



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

**PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN, GUÍAS PRÁCTICAS Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD
DEL LABORATORIO DEL CURSO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA ELECTROMECAÁNICA 2
EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA,
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

Sergio Haroldo Herrera Bran

Asesorado por el Ing. Gustavo Benigno Orozco

Guatemala, octubre de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN, GUÍAS PRÁCTICAS Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD
DEL LABORATORIO DEL CURSO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA ELECTROMECAÁNICA 2
EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA,
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

SERGIO HAROLDO HERRERA BRAN
ASESORADO POR EL ING. GUSTAVO BENIGNO OROZCO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Luis Manuel Pérez Archila
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN, GUÍAS PRÁCTICAS Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD
DEL LABORATORIO DEL CURSO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA ELECTROMECAÁNICA 2
EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA,
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 24 de octubre de 2016.

Sergio Haroldo Herrera Bran

Guatemala, 07 de julio de 2017.

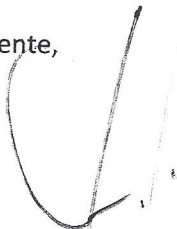
Ingeniero
Coordinador de área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala.

Estimado Ingeniero:

De acuerdo con la designación efectuada por la Dirección de Escuela, me permito informarle que he procedido a asesorar el Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN, GUÍAS PRÁCTICAS Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL LABORATORIO DEL CURSO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA ELECTROMECAÁNICA 2 EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA, UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**, desarrollado por el estudiante SERGIO HAROLDO HERRERA BRAN, carné 2012-13196 y, encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados, me permito dar aprobación al mismo, remitiéndolo a esa Coordinación para el trámite pertinente, en el entendido que el Autor y este Asesor somos responsables del contenido y conclusiones del trabajo.

Agradeciendo la atención a la presente, me es grato suscribirme, deseándole éxitos en sus labores cotidianas.

Atentamente,



Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez.
Colegiado 1,879
ASESOR

ING. GUSTAVO B. OROZCO
COLEGIADO 1879



REF. EIME 42. 2017.

31 de AGOSTO 2017.

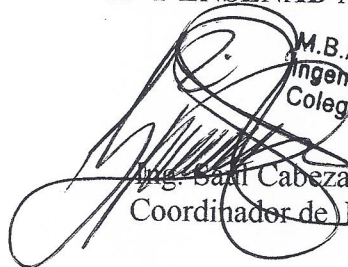
Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN, GUÍAS PRÁCTICAS Y
ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL LABORATORIO DEL
CURSO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA
ELECTROMECAÁNICA 2 EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA
MECÁNICA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA,
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA,**
del estudiante Sergio Haroldo Herrera Bran, que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
D. Y ENSEÑADA A TODOS


M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648
Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador de Potencia



SRO



REF. EIME 43. 2017.

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; **SERGIO HAROLDO HERRERA BRAN** titulado: **PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN, GUÍAS PRÁCTICAS Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL LABORATORIO DEL CURSO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA ELECTROMECAÁNICA 2 EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA, UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA,** procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andring González



GUATEMALA, 4 DE SEPTIEMBRE 2,017.

Universidad de San Carlos
De Guatemala

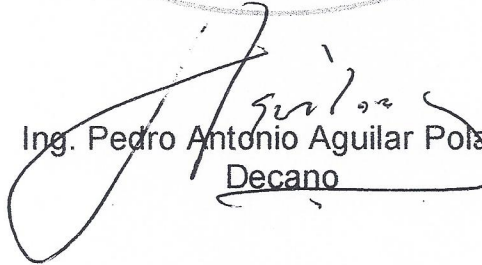


Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.D.490.2017

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 DE IMPLEMENTACIÓN, GUÍAS PRÁCTICAS Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL LABORATORIO DEL CURSO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA ELECTROMECAÁNICA 2 EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA, UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Sergio Haroldo Herrera Bran**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, octubre, de 2017

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por bendecir mi vida y permitirme llegar hasta este momento.
- Mis padres** Haroldo Benjamín Herrera Gualim y Edith Betzabé Bran Marroquín, por su apoyo y amor incondicional.
- Mis hermanos** Erick Benjamín y Jennifer Edith, por motivarme a seguir adelante.
- Mis amigos** Por compartir conmigo cada momento de esta experiencia vivida dentro de la Facultad de Ingeniería.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la casa de estudios que me recibió y me brindó los recursos y conocimientos para alcanzar esta meta.
Facultad de Ingeniería	Por recibirme y brindarme la oportunidad de estudiar y trabajar en sus instalaciones.
Mi asesor	Gustavo Benigno Orozco, por su tiempo y colaboración para la elaboración y revisión de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XV
OBJETIVOS	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LOS TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA	1
1.1. Aspectos constructivos	1
1.1.1. El núcleo	2
1.1.1.1. Tipos de núcleos	3
1.1.2. Devanados	5
1.1.3. Aislamientos	7
1.1.3.1. Aislamientos sólidos	7
1.1.3.2. Aislamientos líquidos	8
1.1.4. Sistemas de refrigeración de transformadores	10
1.2. Principios de funcionamiento	14
1.2.1. Ley de Ampere o efecto de Oersted	14
1.2.2. Ley de Faraday	15
1.2.3. Ley de Lenz	16
1.2.4. Ley de Ohm	16
1.3. Funcionamiento general del transformador	16
1.3.1. Circuito equivalente de un transformador	18
1.3.2. Ensayos del transformador	19

	1.3.2.1.	Ensayo de vacío	20
	1.3.2.2.	Ensayo de cortocircuito.....	22
2.		MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES.....	25
2.1.		Tipos de mantenimiento	26
2.2.		Mantenimiento predictivo	26
	2.2.1.	Cromatografía de gases	26
	2.2.2.	Prueba de tensión de ruptura	28
	2.2.2.1.	Equipo utilizado	28
	2.2.2.2.	Procedimiento y normas	30
	2.2.2.3.	Norma ASTM D877	31
	2.2.2.4.	Norma ASTM D1816	32
	2.2.2.5.	Norma IEC 60156	33
	2.2.3.	Pruebas físicas del aceite aislante.....	36
	2.2.3.1.	Prueba de aspecto visual.....	36
	2.2.3.2.	Prueba de color ASTM.....	36
	2.2.3.3.	Densidad relativa del aceite	39
	2.2.4.	Prueba de análisis de respuesta por barrido de frecuencia (SFRA)	41
	2.2.4.1.	Interpretación de resultados de la prueba SFRA.....	42
	2.2.5.	Prueba de factor de potencia.....	42
	2.2.5.1.	Medición del factor de potencia	43
	2.2.6.	Análisis de furanos	44
	2.2.7.	Prueba de contenido de PCB's.....	45
	2.2.8.	Termografía infrarroja en transformadores	46
2.3.		Mantenimiento preventivo	47
	2.3.1.	Prueba de resistencia de aislamiento	47
	2.3.1.1.	Corriente capacitiva	47

2.3.1.2.	Corriente de absorción dieléctrica	48
2.3.1.3.	Corriente de fuga	48
2.3.1.4.	Equipo de prueba.....	48
2.3.1.5.	Procedimiento y normas.....	49
2.3.1.5.1.	Baja tensión vs tierra.....	50
2.3.1.5.2.	Alta tensión vs tierra.....	52
2.3.1.5.3.	Alta tensión vs baja tensión	52
2.3.1.5.4.	Resultados de la prueba.....	53
2.3.2.	Prueba de relación de transformación.....	55
2.3.2.1.	Equipo de prueba.....	55
2.3.2.2.	Procedimientos y normas	58
2.3.2.2.1.	Procedimiento según norma.....	58
2.3.2.2.2.	Procedimiento alternativo	59
2.3.2.3.	Interpretación de los resultados	62
2.3.3.	Prueba de collar caliente.....	62
2.3.3.1.	Resultados de la prueba de collar caliente.....	63
2.3.4.	Prueba de corriente de excitación	63
2.3.4.1.	Procedimiento y análisis de la prueba	64
2.4.	Mantenimiento correctivo.....	65
3.	PRÁCTICAS DE LABORATORIO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA ELECTROMECAÁNICA 2.....	67
3.1.	Práctica núm. 1: inspección de un transformador.	67

3.1.1.	Introducción de la práctica núm. 1	67
3.1.2.	Objetivos de la práctica núm. 1.....	67
3.1.3.	Material y equipo requerido de la práctica núm. 1... 68	
3.1.4.	Procedimiento de la práctica núm. 1.....	68
3.1.5.	Análisis de los resultados de la práctica núm. 1	70
3.2.	Práctica núm. 2: resistencia de aislamiento de un transformador.....	73
3.2.1.	Introducción de la práctica núm. 2	73
3.2.2.	Objetivos de la práctica núm. 2.....	73
3.2.3.	Material y equipo requerido de la práctica núm. 2... 74	
3.2.4.	Procedimiento de la práctica núm. 2.....	74
3.2.5.	Análisis de los resultados de la práctica núm. 2	78
3.3.	Práctica núm. 3: prueba de relación de transformación.....	81
3.3.1.	Introducción de la práctica núm. 3	81
3.3.2.	Objetivos de la práctica núm. 3.....	81
3.3.3.	Material y equipo requerido de la práctica núm. 3... 82	
3.3.4.	Procedimiento de la práctica núm. 3.....	82
3.3.5.	Análisis de los resultados de la práctica núm. 3	84
3.4.	Práctica núm. 4: pruebas físicas del aceite de transformadores.....	85
3.4.1.	Introducción de la práctica núm. 4	85
3.4.2.	Objetivos de la práctica núm. 4.....	86
3.4.3.	Material y equipo requerido de la práctica núm. 4... 86	
3.4.4.	Procedimiento de la práctica núm. 4.....	88
3.4.5.	Análisis de resultados de la práctica núm. 4	90
3.5.	Práctica núm. 5: prueba de tensión de ruptura en aceites dieléctricos	91
3.5.1.	Introducción de la práctica núm. 5	91
3.5.2.	Objetivos de la práctica núm. 5.....	92

3.5.3.	Material y equipo requerido de la práctica núm. 5 ...	92
3.5.4.	Procedimiento de la práctica núm. 5	93
3.5.5.	Análisis de los resultados de la práctica núm. 5	94
4.	ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO	97
4.1.	Estudio técnico	97
4.1.1.	Material y equipo para la implementación del laboratorio.....	97
4.1.2.	Instalaciones para la implementación del laboratorio.....	100
4.2.	Estudio económico.	105
4.3.	Estudio legal-administrativo.	107
4.3.1.	Compra y pago por caja chica.....	107
4.3.2.	Compra y pago por fondo fijo.....	109
4.3.3.	Compra y pago por orden de compra.....	109
4.4.	Evaluación cualitativa de la propuesta de implementación. ...	113
4.4.1.	Relevancia	113
4.4.1.1.	Contribución al avance del conocimiento.....	113
4.4.1.2.	Contribución a la formación de recursos humanos.....	114
4.4.2.	Pertinencia	114
4.4.3.	Congruencia	115
4.4.4.	Viabilidad	115
	CONCLUSIONES.....	117
	RECOMENDACIONES.....	119
	BIBLIOGRAFÍA.....	121
	APÉNDICES.....	123

ANEXOS 149

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Partes del núcleo	3
2.	Clasificación del núcleo según montaje.....	4
3.	Clasificación del núcleo según la posición de los devanados	4
4.	Representación de un devanado de transformador	5
5.	Clasificación de los devanados de un transformador	6
6.	Sistema de enfriamiento ONAN	12
7.	Sistema de enfriamiento ONAF	12
8.	Campo eléctrico y magnético según ley de Ampere	15
9.	Esquema básico de un transformador monofásico.....	17
10.	Circuito equivalente de un transformador real	19
11.	Ensayo en vacío de un transformador	20
12.	Ensayo de cortocircuito de un transformador	22
13.	Esquema general de un chispómetro	29
14.	Ensayadores industriales de aceites dieléctricos	30
15.	Ejemplo de colorímetro	37
16.	Escala de color ASTM.....	38
17.	Tipos de megóhmetros o Megger.....	49
18.	Cortocircuitado de los devanados del transformador para la prueba de resistencia de aislamiento	51
19.	Diagrama de conexionado del transformador con el megóhmetro para la prueba de baja tensión versus tierra.....	51
20.	Diagrama de conexionado del transformador con el megóhmetro para la prueba de alta tensión versus tierra.....	53

21.	Diagrama de conexión del transformador con el megóhmetro para la prueba de alta tensión versus baja tensión.	54
22.	TTR para prueba de relación de transformación	56
23.	Esquema general de un TTR.....	57
24.	Conexión para la prueba de relación de transformación	59
25.	Conexión para medición de voltajes	60
26.	Conexión para medición de corrientes.....	61
27.	Vista frontal y lateral de un transformador de distribución.....	69
28.	Ejemplo general de una placa de datos de un transformador	71
29.	Ejemplo de tabulación de datos para prueba de resistencia de aislamiento	77
30.	Ejemplo de tendencias en el valor de la resistencia de aislamiento de un transformador	79
31.	Dimensiones del espacio de trabajo para el laboratorio.....	101
32.	Dimensiones del espacio para la instalación de equipo del laboratorio.....	103
33.	Dimensiones generales del laboratorio.....	104
34.	Diagrama de flujo del procedimiento de compra y pago por caja chica.....	108
35.	Diagrama de flujo del procedimiento de compra y pago por fondo fijo.....	110
36.	Diagrama de flujo del procedimiento de compra y pago por orden de compra (primera parte).....	111
37.	Diagrama de flujo del procedimiento de compra y pago por orden de compra (segunda parte).....	112

TABLAS

I.	Clasificación de los aislamientos sólidos	8
----	---	---

II.	Tipos de sistemas de enfriamiento para transformadores	11
III.	Impedancias para el ensayo de cortocircuito.....	23
IV.	Reducción de los valores del devanado primario al secundario	24
V.	Relación de las fallas y los gases que genera.....	27
VI.	Especificaciones de la norma ASTM D877.....	32
VII.	Especificaciones de la norma ASTM D1816.....	34
VIII.	Especificaciones de la norma IEC 60156	35
IX.	Voltaje de prueba a aplicar según voltaje nominal del equipo	50
X.	Ecuaciones para la relación de transformación	61
XI.	Cuestionario de los elementos de un transformador	70
XII.	Cuestionario de la placa de datos de un transformador	72
XIII.	Umbral mínimo de resistencia de los aislamientos de transformadores según su voltaje nominal	78
XIV.	Cuestionario sobre tendencias en el valor de la resistencia de aislamiento de un transformador	80
XV.	Cuestionario sobre el índice de polarización	80
XVI.	Cuestionario sobre relación de voltajes de un transformador	84
XVII.	Cuestionario de la prueba de aspecto visual	90
XVIII.	Cuestionario de la prueba de color ASTM.....	90
XIX.	Cuestionario de la prueba de densidad relativa.....	91
XX.	Cuestionario para la validez de los resultados de la prueba de tensión de ruptura	95
XXI.	Aprobación del aceite dieléctrico según la norma ASTM D 877	95
XXII.	Cuestionario para la detección de humedad con la prueba de tensión de ruptura.....	96
XXIII.	Equipo necesario para la implementación del laboratorio.....	98
XXIV.	Material necesario para la implementación del laboratorio	99
XXV.	Material y equipo de protección que debe aportar el estudiante.....	99
XXVI.	Dimensiones del equipo de laboratorio.	102

XXVII.	Precios aproximados de los equipos de laboratorio.....	105
XXVIII.	Precios aproximados del material de laboratorio	106
XXIX.	Estimación de la inversión inicial.	106
XXX.	Relación entre prácticas propuestas y temas abarcados en el curso de conversión de energía electromecánica 2.....	114

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio, flujo de corriente eléctrica
I_{ϕ}	Corriente de excitación
I_1	Corriente en el devanado primario
mA	Corriente en miliamperios
Φ	Flujo Magnético
Hz	Frecuencia en hertz
Z_1	Impedancia del devanado primario
Z_2	Impedancia del devanado secundario
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltio amperio
m	Metro
mm	Milímetros
ms	Milisegundos
N_1	Número de vueltas del devanado primario
N_2	Número de vueltas del devanado secundario
Ω	Ohmios
Q	Quetzales
X_m	Reactancia de Magnetización
X_1	Reactancia del devanado primario
X_2	Reactancia del devanado secundario
R_1	Resistencia del devanado primario.
R_2	Resistencia del devanado secundario.
R_c	Resistencia del núcleo

U_{cc}	Tensión de cortocircuito
E₁	Tensión inducida en el devanado primario
E₂	Tensión inducida en el devanado secundario
W	Vatímetro
kV/s	Velocidad de subida en kilovoltio por segundo
VA	Voltioamperios
V	Voltios
mL	Volumen en mililitros

GLOSARIO

Askarel	Aceite aislante y refrigerante, tóxico y no flamable.
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials.</i>
Carbonización	Conversión de sustancia orgánica en carbono.
Carlite	Aislante inorgánico utilizado para chapas de núcleos laminados de transformadores.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
Congruencia	Grado de relación entre los componentes de un proyecto o investigación.
Convección	Transferencia de calor a diferentes zonas de un sistema por medio de un fluido.
Culata	Barra horizontal que une dos columnas de un núcleo de un transformador.
Dieléctrico	Material con baja conductividad eléctrica.
Difusión	Proceso físico en el que un grupo de partículas pasa de un espacio a otro.

Electrodo	Conductor eléctrico utilizado para hacer contacto con un elemento no metálico de un circuito.
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers.</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission.</i>
Impedancia	Resistencia aparente de un circuito de corriente alterna que se constituye de resistencia y reactancia.
Pertinencia	Grado de relación de un proyecto con las líneas de investigación institucionales.
SIC	Sistema integrado de compras.
Tierra	Nodo de unión de elementos eléctricos en donde se descargan corrientes de falla.
Vatímetro	Instrumento que mide potencia eléctrica en vatios.
Viabilidad	Posibilidad de desarrollo de un proyecto en función de los recursos disponibles.
Viscosidad	Medida de la resistencia de un fluido a las deformaciones debido a tensiones cortantes o de tracción.

RESUMEN

El curso de conversión de energía electromecánica 2, del p nsum de estudios de la carrera de ingeniería eléctrica y mecánica eléctrica, de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, incluye en su programa teoría que debe ponerse en práctica para un mejor aprendizaje.

El presente trabajo consiste en el desarrollo de una propuesta de implementación de un laboratorio para dicho curso, con el fin de crear actividades prácticas para que el estudiante comprenda de mejor manera los contenidos.

Para llevar a cabo la propuesta se elaboró un resumen sobre la teoría fundamental de los transformadores eléctricos de potencia que incluye sus aspectos constructivos y de funcionamiento, así como las leyes fundamentales de la transformación de energía.

También, se presenta una investigación sobre los tipos de mantenimientos de transformadores: predictivo, preventivo y correctivo. Posteriormente, según esta teoría, se proponen cinco prácticas de laboratorio que incluyen actividades de mantenimiento predictivo y preventivo, pruebas de tensión de ruptura, resistencia de aislamiento y pruebas físicas de los aceites.

Para determinar la factibilidad de la propuesta, se realiza un análisis de los recursos necesarios para implementar cada práctica. A partir de la estimación de la inversión económica, relevancia y pertinencia de la propuesta, se determinó la viabilidad del proyecto.

OBJETIVOS

General

Desarrollar una propuesta de implementación de laboratorio del curso de conversión de energía electromecánica 2 de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Específicos

1. Definir conceptos fundamentales de los transformadores eléctricos de potencia.
2. Definir conceptos sobre el mantenimiento de transformadores.
3. Desarrollar un manual de prácticas de laboratorio para el curso de conversión de energía electromecánica 2.
4. Realizar un estudio de factibilidad para la implementación del laboratorio.

INTRODUCCIÓN

El curso de conversión de energía electromecánica 2 pertenece al pensum de las carreras de Ingeniería Eléctrica y Mecánica Eléctrica de la Universidad de San Carlos de Guatemala. Específicamente, al área de potencia; es requisito del curso de conversión de energía electromecánica 1.

Dicho curso está orientado hacia los conceptos básicos sobre los principios de funcionamiento de los transformadores, así como los tipos, modos de operación y consideraciones técnicas para su mantenimiento; con el fin de formar al estudiante con criterios y conocimientos necesarios para la toma de decisiones respecto a la operación y mantenimiento de un transformador según los requerimientos.

