2"]
Aceite (l)	50	85	150	200
Masa (kg)	135	190	330	450

**Fuente: Transformadores Monofásicos Tipo Poste. Especificación Técnica Unión Fenosa Internacional.**

Se considera para el presente cálculo el Fondo, que es la dirección normal al poste, estando el transformador instalado en su posición natural y tomando potencias de 10, 25 y 50 KVA con voltajes de 13.2 y 34.5 KV. Según estadísticas de DEOCSA los transformadores que fallaron en el año 2006 clasificados según potencia y voltaje se muestran en la tabla VIII.

**Tabla VIII. Transformadores que presentaron falla según potencia y voltaje para DEOCSA en el año 2006**

<b>Potencia KVA</b>	<b>Voltaje 13.2 KV</b>	<b>Voltaje 34.5 KV</b>
<b>10</b>	123	22
<b>25</b>	257	83
<b>50</b>	2	10

**Fuente: Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente**

Según la información estadística del capítulo 2, se tiene un promedio de 41 transformadores que pueden fallar al mes, con un máximo de 71 transformadores que fallaron en agosto del año 2006 y un mínimo de 17 transformadores que fallaron en junio del 2006, esto indica que se puede presentar una condición máxima de 71 equipos dañados para ser almacenados en el centro de diagnóstico.

Para calcular la máxima capacidad que tendrá el centro de diagnóstico se toma la condición máxima de 71 equipos dañados más un factor de seguridad, que en este caso se tomará como el 50% de la media, dando un total de 92 equipos. Todos estos equipos se tomarán para el cálculo del espacio físico en el área de equipos no recuperables, puesto que esta podría ser la condición crítica que se tendría en algún momento.

En el capítulo número 2 se presentan información estadística en base a un muestreo de transformadores dañados que se encontraban en distintas sedes lo que concluyo en que el 18 % de transformadores que presentaran algún tipo de falla podrían ser recuperables, además se dice que un 7.70% de equipos que presenten falla podrían contener PCBs. Para el cálculo del área de equipos recuperables se tomará el 18% de la condición crítica de 92 transformadores y para el cálculo del área para equipos con PCBs, se tomará el 7.70% de igual forma en base a la condición crítica.

Con lo anterior se puede tener exactamente el número de transformadores que pueden ser almacenados al mes en cada área, así: 92 equipos en el área de No Recuperables, esto por ser la condición más desfavorable que se tenga en un determinado caso; 18 para el área de Recuperables, y 8 para el área de equipos con PCBs.

Para el área de equipos contaminados se tiene una estimación de 8 equipos al mes, como estos equipos no pueden ser desechados de igual forma como un equipo no contaminado, se irán acumulando, para fines del cálculo se tomará la acumulación de 1 año de estos equipos; lo cual da 96 equipos que se puedan acumular en el área específica.

**Tabla IX. Porcentaje de falla en base al número de equipos dañados, según estadísticas de DEOCSA, año 2006**

<b>Clasificación</b>	<b>Número de equipos dañados año 2006 según clasificación</b>	<b>Porcentaje</b>
13.2KV 10KVA	123	24.75%
13.2KV 25KVA	257	51.71%
13.2KV 50KVA	2	0.40%
34.5KV 10KVA	22	4.43%
34.5KV 25KVA	83	16.70%
34.5KV 50KVA	10	2.01%

**Fuente: Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente**

La tabla IX nos dice el porcentaje de falla de algún transformador dependiendo su clasificación según capacidad y voltaje. Siguiendo el porcentaje que dicta la tabla anterior y tomando la medida de máxima capacidad de almacenaje (situación crítica) podemos clasificar los posibles transformadores dentro del centro de diagnóstico y calcular cuantos se tendrán de acuerdo a su voltaje y potencia.

**Tabla X. Cantidad de transformadores recuperables y no recuperables de acuerdo al porcentaje de falla**

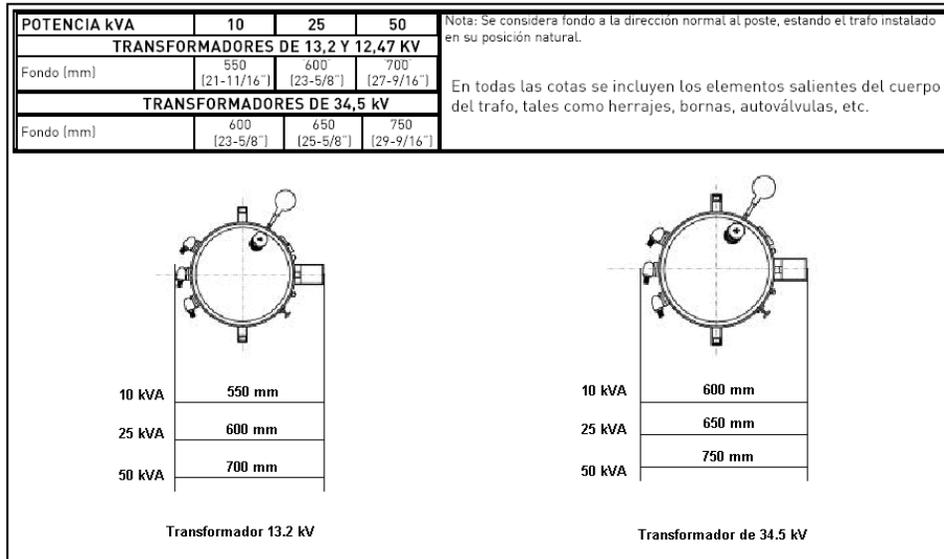
Clasificación	Porcentaje de falla	Condición máxima de ingreso de transformadores dentro del centro	Número de Transformadores No Recuperables (Porcentaje X condición máxima)	Número de Transformadores Recuperables (Condición máxima X 18 %)
13.2KV 10KVA	24.75%	<b>92</b>	24	6
13.2KV 25KVA	51.71%		48	10
13.2KV 50KVA	0.40%		2	2
34.5KV 10KVA	4.43%		4	2
34.5KV 25KVA	16.70%		16	4
34.5KV 50KVA	2.01%		2	2

**Fuente: Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente**

La tabla IX muestra la cantidad de transformadores en base al porcentaje de falla del año 2006 para DEOCSA, por motivos de diseño de espacio dentro del centro de diagnóstico las cantidades de la tabla se aproximaron al número par inmediato superior.

La figura 9 muestra un resumen detallado de la medida de fondo de los transformadores que posiblemente se puedan almacenar en el centro. Se puede decir que el área que ocupa cada uno de los transformadores es un área de forma cuadrada cuyos lados miden exactamente la distancia conocida como fondo, separados unos con otros por aproximadamente el 10 % de la medida de cada lado (fondo).

**Figura 9. Medida de fondo según capacidad**



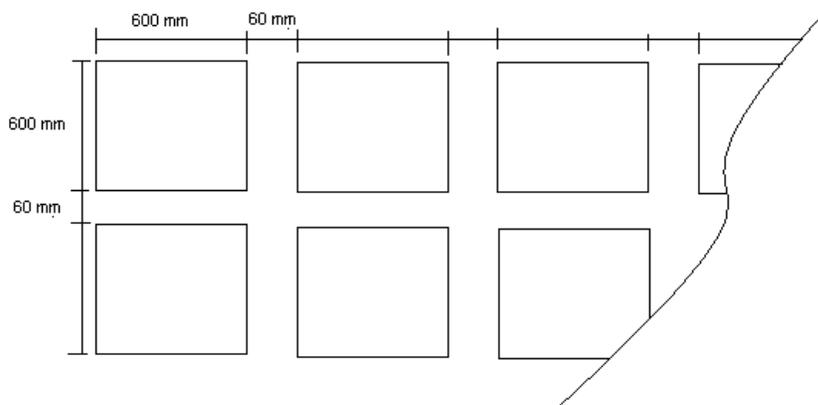
**Fuente: Transformadores Monofásico Tipo Poste. Especificación Técnica Unión Fenosa Internacional.**

Para el cálculo se partirá que el área a ocupar por un transformador será un cuadrado cuyos lados tendrán la medida de fondo anteriormente expuesta, como lo muestra la figura 9.

Se empezará con la parte de los transformadores de 13.2 KV y 25 KVA no recuperables los cuales serán llamados dentro del centro de diagnóstico como sección # 1, esto nos servirá de base para todos los cálculos, en el diseño se parte de que 48 transformadores, de la clasificación anterior estarán separados en dos grupos de 24 transformadores cada uno, para empezar a calcular se toma uno de los dos grupos de la siguiente manera: dos filas de 12 transformadores cada fila, separados por 60 mm. cada uno, la figura 10 muestra la disposición de los transformadores para el cálculo de los espacios.

- Parte horizontal  $12 * 600 \text{ mm} + 11 * 60 \text{ mm} = 7860 \text{ mm}$
- Parte vertical  $2 * 600 + 60 \text{ mm} = 1260 \text{ mm}$

**Figura 10. Disposición de los transformadores de distribución dentro del centro de diagnóstico**



Para los transformadores de 13.2 KV y 10 KVA no recuperables, se denominarán sección # 2 y se tiene que son 24 transformadores, según el diseño son dos grupos de 12 transformadores cada grupo, tomando un grupo de dos filas con 6 transformadores cada fila y siguiendo el cálculo anterior tenemos:

- Parte Horizontal:  $6 * 550 \text{ mm} + 5 * 55 \text{ mm} = 3575 \text{ mm}$
- Parte Vertical:  $2 * 550 \text{ mm} + 55 \text{ mm} = 1155 \text{ mm}$

Para los transformadores de 34.5 KV y 25 KVA llamados sección # 3, se tienen dos grupos de 8 transformadores cada grupo de la misma forma que las secciones anteriores, entonces:

- Parte horizontal:  $4 * 650 \text{ mm} + 3 * 65 \text{ mm} = 2795 \text{ mm}$
- Parte vertical:  $2 * 650 \text{ mm} + 65 \text{ mm} = 1365 \text{ mm}$

Para los transformadores de 34.5 KV y 10 KVA denominados sección # 4 serán dos grupos de 2 transformadores cada grupo entonces se tiene:

- Parte horizontal: 600 mm
- Parte vertical:  $2 * 600 \text{ mm} + 60 \text{ mm} = 1260 \text{ mm}$

En este diseño se incluye un espacio para 2 transformadores de 34.5 KV y 50 KVA y para 2 transformadores de 13.2 KV y 50 KVA, esta sería la sección # 5. Tomando el transformador con mayor dimensión se tiene que:

- Parte horizontal:  $750 \text{ mm} + 75 \text{ mm} = 825 \text{ mm}$
- Parte vertical:  $2 * 750 \text{ mm} + 75 \text{ mm} = 1575 \text{ mm}$

Para la separación entre grupos de transformadores se tomará el 10 % de la medida del fondo de un transformador, del grupo de transformadores con mayor capacidad.

De las estadísticas anteriores nos dice que se pueden recuperar 6 transformadores de 13.2 KV y 10 KVA, 10 transformadores de 13.2 KV y 25 KVA y 4 transformadores de 34.5 KV y 25 KVA, además de 2 transformadores de 34.5 KV y 2 de 13.2 KV ambos de 50 KVA; y 2 transformadores de 34.5 KV de 10 KVA entonces se almacenarán en el espacio propuesto en el diseño de la siguiente manera:

Un grupo de 13.2 KV 10 KVA de 6 transformadores:

- Parte horizontal:  $2 * 550 + 55 = 1155$  mm
- Parte vertical:  $3 * 550 + 2 * 55 = 1760$  mm

Un grupo de 13.2 KV 25 KVA de 10 transformadores:

- Parte horizontal:  $2 * 600 + 60 = 1260$  mm
- Parte vertical:  $5 * 600 + 4 * 60 = 1920$  mm

Un grupo de 34.5 KV 25 KVA de 4 transformadores:

- Parte horizontal:  $2 * 650 + 65 = 1365$  mm
- Parte vertical:  $2 * 650 + 65 = 1365$  mm

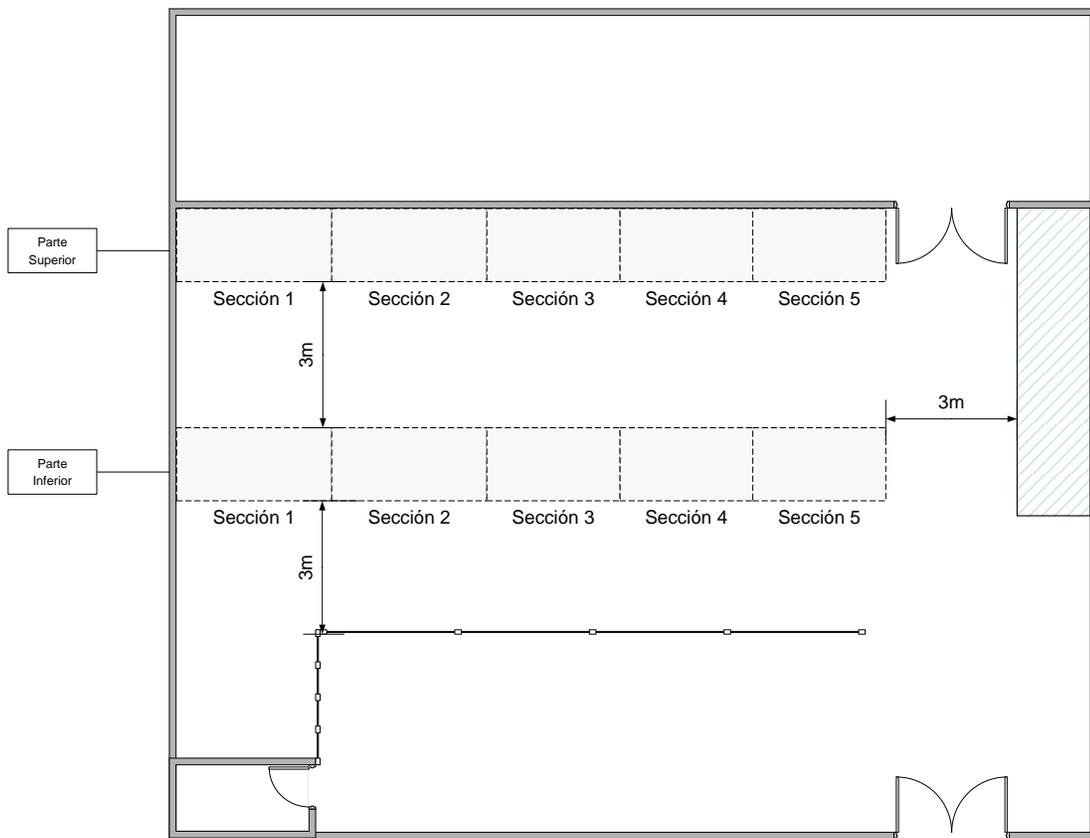
Un grupo de 6 transformadores; 2 transformadores de 34.5 KV y 10 KVA, 2 de 34.5 KV y 50 KVA y 2 de 13.2 KV y 50 KVA.