Un transformador eléctrico, en términos generales, es un dispositivo capaz de transferir energía, transformar voltajes, corrientes e impedancias. El estudio de los transformadores es de suma importancia debido a que posee gran cantidad de aplicaciones y es el elemento principal de una red eléctrica. Según la aplicación, los transformadores se clasifican en: transformadores de potencia, los cuales se utilizan en una red eléctrica en conjunto con otros elementos para una transmisión y distribución eficiente de energía eléctrica; transformadores de comunicación, utilizados para maximizar la transferencia de potencia a las cargas en el ámbito de la electrónica y transformadores de instrumentos, empleados para la medición de altos voltajes y corrientes, por medio de instrumentos precisos a escala reducida, con el fin de proteger dichos instrumentos. El presente trabajo se enfocará en el estudio de los transformadores de potencia.

Debido a que un transformador de potencia es el elemento principal de una red eléctrica se debe tener sumo cuidado con su instalación, operación y mantenimiento. Por ello, dichas actividades están normadas por instituciones internacionales que estandarizan las acciones realizadas en el sector eléctrico como la IEEE y la Comisión Federal de Energía, de México.

Como parte de un correcto aprendizaje sobre los transformadores, es necesario conocer las diversas prácticas estandarizadas que se implementan en el sector eléctrico guatemalteco para llevar a cabo la instalación, operación y mantenimiento de los transformadores. Esto, inevitablemente, requiere de un conocimiento práctico que se puede implementar a través de un laboratorio vinculado al curso de conversión de energía electromecánica 2.

Un laboratorio, dentro del contexto académico de la Universidad de San Carlos de Guatemala, es un curso secundario anexado a un curso principal, cuyo objetivo es complementar el contenido del curso principal, mediante actividades prácticas realizadas dentro de instalaciones adaptadas para ello.

El presente trabajo de graduación es un estudio y desarrollo de una propuesta de implementación de un laboratorio para el curso de conversión de energía electromecánica 2, así como la elaboración de sus prácticas y análisis de factibilidad, con el fin de crear material dispuesto a utilizarse para facilitar su futura apertura.

1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LOS TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Los transformadores de potencia son elementos electromagnéticos que realizan diferentes funciones importantes en un sistema eléctrico de potencia. Su papel principal es elevar o disminuir el nivel de voltaje a partir de un nivel de tensión primaria para obtener un voltaje alterno mayor o menor en el devanado secundario con el objetivo de transportar y distribuir energía eléctrica por toda la red, así como proporcionar el nivel de voltaje adecuado y adaptado a las características del sistema eléctrico receptor.

El transformador eléctrico de potencia, según la norma IEEE C57.12.80, es un elemento que transfiere energía entre una fuente de generación y una red de distribución. Para llevar a cabo la transformación de energía, los transformadores tienen principios de funcionamiento que se basan en leyes fundamentales de la física. Por otro lado, también existen principios para su construcción. Ambos temas se abarcarán en esta investigación.

1.1. Aspectos constructivos

Un transformador eléctrico, tanto de potencia como de distribución, se constituye básicamente de 4 elementos para su correcto funcionamiento: el núcleo, los devanados primario y secundario, aislamientos y sistemas de refrigeración. Cada uno cumple un papel importante para la protección, aislamiento, circulación de corriente y magnetización del núcleo para finalmente realizar una transformación de voltaje. A continuación, se detalla cada uno de estos elementos.

1.1.1. El núcleo

El núcleo es el elemento que forma el circuito magnético del transformador. Allí se lleva a cabo la oscilación del campo magnético que puede describirse mediante las ecuaciones de Maxwell. Su fabricación es a base de acero de núcleo que está constituido de un alto porcentaje de hierro y un pequeño porcentaje de silicio; está dividido en chapas muy delgadas con el fin de disminuir las corrientes parásitas.

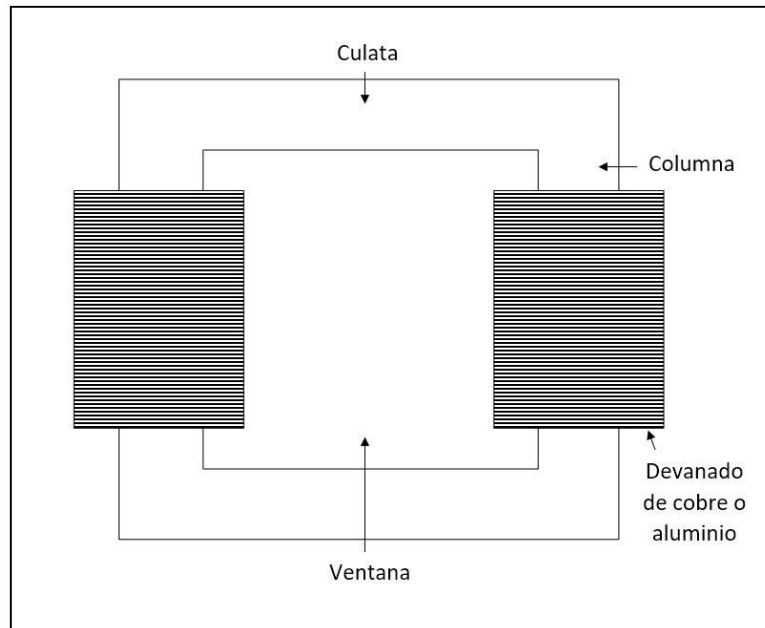
El núcleo de un transformador debe tener alta permeabilidad, es decir, debe tener una gran capacidad de conducir flujos magnéticos. Esta capacidad es proporcional al tamaño de la superficie por donde circula el flujo magnético, por ello, los transformadores de potencia son de gran tamaño.

En la industria se utiliza actualmente acero de núcleo con granos orientados, que contribuyen a que las pérdidas resultantes en calor sean más bajas cuando se usan en un circuito magnético, de tal modo que el flujo magnético circule en la dirección del rolado que se le dio al material.

El rolado es un proceso por el cual se le da forma de lámina al acero de núcleo. Gran parte de estos están rolados en láminas de 0.014 pulgadas de espesor. Además, cada lámina se aísla de su entorno con un material aislante llamado carlite. La razón por la cual el núcleo se compone de láminas, es reducir al mínimo las pérdidas y el calentamiento producido en este.

El núcleo se compone de columnas, que son las estructuras en donde se montan los devanados de cobre y se disponen en posición vertical. La unión entre dos columnas se realiza por medio de culatas y los espacios entre estas se denominan ventanas del núcleo, como se muestra en la figura 1.

Figura 1. **Partes del núcleo**



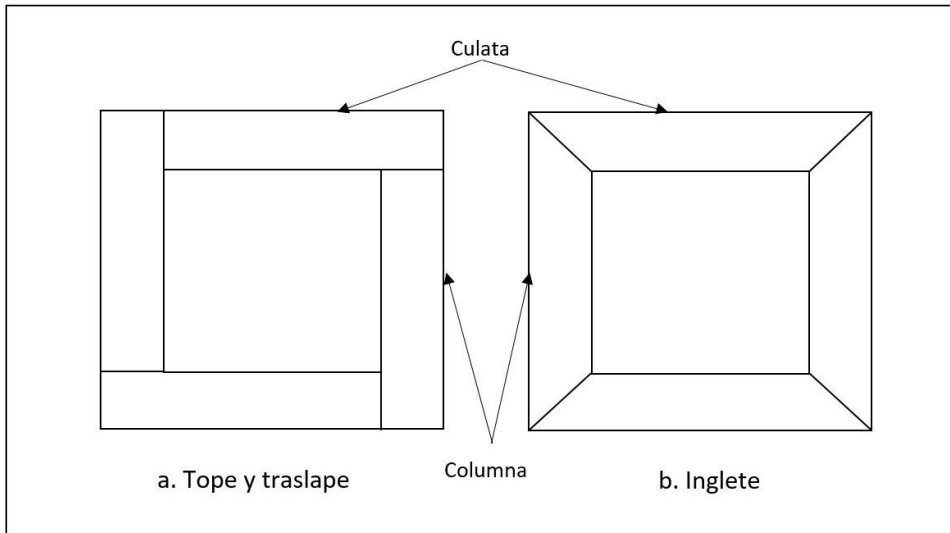
Fuente: elaboración propia.

1.1.1.1. **Tipos de núcleos**

El núcleo de los transformadores se puede clasificar, según la posición de las columnas, en núcleo a inglete y núcleo a tope y traslape. El segundo se construye de tal manera que las columnas y culatas quedan alternadas como se muestra en la figura 2 sección a. El primero es similar al núcleo a tope y traslape, pero la unión está hecha a 45° como se muestra en la figura 2 sección b.

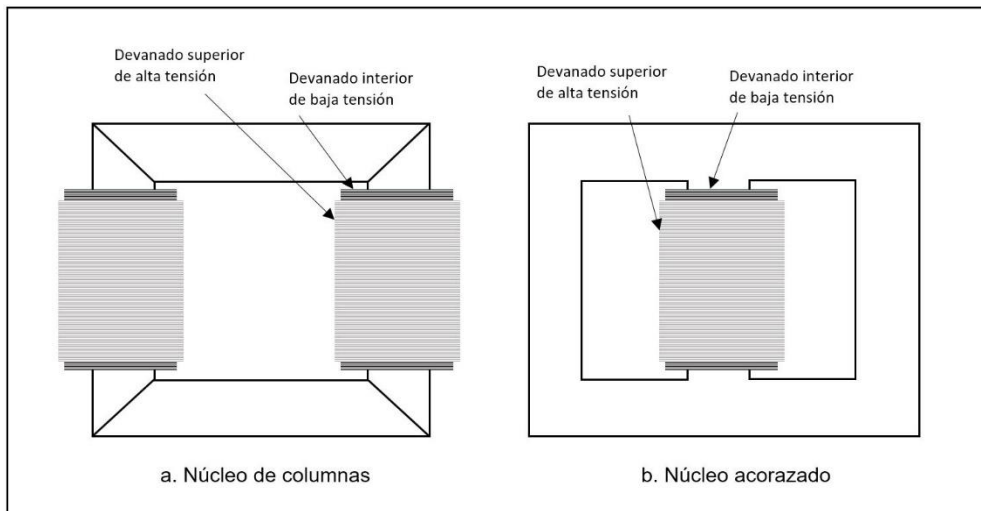
Según la posición relativa entre los devanados y el núcleo, este puede clasificarse en acorazado y de columnas. En el primero, los devanados están rodeados por el núcleo, como se muestra en la figura 3.a; en la segunda clasificación, son los devanados los que rodean a las columnas como se muestra en la figura 3.b. Ambos pueden ser monofásicos o trifásicos.

Figura 2. **Clasificación del núcleo según montaje**



Fuente: elaboración propia.

Figura 3. **Clasificación del núcleo según la posición de los devanados**

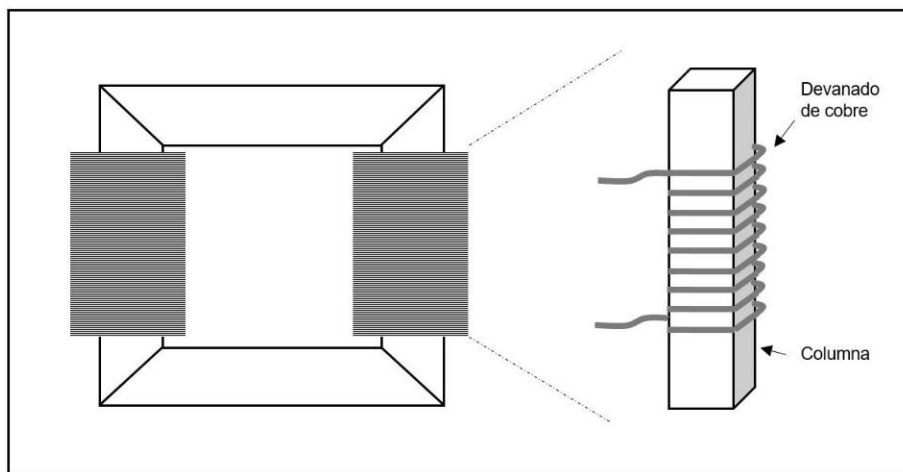


Fuente: elaboración propia.

1.1.2. Devanados

Los devanados constituyen el circuito eléctrico de un transformador, están conformados por hilos conductores de cobre arrollados al núcleo de tal forma que forman un cilindro al darle numerosas vueltas, como se muestra en la figura 4. Prácticamente, son bobinas que producen un campo magnético al hacer pasar por las mismas una corriente eléctrica siguiendo la ley de Faraday.

Figura 4. **Representación de un devanado de transformador**

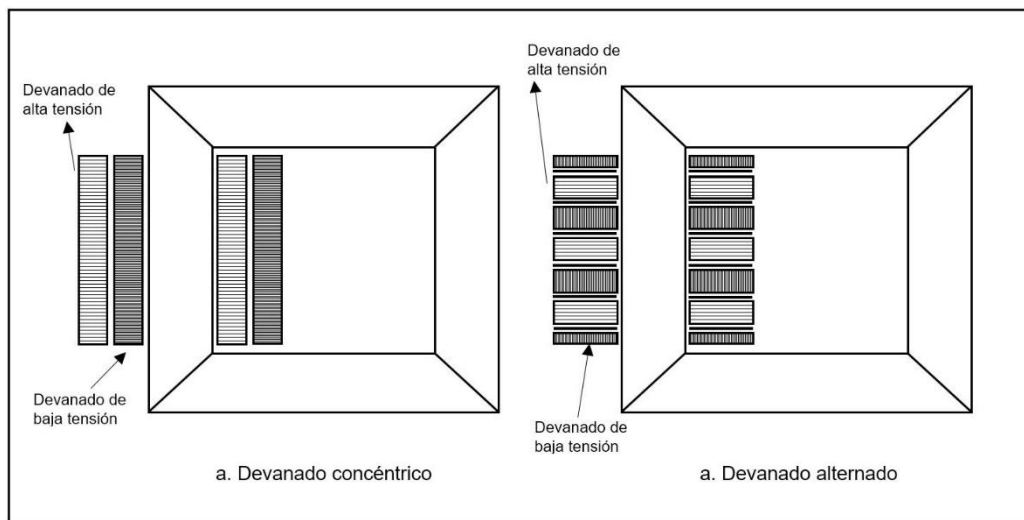


Fuente: elaboración propia.

Para construir un devanado se necesita conocer la cantidad de corriente que circulará por este, pues de ello depende una elección adecuada del área de sección transversal del cobre a usar, así como la elección del tipo de aislante. Para aislar una vuelta de otra, se utiliza una capa de barniz para transformadores pequeños y de papel o fibra de algodón para transformadores de gran potencia. La relación del número de vueltas que hay entre un devanado y otro es lo que determinará que tanto se eleva o reduce el voltaje en el transformador.

Según la posición en la que están colocados los devanados primario y secundario, o de alta y baja tensión, se pueden clasificar en concéntricos o alternados. En la primera clasificación las bobinas forman cilindros coaxiales como se muestra en la figura 5 sección a, estando más cercano al núcleo el devanado secundario o de baja tensión debido a su fácil aislamiento. Por encima de este se encuentra el devanado primario o de alta tensión, ubicado en el exterior para facilitar su protección. En la segunda clasificación, los devanados de alta y baja tensión se subdividen y se colocan alternadamente como se muestra en la figura 5, sección b. En los extremos se coloca media bobina para disminuir flujos de dispersión.

Figura 5. **Clasificación de los devanados de un transformador**



Fuente: elaboración propia.

Hay otras maneras de clasificar los devanados de los transformadores, entre estas según su potencia y su conexionado. Se considera devanado de baja potencia a aquel en donde circulan menos de 1 000 VA y de media y alta potencia a los que sobrepasan este límite. El tipo de conexión se verá más adelante.

1.1.3. Aislamientos

Los aislamientos son los encargados de proteger al transformador de diversos fenómenos físicos y químicos que pueden afectar su funcionamiento. Actualmente, están constituidos de la combinación de aceite mineral, cartón comprimido y papel, debido a que resultan propiedades dieléctricas mejores a las que tendría cada material mencionado por separado. Se puede deducir de lo anteriormente dicho, que hay dos tipos de aislamientos: sólidos y líquidos.

1.1.3.1. Aislamientos sólidos

Los aislamientos sólidos son los encargados de aislar entre sí cada espira de un devanado, así como de proteger a un devanado de otro. También, los aíslan contra tierra, de manera que el circuito eléctrico del transformador quede completamente apartado de su entorno.

Un aislamiento de este tipo debe estar diseñado para soportar esfuerzos eléctricos y mecánicos a que son sometidos en pleno funcionamiento del transformador. También, debe soportar los esfuerzos térmicos provocados por la circulación de grandes corrientes sin que sufran ningún daño. Debido a ello, existe una clasificación de la IEC (IEC 60085), que normaliza el uso del material aislante en función de la temperatura máxima soportada por este. Tal clasificación puede observarse en la tabla I.

La temperatura máxima que aparece en dicha tabla está compuesta de la suma de la temperatura ambiente máxima (40 °C), la elevación de temperatura en el cobre, sobre la temperatura ambiente máxima (55 °C) y el gradiente de temperatura que varía según la clase.

Tabla I. **Clasificación de los aislamientos sólidos según IEC 60085**

Aislamiento	Temperatura máxima	Ejemplos
Clase Y	90 °C	Algodón, seda, papel y materiales que no estén impregnados ni sumergidos en líquido dieléctrico.
Clase A	105 °C	Algodón, seda, papel y materiales que estén impregnados en líquidos dieléctricos. Materiales refinados con celulosa y resinas fenólicas.
Clase B	130 °C	Mica, amianto, fibra de vidrio y materiales inorgánicos reforzados con sustancia orgánicas aglutinantes.
Clase F	155 °C	Mica, porcelana, vidrio, cuarzo y materiales inorgánicos análogos

Fuente: IEC. *IEC 60085:2007. "Electrical insulation – Thermal evaluation and designation".* p.

12.

Lo que pasa con cada material, mencionado en la tabla I, cuando llega a temperaturas por encima de su límite, varía según la clase a la que pertenece. Así, las clases A y B, sufren resequedad y carbonización que provoca una disminución en la resistencia mecánica, provocando así fallas por vibración. A temperaturas mayores al límite establecido, un aumento de 8 grados centígrados reduce la vida útil del material a la mitad, este fenómeno es denominado, según la Comisión Federal de Electricidad de México, como la “regla de los 8 grados”.

1.1.3.2. Aislamientos líquidos

Con aislamiento líquido, se refiere a los aceites dieléctricos que se emplean para aislar eléctricamente a todos los componentes, unos de otros, dentro del transformador. Una de sus funciones más importantes es la refrigeración. Además, protegen a los aislamientos sólidos contra la humedad y aire.

Como se ha mencionado anteriormente, la temperatura dentro de un transformador es un factor que se debe controlar para evitar la falla o deterioro de los aislamientos sólidos, por ello, un aceite dieléctrico debe ser un buen refrigerante. Se debe seleccionar el aceite con las propiedades ideales dependiendo de la potencia suministrada al transformador, pero, independientemente de eso, este siempre debe ser de baja viscosidad.

Existen diferentes fuentes de calor que provocan un aumento de la temperatura dentro del transformador: devanados que se calientan debido a las pérdidas por efecto Joule; el núcleo, debido a las pérdidas por magnetización y el tanque, debido al calor que generan las corrientes parásitas que se inducen debido al flujo de dispersión que hay en el núcleo.

Los aceites aislantes se pueden clasificar en aceites naturales y artificiales. Los primeros son derivados de la destilación fraccionada del petróleo y básicamente son dos: base nafténica y base parafínica. Los aceites naturales de base nafténica se utilizan para ambientes donde la temperatura es muy baja y para equipo de alto voltaje debido a que tienen un bajo punto de congelación. Los de base parafínica contienen cera de parafina, lo cual disminuye su estabilidad molecular y lo hace de menor calidad que el de base nafténica, por lo que se utiliza para transformadores de bajo voltaje como los de distribución.

Los aceites artificiales son compuestos sintéticos conocidos también como askareles. Son sustancias no flamables y muy estables, pero causan daños a la salud y son contaminantes ambientales. Por ello, se utilizan solamente en transformadores pequeños y en aquellos ubicados en lugares en donde se complica colocar un sistema contra incendios. Los más comunes son: tricloro difenil y triclorobenceno.

La resistencia eléctrica del askarel disminuye considerablemente al tener contacto con agua, también disminuye cuando se producen arcos eléctricos. Después, es muy difícil recuperar la calidad del aceite por lo que se opta por desecharlo. Deshacerse de los askareles también es un problema, puesto que la única manera es colocarlo en tambos herméticos para impedir contaminación del entorno. Por lo tanto, estas sustancias se están dejando de emplear en la industria eléctrica. En Guatemala, únicamente los transformadores de distribución y algunos transformadores de potencia emplean este tipo de aceites.