- Parte horizontal:  $2 * 750 + 75 = 1575$  mm
- Parte vertical:  $3 * 750 + 2 * 75 = 1650$  mm

Se usará un equipo para manipular cargas llamado *Stacker*, que es un equipo hidráulico manual, que para el uso que se le dará en este proyecto tiene que tener una capacidad promedio de 1000 Kg. La Figura 11 muestra los diferentes grupos y las distancias para el recorrido del equipo que manipulará los transformadores de distribución.

Las distancias de 3 metros para el camino del *Stacker* se toman con el fin de evitar algún tipo de accidente en la manipulación de los transformadores que se irán clasificando, todo esto para una completa seguridad y comodidad del encargado del centro de diagnóstico, esto evita hacer maniobras innecesarias.

**Figura 11. Grupos de transformadores dentro del centro de diagnóstico**



Para el cálculo de la distancia horizontal que ocuparán todos los transformadores de la parte superior, acomodados como se ilustra en la figura, se suman las distancias horizontales de los grupos individuales:

- Sección No. 1      7860 mm      Transformadores de 13.2 KV y 25 KVA
- Sección No. 2      3575 mm      Transformadores de 13.2 KV y 10 KVA
- Sección No. 3      2795 mm      Transformadores de 34.5 KV y 25 KVA
- Sección No. 4      600 mm      Transformadores de 34.5 KV y 10 KVA
- Sección No. 5      825 mm      Transformadores de 13.2 y 34.5 KV de 50 KVA
- Distancia total:      **15655 mm    15.65 metros**

A esto se le suma el 10 % de fondo dependiendo la capacidad, que sería la distancia entre cada grupo de transformadores así:

- Entre pared y 1      % de distancia      60 mm
- Entre 1 y 2      % de distancia      60 mm
- Entre 2 y 3      % de distancia      65 mm
- Entre 3 y 4      % de distancia      65 mm
- Entre 4 y 5      % de distancia      75 mm
- **Total**      **325 mm**

**Distancia horizontal total desde la pared:  $325 + 15655 = 15980$  mm**

La distancia vertical será la distancia mayor que se obtuvo dentro de un grupo individual de transformadores esto es la distancia calculada para la sección de transformadores con mayor capacidad, más el respectivo porcentaje de separación de la pared.

**Distancia vertical total desde la pared**       **$75 + 1575 = 1650 \text{ mm}$**

Para el lado inferior de transformadores que ilustra la figura 11, la distancia horizontal es la misma que la distancia para el grupo del lado superior. La distancia vertical será la distancia mayor que se obtuvo dentro de un grupo individual de transformadores esto es la distancia calculada para el grupo de mayor capacidad.

**Distancia vertical total**       **$1575 \text{ mm} = 1.575 \text{ m}$**

El espacio que ocupará el grupo de transformadores recuperables se calcula de la misma forma que para los no recuperables entonces. Para la distancia horizontal se toma la distancia mayor, más el porcentaje de distancia de la pared al transformador:

**Distancia Horizontal Total**       **$75 + 1575 = 1650 \text{ mm}$**

Para la distancia vertical se procede a sumar las distancias verticales de los grupos de transformadores

- Grupo 1      1760 mm      13.2 KV y 10 KVA
- Grupo 2      1920 mm      13.2 KV y 25 KVA
- Grupo 3      1365 mm      34.5 KV y 25 KVA
- Grupo 4      1650 mm      34.5 KV y 13.2 KV de 50 KVA y 34.5 KV de 10 KVA
- **Total**            **6695 mm**

Separación:

- Pared a 1      55 mm
- 1 a 2            60 mm
- 2 a 3            65 mm
- 3 a 4            75 mm
- **Total**            **255 mm**

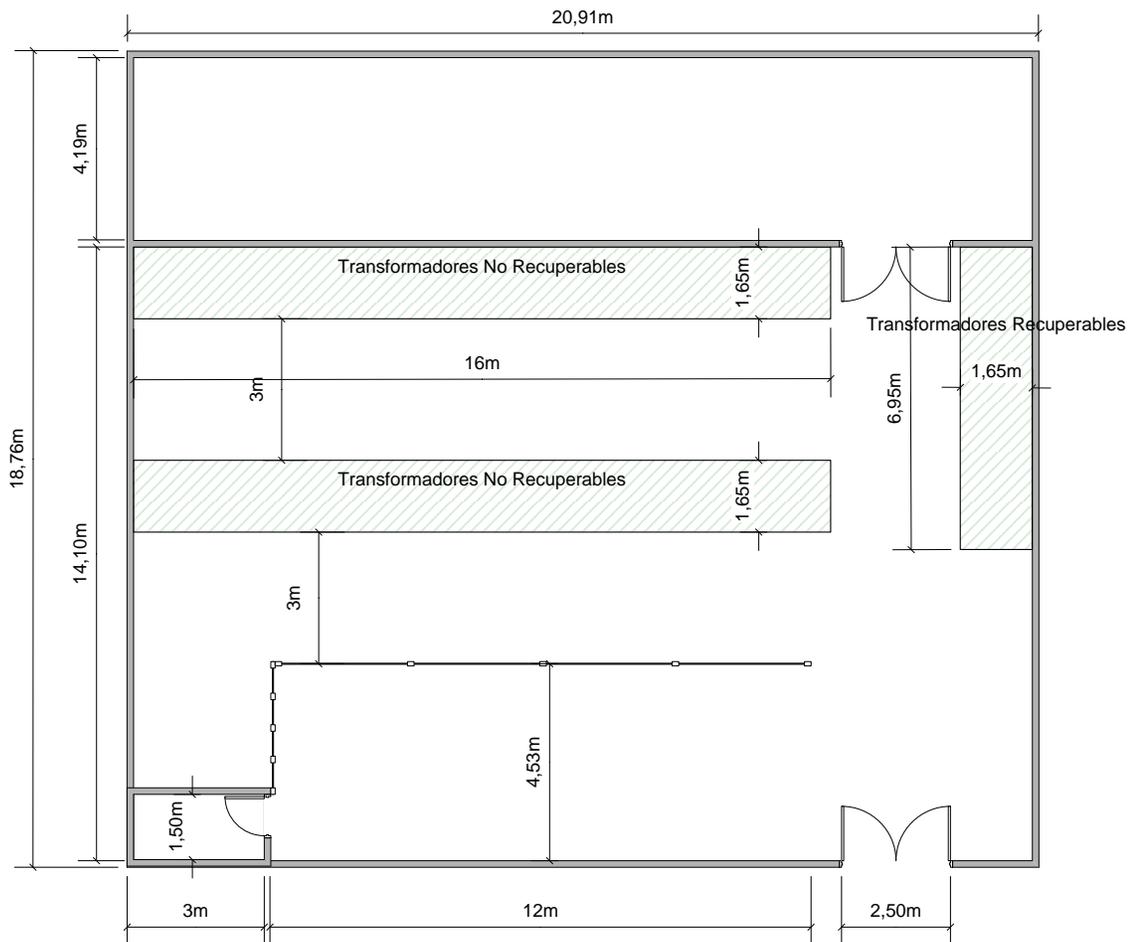
**Distancia vertical total desde la pared 255 + 6695 = 6950 mm**

Para la bodega de PCBs se toma la parte horizontal anteriormente calculada de los transformadores no recuperables y para la parte vertical se suma la mayor distancia vertical de los dos grupos de transformadores no recuperables, más 3 metros de camino. El área total del centro de diagnóstico será de:

- **Ancho**            = **20630 mm**            = **20.630 metros**
- **Largo**            = **18450 mm**            = **18.450 metros**

En el área anterior no se toman en cuenta la longitud de las paredes con las cuales se construirá el centro, se tiene que sumar 45 cm. a la medida de largo y a la medida de ancho sumarle 30 cm. De este modo el largo será de **18900 mm** y el ancho de **20930 mm**. Las medidas totales se muestran en la figura 12 que se presenta a continuación.

**Figura 12. Dimensiones del centro de diagnóstico**



Las características básicas del centro de diagnóstico se presentan a continuación:

- Paredes de block
- Techo de lámina impermeabilizado
- Piso de concreto para el centro de diagnóstico y bodega de transformadores sin PCB
- Para la bodega de equipos con PCB el piso debe ser completamente hermético es decir; elaborado con materiales impermeables, de preferencia sellado con dos capas de pintura epóxica, para evitar filtraciones de contaminantes al suelo inmediato. El lugar debe tener forma de dique para contener derrames de aceite.
- Contará con los servicios de luz y agua.
- El centro de diagnóstico dispondrá de un sistema de drenaje para la parte de transformadores no recuperables y para la parte de equipos con PCBs, el sistema será encausado hacia barriles afuera del local para contener el aceite derramado, por causa de algún derrame accidental.
- Los barriles que contendrán algún derrame accidental, estarán por debajo del nivel del suelo, con características semejantes a los barriles que contengan aceite para su desecho, los barriles que contengan aceite potencialmente contaminado se tratarán con extrema precaución y por separado.

- Se contará con un extinguidor.
- El local tendrá ventanas en la parte superior con el objeto de brindar una ventilación suficiente.
- El banco de trabajo para las pruebas de diagnóstico se adaptará a los espacios disponibles dentro del centro del local.
- Se contará con una computadora personal para guardar la información a cerca de las pruebas de diagnóstico y los equipos que estarán almacenados dentro del centro.

Dentro del centro de diagnóstico existe un espacio para almacenar aceite en barriles especiales para su posterior venta, a continuación se presentan las características de dichos barriles:

- **Material:** Polietileno de alta densidad.
- **Alto:** 890 mm
- **Diámetro:** 590 mm
- **Zunchos:** 2
- **Anillos:** 1 incorporado en alto
- **Color:** Azul
- **Capacidad:** 55 galones nominal 226 litros efectivos
- **Peso Tara:** 9.3 kilogramos
- **Tapones:** 2
- **Empaques:** Etileno Polipropileno
- **Fuerza de cierre:** 2" americana buttress = 20 lbs.\*ft
- **Apilables:** 2 sobre el primero



## **4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS SOBRE PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

El presente capítulo se centra en la metodología que se tiene que tomar respecto a la ejecución de las distintas pruebas de funcionamiento que se realizan a los transformadores de distribución, todo esto siguiendo normas internacionales que dictan la forma correcta de realizar dichos ensayos; se menciona también la información acerca de los equipos para realizar dichas pruebas y los criterios de aceptación en las diferentes pruebas.

### **4.1 Normas técnicas para la ejecución de pruebas a transformadores de distribución**

Existen varias normativas que se refieren a transformadores en general, para este proyecto en particular haremos referencia a la normativa de IEEE, la cual presenta diversas normas en lo que respecta a características técnicas, dimensiones, propiedades, ensayos, etc., para transformadores de potencia, distribución e instrumento. A continuación se enumeran varias de estas normas, con las cuales se pretende un correcto funcionamiento del centro de diagnóstico:

- *Std. C57.12.90 IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.*
- *Std. C57.12.00 IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.*

- *Std. C57.12.70 IEEE Standard for Terminal Markings and Connections for Distribution and Power Transformers*
- *ANSI C57.12.20 Standard for Overhead-Type Distribution Transformers, 500 KVA and Smaller: High Voltage, 34500 Volts and Below; Low Voltage, 7970/13800Y Volts and Below.*
- *ASTM D3487 Standard specifications for mineral insulating oil used in Electrical Apparatus.*
- *ASTM D117 Standard Guide for Sampling, Test Methods, Specifications and Guide for Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin.*
- *ASTM D 2285 Standard Test Method for Interfacial Tension of Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin Against Water by the Drop-Weight Method.*
- *ASTM D 974 Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration.*
- *ASTM D 924 Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids.*

La norma IEEE C57.12.00 señala pruebas de rutina, pruebas de diseño y otras pruebas que se pueden realizar a los transformadores, dependiendo de sus características eléctricas.

La norma IEEE C57.12.90 dicta la metodología que se tiene que tomar para la realización de dichas pruebas, y señala el tipo de prueba que se puede realizar y el proceso de ejecución. Las pruebas que señala la norma corresponden a toda clase de transformadores; para fines de este proyecto se tomarán las pruebas que corresponden a transformadores de distribución, las cuales serán las siguientes:

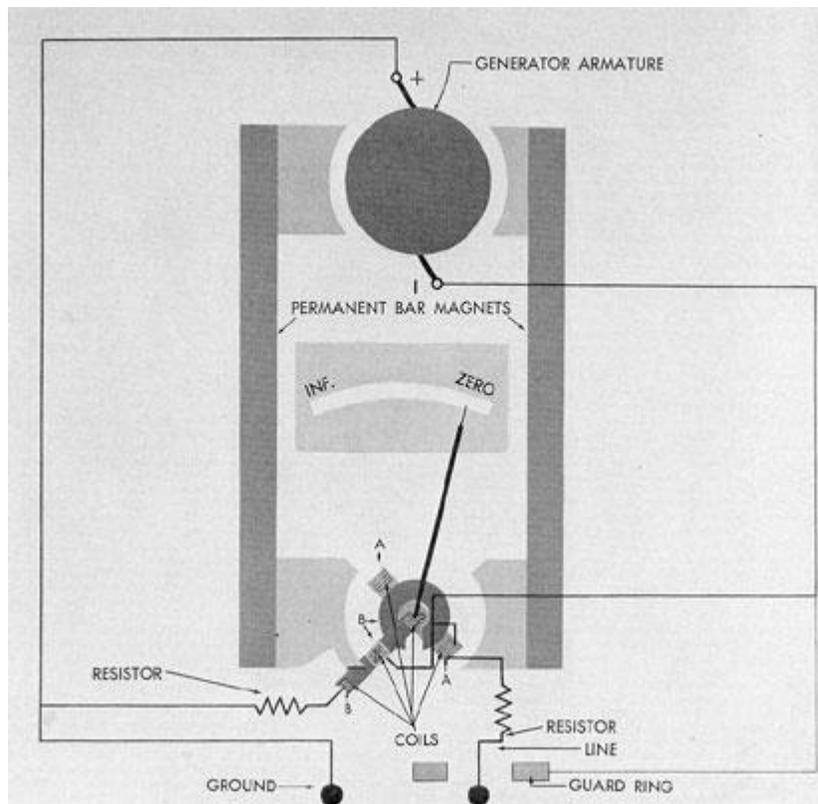
- Inspección visual del aceite del transformador
- Análisis cuantitativo de PCBs
- Rigidez dieléctrica del aceite aislante
- Prueba de tensión interfacial
- Prueba de acidez
- Prueba de resistencia de aislamiento en devanados
- Prueba de relación de transformación
- Prueba de polaridad del transformador

#### **4.2 Características técnicas de equipos de prueba**

Anteriormente se especificó que pruebas se realizarán dentro del centro de diagnóstico, para la realización de algunas de estas pruebas es necesario equipo de medición especial cuyas características se presentarán en esta sección.