1.1.4. Sistemas de refrigeración de transformadores

La función de un sistema de refrigeración o enfriamiento es la de mantener la temperatura de los devanados y aceite dieléctrico del transformador en un intervalo determinado, que generalmente es de 55 °C a 65 °C sobre la temperatura ambiente del medio, según el tamaño del equipo y la clase de aislamiento que se está utilizando. Una vez la temperatura se mantenga en el rango aceptado, la vida útil de los aislamientos sigue siendo la determinada originalmente por el fabricante.

Algunos transformadores requieren de sistemas de enfriamiento simples debido a que son de baja potencia. Por otro lado, los transformadores de gran potencia requieren de sistemas complejos que permitan una adecuada disipación de calor. Generalmente se utilizan agua, aceite y aire como medios de enfriamiento, pero combinados de manera diferente. Algunos transformadores utilizan solo aceite y aire y otros solo aceite y agua. De aquí surgen diferentes tipos de sistemas de enfriamiento: ONAN, ONAF, OFAF, ONWF y OFWF, detallados en la tabla II.

Tabla II. **Tipos de sistemas de enfriamiento para transformadores**

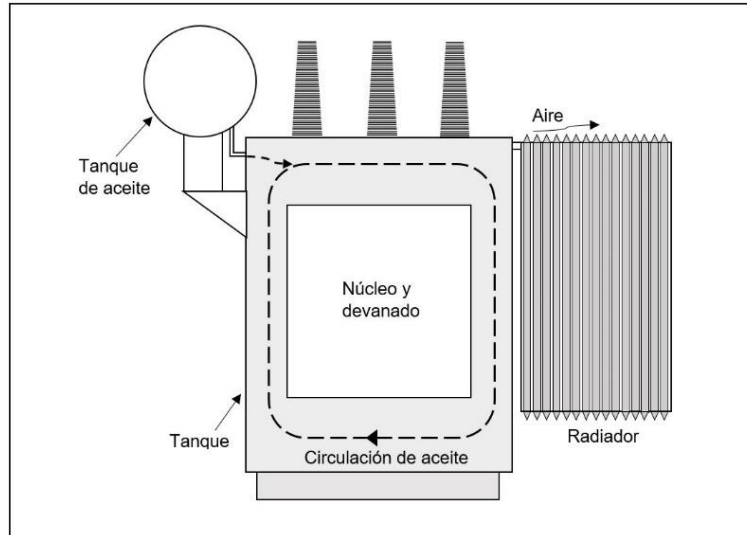
Sigla	Significado	Descripción
ONAN	<i>Oil natural air natural</i>	Aceite y aire circulando por convección natural.
ONAF	<i>Oil natural air forced</i>	Aceite circulando por convección natural y aire forzado con motoventiladores.
OFAF	<i>Oil forced air forced</i>	Aceite y aire circulando forzadamente con motobombas y motoventiladores.
ONWF	<i>Oil natural water forced</i>	Aceite circulando por convección natural y agua circulando forzadamente.
OFWF	<i>Oil forced water forced</i>	Aceite y agua forzados con motobombas.

Fuente: IEC. IEC 60076-2:2011. "Power Transformers – part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers". p. 75.

ONAN es un sistema que no restringe la circulación de aire y aceite en el transformador, sino que permite la circulación natural por convección. En este, el principal disipador de calor es el tanque. Sin embargo, para transformadores por arriba de 150 KVA, se coloca un radiador que permite aumentar la superficie para una mayor disipación debido a la cantidad de calor generado como se muestra en la figura 6.

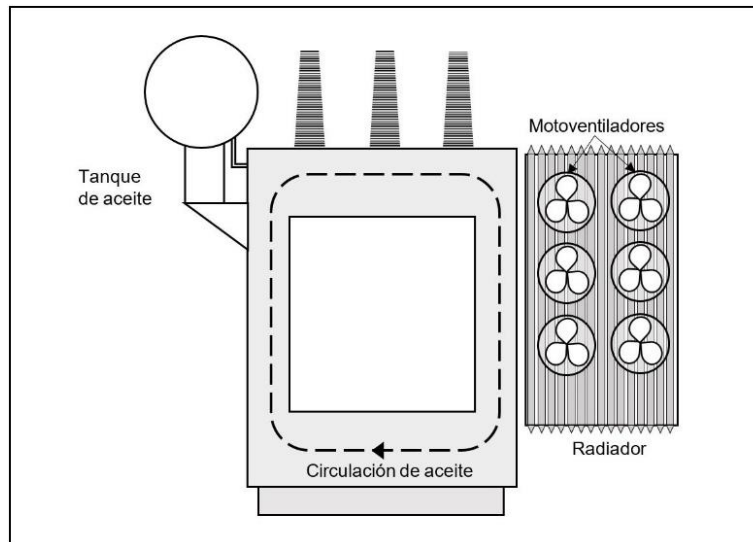
ONAF se utiliza para transformadores con potencias mayores a los 20 MVA. En este sistema no se restringe la circulación de aceite, pero si la circulación de aire ya que es forzado por motoventiladores como se muestra en la figura 7. Esto incrementa la eficiencia de enfriamiento y hace que se requiera menos área del radiador para la disipación de calor, ya que el aire actúa con mayor eficiencia a la circular constantemente y con mayor fuerza que hace posible la disminución de su tamaño. Sin embargo, provoca un aumento en el nivel de ruido, consumo de energía y mantenimiento, por lo que no es recomendable si el transformador es pequeño debido a los costos económicos que representa.

Figura 6. **Sistema de enfriamiento ONAN**



Fuente: elaboración propia.

Figura 7. **Sistema de enfriamiento ONAF**



Fuente: elaboración propia.

OFAF es un sistema de enfriamiento similar pero más eficiente que ONAF debido a que, además de forzar la circulación de aire, también restringe la circulación de aceite forzándolo con bombas para que fluya rápidamente a través de los devanados. Esto provoca una reducción en la diferencia de temperaturas de los devanados y el aceite que permite la operación del transformador a temperaturas más altas sin arriesgar a los aislamientos. Se utiliza para transformadores mayores a 60 MVA y reducen el uso de radiadores y ventiladores.

ONWF es un sistema que utiliza un intercambiador de calor que, en vez de aire, utiliza agua bombeada a través de los tubos que tienen contacto externo con el aceite que está circulando por el transformador. De esta manera se logra una circulación de aceite sin necesidad de bombas y con una alta eficiencia de enfriamiento. Debido al desastre que podría provocar el contacto de agua con el interior del transformador, los tubos deben estar muy reforzados a manera que no se dé ninguna fuga o esta sea fácilmente detectable. Esto representa gastos económicos por lo que es menos común que OFAF.

OFWF es un sistema muy similar a ONWF, pero al igual que OFAF, la circulación de aceite es forzada por bombas. Esto hace al enfriador más eficiente y pequeño que el anterior. Además, la posición del intercambiador de calor no influye en el flujo de aceite, por lo que puede estar en posición vertical u horizontal.

Este sistema de enfriamiento se utiliza en los casos en que los transformadores están ubicados en lugares en donde la circulación de aire y el espacio son muy limitados, tal es el caso del interior de un edificio o una habitación. En otros casos no es recomendable su utilización, debido a que se requiere de mucho mantenimiento en las tuberías por donde circula agua.

1.2. Principios de funcionamiento

Un transformador es un elemento eléctrico constituido de dos o más devanados unidos por un circuito magnético. Uno recibe el nombre de devanado primario al conectarse a una fuente de voltaje alterno. Al circular una corriente alterna por medio de este, se produce un flujo alterno en el núcleo cuya magnitud depende de la fuente de voltaje y el número de espiras del devanado. Este flujo se vincula nuevamente con el otro devanado, al que se le denomina devanado secundario que induce un voltaje que nuevamente depende del número de sus espiras.

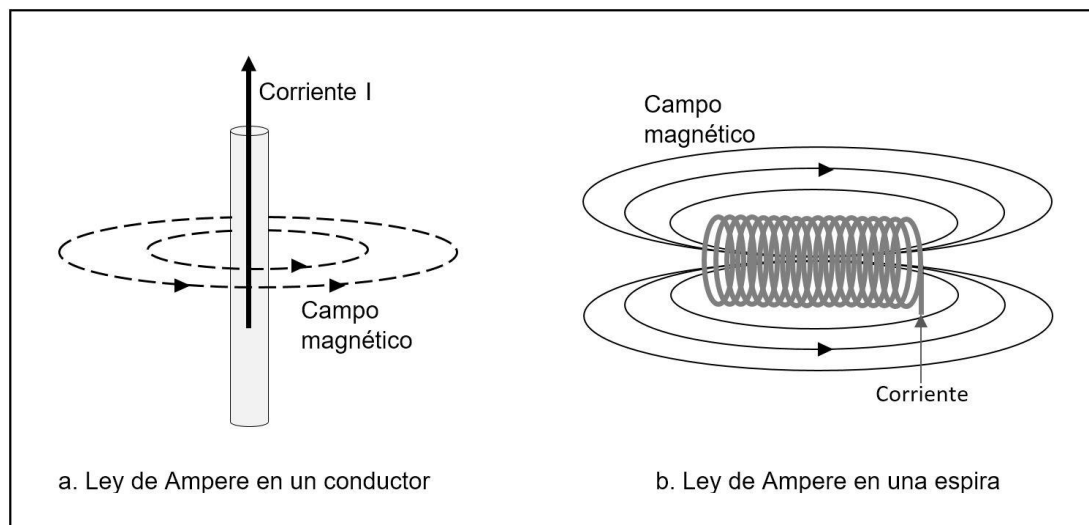
Esta transformación de energía se debe al principio de inducción electromagnética mutua. La relación de voltaje que hay entre el devanado primario y secundario depende de la relación entre el número de espiras que hay entre uno y otro y esta se puede variar a conveniencia del consumidor. Pareciera un principio simple, pero detrás de ello hay complejas leyes que deben entenderse y se explican brevemente a continuación.

1.2.1. Ley de Ampere o efecto de Oersted

Establece que un campo eléctrico variable produce un campo magnético y viceversa. Es decir, cuando uno de los dos varía en el tiempo, produce perturbaciones que hacen aparecer el otro. Así, en un devanado, cuando circula corriente alterna por el hilo de cobre, se genera un campo magnético perpendicular en el núcleo cuyo sentido depende de la dirección de la corriente. Así, un conductor en espiras, genera un campo magnético como el que se muestra en la figura 8 sección b. Para profundizar sobre las ecuaciones que predominan la ley de Ampere se recomienda la lectura de un libro de teoría electromagnética.

Cuando la corriente circula de izquierda a derecha, el sentido del campo magnético es contrario a las agujas del reloj, pero si la dirección de la corriente se invierte, el sentido del campo también se invierte. Esto se muestra en la figura 8 sección a y se puede comprender mejor con la regla de la mano derecha.

Figura 8. **Campo eléctrico y magnético según ley de Ampere**



Fuente: elaboración propia.

1.2.2. Ley de Faraday

Teóricamente, la ley establece que la perturbación de un campo eléctrico depende de la magnitud en la variación del campo magnético, pero en sentido contrario. Esto significa, en un transformador, que al haber variación en el campo magnético que circula por el núcleo, se creará una fuerza electromotriz o tensión cuya magnitud es directamente proporcional a la variación del flujo magnético y al número de espiras que tiene el devanado por el que se está induciendo la corriente.

1.2.3. Ley de Lenz

Esta ley habla sobre la dirección de la corriente y establece que el flujo de la corriente inducida se opone a la causa que la produce. Esto, en un transformador, se traduce a que las fuerzas electromotrices inducidas o tensiones tendrán una polaridad tal que se genera una corriente que produce un campo magnético opuesto a las variaciones del campo que indujo tal voltaje. Dicha ley se origina de la ley de conservación de energía aplicado a la teoría electromagnética.

1.2.4. Ley de Ohm

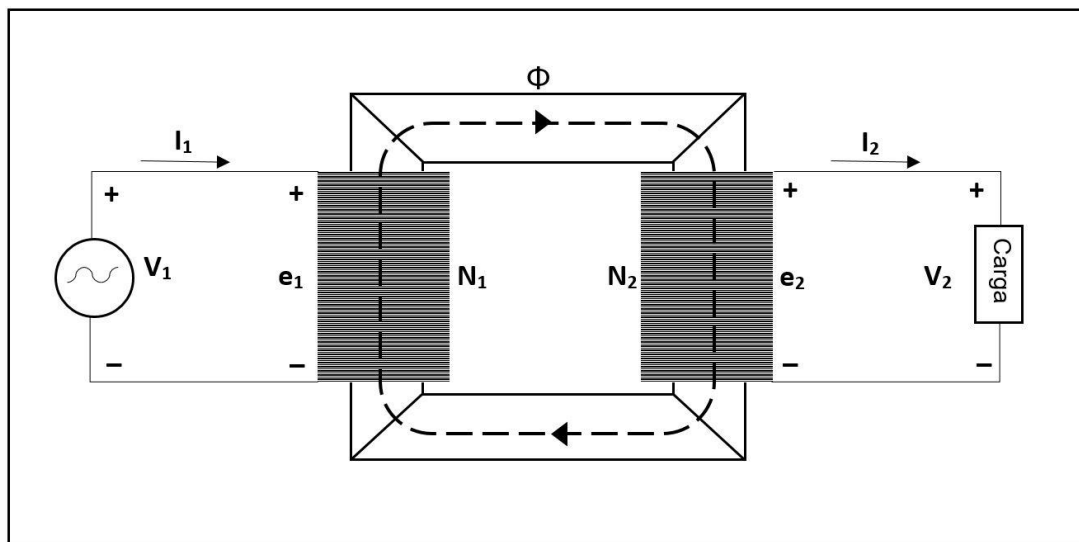
Sin duda una ley fácil de comprender, pero que no pasa desapercibida en el comportamiento de un transformador. La ley de Ohm establece que la corriente que circula por un conductor es directamente proporcional al voltaje aplicado e inversamente proporcional a la resistencia debido a la carga conectada o al material por donde circula tal corriente. En un transformador, la carga influye en la cantidad de corriente que circulará por el devanado secundario.

1.3. Funcionamiento general del transformador

Tomando las leyes mencionadas en la sección anterior, el funcionamiento del transformador se puede resumir en tres pasos. El primero se da cuando en el devanado primario se hace circular corriente alterna I_1 , la cual produce un flujo magnético Φ , en el núcleo, según la ley de Ampere. El sentido de este flujo depende del sentido de la corriente, según la ley de Lenz. En el segundo paso, según la ley de Faraday, aparece una fuerza electromotriz e_1 en el devanado secundario, debido a las perturbaciones provocadas por el campo magnético sobre este. La magnitud de esta tensión depende del número de espiras.

En el tercer paso, de acuerdo a la ley de Ohm, aparece una corriente I_2 en el devanado secundario, al conectarse una carga en las terminales de este. La magnitud del voltaje secundario es constante y es proporcional a la relación de vueltas del devanado primario y secundario (N_1 y N_2), por lo que al variar la carga solamente varía la corriente. Generalmente, la corriente que circula por el devanado secundario es mucho mayor que la corriente del devanado primario, por lo que el hilo conductor de este debe tener un diámetro mayor. Este proceso de transformación de energía se muestra en la figura 9.

Figura 9. **Esquema básico de un transformador monofásico**



Fuente: elaboración propia.

Para comprender de mejor manera el comportamiento de un transformador, es necesario conocer los parámetros eléctricos que influyen en él por medio de un circuito equivalente, el cual se deducirá en la siguiente sección junto a la forma de determinar los valores de cada uno.

1.3.1. Circuito equivalente de un transformador

Primero hay que considerar el efecto que tiene la resistividad del conductor de cobre de los devanados, que se puede representar como resistencias en serie en los lados primario y secundario del transformador, debido a que son pérdidas por efecto Joule. Estas se denotan como R_1 y R_2 en la figura 10.

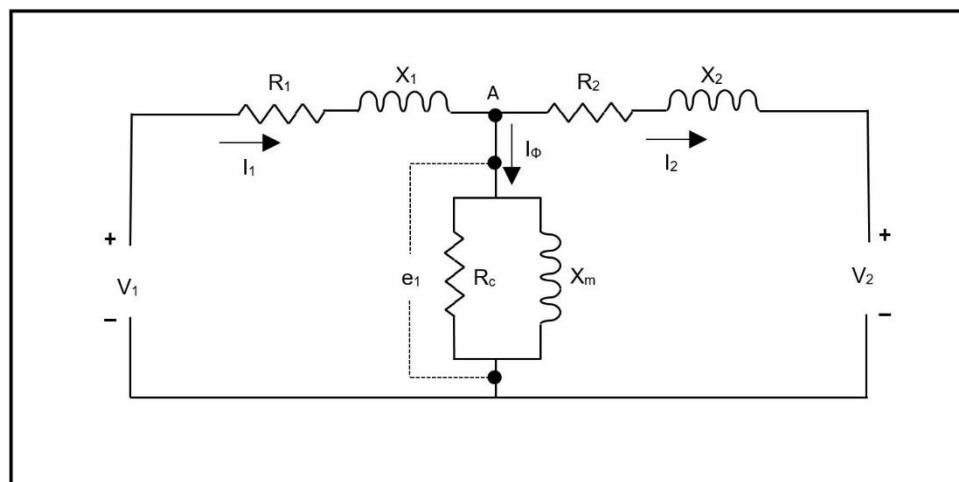
Por otro lado, los devanados también tienen un flujo concatenado que puede dividirse en flujo mutuo, que circula por el núcleo, y el flujo de dispersión que solamente pasa por el devanado primario. El segundo significa pérdida de energía debido a que se escapa utilizando como medio al aire del entorno. El efecto puede representarse como una reactancia de dispersión en serie con la resistencia R_1 como se muestra en la figura 10. R_1 y X_1 provocan caída de voltaje a lo largo del devanado, queda E_1 que es la tensión inducida en el devanado primario, por el flujo mutuo resultante. Lo mismo sucede con el devanado secundario, representado con R_2 y X_2 .

La corriente que circula por el devanado primario se puede dividir en una componente de carga I_2' y una corriente de excitación I_ϕ . La primera es aquella necesaria para contrarrestar el efecto desmagnetizante de la corriente secundaria (y que existe bajo la ley de Lenz). La corriente de excitación es la parte de la corriente del devanado primario que se utiliza para engendrar el flujo mutuo que circula por el núcleo. Así, la corriente primaria se descompone en las dos mencionadas en el nodo A de la figura 10.

Dentro del núcleo, también, existen pérdidas denominadas corrientes parásitas o de Foucault, las cuales aparecen debido a que los materiales ferromagnéticos también son conductores eléctricos y al existir campo magnético variable estas son inducidas dentro del mismo, pero se reducen con el laminado.

Las pérdidas producidas en el hierro del núcleo se pueden representar por una resistencia R_c posicionada en el circuito equivalente como se muestra en la figura 10. Esta resistencia produce una subdivisión de la corriente de excitación a la que se denomina corriente de pérdidas del núcleo I_c . La otra parte de la corriente de excitación es utilizada para la magnetización del núcleo y se denomina corriente magnetizante I_m . La magnetización se puede representar como una reactancia X_m siempre mostrada en la figura 10.

Figura 10. **Circuito equivalente de un transformador real**



Fuente: elaboración propia.

1.3.2. Ensayos del transformador

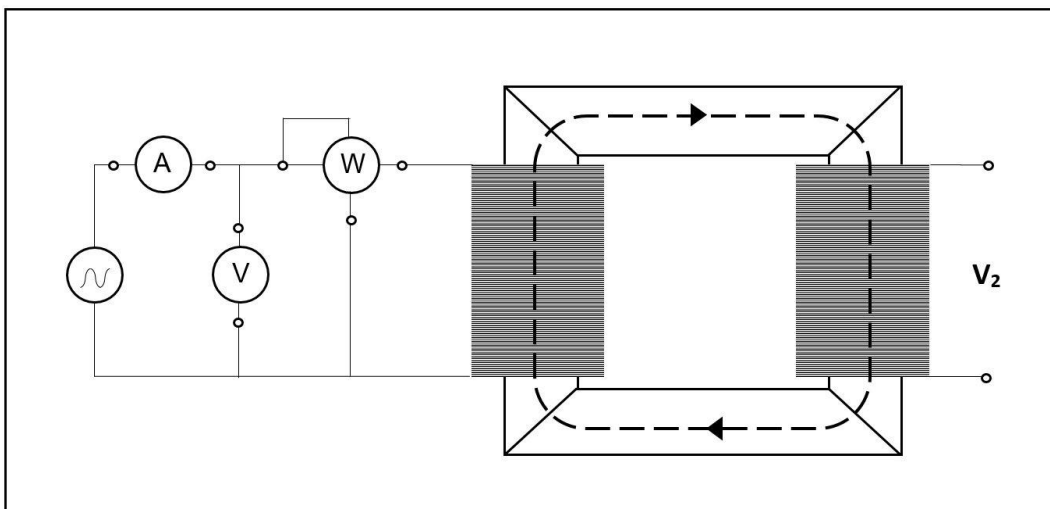
El transformador tiene dos estados principales que ayudan a comprender su funcionamiento y a determinar los valores de cada parámetro mencionado en la sección anterior: el transformador en vacío y el transformador con carga. Cada uno se estudia mediante los ensayos de vacío y de cortocircuito respectivamente.

1.3.2.1. Ensayo de vacío

Se está utilizando un ensayo en vacío cuando en el devanado primario se aplica un voltaje alterno y en el devanado secundario no se conecta ninguna carga, es decir, los bornes están en circuito abierto como se muestra en la figura 11. Este ensayo se aplica para conocer el comportamiento y las condiciones de operación cuando el transformador se encuentra en vacío.

El análisis de un transformador, mediante este ensayo, permite conocer las pérdidas en el hierro del núcleo (R_c y X_m de la figura 10), así como la relación de transformación entre el devanado primario y secundario (N_1/N_2). También, permite conocer el valor de corriente de vacío o de magnetización I_ϕ . Cabe mencionar que estos valores son parte de los parámetros esenciales para formar el circuito equivalente.

Figura 11. Ensayo en vacío de un transformador



Fuente: elaboración propia.

Para medir los parámetros que se desean en un ensayo de vacío, se colocan los instrumentos de medición como se muestra en la figura 11. Un amperímetro A se coloca en serie en el devanado primario para medir la corriente de vacío I_0 . La medición de A pertenece a la corriente de magnetización porque, al no haber carga, la corriente del devanado secundario es nula y las pérdidas por efecto Joule se hacen despreciables, por lo que la medición en el devanado primario es únicamente de la corriente que utiliza el núcleo para su magnetización y sus pérdidas.

La corriente de magnetización es muy pequeña (cerca del 8 % de la corriente nominal), por lo que la caída de tensión de los devanados se hace despreciable. Esto significa que la fuerza electromotriz inducida en el devanado primario es muy próxima a la tensión aplicada por la fuente de voltaje, por lo que el voltímetro V de la figura 11, colocado en paralelo, mide la tensión inducida E_1 de la figura 10.

Finalmente, debido a que las pérdidas por efecto Joule (I^2R) son despreciables, la potencia medida por el vatímetro W es prácticamente la pérdida en el hierro debido a las corrientes de Foucault, lo que permite conocer los valores representados en la figura 10 con los símbolos R_C y X_m .

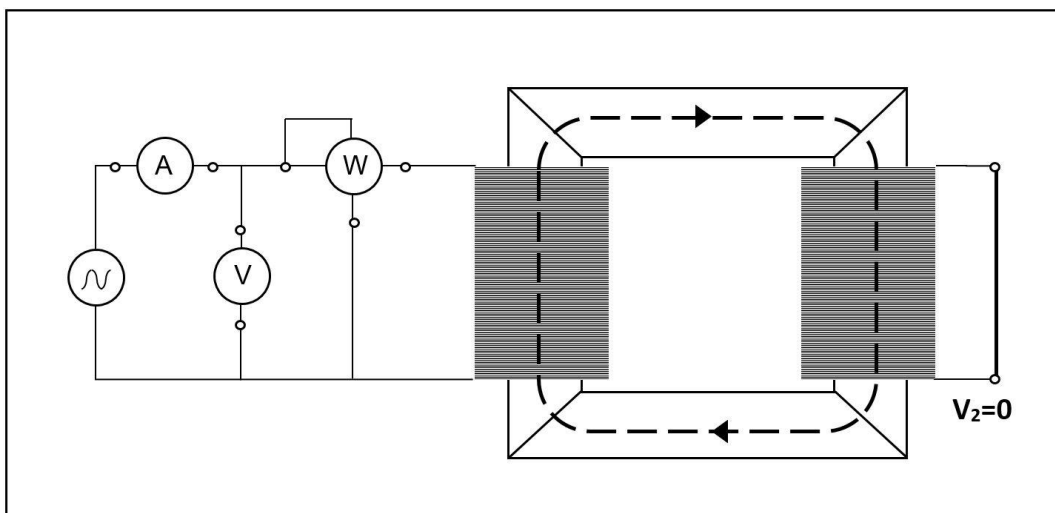
Cabe mencionar que un transformador moderno, fabricado con láminas de grano orientado, tiene una eficiencia muy alta (cercana al 98 %), esto significa que los valores extraídos de este ensayo, según la CFE, deben ser valores pequeños. La corriente de vacío debe ser aproximadamente de 0,6 a 0,8 % de la corriente nominal y las pérdidas en el hierro, no mayores a 0,5 % de la potencia nominal del transformador. Pero en un transformador antiguo, elaborado con chapa laminada en caliente, las corrientes de vacío oscilan del 4 % a 14 % de la corriente nominal.

1.3.2.2. Ensayo de cortocircuito

El transformador está en cortocircuito cuando los bornes del devanado secundario se unen, mientras que se aplica un voltaje alterno en el devanado primario que provoca un cortocircuito como se muestra en la figura 12. Este es un proceso contrario al ensayo de transformador en vacío, con el cuál se obtienen otros parámetros de interés que complementan a los datos extraídos del anterior para poder completar los valores del circuito equivalente.

El análisis del transformador, mediante este ensayo, permite conocer las pérdidas por el cobre a plena carga, así como la resistencia óhmica de los devanados primario y secundario. También, es posible medir la reactancia de dispersión que representa la cantidad de flujo magnético que se pierde con las líneas de flujo que se desvían de la trayectoria del núcleo.

Figura 12. Ensayo de cortocircuito de un transformador



Fuente: elaboración propia.

Para medir los parámetros mencionados, los instrumentos de medición se conectan como se muestra en la figura 12. La magnitud del voltaje aplicado al transformador es tal que circula la corriente nominal en el devanado primario. Es decir, que la fuente de tensión alterna varía, mientras se lee la magnitud de la corriente dada por el amperímetro A, hasta que se llegue a la corriente nominal I_N . En este punto, el voltaje se denomina tensión de cortocircuito U_{CC} .

Al alcanzar la corriente de cortocircuito, el vatímetro W muestra las pérdidas por el cobre a plena carga debido al efecto Joule. La tensión inducida en el devanado secundario E_2 es igual a la caída de tensión debido a la reactancia que existe en el mismo. Este valor, cuando existe una tensión de cortocircuito en el primario, es muy pequeño y permite despreciar las pérdidas por el hierro. Por ello, la rama que pertenece a la corriente de excitación I_ϕ de la figura 10 se puede eliminar, quedando únicamente las impedancias de los devanados.

La potencia mostrada por W, al suprimir las pérdidas por el hierro, equivalen a la impedancia total del transformador conformada por los devanados. Los valores de esta pueden determinarse por medio de las ecuaciones dadas en la tabla III. El valor de la corriente I_{SC} es la medida por el amperímetro A de la figura 12. El voltaje V_{SC} se extrae de la lectura del voltímetro V. La impedancia de cada devanado es exactamente la mitad de la impedancia equivalente.

Tabla III. **Impedancias para el ensayo de cortocircuito**

Parámetro	Ecuación
Impedancia total	$Z_{sc} = V_{sc} / I_{sc}$
Resistencia total	$R_{sc} = P_{sc} / I_{sc}^2$
Reactancia total	$X_{sc} = P_{sc} / (Z_{sc}^2 - R_{sc}^2)^{1/2}$

Fuente: FITZGERALD, A.E et al. *Teoría y análisis de las máquinas eléctricas*. p. 23.

Al haber completado los ensayos de vacío y cortocircuito se puede completar al circuito equivalente con todos sus parámetros. Cabe mencionar que los valores encontrados deben reducirse a uno de los dos devanados para colocar los valores correctos y completar el circuito equivalente. Esto se hace mediante la relación de vueltas y un juego de ecuaciones dado en la tabla IV. Con ello se tienen los valores reales de cada devanado.

Tabla IV. **Reducción de los valores del devanado primario al secundario**

Parámetro	Ecuación
Relación de transformación	$m=N_1/N_2$
Voltaje secundario respecto al primario	$E_2=E_1/m$
Corriente secundaria respecto a la primaria	$I_2=I_1*m$
Impedancia en secundario respecto al primario	$Z_2=Z_1/m^2$

Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 180.

De esta manera se completa el análisis eléctrico básico de un transformador, así como los principios de su construcción. Generalmente, estos datos son dados por el fabricante en una placa que poseen todos los elementos eléctricos y que se verá más adelante en este trabajo de investigación.

2. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

El mantenimiento de transformadores es el conjunto de prácticas y actividades que se realizan con la finalidad de mantener al equipo en un estado óptimo de funcionamiento y evitar sus fallas. Es realmente importante realizar un correcto mantenimiento a los transformadores, ya que estos juegan un papel fundamental en la transmisión y distribución de energía, y el cese de sus operaciones podría significar importantes pérdidas económicas para la empresa, así como la falla de otros equipos aledaños.

Un transformador, debido a las condiciones en las que trabaja, se instala mayormente a la intemperie, exponiéndolo a ambientes poco favorables con humedad, lluvias, polvo y otros factores que aumentan la probabilidad de falla del equipo. Uno de los factores más importantes es el ingreso de humedad al interior del tanque debido a que esto puede afectar la rigidez dieléctrica del aislamiento líquido y provocar daños irreparables. Por ello, es indispensable monitorear la cantidad de humedad y otros parámetros medioambientales que pueden afectar la calidad del aceite.

Sumado a los factores ambientales, las condiciones eléctricas a las que trabajan los transformadores, mayormente de potencia, también son extremas. Los voltajes varían desde cientos a miles de voltios. El sistema de transmisión de energía en Guatemala utiliza voltajes de hasta 400 KV, por lo que la rigidez dieléctrica de los aislantes debe estar siempre en perfectas condiciones para soportar dichas tensiones. La corriente que circula por los devanados también llega a miles de amperios, por lo que mantener en estado óptimo a los devanados y sus aislantes, así como a sus refrigerantes, resulta crucial.

2.1. Tipos de mantenimiento

Existe gran variedad de tipos de mantenimiento que se pueden agrupar según sus políticas en tres grupos distintos: predictivo, preventivo y correctivo. Cada uno se ejecuta en el orden mencionado debido a que uno conduce al otro en los primeros dos, mientras que el tercero se realiza sin planificación alguna. Estos se detallan a continuación.

2.2. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo abarca a todas aquellas actividades que se enfocan en la detección de comportamientos anómalos que, en un futuro, pueden dar lugar a fallas o de posibles fallas que ya empiezan a manifestarse, con el objetivo de evitar paros de emergencia y así lograr un mayor tiempo de operación sin interrupciones.

Este tipo de mantenimiento es sistemático debido a que no es necesaria la existencia de síntomas de fallas para llevarlo a cabo. Generalmente, forman parte de un procedimiento planificado que permite detectar con tiempo cualquier anomalía para programar un mantenimiento preventivo o correctivo. Entre los más utilizados está la cromatografía de gases, la medición de la tensión de ruptura y pruebas físicas del aceite.

2.2.1. Cromatografía de gases

Es un método que se utiliza para la detección de gases disueltos en el aceite del transformador. Consiste en su división entre las fases líquida y gaseosa por un proceso físico llamado difusión. Esta prueba es la más importante en el mantenimiento predictivo de un transformador por su basta información.

La cromatografía de gases surge de la necesidad de deducir el tipo y la magnitud de una falla que está por suceder. La presencia de gases dentro del aceite es debido a las reacciones químicas entre el aceite, papel y cartón que se encuentra dentro del transformador, al haber un incremento considerable de temperatura. Estos gases se constituyen de hidrógeno, carbono y oxígeno y pueden formar metano, etano, acetileno y etileno.

La combinación de estos tres elementos forma diferentes gases combustibles y de esta combinación depende el tipo de falla que se esté dando. Así, al haber falla por descarga parcial, la energía liberada es suficiente para formar únicamente hidrógeno y metano. Entonces, al realizar la cromatografía de gases en un transformador que sufre este tipo de falla, los resultados lanzarían una concentración mayor de estos gases que de otros. Lo mismo pasa con otros tipos de fallas como se detalla en la tabla V.

Tabla V. **Relación de las fallas y los gases que genera**

Falla	Gas generado
Descarga parcial	Hidrógeno y metano
Pirolisis del aceite	Metano, etano, acetileno e hidrógeno
Arqueo en aceite	Metano, etano, hidrógeno y acetileno
Pirolisis de celulosa	Monóxido y bióxido de carbono

Fuente: Subdirección de Generación. Centro de Capacitación Celaya. *Manual de operación y mantenimiento de transformadores*. p. 7.

La generación de los gases depende del nivel de energía de cada falla. Así, el arqueo en aceite libera más energía que la descarga parcial y genera más gases. Además, entre más energía se tenga, más rápido, en mayor cantidad y mayor número de compuestos, se generan. Por ello, se debe tener sumo cuidado con la interpretación del análisis de gases.

Cabe mencionar que el análisis de cromatografía de gases se hace en laboratorios físico-químicos especializados; sin embargo, en la actualidad existen equipos sofisticados que hacen este estudio y son completamente portátiles llamados cromatógrafos de gases. Su desventaja es que tienen una inversión inicial elevada.

2.2.2. Prueba de tensión de ruptura

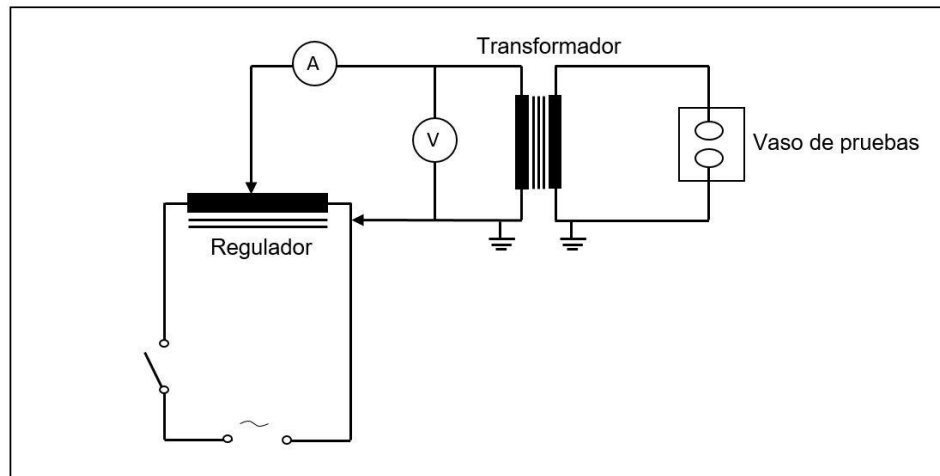
La prueba de tensión de ruptura tiene como objetivo determinar la magnitud del voltaje al cual un material aislante pierde sus propiedades dieléctricas, es decir, empieza a conducir electricidad debido a sus limitaciones para soportar un esfuerzo eléctrico. Es muy frecuente su aplicación en empresas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica debido a que los transformadores son de vital importancia para su pleno funcionamiento.

Por medio de esta prueba también se puede determinar la cantidad de contaminación que posee, es decir, la cantidad de polvo, lodo y agua que podrían afectar sus propiedades aislantes. También, puede ayudar a la predicción de la vida de un transformador y la mejora de la seguridad operacional previniendo incendios y manteniendo la confiabilidad del sistema

2.2.2.1. Equipo utilizado

Para la prueba de tensión de ruptura se necesita de un aparato de prueba llamado chispómetro, que consiste en un transformador elevador de voltaje con un regulador, así como un voltímetro y un vaso de pruebas que tiene dos electrodos montados en su interior, como se muestra en la figura 13. Existen equipos prefabricados especializados para este tipo de pruebas llamados ensayadores de aceites o equipos para prueba de aceites.

Figura 13. **Esquema general de un chispómetro**



Fuente: elaboración propia.

Megger y Baur son marcas que se han introducido a Guatemala y que ofrecen estos equipos. Ambas ofrecen modelos que se adaptan a las necesidades del usuario. La diferencia entre estos es la tensión máxima que puede proporcionar el equipo, que varía entre 60 kV, 80 kV y 100 kV. Además, dependiendo del precio, pueden realizar otras mediciones o análisis más exhaustivos. También hay equipos más sencillos y económicos de otras marcas, todo depende de los requerimientos del usuario. Un ejemplo de cómo lucen los ensayadores de aceites se muestra en la figura 14.

Los vasos de pruebas también son un equipo indispensable en la prueba de tensión de ruptura. Los electrodos que poseen varían de forma dependiendo de la norma que se esté aplicando. El volumen del vaso y la distancia entre los electrodos también está determinada por las normas que se verán en la siguiente sección. Los vasos deben ser de un material aislante transparente para su observación y los electrodos deben estar montados en su interior.

Figura 14. **Ensayadores industriales de aceites dieléctricos**



Fuente: ABB. *Equipos portátiles para pruebas de aceite*. <http://es.megger.com/equipos-portatiles-para-pruebas-de-aceite-60-kv-y-80-kv-ots60pb-y-ots80pb>. Consulta: 19 de febrero de 2017.

2.2.2.2. Procedimiento y normas

La prueba inicia con la montura del vaso de pruebas. La elección de electrodos y distancia se hace dependiendo de la norma a utilizar. Una muestra de aceite, extraída del transformador previamente con jeringa, se vierte sobre el vaso y se monta en el chispómetro. Se aplica un voltaje de corriente alterna y se incrementa a una velocidad determinada hasta que suceda la ruptura de la rigidez dieléctrica, en ese momento se desactiva el circuito.

El resultado de la prueba es el valor del voltaje al que se dio la ruptura. Se compara con valores establecidos por una norma especificada por el fabricante del aceite y se da una conclusión sobre su estado. La velocidad de aumento de la tensión de prueba, la cantidad de veces que se repite y si se agita o no el aceite es determinado por la norma que se utilizará para la medición.

Existen muchas normas que gobiernan la prueba de tensión de ruptura para líquidos aislantes. Sin embargo, estas son derivaciones de las normas ASTM D1816, ASTM D877 e IEC 60156, las cuales pueden considerarse como las principales. Cada una utiliza un procedimiento y equipo diferentes.


2.2.2.3. Norma ASTM D877

La norma ASTM D877 estandariza el método de prueba de voltaje de ruptura dieléctrica de líquidos aislantes, usando electrodos en forma de disco con 25,44 mm de diámetro y con un espesor de al menos 3,18 mm. Deben ser de bronce pulido y deben montarse de manera que tengan caras paralelas y estén alineados horizontalmente con el vaso de prueba.

La norma menciona que los bordes de los electrodos deben tener un radio menor a 0,254 mm ya que, en caso de estar muy redondeados, puede haber una elevación falsa del valor de voltaje de ruptura, haciendo que un aceite pase la prueba sin haber llegado al valor real de tensión de ruptura mínima requerida, que en esta norma, se especifica que es de 30 kV. También, es importante mantener limpios los electrodos debido a que la presencia de corrosión o picaduras podrían ocasionar un falso descenso en los valores de ruptura, que ocasionan que se desapruere un aceite que está en óptimas condiciones.

Esta norma no se utiliza mucho para el análisis de aceite que está en servicio, debido a que no es sensible a la presencia de humedad. Por lo tanto, es óptimo solamente para aceites nuevos y se hace con la finalidad de garantizar que el proveedor lo haya transportado y almacenado correctamente, manteniendo su calidad inicial. Las especificaciones de esta norma se encuentran en la tabla VI.