Para la prueba de resistencia de aislamiento se utiliza un aparato conocido como megaohmetro, que es un medidor de resistencia de aislamiento que consta de dos partes principales: Un generador de corriente continua de tipo magnetoeléctrico, movido generalmente a mano o electrónicamente, que suministra la corriente para llevar a cabo la medición; y el mecanismo del instrumento por medio del cual se mide el valor de la resistencia que se busca.<sup>5</sup>

**Figura 13. Circuito magnético y conexiones eléctricas de un medidor de resistencia de aislamiento**



Fuente: [www.maritime.org/fleetsub/elect/chap18.htm](http://www.maritime.org/fleetsub/elect/chap18.htm)

<sup>5</sup> Enríquez Harper Gilberto, El ABC de las Máquinas Eléctricas Volumen 1 Transformadores. Capítulo 6 Sección 6.3. Editorial Limusa, México.

Son dos imanes permanentes rectos, colocados paralelamente entre si como se muestra en la figura 13. El inducido del generador, junto con sus piezas polares de hierro, esta montado entre dos de los polos de los imanes paralelos, y las piezas polares y el núcleo móvil del instrumento se sitúan entre los otros dos polos de los imanes. El inducido del generador se acciona a mano, regularmente, aumentándose su velocidad por medio de engranajes.

Para los ensayos de corrientes de aislamiento, la tensión que más se usa es la de 500 voltios, pero con el fin de poder practicar ensayos simultáneos a alta tensión, pueden utilizarse tensiones hasta 2500 voltios. Las características técnicas de este instrumento se presentan a continuación.

- Campo de medida mínimo de 50 k $\Omega$  a 100 M $\Omega$ .
- Tensiones de prueba como mínimo de 250 V, 500 V, 1000 V y 5000 V en corriente continua.
- Precisión  $\pm 5\%$  aproximadamente, para el campo de medida mínimo.
- Corriente de cortocircuito 1 mA ó 2 mA.

Para la prueba de relación de transformación se usa un instrumento llamado TTR que es en realidad una fuente de voltaje regulada y consiste en una serie de ajustes para dar suficiente precisión a la lectura. <sup>6</sup>

---

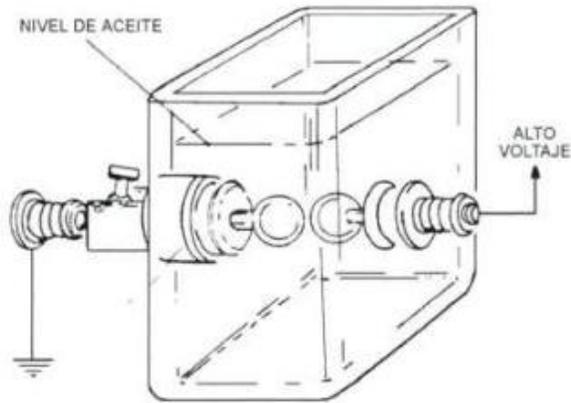
<sup>6</sup> Enríquez Harper Gilberto, El ABC de las Máquinas Eléctricas Volumen 1 Transformadores. Capítulo 6 Sección 6.7. Editorial Limusa, México D. F.

En la actualidad existen diversos probadores de relación de transformación completamente automáticos, los cuales aplican un voltaje a las terminales sujetas a prueba para poder calcular la relación de transformación entre los devanados, también pueden medir el desplazamiento de fase entre dos devanados, la resistencia de corto circuito y la corriente de excitación. Las características técnicas de los equipos TTR varían según fabricante y dependiendo de la aplicación, pero básicamente se pueden mencionar las siguientes:

- Método de medición ANSI/IEEE C57.12.90
- Gama de relación de transformación de hasta 20000:1 con una exactitud de menos del 1%
- Tensiones de prueba de 1.5 V ó 8 V y corriente de prueba de hasta 100 mA
- Polaridad del transformador: aditiva o sustractiva para transformadores monofásicos.

La prueba de rigidez dieléctrica se realiza por medio de un probador de rigidez dieléctrica, es un aparato que lo compone principalmente un transformador elevador, un voltímetro de medida, el equipo de interrupción y dos electrodos dentro de una copa estándar. Su funcionamiento básico consiste en aplicar un voltaje por medio de los electrodos al aceite de prueba dentro de la copa estándar.

**Figura 14. Copa estándar para la prueba de rigidez dieléctrica**



**Fuente: El ABC de las máquinas eléctricas. Gilberto Henríquez Harper. Editorial Limusa.**

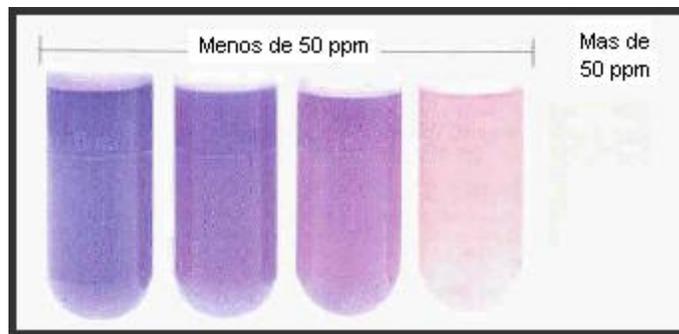
Existen distintos probadores automáticos y semiautomáticos usados en la industria para diferentes aplicaciones, a continuación se presentan sus características básicas:

- Tensión de prueba de 60 KV, 80 KV, 100 KV, etc. (Norma ASTM-D 877)
- Resolución de 0.1 KV a 1 KV dependiendo la aplicación
- Temperatura de operación de 0 a 40 grados Celsius
- Debe tener un recipiente para pruebas de aceite con electrodos esféricos, de .5 pulgadas (12.7mm) de diámetro

Existen distintos métodos de prueba de PCBs, dentro del centro de diagnóstico se utilizará para dicha prueba el método de ausencia de cloro por medio del Kit "CLOR-N-OIL 50". Este método utiliza un cambio de color por medio de una reacción química para indicar la presencia de cloro en una muestra y maneja un punto de ajuste de 50 ppm. De acuerdo al punto de ajuste los resultados deben interpretarse como:

- "LIBRES" con una concentración menor a 50 ppm
- "CONTAMINADOS" con una concentración entre 50 y 500 ppm
- "PCBs" con una concentración mayor a 500 ppm.

**Figura 15. Comparación de resultados para la prueba de PCBs**



Fuente: Manual de instrucciones prueba de PCBs. [www.dexsil.com](http://www.dexsil.com)

### **4.3 Pruebas dentro del centro de diagnóstico**

En la sección 4.1 se enumeraban las pruebas que se realizaran dentro del centro, esta sección indica el proceso a seguir para la realización de dichas pruebas, las cuales se clasifican en 3 categorías:

- Inspección general del transformador: consiste en una observación completa al transformador de distribución teniendo en cuenta sus dispositivos auxiliares tales como pararrayos, válvulas, terminales de alta tensión y de baja tensión, herrajes, etc.
- Pruebas al aceite dieléctrico: la primera es el aspecto visual del aceite dieléctrico, luego la prueba de ausencia de PCBs, además la prueba de rigidez dieléctrica del aceite, y por último el análisis físico químico al aceite.
- Pruebas eléctricas a los devanados: estas pruebas se realizan directamente a los devanados del transformador. La primera es la prueba de resistencia de aislamiento, la segunda la prueba de relación de transformación y la tercera la polaridad del transformador.

#### **4.3.1 Inspección general del estado del transformador**

Cuando el transformador es recibido dentro del centro de diagnóstico es necesario realizarle una observación general del mismo y esto consiste en:

- Observación de existencia de fugas y revisión de empaquetaduras
- Revisión de bushings de alta tensión y baja tensión
- Revisión de pararrayos y otros elementos

En primer lugar el encargado debe de prestar las medidas de protección necesarias por si el transformador este contaminado con algún tipo de elemento nocivo para la salud, luego se revisa detenidamente el transformador para ver si no presenta alguna fuga, además verificar que las juntas sellen bien y estén en buen estado, tiene que revisar el tanque con el fin de presentar un informe del estado del mismo.

Después de verificar que no hallan fugas el encargado debe de revisar el bushing de alta tensión y verificar que no exista deterioro. Debe de revisar las salidas de baja tensión y reportar si existe daño considerable, así mismo debe de limpiar el tanque y los terminales de alta y baja tensión para que continúen las pruebas. Por último tiene que revisar el pararrayos para saber en que condición se encuentra y un apriete general de tornillería.

#### **4.3.2 Pruebas al aceite dieléctrico**

En sección 4.1 se mencionaron las pruebas al aceite dieléctrico que se realizaran dentro del centro de diagnóstico las cuales son:

- Inspección visual
- Prueba de ausencia de PCBs
- Prueba de rigidez dieléctrica del aceite

- Análisis físico-químico del aceite

#### **4.3.2.1 Inspección visual**

La inspección visual del aceite dieléctrico la hace el encargado del laboratorio con gran precaución debido a que el aceite pudiera contener algún tipo de contaminante. Es una prueba sencilla, pero puede ser de gran utilidad ya que fácilmente se determina el estado de un aceite. Este debe ser limpio, transparente y libre de sedimentos. El encargado toma un recipiente de vidrio para drenar el transformador de la parte inferior y sacar una muestra para su observación.

#### **4.3.2.2 Prueba de ausencia de PCBs**

Existen muchos métodos para la prueba de existencia de PCBs dentro del aceite dieléctrico de un transformador, dentro del centro de diagnóstico se usara el método de ausencia de cloro por medio del kit “CLOR-N-OIL 50”, este método se utilizará debido a que es económico y de una buena confiabilidad.<sup>7</sup>

El kit consta de los siguientes elementos:

1. Un tubo #1 de polietileno con tapón dosificador color negro que contiene una ampolla incolora, abajo y una gris, arriba.

---

<sup>7</sup> El kit cumple con el EPA SW-846 método 9079 que se basa en una reacción química para verificar el nivel de cloro presente en la mezcla de acuerdo con un nivel prefijado.

2. Un segundo tubo de polietileno, es el tubo #2, con tapón color blanco que contiene 7 ml de una solución bufer, aquella que al agregarle cualquier solución, no cambia su PH o grado de acidez.
3. Una pipeta de polietileno.

**La prueba consiste en:**

**Primer paso:** desenrosque el tapón dosificado del tubo #1, tapón negro. Luego con la pipeta introduzca en el tubo #1 exactamente 5 ml, hasta la línea marcada, del aceite del equipo que esta siendo sometido a prueba. Tape nuevamente el tubo firmemente.

**Segundo paso:** rompa la ampolla incolora del tubo #1, la que se encuentra abajo, comprimiendo los lados del tubo. Agite el tubo durante 10 segundos. Seguidamente rompa la ampolla color gris, la que se encuentra arriba, y agite nuevamente por 10 segundos la muestra. Asegúrese de romper primero la ampolla incolora y luego la de color gris. A continuación, la reacción requerirá 60 segundos durante los cuales se deberá agitar intermitentemente varias veces. Controle el tiempo con un reloj.

**Tercer paso:** desenrosque los tapones de ambos tubos y vierta la solución bufer del tubo #2, con tapón blanco, dentro del tubo #1. Vuelva a tapar el tubo #1 y agite fuertemente durante 10 segundos. Afloje ligeramente el tapón para permitir la salida del gas que se forme. Vuelva a cerrar el tubo, firmemente, y agítelo fuertemente por otros 10 segundos. Vuelva a ventilar el tubo y cierre la tapa firmemente. El aceite ya no debe verse de color gris.

**Cuarto paso:** coloque el tubo #1 hacia abajo, déle vuelta, apoyado en su tapón y déjelo en reposo por dos minutos. Si la capa de aceite queda por debajo de la solución bufer, suspenda la prueba. El líquido en prueba es un PCB puro. Si la capa de aceite queda por encima de la solución bufer coloque el tubo #1 sobre el tubo #2 abierto y mueva el dosificador del tapón negro. Asegúrese que durante la apertura del dosificador no apunte hacia el operador y que se encuentre, totalmente, abierto antes de presionar el tubo para que salga la solución bufer. A continuación, coloque 5 ml de la solución bufer en el tubo #2, hasta la línea. Coloque el tapón en el tubo #2 y cierre el dosificador del tapón en el tubo #1.

**Quinto paso:** rompa la ampolla incolora, la de abajo, en el tubo 2 y agite por diez segundos. Seguidamente rompa la ampolla coloreada, la de arriba, agite por 10 segundos y observe el color.

**Sexto paso:** si la solución aparece de color violeta, la muestra contiene menos de 50 ppm de PCB. Si aparece de color amarillo o incoloro puede contener más de 50 ppm de PCB y la muestra debe ser analizada por algún método específico para la determinación de PCB. No debe atribuirse ningún valor al color que pueda aparecer en la delgada capa de aceite que pueda formarse encima de la solución.



- Debe usarse guantes de hule para evitar contaminación con el equipo y lentes protectores para los ojos. La ampollas no debes tocarse, ni el soporte de las mismas o al extremo de la pipeta.
- El equipo no esta hecho para evaluar muestras que contengan agua.
- De determinar pruebas positivas, los tubos de pruebas deben tratarse como desechos de PCB.

#### **4.3.2.3 Prueba de rigidez dieléctrica del aceite**

La prueba de rigidez dieléctrica del aceite se hace por medio de un probador especial llamado “probador de rigidez dieléctrica del aceite”. La muestra de aceite se toma de la parte inferior del transformador, por medio de la válvula de drenaje y se vacía en un recipiente llamado “copa estándar” que puede ser de porcelana o de vidrio y que tiene una capacidad del orden de ½ litro.

En ocasiones el aceite se puede tomar en un recipiente de vidrio y después se vacía a la copa estándar que tiene dos electrodos que pueden ser planos o esféricos y cuyo diámetro y separación están normalizados de acuerdo al tipo de prueba. El voltaje aplicado entre electrodos se hace por medio de un transformador regulador integrado al propio aparato probador.

Después de llenada la copa estándar se debe esperar alrededor de 20 minutos para permitir que se eliminen las burbujas de aire del aceite antes de aplicar el voltaje; el voltaje se aplica energizando el aparato por medio de un switch que previamente se a conectado a un contacto o fuente de alimentación común y corriente.

El voltaje se eleva gradualmente por medio de la perilla o manija del regulador de voltaje, la tensión o voltaje de ruptura se mide por medio de un voltímetro graduado en kilovolts.<sup>8</sup> La tabla XI muestra distintos parámetros según el tipo de prueba para el probador de rigidez dieléctrica.

**Tabla XI. Especificaciones de prueba para el probador de rigidez dieléctrica**

<b>Parámetros de especificaciones de prueba</b> (programados en OTS60PB, OTS60AF/2, OTS80AF/2 y OTS100AF/2)									
Espec. de prueba selec.	Forma de electrodos	Tiempo inicial de estabiliz.	Vel. de aumento de tensión	Tiempo intermedio de agitación	Tiempo intermedio de estabiliz.	Número de pruebas	Duración máx. de secuencia de pruebas		
							OTS60B OTS60AF/2	OTS80AF/2	OTS100AF/2
Prueba de 5min	B	1 min.	2kV/s	30 s	30 s	3	4min. 30s	5min.	5min. 30s
IEC156 etc	A,B	5 min.	2kV/s	2 min. (opción 1)	2 min. (opción 2)	6	18min.	19min.	20min.
ASTM D877	C	2 min. 20 s	3 kV/s	-	1 min.	5	8min.	8min. 33s	9min. 7s
ASTM D1816	A	3 min.	0,5 kV/s	Continuo	1 min.	5	17min.	20 min. 20s	23 min. 40s
UNE21	A,B	10min.	2 kV/s	1 min.	4 min.	6	38 min.	39 min.	40 min.
No Desrup A	B	0-99 min 55s **	2 kV/s	Rampa de 1 minuto hasta el valor prefijado o ruptura					
No Desrup B	B	0-99 min 55s **	2 kV/s	Como el anterior, y continúa hasta ruptura o valor máximo del equipo de pruebas					
Especial (1-5)*	-	0-99 min 55s *	0,5-5,0 kV/s	0-99 min 55s* 0-99 min 55s* 1-99			-	-	-
BS5730a		A,B	-	2 kV/s	1 min.	1 min.	Prueba no disruptiva a 22 kV, 30 kV o 40 kV (dependiendo de la categoría del equipo y la separación entre electrodos) durante 60 s. En caso de ruptura, se efectúan otras dos pruebas que la muestra debe superar si está en buen estado.		

**Fuente: Manual de Probador de Rigidez Dieléctrica OTS60PB**

Dentro del centro de diagnóstico se usará un probador de rigidez dieléctrica totalmente automático cuyas características se presentaron anteriormente, el operador debe de cargar una muestra de aceite al recipiente, ponerlo en la cámara y encender el aparato<sup>9</sup>.

<sup>8</sup> Enríquez Harper, Gilberto. El ABC de las Máquinas Eléctricas Volumen I, Capítulo 6. Sección 6.2.1. Editorial Limusa. México D. F.

<sup>9</sup> El método de prueba es directo a la muestra con el equipo de medición bajo la Norma ASTM-D 877.

Existen distintos criterios de prueba, pero en general se puede afirmar que se pueden aplicar varias rupturas dieléctricas con distintos intervalos de tiempo de estabilización dependiendo del tipo de prueba y el aparato probador como se puede ver en la tabla anterior.

Dependiendo de la configuración del probador el resultado puede ser un promedio numérico que se toma como la tensión de ruptura o rigidez dieléctrica. Normalmente la rigidez dieléctrica en los aceites aislantes se debe comportar en la forma siguiente:

**Tabla XII. Comportamiento de rigidez dieléctrica en distintos tipos de aceite**

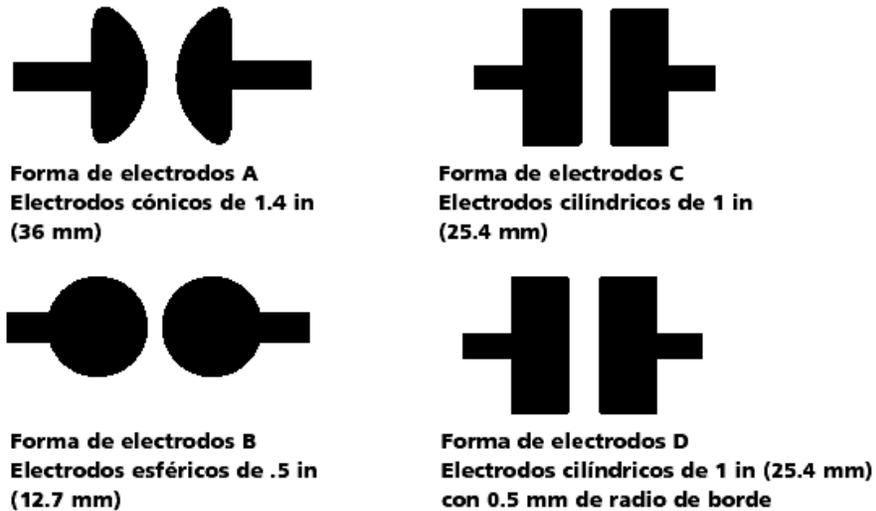
Aceites degradados y contaminados	De 10 a 28 KV
Aceites carbonizados no degradados	De 28 a 33 KV
Aceite nuevo sin desgasificar	De 33 a 40 KV
Aceite nuevo desgasificado	De 40 a 50 KV
Aceite regenerado	De 50 a 60 KV

**Fuente: El ABC de las máquinas. Gilberto Henríquez Harper. Editorial Limusa**

Los valores anteriores se refieren a normas de pruebas de acuerdo a los electrodos. Si se usan electrodos de 25.4 mm de diámetro con una separación de 2.54 mm la tensión de ruptura debe ser cuando menos 25 KV en aceites usados y 35 KV en aceites nuevo.

Cuando se usan electrodos de discos con separación de 1.016 mm la tensión de ruptura mínima en aceites usados es de 20 KV y de 30 KV mínimo en aceites nuevos.

**Figura 17. Formas comunes de electrodos**



Fuente: Manual de Probador de Rigidez Dieléctrica OTS60PB

#### **4.3.2.4 Análisis físico químico del aceite dieléctrico**

##### **Prueba de tensión interfacial**

La tensión interfacial es la resistencia que presentan dos líquidos a separarse, influyendo la naturaleza química de los aceites, la temperatura; si la miscibilidad de los líquidos en contacto aumenta con la temperatura el valor de la tensión interfacial disminuye, y la presencia de cuerpos polares disminuye la tensión interfacial. La tensión interfacial es un indicativo importante en los aceites dieléctricos.

Casi la totalidad de los compuestos formados durante la oxidación del aceite dieléctrico poseen un extremo polar y un extremo no polar, debido a esto, estos compuestos tienen características tensoactivas.

Estas características tensoactiva se ve reflejada en la disminución de la tensión interfacial (Agua-Aceite), es por esto que a medida que la concentración de estos compuestos aumenta la tensión interfacial disminuye (Aceite cada vez mas deteriorado).

El procedimiento para la prueba de tensión interfacial esta descrito por la norma ASTM D-2285. Esta norma se basa en el método de peso y volumen de gota para la medición de la tensión interfacial del aceite dieléctrico. Es un método muy conveniente para la medición de la tensión superficial en una interfase líquido-aire o la tensión interfacial líquido-líquido.

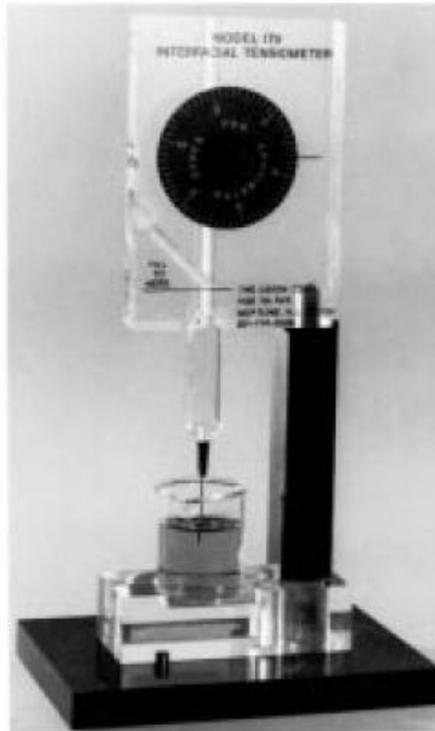
Consiste en conocer el peso o medir el volumen de las gotas de un líquido que se desprenden lentamente de la punta de un tubo estrecho o capilar montado verticalmente. El peso de la gota (y el volumen) se relaciona con la fuerza debida a la tensión superficial.

El momento de desprendimiento de las gotas ocurre cuando su peso ya no está equilibrado por la tensión superficial que se ejerce a lo largo de la periferia exterior del extremo de la pipeta.

- **Procedimiento:**

La prueba se hace por medio de un Tensiómetro que viene provisto de una aguja para realizar la prueba y un recipiente para la muestra de aceite dieléctrico.

**Figura 18. Medidor de tensión interfacial (tensiómetro) vertical**



**Fuente: *ASTM 2285 Standard Test Method for Interfacial Tension of Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin Against Water by the Drop-Weight Method.***

El procedimiento descrito en la norma ASTM D 2285 contiene los siguientes puntos importantes:

- Se debe de limpiar perfectamente el recipiente que contendrá la mezcla, la aguja vertical y el aparato de medición.
- Se debe de trabajar con todos los instrumentos a temperatura ambiente.
- Llenar el recipiente del aparato con agua destilada y luego expulsar el aire que exista dentro de este recipiente.
- Poner dentro del recipiente de la muestra aproximadamente 24.5 mm de aceite sin filtrar. Luego meter la aguja dentro de la muestra aproximadamente 12.7 mm.

- Anote la lectura de la escala, luego expulse una gota de prueba y anote la diferencia en las lecturas de la escala.
- Expulse alrededor de  $\frac{3}{4}$  del volumen de agua como se explica en el punto anterior y luego suspender la siguiente gota en la aguja por espacio de 30 segundos
- Libere lentamente suficiente agua para provocar que la gota caiga, ahora el total de tiempo para expulsar la gota esta entre 45 y 60 segundos.
- Anote el volumen del agua en la gota en términos de divisiones en la escala. Esta lectura nos dará la tensión interfacial del aceite con densidad promedio.
- Interpretación de resultados: Satisfactorio:  $> 35$  dyn/cm; Dudoso: 25 a 35 dyn/cm; Insatisfactorio:  $< 25$  dyn/cm

### **Análisis químico**

El análisis es esencial debido a que cualquier cambio en las características del aceite puede debilitar la condición del transformador. Dentro del centro de diagnóstico se tendrá la prueba de acidez o número de neutralización lo que puede indicar que el aceite se ha descompuesto como resultado de un sobrecalentamiento local. La acidez indica cuantos miligramos de hidróxido de potasio se requieren para neutralizar los ácidos contenidos en un gramo de aceite.

En un aceite nuevo el número de neutralización es pequeño, y aumenta como resultado del envejecimiento, deterioro y oxidación. El procedimiento esta descrito en la norma ASTM D 974 y utiliza el método de determinación del grado de acidez por titulación con indicador de color.

En un aceite, su grado de acidez o alcalinidad puede venir expresado por su número de neutralización, que se define como la cantidad de álcali o de ácido (ambos expresados en miligramos de hidróxido potásico), que se requiere para neutralizar el contenido, ácido o básico, de un gramo de muestra, en las condiciones de valoración normalizadas del correspondiente ensayo.

El número de neutralización se puede presentar en cuatro distintos valores:

- a) N.º de ácido total (TAN), determina todos los constituyentes ácidos presentes en las muestras de aceite, débiles y fuertes.
- b) N.º de ácido fuerte (SAN), determina sólo el contenido en ácidos fuertes.
- c) N.º de base total (TBN) determina todos los constituyentes alcalinos. Normalmente se utiliza en aceites de motor.
- d) N.º de base fuerte, determina el contenido en componentes fuertemente alcalinos, en ciertos aceites de motor de alta alcalinidad.

Los aceites bien refinados y que no contengan cierto tipo de aditivos, no atacan sensiblemente al cobre, pero sí pueden hacerlo por causa de su previa degradación, presencia de contaminantes, o especial aditivación.

### **Determinación del grado de acidez**

Se diluye la muestra en una mezcla de disolventes y valoración de los ácidos grasos libres mediante una disolución etanólica de hidróxido potásico.

## Reactivos

a) Mezcla de éter dietílico y etanol de 95% (V/V), en proporción de volumen 1:1. Debe neutralizarse exactamente en el momento de su utilización con la disolución en presencia de 0,3 ml de la disolución de fenolftaleína por cada 100 ml de mezcla.

b) Disolución etanólica valorada de hidróxido potásico, 0,1 M, o en caso necesario 0,5 M (Si la cantidad necesaria de la disolución de hidróxido potásico de 0,1 M supera los 10 ml, debe utilizarse una disolución de 0,5 M. La disolución etanólica valorada de hidróxido potásico puede sustituirse por una disolución acuosa de hidróxido potásico o sódico siempre que el volumen de agua añadido no provoque una separación de las fases).

c) Disolución de 10 g/l de fenolftaleína en etanol de 95-96 % (V/V).