Tabla VI. **Especificaciones de la norma ASTM D877**

Electrodos	Forma	
	Tamaño de separación	2.54mm
Agitamiento de la muestra de aceite	Impulsor	Sin agitación
	Bola magnética	
Temperatura de prueba en laboratorio	Líquido	20 – 30 °C se debe registrar la temperatura al tomar la muestra y al probar
	Ambiente	Se debe registrar
Voltaje de prueba	Velocidad de subida	3.00 kV/s
	Frecuencia	45 – 65 Hz
Rupturas	Definición	<100 V
	Cantidad de repeticiones	5*
	Tiempo entre rupturas	1 min
Tiempo de apagado del voltaje de prueba después de una ruptura	Normal (por ej. Aceite mineral)	No especificado.
Tiempo entre el llenado y el inicio de la prueba		2 – 3 min
Condiciones especiales	*Las pruebas se deben repetir si el rango de voltajes de ruptura registrados están a más de 92 % de la media. Si el rango de 10 voltajes está a más de 151 % se debe investigar la causa.	

Fuente: NOAKHES, John. *La guía de Megger sobre las pruebas de ruptura dieléctrica de aceite de aislamiento*. p. 5.

2.2.2.4. Norma ASTM D1816

Esta norma es muy utilizada debido a que, a diferencia de la norma D877, detecta la humedad, envejecimiento y oxidación del aceite. Los electrodos que se emplean son de forma cóncava, similar a la de los hongos. Deben tener un diámetro de 36 mm y deben estar hecho de bronce pulido, sin rayas, oxidaciones, picaduras o acumulación de carbón.

En esta prueba se utiliza un impulsor de dos paletas accionado por motor para la agitación del aceite. Las medidas y la velocidad de dicho impulsor también están especificadas por la norma. La velocidad angular de las aspas debe estar entre 200 rpm y 300 rpm. Para evitar el ingreso de agentes contaminantes, el vaso de pruebas debe estar sellado al momento de realizar la prueba.

Aunque es más utilizada y eficiente que la norma D877, se debe tener precaución al aplicarla a un aceite en servicio, debido a que la presencia de gases disueltos puede provocar que los valores de tensión de ruptura bajen, haciendo que un aceite en buen estado falle la prueba. Por lo tanto, si el aceite tiene cantidades excesivas de gases, no se recomienda el uso de esta norma. Esto sucede generalmente en transformadores pequeños aislados en gas y en transformadores de respiración libre. Las especificaciones de esta norma se encuentran en la tabla VII.

2.2.2.5. Norma IEC 60156


Es una norma establecida por La Comisión Electrotécnica Internacional. Utiliza, al igual que la norma ASTM D1816, electrodos en forma de hongo con las mismas medidas. Propone el uso de un agitador magnético de bolas dependiendo del papel que desempeña el aceite cuando está en operación. Así, si se trata de un aceite que se usa como refrigerante, se debe emplear el agitador en la prueba, para simular su circulación por convección cuando está en operación.

Cuando se trata de un aceite que se mantiene estático, como en el caso de uno que se utiliza para un interruptor de circuitos, no se utiliza agitación en la prueba. Esto debido a que las partículas contaminantes se van al fondo del recipiente porque no hay movimiento del aceite, dejando, así, de ser un problema.

Los valores de tensión de ruptura son más elevados que los de la norma ASTM D1816; pueden ser mayores a los 60 kV. Esto debido a la diferencia entre la velocidad de elevación de voltaje por segundo y a la separación que existe entre los electrodos. Por ello se necesita un instrumento capaz de generar valores mayores al mencionado, lo cual provoca un aumento en la inversión.


Al igual que la norma ASTM D1816, la presencia de gas disuelto puede provocar la disminución de los valores de ruptura, que ocasionan que un aceite falle la prueba estando en óptimas condiciones. Las especificaciones de la norma se muestran en la tabla VIII.

Tabla VII. **Especificaciones de la norma ASTM D1816**

Electrodos	Forma	
	Tamaño de separación	2.00 mm o 1.00 mm*
Agitamiento de la muestra de aceite	Impulsor	Sí
	Bola magnética	Sin opción
Temperatura de prueba en laboratorio	Líquido	Ambiente – se debe registrar.
	Ambiente	20 – 30 °C
Voltaje de prueba	Velocidad de subida	0.5 kV/s
	Frecuencia	45 – 65 Hz
Rupturas	Definición	<100 V
	Cantidad de repeticiones	5
	Tiempo entre rupturas	1 a 1.5 min
Tiempo de apagado del voltaje de prueba después de una ruptura	Normal (por ej. Aceite mineral)	No especificado.
Tiempo entre el llenado y el inicio de la prueba		2 – 3 min
Condiciones especiales	*Si la ruptura no se produce a 2mm, reducir distancia a 1mm.	

Fuente: NOAKHES, John. *La guía de Megger sobre las pruebas de ruptura dieléctrica de aceite de aislamiento*. p. 5.

Tabla VIII. **Especificaciones de la norma IEC 60156**

Electrodos	Forma	
	Tamaño de separación	2.5 MM
Agitamiento de la muestra de aceite	Impulsor	Opcional
	Bola magnética	Opcional
Temperatura de prueba en laboratorio	Líquido	15 – 25 °C para pruebas de arbitraje.
	Ambiente	A menos de 5 °C respecto de la muestra de aceite.
Voltaje de prueba	Velocidad de subida	2 kV/s
	Frecuencia	45 – 62 Hz
Rupturas	Definición	4 mA durante 5 ms.
	Cantidad de repeticiones	6
	Tiempo entre rupturas	2 min.
Tiempo de apagado del voltaje de prueba después de una ruptura	Normal (por ej. Aceite mineral)	<10 ms
Tiempo entre el llenado y el inicio de la prueba		2 min
Condiciones especiales	Rango esperado de la relación de desvío estándar a media como función de la media se provee como un gráfico.	

Fuente: NOAKHES, John. *La guía de Megger sobre las pruebas de ruptura dieléctrica de aceite de aislamiento.* p. 5.

Las muestras de aceite también son un aspecto a tomar en cuenta en la prueba de tensión de ruptura. Se debe asegurar que la muestra se extraiga del transformador correctamente y sin alteraciones. Para ello existen las normas ASTM 923, D3613 e IEC 60475. Cada una establece un procedimiento diferente, pero en general se emplean jeringas especiales para extraer el aceite de las válvulas de drenaje del transformador, que es el lugar en donde el aceite es representativo.

2.2.3. Pruebas físicas del aceite aislante

Para asegurar la continuidad del servicio es necesario verificar continuamente el estado del aceite de los transformadores. De esta manera se pueden detectar futuras fallas y realizar cambios o reacondicionamiento de aceite en el momento oportuno. Esto se hace con pruebas de laboratorio que determinan características físicas, químicas y eléctricas. Los resultados de estas determinan si se debe llevar a cabo un programa de mantenimiento con una frecuencia determinada. En esta sección se hará énfasis en las pruebas físicas.

2.2.3.1. Prueba de aspecto visual

Es la prueba más sencilla de todas, pues solamente consiste en la visualización del aceite para determinar la presencia de sedimentos y sólidos en suspensión. Está estandarizada bajo la norma ASTM, la cual menciona que un aceite en estado óptimo no debe tener ninguno de estos y, además, debe ser transparente y brillante. La presencia de los contaminantes mencionados indica que el aceite está degradado o que puede haber presencia de humedad.

2.2.3.2. Prueba de color ASTM

Es un método cualitativo que consiste en observar el color del aceite dieléctrico y compararlo con un patrón, para finalmente determinar el grado de contaminación o degradación del aceite. La norma que se emplea para esta actividad es la ASTM D 1500. Hay otras normas que también regulan la prueba de color, como la ISO 2049. Por ello, para especificar la norma empleada, se le nombra al resultado Color ASTM. Cabe mencionar que no solamente se aplica a aceites dieléctricos, también a aceites lubricantes y de combustión.

Para la aplicación industrial de esta norma se necesita de un colorímetro, el cuál es un aparato analizador de color de aceite, que se basa en la absorción de la luz visible para indicar el número que corresponde al color según la norma. Se constituye de una fuente de luz, un disco con cristales de colores según la norma y un contenedor de vidrio para colocar la muestra, como se observa en la figura 15.

Figura 15. **Ejemplo de colorímetro**



Fuente: LOVIBOND. *Lovibond Colour Measurement. Comparator 2000.* p. 1.

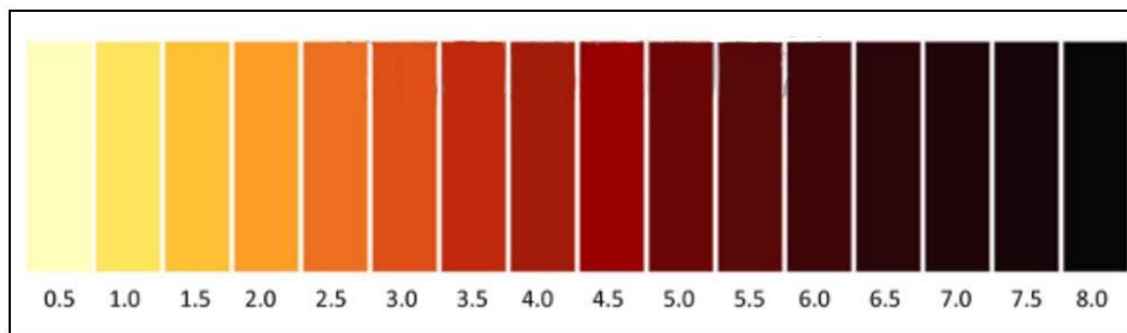
Los contenedores deben ser cilíndricos, con fondo plano de 30 mm de diámetro, altura de 115 a 125 mm y un espesor de pared de 1,6 mm máximo. De no conseguirse, se puede utilizar una botella de 125 mL de aceite que tenga requisitos similares a lo anteriormente mencionado.

Al tener el recipiente adecuado, se debe verter el aceite con una profundidad de 50 mm. En otro contenedor igual, se debe verter 50 mm de agua destilada. Se colocan los dos contenedores dentro del colorímetro y se cubren los recipientes para que no entre luz del ambiente.

Finalmente, se enciende la luz del colorímetro y, por medio del lente, se comparan los colores del disco de colores con el color emanado por la muestra de aceite. La escala de color de la norma ASTM D1500 abarca del número 0,5 al 8, como se muestra en la figura 16.

Para aceite nuevo, el color debe estar cercano a 0,5. Este se oscurece con el paso del tiempo, incrementando, de esta manera, su número de color ASTM. Así, un aceite viejo tiene un valor alto entre 6 y 8. Sin embargo, esto no otorga mayor información al analista. La importancia de la prueba se da al encontrar una tendencia en el tiempo. Si un aceite con un color ASTM inicial de 3, aumenta a un color de 7 en un año, se puede inferir que hay anomalías dentro del transformador y deben realizarse más pruebas para evitar fallas críticas.

Figura 16. **Escala de color ASTM**



Fuente: SCANDIMEX. *Analizador de color de aceites.*

<http://www.scandimex.cl/index.php?prod=OILCOL>. Consulta: 28 de febrero de 2017.

La forma de presentar un resultado de esta prueba, es señalando el número de color del cristal con el color equivalente al color del aceite, antecedido por la frase color ASTM. Si el color no es exactamente el mismo, debe colocarse el símbolo < seguido del número del cristal que sigue con color más oscuro.

2.2.3.3. Densidad relativa del aceite

La densidad relativa es la razón entre la densidad del aceite y la densidad del agua. También, se puede definir como la relación entre el peso de un volumen de aceite, al peso de un volumen igual de agua. Este método se utiliza para identificar si un aceite está hecho de base nafténica o base parafínica. Esto debido a que los primeros tienen una densidad relativa cercana a 0,88, mientras que los valores de los aceites de base parafínica oscilan entre 0,84 a 0,86.

Este método está estandarizado bajo la norma ASTM D-1298, que indica que se debe utilizar un hidrómetro de vidrio o densímetro que esté graduado en unidades de densidad o densidad relativa. También, se necesita de un termómetro para el control de la temperatura, ya que este es un factor que puede alterar el resultado final. Se recomienda el empleo de un termómetro con un rango de medición de -1 a 38m°C, con un intervalo de graduación de 0,1°C.

Para contener la muestra de aceite, se necesita de un cilindro para hidrómetro o una probeta. Este debe cumplir con un diámetro interno de 25 mm más que el diámetro externo del hidrómetro. La altura del cilindro debe permitir que el hidrómetro flote al menos a 25 mm del fondo.

Para ejecutar el método, primero se debe verter la muestra de aceite al cilindro de hidrómetro. Este debe estar limpio para evitar impurezas que afecten la medición y se debe colocar en un lugar en donde no existan corrientes de aire, que puedan provocar cambios drásticos en la temperatura. La transferencia de la muestra al cilindro debe ser sin salpicar, así se evita la formación de burbujas de aire. También, debe ser a una temperatura estable para evitar la evaporación. Después, se debe eliminar cualquier burbuja de aire que se haya formado, para lo cual se recomienda el uso de papel filtro.

Con la muestra de aceite en el cilindro del hidrómetro, se debe agitar con una varilla de agitación para lograr una densidad y temperatura uniforme en toda la muestra. Se debe introducir un termómetro para registrar la temperatura y tener control sobre esta, puesto que un cambio de 2 °C durante el tiempo de medición puede afectar el resultado. Después de haber tomado los datos se debe retirar el termómetro y la varilla de la muestra.

Por último, se debe colocar el hidrómetro de manera que flote en posición de equilibrio. Se debe esperar a que llegue al reposo total para realizar la lectura. Luego, se debe realizar la lectura colocando la vista debajo del nivel del líquido, para evitar todo tipo de distorsión debido al menisco que se forma entre el aceite y el hidrómetro. Después de registrar la lectura, se debe retirar el hidrómetro y colocar el termómetro para registrar de nuevo la temperatura. Si esta difiere de la medición anterior por más de 0.5 °C, entonces, se debe repetir la medición.

Al finalizar la prueba, se debe reportar el resultado de la densidad en kg/m^3 . Según lo mencionado al inicio de esta sección, se puede identificar si el aceite es de base nafténica o base parafínica. Es importante la determinación de esta característica debido a que cada tipo de aceite se utiliza para diferentes casos. Como se mencionó en el capítulo uno, los aceites de base nafténica se utilizan para transformadores de gran potencia y para condiciones climáticas muy frías, mientras que los de base parafínica son de menor calidad, por lo que se utilizan solamente para transformadores de bajo voltaje.

Existen otras pruebas físicas que brindan más información sobre las características de los aceites: viscosidad, temperatura de inflamación e ignición, temperatura de congelación y tensión interfacial. Sin embargo, con las tres pruebas abarcadas se obtiene suficiente información para determinar el estado general del aceite.

2.2.4. Prueba de análisis de respuesta por barrido de frecuencia (SFRA)

Es un método de detección de fallas mecánicas y eléctricas de un transformador. Estas fallas surgen por el debilitamiento de la resistencia mecánica del mismo debido al envejecimiento, a esfuerzos mecánicos en el transporte y reubicación, a esfuerzos electromagnéticos causados por fallas de cortocircuito y a errores de sincronización con la red.

Es una prueba estandarizada por las normas IEC 60076:18:2012 e IEEE C57.149. Su objetivo es la detección de deformaciones de los devanados, pérdidas de sujeción y movimiento de las espiras de los arrollamientos. Se basa en el hecho de que una alteración tanto de la posición, como de la forma de las bobinas que conforman los devanados de un transformador, provocan cambios en las inductancias capacitivas e inductivas que lo caracterizan.

El instrumento utilizado para realizar la prueba recibe el nombre de FRA. Este se encarga de someter al equipo conectado, a un amplio rango de frecuencias para determinar una curva característica del transformador en base a la respuesta que tiene, debido a los valores de capacitancia e inductancia. Debido a que el método es altamente sensible, cualquier variación en las características de los devanados, altera la forma de esta curva, siendo así, perceptible para el analista y detectando una posible falla.

La primera curva característica con base en una prueba de barrido de frecuencia debe ser proporcionada por el fabricante, pues es en ese momento en el que el transformador está en óptimas condiciones. Las curvas que son resultados de análisis posteriores deben compararse con la primera para detectar cualquier cambio y diagnosticar una posible falla.

2.2.4.1. Interpretación de resultados de la prueba SFRA

Como se mencionó anteriormente, el análisis de resultados de esta prueba se basa en la comparación de las curvas características de un transformador medidas en diferentes momentos. Según el tipo de falla, hay cambios en bajas o altas frecuencias. Así, cuando hay un problema en el núcleo, la curva se distorsiona en el rango de bajas frecuencias que no sobrepasan los 5 kHz. Sin embargo, cuando hay problemas en los devanados, la curva se deforma en frecuencias por encima de los 10 kHz.

El eje de las ordenadas de la curva tiene por unidad de medida al decibel (dB). Cuando se está en un rango de 5 a 2 000 Hz, un cambio mayor a 3 dB puede indicar movimientos del núcleo o magnetismo residual, así como la posible apertura o cortocircuito de un devanado.

Cuando el barrido está dentro de 50 Hz a 20 kHz, un cambio mayor a 3 dB puede interpretarse como un desplazamiento o cambio de posición entre los devanados. Si el cambio sucede de 500 Hz a 2 MHz, puede ser debido a deformaciones de los devanados. Por otro lado, si el cambio se da entre un rango 25 Hz a 10 MHz, indica problemas de conexión de los arrollamientos.

2.2.5. Prueba de factor de potencia

Es una prueba que se realiza para determinar el estado de aislamiento de los transformadores de potencia. Un factor de potencia es la medición del coseno del ángulo de pérdidas. Por lo tanto, es una prueba basada en la medición de las pérdidas dieléctricas a través de los aislamientos como el aceite. Estas pérdidas varían con la contaminación o deterioro que han sufrido los aislamientos.

Un aislamiento en buen estado, no debería tener pérdidas, puesto que no debe circular corriente por este. Por lo tanto, entre menos sea el valor de factor de potencia, mejor es el estado del aislante evaluado. Según la norma IEEE C.57-152, la especificación del factor de potencia para aceite mineral nuevo es de 0,5 % a 20 °C y 1,0 % para aceite natural.

Un factor de potencia elevado puede deberse a la presencia de agua u otros compuestos contaminantes en el aceite. Es muy común encontrar compuestos cuprosos en el aceite, productos de la oxidación del cobre de los aislantes sólidos. Debido a esto, es necesario hacer la prueba con periodicidad.

2.2.5.1. Medición del factor de potencia

El instrumento que se utiliza para realizar esta prueba recibe el nombre de equipo de prueba para factor de potencia. En los transformadores, la medición se realiza en el aislamiento entre el devanado de alta y baja tensión, y entre los devanados y la estructura del transformador, conocida como cuba.

Para realizar la medición, se cortocircuitan los devanados y se aplica una tensión alterna de prueba a uno. Mientras tanto, se mide la corriente en el devanado opuesto. El equipo realiza una comparación entre la corriente medida y la corriente de referencia.

El desfase que hay entre las gráficas de las corrientes comparadas, se representa con un ángulo δ . La tangente de este ángulo se conoce como factor de disipación. El ángulo complementario a δ se conoce como φ , el coseno de φ es el factor de potencia. Una vez realizada la medición se debe comparar con valores anteriores y con los de referencia según la norma IEE C57-152.

2.2.6. Análisis de furanos

La vida útil de un transformador está determinada por la vida del papel y cartón comprimido, que cumplen el rol de aislamiento dentro de aquel. Por esta razón, es de gran importancia incluir, dentro de las políticas de mantenimiento, actividades que contribuyan a conservar el papel en estado óptimo.

Cuando la celulosa del papel se deteriora por envejecimiento, se producen compuestos furánicos que son solubles en aceite. Entre los furanos más representativos están: 5-hidromexil-2-furfural, alcohol furfurílico, 2-furfural, 2-acetil furano y 5-metil-2-furfural. Estos pueden ser detectados mediante análisis físico-químicos y por cromatografía de gases mediante el método estandarizado ASTM D 5837-99.

Esta norma establece que uno de los criterios de evaluación sobre el estado de envejecimiento del papel es el grado de polimerización (DP). Este representa el número de anillos de glucosa en una cadena que conforma la molécula de la celulosa. Cuando el papel experimenta estrés o deterioro, provoca la despolimerización, que provoca un descenso en el grado de polimerización del resultado del análisis.

Cuando se trata de un transformador nuevo, el grado de polimerización debe ser del orden de 1 200. Pero este descende conforme el papel va envejeciendo, hasta descender a valores cercanos a 200. Ya que la tracción mecánica del papel depende de este parámetro. Por debajo de 200, es posible que el papel no pueda soportar los esfuerzos debido a cortocircuitos y el transformador debe dejar de funcionar. Otro parámetro a considerar es la cantidad de furanos medida en $\mu\text{g}/\text{Kg}$ o $\mu\text{g}/\text{L}$. Así, para un envejecimiento normal, el incremento por año del furano 2-furfural debe ser menor a $50 \mu\text{g}/\text{Kg}$.