## Material

Balanza analítica. Matraz erlenmeyer de 250 ml y bureta de 10 ml con graduación de 0,05 ml.

## Procedimiento

La determinación se efectuará en una muestra filtrada. Si el contenido global de humedad e impurezas es inferior al 1 %, se utilizará la muestra tal cual. Tomar la muestra, según el grado de acidez previsto, de acuerdo con el cuadro siguiente:

**Tabla XIII. Peso de la muestra de aceite para la prueba de acidez.**

Acid Number or Base Number	Size of Sample, g	Sensitivity of Weighing, g
New or Light Oils		
0.0 to 3.0	20.0 ± 2.0	0.05
Over 3.0 to 25.0	2.0 ± 0.2	0.01
Over 25.0 to 250.0	0.2 ± 0.02	0.001
Used or Dark-Colored Oils		
0.0 to 25.0	2.0 ± 0.2	0.01
Over 25 to 250.0	0.2 ± 0.02	0.001

Fuente: *ASTM D-974 Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration*

### Determinación

Disolver la muestra en 50 a 150 ml de la mezcla de éter dietílico y etanol, previamente neutralizada. Valorar, agitando, con la disolución de hidróxido potásico de 0,1 M (Si la disolución se enturbia durante la valoración, añadir una cantidad suficiente de la mezcla de disolventes para que la disolución se aclare) hasta el viraje del indicador (la coloración rosa de la fenolftaleína debe permanecer al menos durante 10 segundos).

Calcular el Número ácido de la siguiente manera:

$$\text{Número Ácido, mg de KOH/g} = [(A-B)M \times 56.1]/W$$

Donde:

A = Solución de KOH requerida para la disolución de la muestra, mL

B = Solución de KOH requerida para la disolución etanólica, en el numeral b) de la descripción de reactivos, mL

M = Masa molar o peso molecular de la solución de KOH

W= peso de la muestra, g

La interpretación de resultados se tiene que dar de la siguiente manera:

Satisfactorio:	< 0.08 mg KOH/g
Dudoso:	0.08 a 0.15 mg KOH/g
Insatisfactorio:	> 0.15 mg KOH/g
Crítico:	> 0.20 mg KOH/g

#### 4.3.3 Pruebas eléctricas a devanados

Luego de revisar el transformador y verificar que no este contaminado, para conocer el estado de los devanados y diagnosticar el funcionamiento del transformador es imprescindible la verificación del comportamiento de los devanados, para ello se ha mencionado anteriormente las distintas pruebas que se realizarán dentro del centro de diagnóstico las cuales son:

- Prueba de resistencia de aislamiento, bajo la norma ANSI/IEEE C57.12.90
- Prueba de relación de transformación, bajo la norma ANSI/IEEE C57.12.90

##### 4.3.3.1 Prueba de resistencia de aislamiento

Para la prueba de resistencia de aislamiento se utiliza un megaohmetro como el descrito en la sección 4.2. El significado de la resistencia de aislamiento generalmente requiere de cierta interpretación y depende básicamente del diseño, sequedad y limpieza de los aislantes que envuelven al transformador.

El procedimiento de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador está descrito en la norma IEEE C57.12.90 y contiene básicamente los siguientes puntos claves:

- La temperatura de los devanados y del líquido aislante deben estar cercanos a 20° C.
- Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante.
- Todos los devanados deben de estar cortocircuitados.
- Todas las boquillas del transformador deben estar en su lugar.
- Todas las terminales que no se consideran en la prueba así como la carcasa y el tanque deberán conectarse a tierra mientras se aplique el voltaje de prueba.
- Deben seguirse las indicaciones de cada instrumento de medición dependiendo del que se trate.

Dentro del centro de diagnóstico se trabajarán con un MEGGER de la serie BM. El megger consiste en una fuente de alimentación en corriente directa y un sistema de medición. La fuente es un pequeño generador que se puede accionar en forma manual o eléctricamente. El voltaje en terminales de un megger puede ser de 500 V, 1.000 V, 2.500 V y 5.000 V dependiendo del modelo, y pueden llegar a medir hasta 5 TΩ.

La resistencia de aislamiento de un transformador se mide entre los devanados conectados entre si, contra el tanque conectado a tierra y entre cada devanado y el tanque, con el resto de los devanados conectados a tierra. Por ejemplo:

- Alta tensión vs. Baja tensión
- Alta tensión vs. Tierra

- Baja tensión vs. Tierra
- Neutro vs. Tierra (En el caso de que el neutro no esté conectado directamente a tierra)

Procedimiento:

- Se seleccionará la tensión de prueba requerida con las teclas selectoras (MEGGER serie BM). De acuerdo con la tabla siguiente:

**Tabla XIV. Tensiones de prueba**

Voltaje nominal de referencia (V)	Voltaje de prueba (V)
Menos de 115	250
115	250 o 500
230	500
460	500 o 1000

Fuente: [www.syse.com.mx](http://www.syse.com.mx)

- Para iniciar una prueba, se pulsará el botón rojo de prueba durante más de un segundo. El LED parpadeando y los símbolos de alta tensión advierten de una tensión en los terminales superior a 50 V, o bien que se está realizando una prueba.
- Cuando se termine la prueba, la pieza que se esté comprobando se descargará automáticamente. Podrá detenerse la prueba manualmente si se pulsa el botón rojo de prueba.

- La prueba se detendrá automáticamente si se llega a la duración de la prueba, si se desconecta el instrumento, si tiene lugar un error interno, si se funde un fusible o si se detecta demasiado ruido. Cuando se haya parado la prueba, aparecerá la lectura final en la pantalla digital.

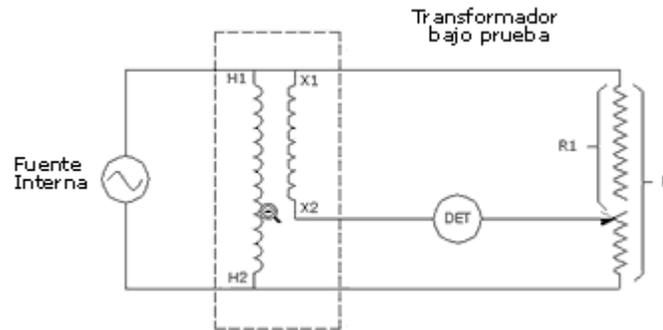
Esta prueba se realiza con la finalidad de incrementar la exactitud del estado de prueba de los aislamientos de un transformador, no hay una buena cifra para determinar si una lectura de una resistencia de aislamiento es buena o mala, pero una buena guía es la de considerar 1 MW por cada 1000 V. de prueba aplicados como una cifra mínima. Esto es aplicable a motores y transformadores.

#### **4.3.3.2 Prueba de relación de transformación**

La relación de transformación de un transformador es la relación de voltaje del devanado de alto voltaje al devanado de bajo voltaje. Para la prueba de relación de transformación se utilizará un TTR como el descrito en la sección 4.2. El TTR consiste en una serie de ajustes para dar suficiente precisión a la lectura, que se toma conectando cables a cada uno de los devanados del transformador. El aparato es en realidad una fuente de voltaje regulada.

Existen 3 métodos de prueba para la determinación de la relación de transformación: el método del voltmetro, el método de comparación y el método del puente. El método del puente es el método más preciso de los 3 y no se requiere de un segundo transformador de condiciones idénticas al de prueba, por lo que esta prueba se aplica fácilmente en el campo, la figura 19 muestra el diagrama de conexiones.

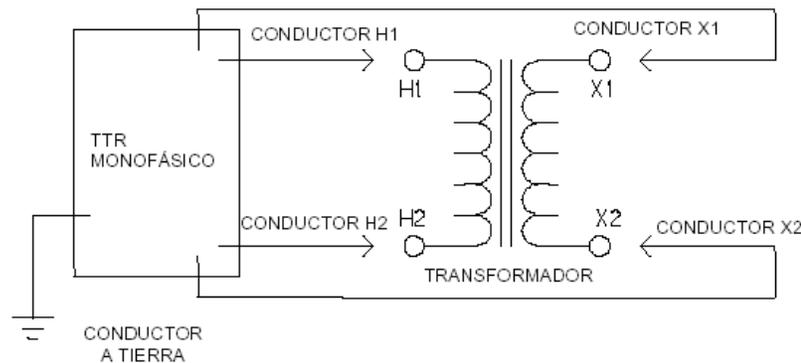
**Figura 19. Método de puente para la medición de la relación de transformación**



**Fuente: Std. C57.12.90 IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.**

Para la medición con el TTR se debe seguir el circuito básico de la figura anterior, cuando el detector DET está en balance, la relación de transformación es igual a  $R / R1$ . El TTR 100 que se va utilizar dentro del centro de diagnóstico provee mediciones exactas de tensiones de entrada y salida del transformador y luego calcula la relación de espiras del transformador. El diagrama de conexiones del TTR se presenta en la figura No 20.

**Figura 20. Diagrama de conexiones TTR**



**Fuentes: Manual de Proveedor de TTR**

El procedimiento para la prueba de relación de transformación se encuentra en el manual del dispositivo TTR 100, el aparato muestra una interfaz simple que le muestra al usuario paso a paso como tiene que llevar a cabo la prueba siguiendo menús en pantalla.

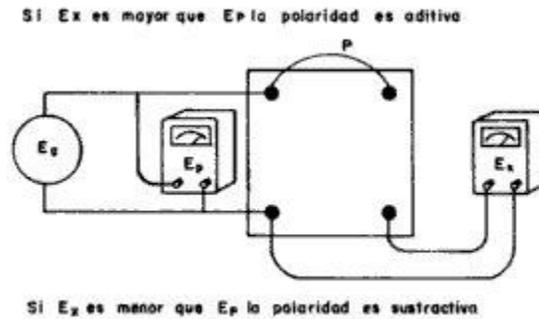
Este dispositivo también puede medir el desplazamiento de fase entre los devanados primario y secundario del transformador, la resistencia CC del devanado y la corriente de excitación del transformador. Además provee indicaciones de polaridad para transformadores de distribución monofásicos.

#### **4.3.3.3 Prueba de polaridad**

Esta prueba se realiza para determinar (cuando es necesario) como se encuentran devanadas unas con respecto a otras las bobinas de un transformador, de modo que la “dirección” del voltaje secundario se puede conocer cuando se conecte en paralelo los transformadores o bien formando bancos polifásicos.

En general las terminales se marcan del lado del alto voltaje como H1, H2, H3 leyendo del lado derecho hacia el izquierdo. El lado de bajo voltaje con las letras X1, X2, etc., leyendo del lado izquierdo hacia el lado derecho para polaridad sustractiva y de derecha a izquierda para polaridad aditiva.

**Figura 21. Determinación de la polaridad de un transformador usando una fuente de C. A.**



**Fuente:** El ABC de las máquinas eléctricas. Gilberto Henríquez Harper. Editorial Limusa.

Para determinar cuando un transformador posee polaridad aditiva o sustractiva, se conecta al devanado de alto voltaje una fuente de corriente alterna  $E_g$ . Y entre los devanados adyacentes de alto voltaje y bajo voltaje se conecta un puente P. Se conecta un voltímetro  $E_x$  entre las otras dos terminales adyacentes y otro voltímetro  $E_p$  se conecta a través del devanado de alta tensión. Si la lectura de  $E_x$  da un valor superior a la del voltímetro  $E_p$  se dice que la polaridad es aditiva, lo que significa que las terminales H1 y X1 se encuentran opuestas diagonalmente.

Por otra parte, si la lectura  $E_x$  da un valor inferior a  $E_p$ , se dice que la polaridad es sustractiva y las terminales H1 y X1 están adyacentes. Dentro del centro de diagnóstico se usará un el probador TTR 100 que entre sus múltiples funciones también puede verificar la polaridad del transformador que esta siendo sujeto a prueba, siguiendo las instrucciones del manual.



## **5. PROCEDIMIENTOS**

El presente capítulo muestra la metodología que se utilizará para la manipulación de transformadores que presenten falla en su operación, se distinguen tres procesos diferentes; el primero es el caso de falla de un centro de transformación, tiene como puntos relevantes las acciones por parte de la brigada de mantenimiento y el transporte de los equipos. El segundo proceso comprende las instrucciones para la ejecución de pruebas a transformadores dentro del centro de diagnóstico por parte del encargado. El último proceso es la forma de desecho de transformadores que no fueran factibles de reparar.

### **5.1 Procedimiento general en caso de falla de un centro de transformación**

El objetivo principal de este proceso es establecer los pasos necesarios para atender el caso general de falla de un centro de transformación, así mismo determinar el tipo de falla y las acciones que se tengan que llevar a cabo. Para llegar a este objetivo la empresa de distribución DEOCSA cuenta con personal de mantenimiento por región, capacitado para realizar trabajos dentro de las líneas de distribución. Las responsabilidades de los diferentes integrantes del personal de mantenimiento se explican a continuación:

#### **Jefe de mantenimiento:**

- Coordinar las actividades con el encargado de mantenimiento.

**Encargado de mantenimiento:**

- Gestionar el suministro de repuestos solicitados.
- Coordinar las actividades con personal interno de la empresa.

**Montador de mantenimiento y operación local:**

- Coordinar las operaciones con el encargado de mantenimiento.
- Cumplir y hacer cumplir las medidas de seguridad.
- Utilizar los equipos de protección y seguridad.
- Asegurarse de retirar de la zona de trabajo todos los residuos y desperdicios generados durante el desarrollo de los trabajos y llevarlos a un lugar adecuado para su desecho, así como realizar cualquier actividad necesaria para restaurar cualquier daño material producido derivado específicamente por los trabajos realizados.
- Comunicar al encargado de mantenimiento las incidencias en el desarrollo sus actividades.

Para la vigilancia, operación y control de la red eléctrica, la empresa cuenta con el COR, unidad responsable de asegurar la calidad y continuidad del suministro, para este proceso específico coordina las actuaciones y brinda apoyo técnico en el momento que se atiende alguna incidencia, se comunica por radio con la brigada de mantenimiento.

**5.1.1 Acciones de brigada de mantenimiento**

Las brigadas de mantenimiento están formadas por montadores de mantenimiento y operación local, que generalmente son dos personas, pero puede variar el número dependiendo del tipo de mantenimiento, ya sea correctivo o preventivo.

El equipamiento básico de la brigada se enumera a continuación:<sup>10</sup>

- Vehículo.
- Verificador ausencia de tensión en MT y pértiga aislante.
- Botiquín portátil.
- Equipo portátil de puesta a tierra.
- Cortadora para cable tipo trinquete.
- Pértiga universal.
- Pértiga escopeta.
- Voltímetro.
- Megger de tierra.
- Posicionador global (GPS).
- Equipos de señalización de peligros (cadenas delimitadoras, carteles y conos).

El equipo personal es el siguiente:

- Casco de protección.
- Guantes cuero.
- Cepillo de alambre para quitar el óxido o suciedad.
- Cinturón portaherramientas con su bandola de seguridad.
- Bolsa portaherramientas en trabajos de altura.
- Gafas de protección contra arco eléctrico fortuito y contra impactos.
- Equipo para escalar el poste.
- Juego de herramientas de uso habitual (llaves ajustables, alicate, navaja, martillos, destornilladores, etc.).

---

<sup>10</sup> Procedimiento General para el cambio de un Transformador de Distribución. DEOCSA-DEORSA.

En este proceso es indispensable que los elementos de la brigada de mantenimiento conozcan perfectamente las medidas de seguridad más relevantes para el caso de cambio de transformador, a continuación se enumeran estas medidas de seguridad:

- Seguir las medidas básicas de seguridad como lo son: Desconectar; abrir con corte visible o efectivo todas las fuentes de tensión, enclavar o bloquear los aparatos de corte y señalización, verificar la ausencia de tensión, poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión y colocar las señales de seguridad delimitando la zona de trabajo.<sup>11</sup>
- Tener presente que el equipo podría estar contaminado, tomar las medidas necesarias para evitar el contacto directo del personal con el aceite dieléctrico del transformador.

Para este proceso en particular la brigada de mantenimiento debe contar con un transformador en buenas condiciones para poder cambiarlo por el que presentó la falla. A continuación se presentan las actividades a realizar para llevar a cabo este procedimiento:

- Al llegar a la zona donde ocurrió la incidencia se tiene que buscar un lugar adecuado para estacionar el vehículo.
- Verificar que no exista ninguna fuga en el transformador dañado, si existe alguna fuga nunca tocar el aceite dieléctrico con las manos descubiertas.

---

<sup>11</sup> Normas de Seguridad Principales en instalaciones de MT y BT, DEOCSA.

- Si existe alguna fuga, impedir que llegue el líquido a algún drenaje o fuente de agua, limpiar con un material absorbente (aserrín, arena, wipe, etc.) el derrame, evitar que el personal tenga contacto directo con el líquido para ello se tiene que contar con ropa de seguridad resistente y de preferencia desechable, el material que absorbió el líquido tiene que guardarse en una bolsa de nylon para luego depositarse en un recipiente especial.
- El transformador con fuga debe de envolverse con un material que resista el derrame para no dejar caer el líquido al piso, cuando se baje el transformador del poste se tiene que evitar el mínimo contacto con el líquido aislante.
- Si el transformador no tiene fuga se sigue el procedimiento rutinario para bajarlo del poste por parte de la brigada de mantenimiento y cambiarlo por otro en buenas condiciones.
- Si no existiera fuga el transformador dañado debe tratarse con cuidado, evitando cualquier movimiento exagerado que cause alguna ruptura en la cuba o derrame accidental, de ninguna forma puede ser abierto hasta verificar la ausencia de PCB en el aceite.
- Proceder al traslado del transformador dañado a la sede de mantenimiento correspondiente.

### **5.1.2 Proceso de transporte de equipos que presentan falla**

Una de las funciones del montador de mantenimiento y operación local es la de cumplir con las medidas de seguridad mínimas para el caso del transporte de equipo que presenta falla, debe tener en cuenta los siguientes puntos:

- Considerar que el transformador defectuoso que se requiere transportar, puede estar contaminado con PCB.
- Utilizar equipo de protección para las manos (guantes aislantes de líquidos).

El proceso de transporte de transformadores debe seguir los siguientes pasos:

- Dotar al transformador de un depósito plástico para su transporte, con el fin de evitar un derrame accidental.
- Fijar el transformador en el vehículo de modo que durante su transporte no se mueva.
- El conductor del vehículo debe saber exactamente que el equipo que está transportando es potencialmente contaminante y debe de conducir con la mayor prudencia.
- El equipo debe ser transportado a la sede de la distribuidora según el área a la que pertenezca la instalación donde fue desmontado el transformador.
- Al final de cada semana deberán ser transportados los transformadores al centro de diagnóstico.

## **5.2 Procedimiento general para el funcionamiento del centro de diagnóstico**

El objetivo de este procedimiento, es el de proporcionar las instrucciones para el diagnóstico de un transformador de distribución que sea llevado al centro, para poder clasificarlo como recuperable o no recuperable, consta de dos etapas; la primera es la recepción del transformador, básicamente es el tratamiento que se le da a la llegada al centro, la segunda etapa es el diagnóstico del funcionamiento del transformador conforme a las pruebas citadas en el capítulo anterior.

### **5.2.1 Recepción de transformadores en el centro de diagnóstico**

La primera etapa es la recepción del transformador en el centro de diagnóstico con el fin de prepararlo para las pruebas posteriores. En esta etapa el transformador será sometido a: prueba de verificación de ausencia de PCB como primer punto y a una observación general de sus equipos auxiliares.

Para la prueba de ausencia de PCB se siguen los siguientes pasos:

- El encargado del centro de diagnóstico tiene que tener ropa especial durante todo este procedimiento y los procedimientos posteriores para evitar algún contacto con el aceite del transformador.

- Preferiblemente el encargado debe tener un nivel de protección tipo D para la realización de esta prueba.<sup>12</sup>
- Seguir las instrucciones para la prueba de PCB que se describen en la sección 4.3.2
- Luego de terminada la prueba, etiquetar el equipo si contiene PCB
- Si el equipo contiene PCB depositarlo en el área específica, si no tiene continuar con el siguiente procedimiento.

Luego de verificar la ausencia de PCB en el equipo el encargado debe seguir los siguientes pasos:

- Verificar el nivel de aceite del transformador
- Verificar los bushings de alta y baja para determinar su estado
- Verificar el estado del pararrayos
- Inspección visual del aceite del transformador.
- Documentar la prueba, anotando las conclusiones de todos los pasos.

---

<sup>12</sup> Este nivel de protección se emplea cuando no hay riesgo respiratorio, pero puede existir contacto con piel y ropa, y consiste en overoles, guantes antiquímicos, botas, cubrebotas, y máscara facial o gafas de protección.

### **5.2.2 Diagnóstico de transformadores basándose en pruebas de funcionamiento**

Una vez terminado el procedimiento anterior, el encargado continuará con las demás pruebas para diagnosticar el funcionamiento del transformador siguiendo el orden que a continuación se presenta:

- Prueba de Rigidez Dieléctrica del aceite aislante
- Prueba de tensión interfacial del aceite aislante
- Prueba de acidez del aceite aislante
- Prueba de resistencia de aislamiento (Megger)
- Prueba de relación de transformación
- Prueba de polaridad.

Los pasos para realizar las pruebas anteriormente indicadas se encuentran en la sección 4.3 del presente trabajo de graduación. Se explican en lo apartados: 4.3.2 para el caso de la prueba de rigidez dieléctrica del aceite y análisis físico químico; 4.3.3 para la prueba de relación de transformación y resistencia de aislamiento. Los criterios para el diagnóstico al aplicar dichas pruebas se mencionan en las secciones citadas.

Después de realizar todas las pruebas el encargado del centro de diagnóstico tiene que documentarlas, tiene que llenar el formato que aparece a continuación:

**Figura 22. Formato para el diagnóstico de un transformador**

DATOS DEL TRANSFORMADOR	
Marca	
Número de Serie	
Potencia	
Tensión	
Impedancia	
Polaridad	
Galones de Aceite	
Peso	

**PRUEBAS**

**ANÁLISIS DE ACEITE DIELECTRICO**

Descripción	Valor
Rigidez Dieléctrica	
Tensión Interfacial	

Descripción	Valor
Análisis de PCBs	
Acidez	

**AISLAMIENTO (MEGGER)**

Bobinados	Megaohms (MW)	Voltaje Aplicado
Alta a Baja		
Alta a Tierra		
Baja a Tierra		

**RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN**

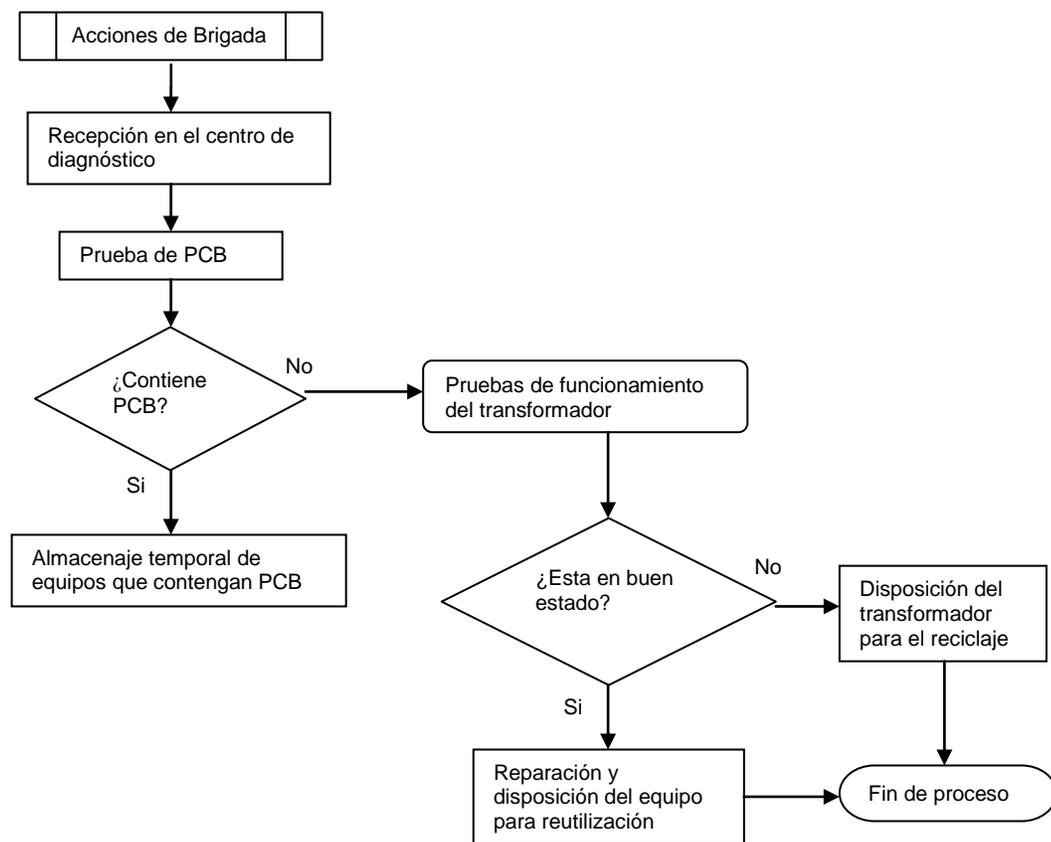
Bobinados	1	2	3	4	5
H3H1 : X0X1					
H1h2 : X1X2					
H2H3 : X0X3					
Tierra Física					

Observaciones

**Fuentes: Empresa de Distribución de Electricidad de Occidente**

Si en sus anotaciones, el encargado considera que el transformador es recuperable, dicho transformador se colocara en un área especial para su reparación y disposición inmediata, por el contrario si un transformador se considera no recuperable, entonces se procede a almacenarlo dentro del centro de diagnóstico para su posterior desecho, drenándole todo el aceite y depositándolo en los barriles respectivos. La figura 23 muestra el flujo completo del proceso dentro del centro de diagnóstico.

**Figura 23. Diagrama de flujo del proceso de diagnóstico de transformadores de distribución**



### **5.2.3 Proceso de reciclaje de transformadores sin reparación.**

Este proceso consiste en la acumulación de un número determinado de transformadores dentro del centro de diagnóstico, para su venta como chatarra. Se considera un transformador como no recuperable cuando sus devanados se han quemado o la resistencia de aislamiento no satisface los criterios necesarios para que el transformador pueda operar en condiciones normales, todo esto encarece su reparación, lo que eleva los costos de mantenimiento de la empresa.

Como primer paso para el proceso de reciclaje; dentro del centro de diagnóstico se van acumulando los transformadores que no se pueden recuperar, transcurrido el período de un mes, el total será de aproximadamente de entre 40 a 50 transformadores dependiendo la época del año.

Luego de haber juntado un número predeterminado de transformadores se procede a su venta como chatarra, DEOCSA vende los transformadores a dos empresas que se dedican a actividades de reciclaje, la venta de los transformadores se hace separando el aceite dieléctrico por un lado; y la cuba y accesorios por otro.

Primero pasa la empresa que se encarga de la compra del aceite dieléctrico, en nuestro procedimiento ya se tiene contemplado que el encargado drené los equipos y coloque el aceite en barriles, para su transporte más eficiente. Posteriormente llega el personal de la empresa que recicla los metales, y retira toda la chatarra, utilizando para ello grúas y camiones.

## **6. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DEL CENTRO DE DIAGNÓSTICO**

En este capítulo se hace un análisis acerca de los gastos que genera la puesta en marcha del centro de diagnóstico y sus beneficios esperados, como primer punto se calculan los costos generales para la apertura de dicho centro como los son: el costo de inversión inicial, los costos de operación y los costos de mantenimiento. Por último se presenta los beneficios que el centro de diagnóstico podrá darle a la empresa así como también un análisis de beneficios contra costos, para saber la rentabilidad del proyecto.