2.2.7. Prueba de contenido de PCB's

Los bifelinos policlorados (también conocidos como PCB's) son compuestos químicos organoclorados que tienen una alta estabilidad térmica, buenas características dieléctricas y una resistencia a la inflamabilidad. Debido a ello, se consideró como el mejor fluido aislante que se podía utilizar para el aislamiento y refrigeración de transformadores y equipo eléctrico de potencia. Los aceites con contenido de PCB's se denominaron askareles.

Sin embargo, análisis posteriores demostraron que los askareles son sustancias altamente tóxicas para los humanos, ya que el contacto con estos puede ocasionar la aparición de células cancerígenas, trastornos dermatológicos y trastornos del sistema nervioso, entre otros. Por lo tanto, convenios internacionales restringieron su uso y se determinó que todos los equipos eléctricos deben quedar libres de aceites con contenido de PCB's.

A partir de la restricción, se establecieron normas para determinar si un aceite utilizado como aislamiento de un transformador es un askarel. La norma para la medición de contenido de PCB's es la ASTM D4059, la cual establece que se debe determinar el contenido de cloruros del aceite, en partes por millón (ppm), por medio de un análisis cromatográfico, con el uso de equipo con columnas y detectores adecuados para la identificación precisa de los PCB's.

Cuando el resultado del análisis determina que el aceite tiene un contenido menor a 50 ppm de cloruros, se concluye que el transformador se encuentra libre de bifelinos policlorados y se puede seguir utilizando. Sin embargo, cuando el análisis arroja un resultado entre 50 y 500 ppm de cloruros, se concluye que el aceite utilizado en el transformador es un askarel y debe ser intervenido para disminuir el contenido de PCB's.

2.2.8. Termografía infrarroja en transformadores

La termografía se basa en la elaboración de imágenes a partir de la detección de la longitud de onda, ubicada en el espectro infrarrojo, de la radiación emitida por un cuerpo, debido a la energía calorífica que radia de este. Además de ello, un equipo de termografía puede cuantificar el calor del elemento analizado en función de las imágenes generadas.

La termografía es ampliamente utilizada en diversas áreas de la industria. En el sector eléctrico es importante su implementación en el mantenimiento predictivo, con el fin de determinar las condiciones reales de operación y garantizar su disponibilidad.

El análisis termográfico en un transformador, consiste en la verificación de la temperatura de los diversos elementos que lo constituyen: boquillas de baja tensión, de alta tensión, elementos de aislamiento, el tanque, conexiones con otros elementos, entre otros.

Los resultados del análisis termográfico son imágenes que deben analizarse para detectar anomalías. Así, por ejemplo, si la boquilla de baja tensión presenta un perfil térmico muy elevado, se debe pausar la operación del transformador para realizar otras pruebas enfocadas al elemento anómalo y repararlo.

Si el análisis termográfico evidencia puntos calientes en las conexiones, puede ser debido a la carbonización o deformación de los puntos de conexión o que exista un mal contacto. En general, el análisis termográfico es una primera instancia en la detección de fallas, puesto que después se requerirán más pruebas para especificar el desperfecto y proceder a corregirlo.

2.3. Mantenimiento preventivo

Es el conjunto de actividades de inspección que tienen como objetivo la prevención de fallas, mediante el control constante del estado de los transformadores y la corrección temprana de los elementos que están deteriorados. Este tipo de mantenimiento es planificado, programado y se ejecuta periódicamente. Entre las más utilizadas están: la prueba de resistencia de aislamiento y la prueba de relación de transformación.

2.3.1. Prueba de resistencia de aislamiento

La resistencia de aislamiento es la resistencia, medida en megaohms, que presenta un transformador al paso de corriente directa cuando se aplica un voltaje determinado, esto debido a sus elementos aislantes. Dicha corriente se denomina corriente de aislamiento y puede dividirse en corriente capacitiva, de absorción dieléctrica y corriente de fuga. Se deben tomar en cuenta estos tres parámetros para la medición, puesto que cada uno altera el valor de la resistencia de aislamiento que se está midiendo. Estos se detallan a continuación.

2.3.1.1. Corriente capacitiva

La corriente capacitiva se debe a que los hilos conductores de los devanados están separados entre sí por un aislante, que toma el papel de dieléctrico formando una especie de capacitor. Esto provoca un aumento de la corriente al inicio de la prueba y, por ende, una disminución de la resistencia de aislamiento. Su magnitud decrece exponencialmente y en un tiempo aproximado de 15 segundos es despreciable. Este tiempo debe tomarse en cuenta para evitar errores en la lectura de la resistencia de aislamiento.

2.3.1.2. Corriente de absorción dieléctrica

La corriente de absorción dieléctrica se debe a la polarización por el aumento del campo eléctrico al aplicar el voltaje de prueba. Pasan varios minutos u horas para que sea despreciable, pero para fines de medición puede despreciarse después de 10 minutos.

2.3.1.3. Corriente de fuga

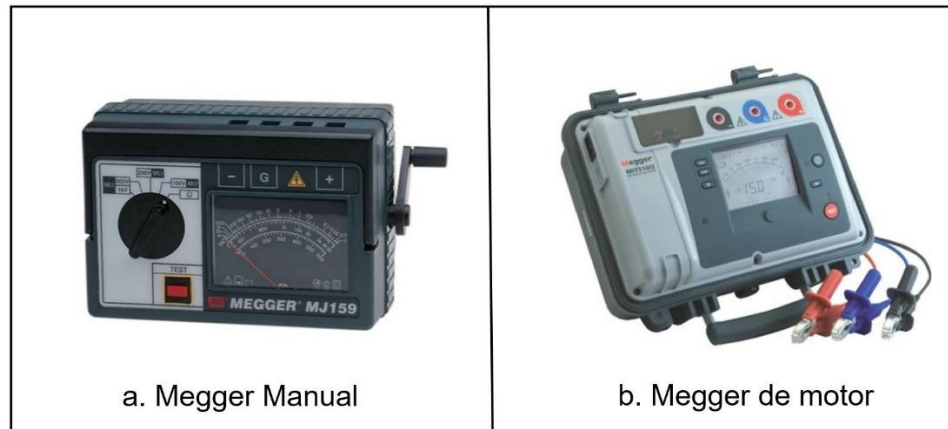
Es la corriente que circula a través del aislamiento y es el factor más determinante para verificar el estado del aislamiento del transformador. Es la corriente que se mantiene después de haber decrecido la corriente capacitiva y la corriente de absorción dieléctrica. Su valor es constante y directamente proporcional al voltaje aplicado.

2.3.1.4. Equipo de prueba

Para la prueba de resistencia de aislamiento se utiliza el megóhmetro o megger, un instrumento que utiliza el método de bobinas cruzadas para su medición. Esto significa que su exactitud es independiente del voltaje aplicado. Hay dos tipos de megóhmetros: manual y de accionamiento por motor.

Los megger de accionamiento manual consisten de una manivela que debe girarse a velocidad constante para generar el voltaje necesario, este se muestra en la figura 17 sección a. No se recomienda el uso de este instrumento para pruebas que llevan más de 10 minutos, puesto que es difícil mantener la velocidad de giro de la manivela. En el megger accionado por motor (figura 17 sección b), el generador interno se hace girar con un motor eléctrico, obteniendo voltajes más constantes.

Figura 17. Tipos de megóhmetros o Megger



Fuente: RS. *Comprobadores de aislamiento*. <http://es.rs-online.com/web/p/comprobadores-de-aislamiento/0486451>. <http://www.tequipment.net/Megger212159.html>. Consulta: 7 de marzo de 2017.

2.3.1.5. Procedimiento y normas

La prueba de resistencia de aislamiento está estandarizada bajo la norma IEEE C57.12.90. En esta se recomienda el uso de un Megger para realizar cualquier prueba de resistencia de aislamiento; la clase y capacidad del instrumento depende de las características del transformador al que se le realizará la prueba.

Antes de realizar la prueba se recomienda desconectar todas las terminales del devanado primario y secundario para asegurar que el transformador esté desenergizado. El tanque debe estar aterrizado y no debe existir carga en los devanados. Se debe limpiar la superficie de las boquillas de porcelana para disminuir corrientes de fuga y se deben desconectar los neutros de los devanados. La prueba se debe realizar en un lugar en donde no existan cambios bruscos de temperatura ni un porcentaje de humedad relativa menor a 65 %.

Las pruebas tienen una duración de 10 minutos y el valor de la resistencia mostrada por el Megger debe registrarse a los 30 segundos y a cada minuto después de iniciada la prueba. El voltaje directo a aplicar depende del voltaje nominal del transformador, como se muestra en la tabla IX.

Tabla IX. **Voltaje de prueba a aplicar según voltaje nominal del equipo**

*Voltaje nominal de corriente alterna del transformador	Voltaje nominal del megóhmetro
Hasta 100 a 250 voltios	100 y 500 voltios
Mayor o igual a 600 voltios	1000 voltios
De 1000 voltios en adelante	2500 voltios
De 4000 voltios en adelante	5000 voltios
* El voltaje nominal generalmente está indicado en la placa de identificación del transformador.	

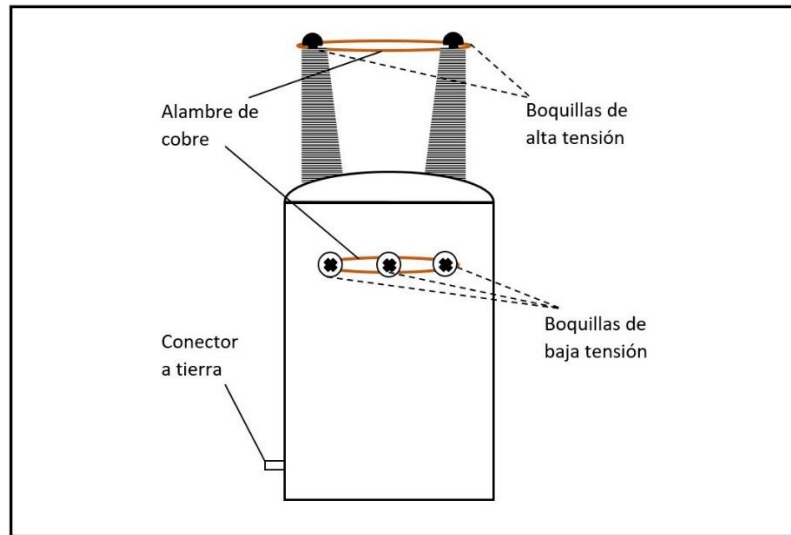
Fuente: Subdirección de Generación. Centro de Capacitación Celaya. *Manual de operación y mantenimiento de transformadores*. p. 7-59.

El procedimiento se divide en tres partes: la medición de baja tensión versus tierra, alta tensión versus tierra y alta tensión versus baja tensión. Cada una debe repetirse como se mencionó en el párrafo anterior. También tienen diferentes esquemas de conexión y diferentes valores de voltaje de prueba.

2.3.1.5.1. Baja tensión vs tierra

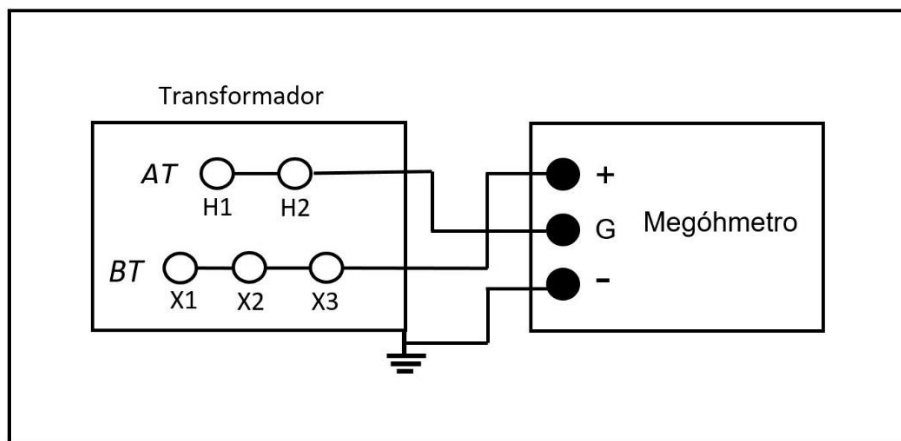
Es la primera etapa de la prueba. Se procede a cortocircuitar las boquillas del lado de alta tensión con alambre de cobre, al igual que las boquillas de baja tensión, como se muestra en la figura 18. El megóhmetro tiene tres salidas, terminal positiva (+), terminal general (G) y terminal negativa (-). Para esta etapa, este se conecta con el transformador tal y como se muestra en la figura 19.

Figura 18. **Cortocircuitado de los devanados del transformador para la prueba de resistencia de aislamiento**



Fuente: elaboración propia.

Figura 19. **Diagrama de conexionado del transformador con el megóhmetro para la prueba de baja tensión versus tierra**



Fuente: elaboración propia.

Primero se debe colocar la terminal positiva del megóhmetro con las boquillas de baja tensión cortocircuitadas. Luego, se debe conectar la terminal general con las boquillas de alta tensión. Finalmente, se conecta la terminal negativa a tierra. El valor del voltaje de prueba es determinado por la tabla IX, en donde el voltaje nominal a elegir es el equivalente al del devanado secundario.

La prueba se debe realizar durante 10 minutos. Como se mencionó anteriormente, se deben registrar los valores de la resistencia a los 30 segundos y, después, a cada minuto, para tener 11 datos en total que se deben colocar en una tabla para su respectivo reporte.

2.3.1.5.2. Alta tensión vs tierra

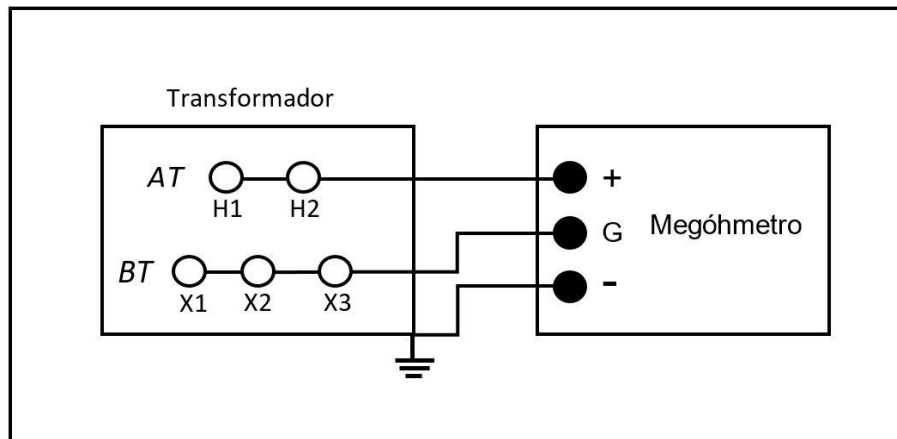
Es el segundo paso de la prueba de resistencia de aislamiento. Se mantienen cortocircuitados los devanados, como en la figura 18. Se procede a conectar la terminal positiva del megóhmetro con las boquillas de alta tensión. Luego, se conecta la terminal general con las boquillas de baja tensión. Finalmente, se conecta la terminal negativa a tierra. El valor del voltaje de prueba también es determinado por la tabla IX, el voltaje nominal es el equivalente al del devanado primario. Los datos a registrar son los mismos que en la prueba de baja tensión. El diagrama de conexión se muestra en la figura 20.

2.3.1.5.3. Alta tensión vs baja tensión

Es el tercer paso de la prueba de resistencia de aislamiento. Se mantienen cortocircuitados los devanados como en las dos pruebas anteriores. Esta vez se procede a conectar la terminal positiva a la boquilla de alta tensión y la terminal negativa a la boquilla de baja tensión. La terminal general se conecta en la tierra del transformador y se procede a encender el megóhmetro para la medición.

El voltaje que se debe aplicar es determinado por la tabla IX; el voltaje nominal, en este caso, es el voltaje del devanado de alta tensión. Los datos a registrar son los mismos que en las dos pruebas anteriores. El diagrama de conexión se muestra en la figura 21.

Figura 20. **Diagrama de conexionado del transformador con el megóhmetro para la prueba de alta tensión versus tierra**

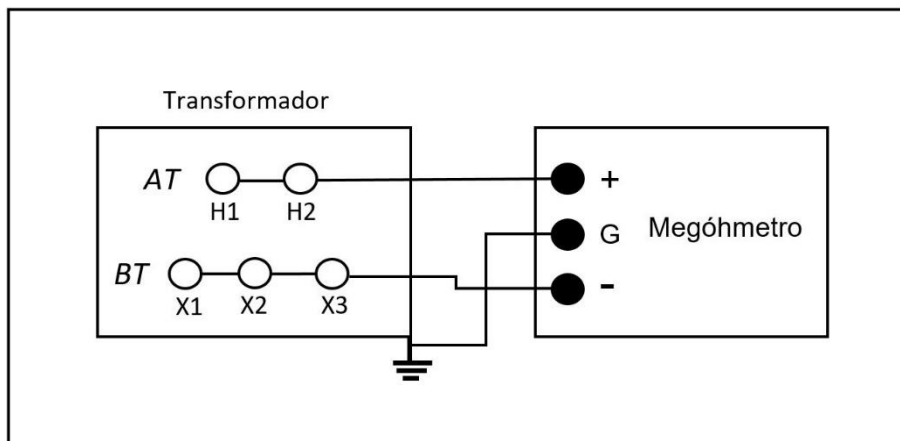


Fuente: elaboración propia.

2.3.1.5.4. Resultados de la prueba

Al finalizar la prueba, se tendrá como resultado una serie de datos que pueden utilizarse de diferentes maneras. Primero, el interés es corroborar que los valores de la resistencia de aislamiento se mantengan dentro del umbral mínimo que es considerado como correcto. En caso contrario, puede asumirse que existe una falla que deberá ser investigada posteriormente. Sin embargo, existen casos en los que se obtienen los valores adecuados, pero de todos modos existe deterioro en el aislamiento. También sucede lo opuesto, en donde los valores que se obtienen son bajos, pero el aislamiento se encuentra en perfectas condiciones.

Figura 21. **Diagrama de conexionado del transformador con el megóhmetro para la prueba de alta tensión versus baja tensión**



Fuente: elaboración propia.

Por ello, la mejor forma de usar los datos recolectados, es analizando la tendencia que existe con los valores extraídos en otras ocasiones, ya que se trata de una prueba que debe realizarse periódicamente. Se debe graficar el conjunto de datos en función del tiempo y así identificar declives en los valores de la resistencia. Es más alarmante observar cambios bruscos en la resistencia, aunque los valores estén dentro del umbral, que tener valores de resistencia debajo de este, pero que permanezcan constantes a lo largo del tiempo. Por ello, cuando hay cambios bruscos, se debe investigar el problema inmediatamente.

Otra forma de usar los datos recolectados es con el índice de polarización. Este se define como la razón entre los valores de la resistencia de aislamiento en los minutos 10 y 1 de la prueba. Esta es una medida de la absorción dieléctrica e informa en qué estado se encuentra el aislamiento con respecto a la cantidad de humedad y suciedad que tenga. El valor mínimo recomendado es de 1,5. Si está muy por debajo indica un deterioro grave del aislamiento.

2.3.2. Prueba de relación de transformación

La relación de transformación es la razón que existe entre el número de vueltas de los devanados primario y secundario del transformador. También, corresponde a la relación entre sus voltajes y corrientes. La importancia de esta prueba radica en la necesidad de confirmar la relación de transformación de equipos que llevan en operación un tiempo considerable o de equipo nuevo antes de utilizarse para verificar que se cumplan las especificaciones de diseño.

A partir de los datos obtenidos con esta prueba se pueden detectar problemas como falsos contactos, circuitos abiertos y cortocircuitos en los devanados. También, se puede determinar la polaridad del transformador, que es un dato que puede ser de utilidad cuando el equipo no tiene la placa de datos.

2.3.2.1. Equipo de prueba

El instrumento que se utiliza en la industria para realizar la prueba de relación de transformación es el TTR. Hay de tipo trifásico y monofásico. El primero se utiliza para las mediciones de transformadores de potencia, los cuales normalmente se componen de tres fases y requieren de procedimientos más cautelosos y complejos para la ejecución de la prueba. Para transformadores de distribución, que son usualmente monofásicos, se utiliza el TTR tipo monofásico.