### **6.1 Costos generales del centro de diagnóstico**

#### **6.1.1 Inversión inicial**

El costo inicial del centro de diagnóstico, comprende la infraestructura que va a albergar el taller de pruebas y la bodega de almacenamiento así como también los equipos para pruebas y el equipo para que el encargado del centro de diagnóstico pueda hacer su trabajo eficientemente. La tabla XIV muestra los rubros y el precio estimado que comprende la inversión inicial del proyecto.

**Tabla XV. Inversión inicial**

<b><u>Infraestructura</u></b>	
Construcción de obra civil	<b>Q 366,492.40</b>
<b><u>Mobiliario y equipo</u></b>	
Computadora nueva y accesorios	Q2,500.00
Banco de trabajo	Q1,250.00
Silla de oficina	Q350.00
Lockers	Q800.00
Archivadores metálicos	Q2,000.00
Equipo para manipulación de cargas: stacker	Q16,420.00
<b>Sub total</b>	<b>Q23,320.00</b>
<b><u>Equipo de pruebas de laboratorio</u></b>	
Medidor de resistencia de aislamiento <b>megger</b>	Q50,250.00
Medidor de relación de transformación <b>TTR</b>	Q28,875.00
Probador de rigidez dieléctrica de <b>aceite aislante</b>	Q30,000.00
Equipo de titulación profesional: soporte universal de hierro y aluminio, nuez fija, pinzas, matraz y bureta	Q1,600.00
Equipo de medición de tensión interfacial de <b>aceite aislante</b>	Q15,000.00
<b>Sub total</b>	<b>Q125,725.00</b>
<b>Inversión inicial</b>	<b>Q515,537.40</b>

### 6.1.2 Costos de operación

Los costos de operación están relacionados estrechamente con los costos de mantenimiento, debió a que con un correcto mantenimiento, la operación del centro de diagnóstico resulta ser adecuada. Para la operación del centro de diagnóstico se identifican dos factores los cuales son: el traslado de equipos de las diferentes sedes hacia el centro de diagnóstico y el salario del personal que va a hacer posible el funcionamiento del centro de diagnóstico.

Para el traslado de equipo es necesario conocer la distancia de las distintas sedes hacia el lugar donde se encuentra el centro de diagnóstico. Además se tiene que conocer cuántos transformadores fallan al mes en las distintas sedes, el rendimiento del vehículo que transportará el equipo, el número de transformadores que puede llevar hacia el centro de diagnóstico, todo ello con el fin de calcular el costo promedio que corresponde el traslado de estos equipos.

La tabla XV Presenta el cálculo del costo promedio que corresponde al traslado de los equipos de la sede respectiva hacia el centro de diagnóstico.

**Tabla XVI. Esquema general para el cálculo del costo del traslado de equipos desde las diferentes sedes hacia el centro de diagnóstico**

<b>Vehículo para el traslado de equipos</b>	
Tipo de vehículo	Pick-up
Costo promedio	Q130,000.00
Vida útil	10 años
Rendimiento de combustible (diesel)	38 Km. / GAL
Mantenimiento y repuestos	Q 350.00 por cada 5,000 Km.
Depreciación (método de línea recta) al mes	Q1,083.33
Capacidad	3 a 4 Transformadores
<b><u>Distancia promedio entre sedes de mantenimiento hacia el centro de diagnóstico</u></b>	
	<b>Kilómetros</b>
Quetzaltenango a Mazatenango	70
Huehuetenango a Mazatenango	150
Coatepeque a Mazatenango	50
Chimaltenango a Mazatenango	150

<b>Movimiento promedio de transformadores al mes</b>	
	<b>Número de transformadores por mes</b>
Quetzaltenango	24
Huehuetenango	11
Coatepeque	13
Chimaltenango	19
<b>Viajes estimados al mes</b>	
	<b>Pick-up (4 transformadores)</b>
Quetzaltenango	6
Huehuetenango	3
Coatepeque	3
Chimaltenango	5
Número total de días de traslado de transformadores suponiendo un día por viaje	17
<b>Distancia total recorrida al mes</b>	
Quetzaltenango a Mazatenango	848.7323944
Huehuetenango a Mazatenango	846.8812877
Coatepeque a Mazatenango	314.6881288
Chimaltenango a Mazatenango	1443.863179
<b>Total (Km.)</b>	<b>3454.16499</b>
<b>Costos promedio al mes</b>	
Costo de consumo de combustible en quetzales (según distancia total recorrida)	Q3,181.47
Costo mantenimiento y repuestos en quetzales	Q241.79
Depreciación mensual en base a días efectivos de viaje	Q829.49
<b>Total (Q)</b>	<b>Q4,252.75</b>
<b>Costo promedio anual para el traslado de equipos</b>	<b>Q51,033.02</b>

En la tabla anterior se muestra el esquema general para el cálculo del costo de traslado de los equipos hacia el centro de diagnóstico, la metodología para dicho cálculo parte del hecho de que además de tomar en cuenta el consumo de combustible del vehículo que transporta los equipos, se toma en cuenta el costo de los repuestos y el mantenimiento, y también la depreciación del vehículo tomando como vida útil 10 años suponiendo que la utilización del vehículo sea de 22 días al mes.

La tabla muestra las distancias entre las diferentes sedes de mantenimiento hacia el centro de diagnóstico que estará ubicado en la ciudad de Mazatenango; para llegar al punto final del cálculo, se tomaron las distancias de ida y vuelta de las sedes hacia el centro de diagnóstico dependiendo de la cantidad de equipos que pudieran fallar al mes. Con todo esto se pudo llegar a calcular el costo promedio anual para el traslado de equipos hacia el centro de diagnóstico.

El segundo factor para el cálculo de los costos de operación, es el personal que tendrá a cargo el centro de diagnóstico, para ello se tendrá un encargado principal que se hará cargo de las pruebas a los transformadores, un ayudante que asistirán al encargado principal. La tabla XVI muestra el costo que tendrá para la empresa, el personal del centro de diagnóstico.

**Tabla XVII. Salario de personal**

	<b>Encargado del centro de diagnóstico</b>	<b>Ayudante</b>
Salario base encargado de laboratorio	Q6,000.00	Q3,000.00
Bonificación decreto 37-2001	Q250.00	Q250.00
<u>Cuota patronal</u>		
IGSS 5.8%	Q348.00	Q174.00
IRTRA 1%	Q60.00	Q30.00
INTECAP 1%	Q60.00	Q30.00
Total Cuota Patronal	Q468.00	Q234.00
Indemnización (8.33%)	Q499.80	Q249.90
Aguinaldo (8.33%)	Q499.80	Q249.90
Bono 14 (8.33%)	Q499.80	Q249.90
Total pasivo laboral	Q1,967.40	Q983.70
<b>Costo mensual real</b>	<b>Q8,217.40</b>	<b>Q4,233.70</b>
<b>Suma de salarios de técnico y ayudante</b>	<b>Q12.451,10</b>	
<b>Costo anual de salario de personal</b>	<b>Q149.413,20</b>	

Sumando los salarios de las 2 personas y el costo promedio de traslado de los equipos que presentan falla nos da el total de los costos de operación del centro de diagnóstico lo cual es **Q 200,446.22** al año. Se toman los costos anuales, debido a que para el cálculo de los gastos de mantenimiento se tendrá una proyección conforme al crecimiento de red de DEOCSA.

### 6.1.3 Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento comprenden diferentes puntos que se indican a continuación:

- Stock de repuestos
- Recipientes para el almacenamiento de aceite
- Mantenimiento del equipo para manipular cargas
- Servicios de limpieza
- Consumo de energía eléctrica

El stock de repuestos comprende los distintos materiales que intervienen en la reparación de un transformador de distribución, para el cálculo de estos costos es necesario realizar una proyección del crecimiento de red dentro de la empresa, para ello se tiene la cantidad de transformadores instalados al inicio y al final del año 2006 para la zona de DEOCSA, la tabla XVII muestra la el porcentaje de crecimiento de red en el año 2006.

**Tabla XVIII. Porcentaje de aumento de red con base al período de enero a diciembre del año 2006, en la zona de DEOCSA**

<b>INDICADOR DE EXPANSIÓN PARA EL AÑO 2006</b>			
	Número de transformadores enero 2006	Número de transformadores diciembre 2006	Porcentaje de aumento de red
<b>Total de transformadores</b>	38706	39553	<b>2.188%</b>

**Fuente: Empresa Distribuidora de Electricidad de Occidente**

Según estadísticas de DEOCSA, el aumento en la red tiene una tendencia lineal, de modo que para la realización de la proyección se toman el porcentaje anterior y se calcula conforme el número de transformadores instalados al final de cada año, comenzado con el año 2006 hasta el año 2012.

**Tabla XIX. Proyección de la cantidad de transformadores instalados en DEOCSA para diferentes años tomando como base el número de transformadores instalados en diciembre del año 2006**

Número de transformadores en diciembre 2006	39553
Estimación del número de transformadores para diciembre 2007	40418.53
Estimación del número de transformadores para diciembre 2008	41303.01
Estimación del número de transformadores para diciembre 2009	42206.84
Estimación del número de transformadores para diciembre 2010	43130.45
Estimación del número de transformadores para diciembre 2011	44074.27
Estimación del número de transformadores para diciembre 2012	45038.74

La tabla XVIII muestra la cantidad estimada de transformadores instalados hasta el año 2012, con esta información se procede a calcular el número de transformadores que podrían fallar en cada año, para después calcular el número de transformadores recuperables, con este número estimado se calculará el costo total anual para el stock de repuestos.

De acuerdo a la totalidad de transformadores instalados a finales del 2006 como lo muestra la tabla XVIII, se puede calcular el porcentaje de transformadores que pudieran falla; según el capítulo 2 en el año 2006 fallaron 497 transformadores, lo cual representa un 1.26% de la totalidad de transformadores instalados, con estos datos se calcula la totalidad de transformadores que pueden presentar falla en los años subsecuentes.

**Tabla XX. Proyección del número de transformadores que pudieran fallar en DEOCSA para los siguientes 5 años**

<b>Año</b>	<b>Estimación del número de transformadores</b>	<b>Número de transformadores que podrían fallar</b>
2008	41303.01	519
2009	42206.84	530
2010	43130.45	542
2011	44074.27	554
2012	45038.74	566

En el capítulo dos se habla de que el 18% de los transformadores que fallan al año, pueden ser recuperables, entonces se puede calcular cuantos transformadores pueden ser recuperables para los siguientes 5 años. La tabla XX muestra la cantidad de transformadores que pueden ser recuperables en los siguientes 5 años, clasificados según potencia y voltaje.

**Tabla XXI. Proyección del número de transformadores recuperables durante 5 años en DEOCSA clasificados según potencia y voltaje**

<b>Clasificación</b>	<b>AÑO I</b>	<b>AÑO II</b>	<b>AÑO III</b>	<b>AÑO IV</b>	<b>AÑO V</b>
13.2KV 10KVA	23	24	24	25	25
13.2KV 25KVA	48	49	50	51	53
13.2KV 50KVA	1	1	1	1	1
34.5KV 10KVA	4	4	4	4	4
34.5KV 25KVA	16	16	16	17	17
34.5KV 50KVA	2	2	2	2	2
<b>Total</b>	<b>94</b>	<b>96</b>	<b>97</b>	<b>100</b>	<b>102</b>

Con el número de transformadores que pueden fallar al año, se calcula el stock de repuestos que tiene que tener el centro de diagnóstico durante el primer año, lo cual se muestra en la tabla XXI.

**Tabla XXII. Costo de stock de repuestos para transformadores recuperables durante el primer año dentro del centro de diagnóstico**

	<b>Costo unitario</b>	<b>Número estimado al mes</b>	<b>Costo anual</b>
Fusible interno AT 5 a 10 kVA	Q98.00	27	Q2,646.00
Fusible interno AT 10 a 25 kVA	Q148.00	64	Q9,472.00
Fusible interno AT 37.5 a 50 kVA	Q197.00	3	Q591.00
Aceite nuevo por galón	Q62.40	1651.715	Q103,067.02
Dispositivos auxiliares por transformador	Q350.00	94	Q32,900.00
Kit para prueba de acidez (100 muestras aproximadamente)	Q570.00	6	Q3,420.00
Kit para prueba de PCB	Q49.14	519	Q25,503.66
<b>Total</b>			<b>Q177,599.68</b>

Siguiendo el mismo patrón se calcula para los siguientes cuatro años, con lo cual se tiene la tabla XXII.

**Tabla XXIII. Costo de stock de repuestos dentro del centro de diagnóstico para los siguientes cuatro años**

Año II	Q298,178.60
Año III	Q300,418.79
Año IV	Q305,663.02
Año V	Q309,553.71

Los otros puntos que componen los costos de mantenimiento se mantienen fijos a lo largo de los primeros cinco años. La tabla XXIII describe los costos adicionales de mantenimiento.

**Tabla XXIV. Costos de mantenimiento adicionales en el centro de diagnóstico**

Recipientes para almacenar aceite	Q111,600.00
Mantenimiento equipo para manipular cargas	Q1,166.67
Servicio de limpieza	Q2,340.00
Consumo de energía eléctrica	Q2,174.63

## 6.2 Beneficios a percibir

Dentro de los beneficios de la puesta en marcha del centro de diagnóstico se tiene la venta como chatarra de transformadores que no sean reparables, lo cual ya se hace dentro de la empresa, por lo que existe ese beneficio y no será tomado en cuenta para el cálculo de la rentabilidad.

Otro de los factores benéficos que presenta la creación del centro de diagnóstico es la disminución de la compra de transformadores nuevos, debido a que existe un porcentaje de transformadores que se pueden reparar y ser puestos en funcionamiento, con esto bajaría el número de transformadores que compra la empresa en el transcurso de un período de tiempo.

**Tabla XXV. Costo de compra de transformadores nuevos según clasificación para el primer año**

Clasificación	Número de transformadores recuperables	Costo unitario en quetzales	Costo total
13.2KV 10KVA	23	5,273.13	Q121,281.99
13.2KV 25KVA	48	7,467.69	Q358,449.12
13.2KV 50KVA	1	11,309.38	Q11,309.38
34.5KV 10KVA	4	6,331.88	Q25,327.52
34.5KV 25KVA	16	8,726.30	Q139,620.80
34.5KV 50KVA	2	12,500.00	Q25,000.00
		Total	Q680,988.81

La tabla XXIV muestra el costo de compra de transformadores nuevos para el primer año de funcionamiento del centro de diagnóstico, se tiene que tomar en cuenta el crecimiento de red como se hizo en el cálculo de costos de repuestos en el apartado anterior, esto para conocer los beneficios en los primeros cinco años. Siguiendo esta metodología se tiene la tabla XXV.

**Tabla XXVI. Beneficios a percibir dentro de los primeros cinco años de funcionamiento del centro de diagnóstico**

Año I	Q680,988.81
Año II	Q693,729.63
Año III	Q701,197.32
Año IV	Q722,664.44
Año V	Q737,599.82

### 6.3 Rentabilidad del centro de diagnóstico

La tabla XXVI muestra el costo anual de los diferentes factores que intervendrán en el cálculo de la rentabilidad del centro de diagnóstico.

**Tabla XXVII. Cronograma de costos y beneficios dentro de los primeros cinco años en el centro de diagnóstico**

	<b>Inversión inicial</b>	<b>Costos de operación</b>	<b>Costos de mantenimiento</b>	<b>Beneficios</b>
Año 0	<b>Q515,537.40</b>			
Año I		Q200,446.22	Q294,880.98	Q680,988.81
Año II		Q200,446.22	Q298,178.60	Q693,729.63
Año III		Q200,446.22	Q300,418.79	Q701,197.32
Año IV		Q200,446.22	Q305,663.02	Q722,664.44
Año V		Q200,446.22	Q309,553.71	Q737,599.82

Luego de observar los costos y beneficios que el centro de diagnóstico podría generar, se procede a averiguar cual es la rentabilidad del proyecto. Existen muchos métodos de valoración de inversiones, pero se utilizarán el VAN y la TIR, porque ellos son los métodos más usados y que brindan los resultados más adecuados, en lo que respecta a la valoración de inversiones.

El VAN, conocido bajo distintos nombres, es uno de los métodos más aceptados y quizá el más usado. Por Valor Actual Neto de una inversión se entiende la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial.

Si un proyecto de inversión tiene un VAN positivo, el proyecto es rentable. Entre dos o más proyectos, el más rentable es el que tenga un VAN más alto. Un VAN nulo significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él invertidos en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.

La principal ventaja de este método es que al homogeneizar los flujos netos de Caja a un mismo momento de tiempo ( $t=0$ ), reduce a una unidad de medida común cantidades de dinero generadas en momentos de tiempo diferentes. Además, admite introducir en los cálculos flujos de signo positivos y negativos (entradas y salidas) en los diferentes momentos del horizonte temporal de la inversión, sin que por ello se distorsione el significado del resultado final.

Se denomina TIR a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto de una inversión sea igual a cero. ( $VAN = 0$ ). Este método considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR mayor.

La TIR es un indicador de rentabilidad relativa del proyecto, por lo cual cuando se hace una comparación de tasas de rentabilidad interna de dos proyectos no tiene en cuenta la posible diferencia en las dimensiones de los mismos. Una gran inversión con una TIR baja puede tener un VAN superior a un proyecto con una inversión pequeña con una TIR elevada.

Tomando en cuenta las definiciones anteriores podemos calcular la rentabilidad del centro de diagnóstico por medio del VAN y averiguar a su vez la tasa de rentabilidad interna, la tabla XXVII presenta un cuadro que contiene la información para calcular estos factores, calculada en base a los costos y beneficios mensuales que genera el centro de diagnóstico.

**Tabla XXVIII. Cuadro de flujo de caja para los primeros cinco años de operación del centro de diagnóstico**

	año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5
Inversión inicial	-Q515,537.40					
Costos operativos (operación y mantenimiento)		-Q495,327.20	-Q498,624.82	-Q500,865.00	-Q506,109.24	-Q509,999.93
Ingresos (ahorro)		Q680,988.81	Q693,729.63	Q701,197.32	Q722,664.44	Q737,599.82
Flujo neto	-Q515,537.40	Q185,661.61	Q195,104.81	Q200,332.32	Q216,555.20	Q227,599.89
Inflación promedio esperado	8,00%				<b>VAN</b>	<b>Q115,035.40</b>
Rentabilidad esperada	10%					
Tasa mínima esperada	18,00%				<b>TIR</b>	<b>27%</b>

Según los índices VAN y TIR el proyecto es rentable, en un período de cinco años, pues con la reparación de un porcentaje de transformadores se logra evitar la compra de transformadores nuevos, que en el mercado son de mayor valor, en comparación a lo que cuesta la reparación de un transformador que se considere recuperable.

De acuerdo con el cuadro anterior los flujos netos de caja son positivos; esto se refleja en el VAN, lo cual indica que las inversiones dentro del período calculado, tienen un valor positivo en la actualidad. Esto quiere decir que si invertimos ahora en un período de cinco años recuperaremos nuestra inversión y estaremos obteniendo la rentabilidad esperada,

La TIR es el valor con el cual el VAN se aproxima a cero, esto sugiere que la tasa esperada ronde este valor, con lo cual nuestra inversión estaría segura y no se obtendrían pérdidas al término del plazo propuesto para la rentabilidad del proyecto.

Para mejorar la rentabilidad del proyecto es necesario observar la tendencia de algunos factores, que podrían aumentar los costos operativos dentro del centro de diagnóstico, por ejemplo el precio del combustible.

## CONCLUSIONES

1. Los transformadores de distribución pueden fallar principalmente por sobrecargas, sobretensiones, calentamiento excesivo o bajo aislamiento, estos es debido a las condiciones ambientales en las que trabajan, este tipo de fallas provoca deterioro en los devanados y en el aceite aislante del transformador, reduciendo la vida útil del mismo. El procedimiento propuesto para el funcionamiento del centro de diagnóstico permite identificar el tipo de falla así como también el estado de los devanados y del aceite aislante, para verificar si el transformador es recuperable o no; y ponerlo a disposición inmediata ya sea para su reutilización o para su desecho.
2. De acuerdo al análisis de la tasa de falla de los transformadores de distribución, la región Sur Occidente I de la zona de DEOCSA, presenta la mayor cantidad de transformadores dañados en el año 2006, esto se debe a que dicha zona presenta un alto grado de tormentas eléctricas en época invernal, además de un alto grado de humedad que puede dañar el aislamiento de un transformador, por esta razón se propone la sede de mantenimiento de la región Sur Occidente I como el lugar en donde se construirá el Centro de Diagnóstico.
3. Dentro del análisis de rentabilidad los flujos netos de caja resultan positivos con lo que se obtiene el valor del VAN, el cual es de Q115,035.40, esto dice que las inversiones dentro del período de tiempo indicado tienen un valor positivo en la actualidad, así pues si invertimos la cantidad propuesta, después de un período de tiempo recuperaríamos nuestra inversión; además el valor de la TIR es de 27% que supera a la tasa mínima esperada, todo esto comprueba que el proyecto es rentable dentro del período de tiempo calculado.



## RECOMENDACIONES

1. Mejorar las rutinas de mantenimiento preventivo, con el fin de minimizar el efecto que producen las fallas por condiciones ambientales y de operación, esto se puede lograr identificando las zonas con mas incidencia de fallas en una región determinada, también se puede lograr conociendo el tipo de falla y la frecuencia con que se ha producido, todos estos datos pueden ser analizados dentro del centro de diagnóstico.
2. Se recomienda una redistribución de transformadores o una distribución de carga equitativa dentro de un grupo de transformadores en una zona determinada, para evitar que un solo transformador este sobrecargado en un instante de tiempo específico.
3. A la Empresa de Distribución, se recomienda realizar un estudio estadístico completo acerca del porcentaje de transformadores de distribución que podrían contener PCB dentro de la red, con el fin de realizar un inventario y un plan para su posterior reemplazo, y así mismo buscar el medio para su eliminación; con ello evitar sanciones futuras por parte de autoridades ambientales nacionales o internacionales.
4. Instrucción y capacitación al personal del mantenimiento acerca del daño que podría ocasionar al individuo o al medio ambiente el manejo inapropiado de transformadores que pudieran contener PCB, con el fin de elevar las medidas de seguridad en el trabajo de campo, cuando se requiera entrar en contacto con estos equipos.

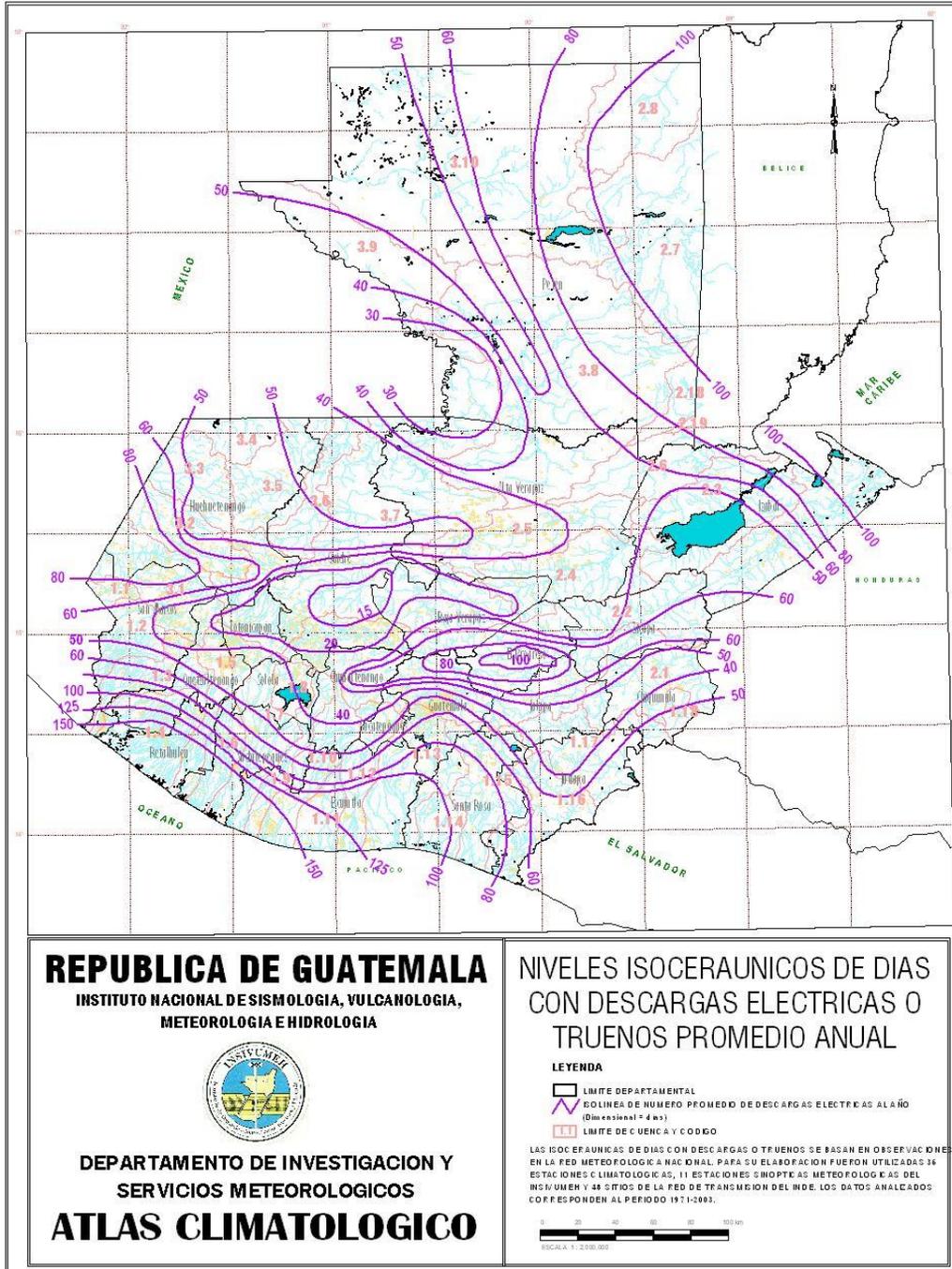


## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Henríquez Harper, Gilberto. El ABC de las Máquinas Eléctricas Volumen 1 Transformadores. Editorial Limusa S. A. 2000 México D. F.
2. Unión Fenosa Internacional, Especificación Técnica Transformadores Monofásicos tipo poste Autoprotegidos. 2003.
3. Manual de Operación y Mantenimiento Para Transformadores de Distribución. Prolec GE División Distribución. México.
4. Fuentes Tul, Dany Fernando. “Inventario nacional de transformadores y capacitores eléctricos que contengan bifenilos policlorados en Guatemala como insumo para la elaboración de un plan nacional de acción”. Trabajo de Graduación Ing. Electricista. Universidad de San Carlos, Facultad de Ingeniería. 2006.
5. Soto Amézquita, Cristian Andrés. “Guía teórica práctica para la tenencia y eliminación de aceites dieléctricos contaminados PCBs”. Trabajo de graduación Ing. Electricista. Universidad de San Carlos, Facultad de Ingeniería. 2005.
6. Manual de Instrucciones AVTM TTR100. [www.megger.com](http://www.megger.com), mayo 2007.
7. Manual para el Equipo Automático de Pruebas de Aceites. [www.megger.com](http://www.megger.com), mayo 2007.



# ANEXO 1



## ANEXO 2

### CARACTERISTICAS ELECTRICAS NOMINALES PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

VALORES NOMINALES	12,47 kV	13,2 kV	24,9kV	34,5 kV
Tensión primaria asignada (kV) (1)	7,2/12,47	7,6/13,2	14,4/24,9	19,9/ 34,5
Tensión secundaria asignada (V)	120/240			
Potencias asignadas (kVA)	10, 25, 50 y 75			
Tensión de cortocircuito	$\leq 3 \%$			
Tensión soportada a impulso tipo rayo (BIL) primaria (kV)	95	95	125	150
Tensión soportada a impulso tipo rayo (BIL) secundaria (kV)	30			
Frecuencia (Hz)	60			
Refrigeración	ONAN			
Elevación máx. de temperatura en el devanado (°C)	65 °C			
Tensión primaria soportada a baja frecuencia (kV)	34	34	40	50

(1) Tensión fase-neutro / Tensión fase-fase.

## ANEXO 3

### FORMA DE MEDIR LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN UN TRANSFORMADOR POR MEDIO DE UN MEDIDOR DIGITAL