Un TTR moderno, como el que se muestra en la figura 22, es capaz de medir la relación de vueltas, corrientes de excitación y el ángulo de desfase que existe entre el devanado primario y secundario. Sin embargo, todos los TTR tienen un mismo principio de construcción que obedece a leyes físicas para su pleno funcionamiento.

Figura 22. **TTR para prueba de relación de transformación**



Fuente: Megger. *Equipos de medida de relación de transformación.*

<http://es.megger.com/equipos-de-medida-de-relacion-de-transformacion-ttr300-ttr310-ttr330>.

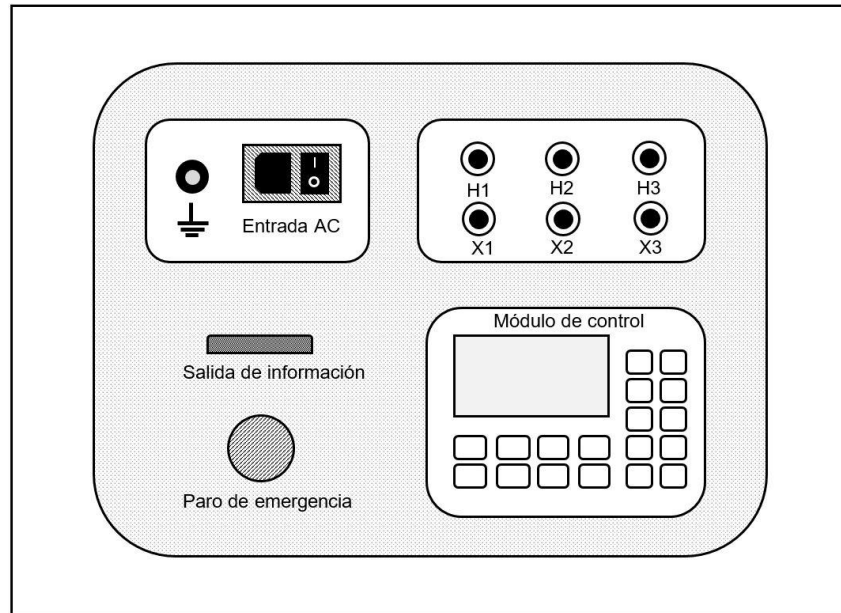
Consulta: 13 de marzo de 2017.

Un TTR se constituye de un transformador de referencia que sirve para hacer la comparación de voltajes, una fuente de corriente alterna que es la encargada de la excitación del transformador para la prueba y un galvanómetro. También están las terminales que se conectan al transformador a analizar.

Independientemente del modelo, se puede esquematizar a nivel general el conjunto de elementos básicos que debe tener el instrumento como se muestra en la figura 23. Este debe componerse de tres módulos. El primero se constituye de la entrada para la alimentación del instrumento, así como su botón de encendido y apagado y la terminal de tierra o masa.

El segundo módulo se puede denominar como módulo de control que se compone de una pantalla y teclado para introducir los datos y, de esta manera, manejar el software del instrumento. Este módulo varía mucho en función del modelo de TTR que se elija, entre más moderno, más complejo será.

Figura 23. **Esquema general de un TTR**



Fuente: elaboración propia.

El tercer módulo se constituye únicamente de las terminales de salida del instrumento. Estas terminales son las que se conectarán al transformador de prueba para su respectivo análisis. Los TTR tipo trifásicos tienen tres terminales para los arrollamientos de alta tensión (H1, H2 y H3) y tres terminales para los de baja tensión (X1, X2 y X3). Los modelos de TTR monofásicos poseen únicamente dos terminales: una para el lado de baja tensión y la otra para el lado de alta.

Además de los tres módulos mencionados, el instrumento debe contar con un botón de paro de emergencia para que el proceso pueda ser detenido inmediatamente en caso de darse algún incidente. También, debe contar con una salida de información, puede ser una terminal para conectar una computadora, una impresora u otro medio. Esto depende del modelo del instrumento.

2.3.2.2. Procedimientos y normas

La prueba de relación de transformación está estandarizada bajo el mismo código de pruebas que la prueba de resistencia de aislamiento, la norma IEEE C57.12.90. Sin embargo, hay un procedimiento alternativo que permite realizar esta medida de manera más simple y que es útil para los fines de esta investigación. En esta sección se muestran ambos procedimientos para la prueba en transformadores monofásicos de baja potencia.

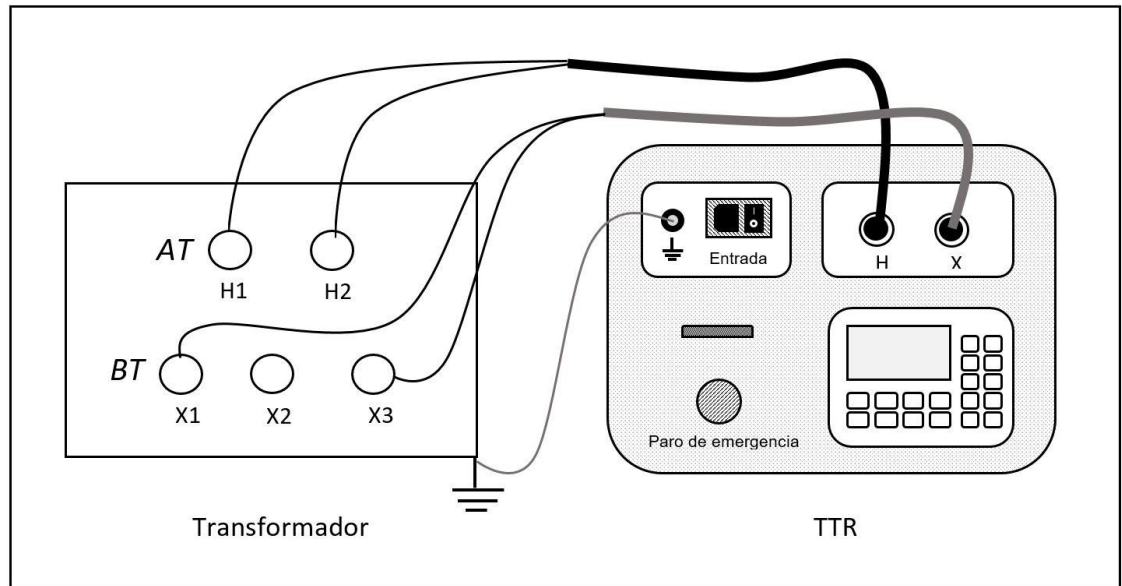
2.3.2.2.1. Procedimiento según norma

Antes de realizar la prueba, se debe asegurar que el transformador esté completamente desenergizado, verificando que las terminales del mismo estén desconectadas. También, se debe aterrizar cada devanado y el instrumento a utilizar. El TTR debe estar en una superficie firme para evitar incidentes durante la prueba, más si es un instrumento de accionamiento manual (con manivela).

Después de asegurar el equipo de prueba, se procede a conectar las terminales de alta tensión en las boquillas de alta tensión del transformador. En caso de ser monofásico, solamente son dos terminales identificadas con color rojo y negro. Luego se conectan las terminales de baja tensión del TTR con las boquillas de baja tensión del transformador. Este proceso de conexión se muestra en la figura 24.

Si se tienen más de dos boquillas en este devanado, las terminales se deben conectar a las boquillas de los extremos en el primer paso, e ir cambiando de boquilla para determinar la relación de transformación en cada una. Los transformadores de distribución tienen tres boquillas, por lo que la prueba se debe realizar dos veces.

Figura 24. **Conexión para la prueba de relación de transformación**



Fuente: elaboración propia.

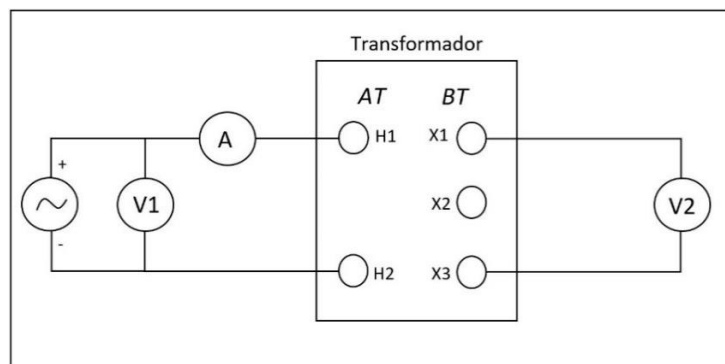
Después de realizar el conexionado, se procede a encender el TTR y ejecutar la prueba. El instrumento actúa automáticamente y como resultado final da la relación de transformación entre los devanados que se conectaron. Los datos finales se muestran en una pantalla, se imprimen o se envían a una computadora, dependiendo del modelo del TTR.

2.3.2.2.2. Procedimiento alternativo

Este procedimiento tiene como objetivo sustituir el TTR con instrumentos más accesibles para el practicante, como multímetros y amperímetros. Se recomienda su aplicación solamente para transformadores de baja potencia y en laboratorios de aprendizaje. Para resultados más precisos debe utilizarse el procedimiento normado por la IEEE C57.12.90.

Antes de realizar la prueba se debe verificar que el transformador está completamente desenergizado. Para ello se revisa que los devanados estén desconectados de todo aparato. Luego, se procede a conectar un voltímetro en el devanado primario y un voltímetro en el devanado secundario. Finalmente, se conecta una fuente de voltaje alterno al devanado primario. Este procedimiento de conexión se muestra en la figura 25.

Figura 25. **Conexión para medición de voltajes**

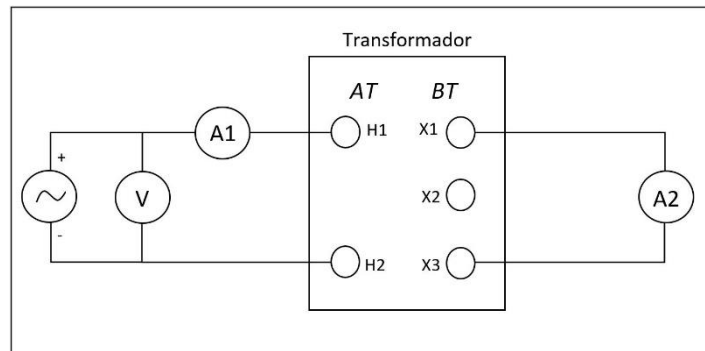


Fuente: elaboración propia.

Luego de realizar la conexión, se enciende la fuente de voltaje variable y se ajusta su magnitud a 120 V. Se procede a leer y registrar los datos otorgados por los dos voltímetros y el amperímetro. Los valores de los multímetros se ingresan a la ecuación de la tabla X para obtener la relación de transformación.

Para corroborar el valor de relación de transformación, se realiza la medición de corrientes primaria y secundaria. Para ello se conecta un amperímetro cortocircuitando el devanado secundario y un amperímetro en serie con el devanado primario. El diagrama de conexión se muestra en la figura 26.

Figura 26. **Conexión para medición de corrientes**



Fuente: elaboración propia.

Al realizar el conexionado, se procede a encender la fuente de voltaje, su magnitud debe ser la necesaria para que circule la corriente nominal por el devanado primario. Se registran las lecturas de los amperímetros y se ingresan a la ecuación de la tabla X para determinar la relación de corrientes.

El valor de relación de transformación obtenido de la medición de voltajes, se compara con el valor obtenido de la medición de corrientes. De esta manera se puede corroborar si los resultados son correctos. Si el resultado difiere mucho, se debe repetir la prueba.

Tabla X. **Ecuaciones para la relación de transformación**

Variables conocidas	Ecuación a utilizar
Número de vueltas de los devanados	$R = N1/N2$
Voltaje primario y secundario	$R = V1/V2$
Corriente primaria y secundaria	$R = I2/I1$

Fuente: elaboración propia.

2.3.2.3. Interpretación de los resultados

El resultado de la relación de transformación debe compararse con el valor presentado en la placa de datos del transformador. Las normas requieren que la tolerancia máxima aceptada sea de 0,5%, si la diferencia es mayor puede que exista alguna anomalía dentro del transformador relacionado con algún falso contacto o cortocircuito entre las vueltas de los devanados.

2.3.3. Prueba de collar caliente

Las boquillas son los elementos por medio de los cuales se conecta un transformador externamente con la fuente de alimentación y con la red eléctrica, manteniendo la hermeticidad y el aislamiento eléctrico. El aislamiento de una boquilla consiste de papel impregnado en aceite, el cual se coloca en forma de devanados a lo largo del conductor, que forma así un cilindro concéntrico. A estas boquillas se les denomina capacitivas.

Las boquillas de alta tensión de un transformador de potencia presentan un alto riesgo de falla, lo cual podría ocasionar daños considerables al transformador, al equipo periférico y al personal de mantenimiento si está presente cuando sucede la falla. Por lo tanto, es indispensable monitorear constantemente el estado de este elemento.

La prueba de collar caliente sirve para determinar la condición en la que se encuentra el aislamiento en una sección de la boquilla. Para ello se utiliza el equipo de medición de factor de potencia. Debe ser una prueba de rutina para las boquillas que están llenas de aceite dieléctrico, de gas y de porcelana sólida.

La prueba consiste en medir el aislamiento de la sección que se encuentra arriba del collar de prueba y su conductor central, energizando uno o más anillos alrededor de la porcelana de la boquilla y aterrizando el conductor central.

También, se mide la corriente de fuga del conductor al collar de prueba. Parámetro que es afectado por las condiciones medio ambientales y la contaminación. Cuando se realiza la prueba, se registran los valores en MW de la potencia de disipación.

2.3.3.1. Resultados de la prueba de collar caliente

Como resultado de la prueba se obtiene el valor de la potencia disipada. Esta se debe comparar con los valores registrados en pruebas que se hicieron anteriormente. En caso de no tener información previa, se debe comparar con pruebas a otras boquillas que tengan los mismos parámetros. Cuando la gráfica de los diferentes valores obtenidos tiene una pendiente positiva, significa que la boquilla se está deteriorando.

Por otro lado, se debe considerar como máximo 6,0 mW de pérdidas a 2,5 kV, y 0,1 W a 10 kV. Para valores más elevados, es posible que exista una falla, ya sea porcelana rota, deterioro de juntas cementadas, pérdida de empaque, arqueo eléctrico o flameo, efecto corona o falla por descargas atmosféricas.

2.3.4. Prueba de corriente de excitación

La corriente de excitación, como se mencionó en el capítulo 1, es la corriente necesaria para magnetizar el núcleo de un transformador. Esta corriente se constituye de una corriente magnetizante y corriente de pérdidas, desfasadas entre sí 90 °. Por eso, su magnitud depende de la calidad del flujo magnético.

La medición de la corriente de excitación puede determinar si una vuelta de un devanado está en cortocircuito, si hay conexiones defectuosas o si hay desplazamientos mecánicos de los arrollamientos. Esta medición se realiza con base en la norma IEEE C57.12.90.

2.3.4.1. Procedimiento y análisis de la prueba

La medición se realiza con un medidor de factor de potencia. Se deben realizar las conexiones en función de la configuración del transformador (estrella o delta). Antes, se deben desenergizar y desconectar las terminales del transformador. Una vez aislado, se procede a conectar el equipo de medición.

Para todos los transformadores, las mediciones deben realizarse en el devanado de alto voltaje. Se deberán realizar mediciones en dos direcciones, cambiando la polaridad después de realizar la primera medición y registrar su lectura. Antes de iniciar la prueba, se debe verificar que el tanque esté debidamente aterrizado, que el neutro del devanado bajo prueba esté desconectado y los neutros de baja tensión aterrizados.

El voltaje aplicado debe elevarse lentamente, cuidando de que no se exceda el valor del voltaje nominal dado por el fabricante. Cuando se llegue a este límite se debe registrar el valor de la corriente registrada por el amperímetro conectado a uno de los extremos del devanado energizado. Este procedimiento se debe repetir al menos dos veces y para cada devanado.

Finalmente, se comparan los valores de corriente obtenidos en cada uno de los devanados. Estos valores deben ser similares. De lo contrario, se puede deducir que hay una falla de cortocircuito en los devanados o una falla en el circuito magnético, que puede ser debido a los tornillos de sujeción del núcleo.

2.4. Mantenimiento correctivo

Es el conjunto de actividades que se aplican después de sucedida la falla de un transformador con la finalidad de corregir la anomalía y, de esta manera, hacer que el equipo vuelva a operar. Se trata de un mantenimiento sin planificación ni control periódico, pero eso provoca que existan muchas interrupciones en la operación continua del equipo, ya que se toman las medidas respectivas hasta que el transformador se detiene y se trabaja en condición de emergencia.

Este mantenimiento consiste principalmente en el secado de aislamientos sólidos, filtrado y sustitución del aceite dieléctrico, tratamientos de pintura y limpieza, reemplazo de instrumentos de medición y accesorios, inspección interna del transformador, cambios en las espiras de los devanados y otras prácticas de reparación del equipo.

Debido a la gran cantidad de interrupciones operacionales que pueden suceder, el mantenimiento correctivo no puede aceptarse en grandes transformadores, debido a que esto provocaría pérdidas económicas, de tiempo y recursos. Por lo tanto, se debe poner importancia en el mantenimiento predictivo y preventivo, de esta manera se reducen las actividades correctivas.

3. PRÁCTICAS DE LABORATORIO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA ELECTROMECAÁNICA 2

En este capítulo se proponen cinco prácticas de laboratorio para el curso de conversión de energía electromecánica 2, están basadas en las actividades industriales que se realizan para el mantenimiento predictivo y preventivo de los transformadores eléctricos.

3.1. Práctica núm. 1: inspección de un transformador

3.1.1. Introducción de la práctica núm. 1

Conocer visualmente al transformador es importante para la posterior realización de pruebas. En esta práctica se identificarán las partes más importantes: boquillas de alta y baja tensión, el cambiador de *taps*, el disyuntor, la placa de datos y la terminal de conexión a tierra de un transformador de distribución.

Para ello, el estudiante deberá realizar una comparación entre el diagrama de la figura 27 y un transformador de distribución real, con el fin de lograr identificar cada uno de los elementos que lo constituyen y hallar similitudes y diferencias con la teoría brindada.

3.1.2. Objetivos de la práctica núm. 1

- Identificar los diferentes elementos que constituyen un transformador
- Determinar la función de cada uno de estos elementos
- Aprender a interpretar una placa de datos de un transformador

3.1.3. Material y equipo requerido de la práctica núm. 1

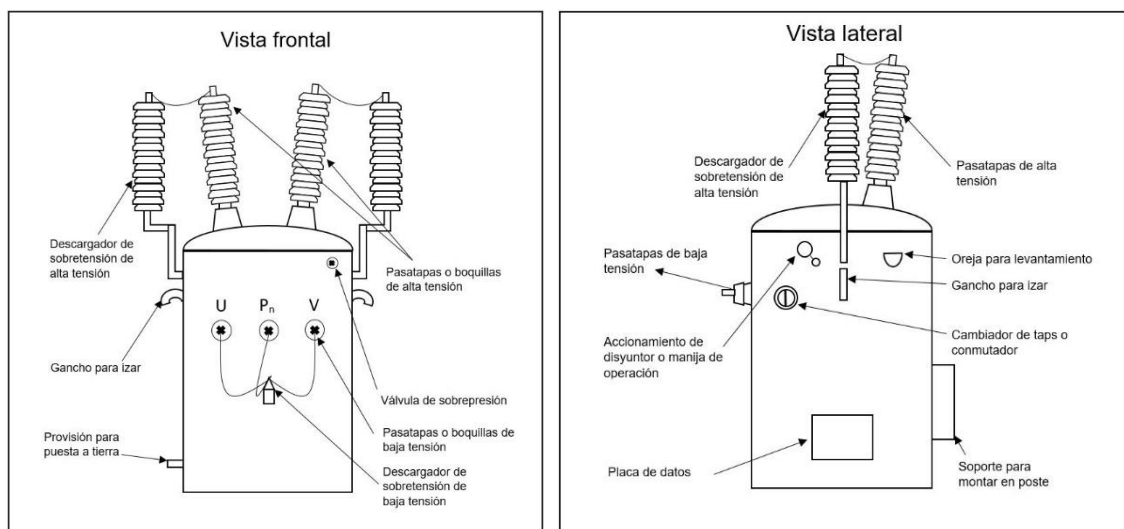
- Un transformador de distribución monofásico del tipo poste, con potencia nominal dentro de un rango de 5 y 25 kVA. No es necesario que funcione ni que tenga aceite dieléctrico en su interior.
- Un cuaderno de apuntes y un bolígrafo.

3.1.4. Procedimiento de la práctica núm. 1

- Verificar que se trata de un transformador de distribución monofásico, observando el número de boquillas que hay en el lado de alta tensión.
- Verificar que el transformador esté desenergizado.
- Acercarse al transformador de distribución y, con apoyo de la figura 27, identificar los pasatapas o boquillas de alta tensión.
- Identificar los pasatapas o boquillas de baja tensión.
- Ubicar la válvula de sobrepresión.
- Señalar los descargadores de sobretensión de alta y baja tensión.
- Identificar la provisión para puesta a tierra y observar su ubicación en el tanque.
- Identificar el conmutador o cambiador de taps. Verificar el número de conmutaciones que puede realizar.

- Identificar la manija de operación o disyuntor.
- Ubicar el gancho para izar.
- Identificar la oreja de levantamiento.
- Identificar el soporte de montura para poste.
- Observar detenidamente la placa de datos y recopilar toda la información posible, puesto que esto servirá para el análisis posterior.
- Observar si el transformador posee otro elemento que no se mencionó anteriormente, de ser así, identifíquelo.

Figura 27. **Vista frontal y lateral de un transformador de distribución**



Fuente: elaboración propia.

3.1.5. Análisis de los resultados de la práctica núm. 1

Se han identificado los elementos que constituyen un transformador. Ahora se conoce su aspecto físico, pero más importante es conocer la funcionalidad de cada uno. Para ello se debe responder a los cuestionamientos establecidos en la tabla XI.

Tabla XI. Cuestionario de los elementos de un transformador

Núm.	Pregunta
1.	¿Qué función tienen los pasatapas o boquillas de alta y baja tensión?
2.	¿Qué es un descargador de sobretensión y por qué se utiliza en un transformador?
3.	¿Por qué un transformador debe tener una válvula de sobrepresión?
4.	¿Para qué sirve la provisión para puesta a tierra y a qué elemento del transformador está conectado?
5.	¿Qué es un cambiador de derivaciones o taps?
6.	¿Para qué se utiliza un cambiador de derivaciones en un transformador?
7.	¿Cuántas conmutaciones tiene un cambiador de derivaciones en un transformador de distribución?
8.	¿Para qué se instala un disyuntor y su respectiva manija de operación en los transformadores?
9.	¿Qué elementos sirven para la sujeción y transporte del transformador?
10.	¿Qué otros elementos pueden agregarse a los transformadores para mejorar su funcionamiento y protección?
11.	¿Qué tipos de transformadores de distribución existen con base en los elementos que poseen?

Fuente: elaboración propia.

Las características eléctricas de un transformador están dadas por la placa de datos que el fabricante coloca en un lugar visible. Esta información es de suma importancia, puesto que con base en esta se elige un transformador para determinado sistema eléctrico. Por ello es importante saber interpretar sus datos.

La información que brinda una placa de datos puede variar según el fabricante o el tipo de transformador que se esté analizando. Sin embargo, las características técnicas que siempre deben estar son la potencia nominal del transformador, el voltaje y corriente nominal en los devanados primario y secundario, el número de fases y la frecuencia, entre otras. Un ejemplo general de una placa de datos se da en la figura 28.

Figura 28. **Ejemplo general de una placa de datos de un transformador**

MARCA			
KVA	750	SERIE	XXXXX
VOLTS	13400 : 220/110 V		
AMP	50/100 A		
FASES	1	FREC.	60 Hz
		IMP.	4.84%
REFRIGERACIÓN	ONAN	ACEITE	100 L
POLARIDAD	ADITIVA	PESO	100 kg
DIAGRAMA DE CONEXIÓN			
<div style="border: 1px solid black; height: 60px; width: 100%;"></div>			

Fuente: elaboración propia.

En la práctica se ha identificado la placa de datos de un transformador de distribución y se ha recolectado su información. Es posible que la presentación de los mismos difiera mucho del ejemplo dado en la figura 28, sin embargo, la interpretación debe ser la misma. Para comprender la información adquirida a través de esta, se debe responder a los cuestionamientos que se plantean en la tabla XII.

Tabla XII. **Cuestionario de la placa de datos de un transformador**

Núm.	Pregunta
1.	¿Qué es la potencia nominal de un transformador y cuál es su unidad de medida?
2.	¿Cuál es la potencia nominal del transformador analizado en la práctica?
3.	¿Qué es la corriente nominal de un transformador?
4.	¿Cuántos valores de corriente nominal se dan en la placa de datos? ¿Por qué?
5.	Según la información recopilada, ¿qué valores tienen las corrientes nominales del transformador analizado en la práctica?
6.	¿Qué es el voltaje nominal de un transformador?
7.	¿Cuántos valores de voltaje nominal se dan en la placa de datos? ¿Por qué?
8.	Según la información recopilada, ¿cuáles son los valores de voltaje nominal para el transformador analizado?
9.	¿Por qué es importante conocer la impedancia, frecuencia y el número de fases de un transformador? ¿Qué valores tienen estos parámetros en el transformador analizado según la placa de datos?
10.	¿Qué tipos de sistemas de enfriamiento existen para transformadores?
11.	Según la información recopilada de la placa de datos, ¿qué tipo de sistema de enfriamiento posee el transformador analizado?
12.	¿Qué importancia tiene conocer la polaridad, el peso y el volumen de aceite de un transformador? ¿Qué valores tienen estos parámetros en el transformador analizado?
13.	¿Para qué sirve el diagrama de conexión o grupo de conexiones que el fabricante coloca en la placa de datos de un transformador?

Fuente: elaboración propia.

Las características y los elementos constituyentes de un transformador de distribución, son similares a los elementos de un transformador eléctrico de potencia, difiriendo en su tamaño, forma y parámetros de funcionamiento. Por lo tanto, el análisis realizado por medio de esta práctica también es de utilidad para comprender cómo funcionan los transformadores de gran potencia.

3.2. Práctica núm. 2: resistencia de aislamiento de un transformador

3.2.1. Introducción de la práctica núm. 2

Uno de los mantenimientos preventivos más recurrente, es la prueba de resistencia de aislamiento que consiste en la determinación del valor en megaohms, de la resistencia que tiene el aislamiento de un transformador, con el fin de determinar si está en óptimas condiciones o necesita de mantenimiento correctivo.

Realizar este tipo de mantenimiento es de suma importancia, debido a que el estado del aislamiento determina el estado de toda la protección del transformador y, si esta falla, todo el equipo también lo hará. Para comprender mejor la parte teórica de este tema, se recomienda dar lectura a la sección 2.3.1.

En esta práctica se determinará el valor de la resistencia de aislamiento de un transformador monofásico con tres mediciones diferentes: baja tensión versus tierra, alta tensión versus tierra y alta tensión versus baja tensión. Posteriormente, se tabularán y analizarán los datos para dar una conclusión, basada en la teoría, sobre el estado del transformador de prueba. Finalmente se realizará el cálculo del índice de polarización, el cual determina la cantidad de humedad y suciedad de un transformador.

3.2.2. Objetivos

- Determinar la resistencia de aislamiento de un transformador.
- Aprender a interpretar los resultados que otorga la prueba de resistencia de aislamiento.
- Calcular el índice de polarización de un transformador.

3.2.3. Material y equipo requerido de la práctica núm. 2

- Un transformador de distribución monofásico del tipo poste, con potencia nominal dentro de un rango de 5 y 25 kVA. Es necesario que su aislamiento esté en buenas condiciones y que tenga aceite dieléctrico. No es necesario que esté en su estado óptimo. Como alternativa, se puede utilizar un simulador de transformador que permita potencias de 1 a 25 kVA.
- Un megóhmetro de accionamiento manual o de motor, con capacidad para generar hasta 2 500 voltios.
- Una libra de alambre de cobre sin esmalte, calibre 16 o cercano.
- Equipo de protección: guantes aislantes, casco y botas industriales.

3.2.4. Procedimiento de la práctica núm. 2

- Verificar que el transformador esté completamente desenergizado observando que no esté conectado a ninguna fuente de energía o carga.
- Limpie las boquillas de porcelana con un trapo seco para eliminar la suciedad superficial y evitar un aumento en las corrientes de fuga.
- Cortocircuite las boquillas de alta y baja tensión con alambre de cobre no esmaltado, como se muestra en la figura 18 del capítulo 2.
- Prepare el megóhmetro, conectándolo al tomacorriente y conectando las terminales positiva (+), negativa (-) y común (G) en el lugar respectivo.

- Realice la medición de resistencia de aislamiento en baja tensión versus tierra. El conexionado se muestra en la figura 19.
 - Sin encender el megóhmetro, conecte la terminal positiva (+) a las boquillas de baja tensión.
 - Conecte la terminal común (G) a las boquillas de alta tensión.
 - Conecte la terminal negativa (-) a la provisión para tierra del tanque.
 - Ajuste el valor de voltaje de prueba del megóhmetro según la tabla IX. Para voltajes de 110/240 V se recomienda un voltaje de prueba de 500 V.
 - Inicie la prueba presionando el botón de inicio del megóhmetro.
 - Registre los valores que se visualizan en la pantalla a los 30 segundos y, después, a cada minuto. Esto durante 10 minutos para obtener finalmente 11 datos diferentes. Ingrese estos datos en una tabla como la de la figura 29.
 - Después de realizada la medición, apague el megóhmetro y desconecte las terminales.

- Realice la medición de resistencia de aislamiento en alta tensión versus tierra. El conexionado se muestra en la figura 20.
 - Sin encender el megóhmetro, conecte la terminal positiva (+) a las boquillas de alta tensión.

- Conecte la terminal general (G) a las boquillas de baja tensión.
- Conecte la terminal negativa (-) a la provisión para tierra del tanque.
- Ajuste el valor de voltaje de prueba del megóhmetro según la tabla IX. Para 13 kV es recomendable el uso de 2 500 V.
- Inicie la prueba presionando el botón de inicio del megóhmetro.
- Registre los valores que se visualizan en la pantalla a los 30 segundos y, después, a cada minuto. Esto durante 10 minutos para obtener finalmente 11 datos diferentes. Ingrese estos datos en una tabla como la de la figura 29.
- Después de realizada la medición, apague el megóhmetro y desconecte las terminales.
- Realice la medición de resistencia de aislamiento en alta tensión versus baja tensión. El conexionado se muestra en la figura 21.
 - Sin encender el megóhmetro, conecte la terminal positiva (+) a las boquillas de alta tensión.
 - Conecte la terminal general (G) a la provisión para tierra del tanque.
 - Conecte la terminal negativa (-) a las boquillas de baja tensión.

- Ajuste el valor de voltaje de prueba del megóhmetro según la tabla IX, tomando como valor de voltaje nominal al perteneciente al devanado de alta tensión. Para 13 kV es recomendable el uso de 2 500 V.
- Inicie la prueba presionando el botón de inicio del megóhmetro.
- Registre los valores que se visualizan en la pantalla a los 30 segundos y, después, a cada minuto. Esto durante 10 minutos para obtener finalmente 11 datos diferentes. Ingrese estos datos en una tabla como la de la figura 29.
- Después de realizada la medición, apague el megóhmetro y desconecte las terminales.
- Desconecte el megóhmetro del tomacorriente y retire el alambre de cobre que están cortocircuitando las boquillas de baja y alta tensión.

Figura 29. **Ejemplo de tabulación de datos para prueba de resistencia de aislamiento**

Tensión de prueba				
Tiempo	Medición	Baja tensión versus tierra (GΩ)	Alta tensión versus tierra (GΩ)	Alta tensión versus baja tensión (GΩ)
		30 s		
1 min				
2 min				
.....				
10 min				

Fuente: elaboración propia.

3.2.5. Análisis de los resultados de la práctica núm. 2

Al concluir la prueba de resistencia de aislamiento, se tiene una tabla de resultados que puede utilizarse de diferentes formas. Lo primero que se debe analizar es si los valores obtenidos están dentro del umbral mínimo de resistencia para el transformador. No hay normas específicas que determinen dichos umbrales, sin embargo, se pueden encontrar diferentes documentos que ofrecen valores aproximados según la experiencia obtenida en el campo.

En la tabla XIII se muestran los valores de los umbrales mínimos de resistencia de aislamiento brindados por Schneider Electric. Para realizar una comparación, se debe responder, a partir de esta información, a los cuestionamientos planteados a continuación:

- ¿Cuáles son los valores de las resistencias de aislamiento del transformador en las pruebas de baja tensión versus tierra, alta tensión versus tierra y alta tensión versus baja tensión a los 10 min de iniciada la medición?
- ¿Estos valores se encuentran dentro del umbral permitido?

Tabla XIII. **Umbrales mínimos de resistencia de aislamiento de transformadores según su voltaje nominal**

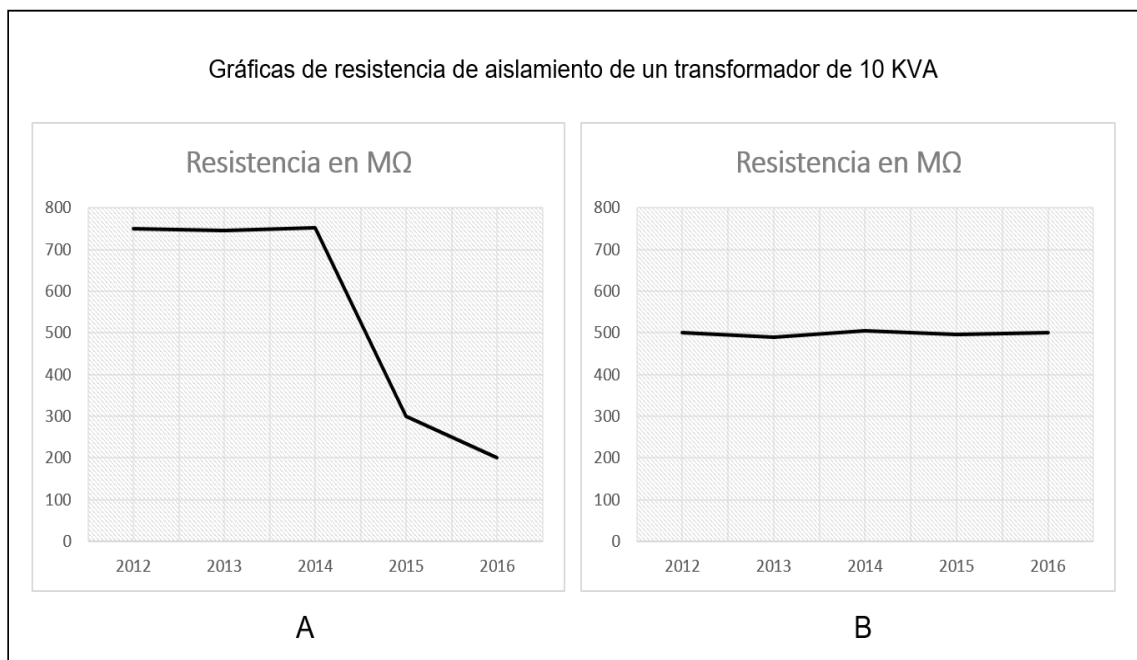
Voltaje nominal	Resistencia a 20 °C (MΩ)
≥ 66 kV	1200
22 - 44 kV	1000
6.6 - 19 kV	700
< 6.6 kV	300

Fuente: Schneider Electric. *Cuaderno técnico PT-060*. p. 24

Si los valores de las resistencias están muy por debajo del umbral mínimo, puede que exista una falla que deberá ser investigada posteriormente. Sin embargo, es más importante graficar tendencias y verificar que los datos actuales no varíen tanto con relación a mediciones anteriores, lo cual sería una situación más alarmante.

En la figura 30 se muestran dos gráficas de la resistencia de aislamiento en función del tiempo. Estas representan dos situaciones que podrían darse a la hora de graficar una tendencia de datos de varias mediciones hechas en diferentes años. Se deben analizar y responder los cuestionamientos propuestos en la tabla XIV.

Figura 30. **Ejemplo de tendencias en el valor de la resistencia de aislamiento de un transformador**



Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. **Cuestionario sobre tendencias en el valor de la resistencia de aislamiento de un transformador**

Núm.	Pregunta
1	¿Qué se puede interpretar de la gráfica A de la figura 30?
2	¿Qué se puede interpretar de la gráfica B de la figura 30?
3	Tomando en cuenta que se trata de un transformador de 10 KVA ¿Cuál de las dos gráficas de la figura 30 resulta más alarmante?
4.	¿Qué fallas pueden existir en los dos casos presentados?

Fuente: elaboración propia.

Otra forma de analizar los datos recopilados es con el índice de polarización, el cual es una forma de determinar el estado del aislamiento. Como se mencionó en la sección 2.3.1.5.4, el valor mínimo recomendado es de 1,5 para transformadores. Responda los cuestionamientos de la tabla XV para realizar una conclusión final acerca del transformador de prueba.

Tabla XV. **Cuestionario sobre el índice de polarización**

Para el índice de polarización emplee la siguiente ecuación: $IP = R_{\text{aislamiento a 10 minutos}} / R_{\text{aislamiento a 1 minuto}}$	
Núm.	Pregunta
1.	¿Cuál es el índice de polarización de la prueba de baja tensión versus tierra?
2.	¿Cuál es el índice de polarización de la prueba de alta tensión versus tierra?
3.	¿Cuál es el índice de polarización de la prueba de alta tensión versus baja tensión?
4.	¿Alguno de los valores obtenidos está por debajo del valor mínimo aceptado?
5.	¿Qué concluye respecto al estado del aislamiento del transformador con el análisis realizado?

Fuente: elaboración propia.

3.3. Práctica núm. 3: prueba de relación de transformación

3.3.1. Introducción de la práctica núm. 3

La prueba de relación de transformación es una de las actividades de mantenimiento preventivo más comunes. Está estandarizada bajo la norma IEEE C57.12.90 y tiene como finalidad verificar el estado de los devanados de los transformadores a través de la determinación de la relación de transformación que hay entre el devanado primario y secundario. El instrumento de medición principal para este tipo de prueba es el TTR. Para profundizar en el tema se recomienda dar lectura a la sección 2.3.2.

En esta práctica se determinará la relación de transformación con un procedimiento alternativo a la norma mencionada, utilizando instrumentos de fácil acceso: fuente de voltaje alterno, amperímetros y multímetros. Con ellos se medirá la relación de corrientes y relación de voltajes de los devanados primario y secundario de un transformador de prueba. Posteriormente, se analizarán los datos obtenidos y se compararán con los proporcionados en la placa de datos del transformador de prueba para concluir acerca del estado de sus devanados.

3.3.2. Objetivos de la práctica núm. 3

- Determinar la relación de voltajes entre el devanado primario y secundario de un transformador.
- Determinar la relación de corrientes entre el devanado primario y secundario de un transformador.

- Verificar el estado de los devanados de un transformador a través de los datos de relación de transformación.

3.3.3. Material y equipo requerido de la práctica núm. 3

- Un transformador de distribución monofásico del tipo poste, con potencia nominal dentro de un rango de 5 y 25 kVA. Es necesario que su aislamiento esté en buenas condiciones y que tenga aceite dieléctrico. No es necesario que esté en su estado óptimo. Como alternativa, se puede utilizar un simulador de transformador que permita potencias de 1 a 25 kVA.
- Tres multímetros con capacidad para medir voltaje alterno de 500V y, como mínimo, corriente alterna de 1 A.
- Cables de conexión para los multímetros y la fuente de voltaje.
- Equipo de protección: casco, botas industriales, guantes aislantes.

3.3.4. Procedimiento de la práctica núm. 3

- Verificar que el transformador o simulador está desenergizado, desconectándolo de cualquier fuente de energía o carga.
- Proceder con la medición de voltajes de los devanados primario y secundario. El diagrama de conexión se muestra en la figura 25.
 - Conectar la fuente de voltaje en paralelo con el devanado primario o de alta tensión del transformador.

- Conectar un multímetro (V_1), ajustado para medición de voltaje alterno, en paralelo con el devanado de alta tensión del transformador.
- Conectar un multímetro (I_1), ajustado para medición de corriente alterna, en serie con el devanado de alta tensión.
- Conectar un multímetro (V_2), ajustado para medición de voltaje alterno, en paralelo con el devanado de baja tensión.
- Encender los multímetros.
- Encender la fuente de voltaje y ajustarla a un valor de 120 V AC.
- Anotar los voltajes y corrientes registrados por los multímetros.
- Apagar la fuente de voltaje y desconectar el multímetro del devanado secundario.
- Proceder con la medición de corrientes de los devanados primario y secundario. El diagrama de conexión se muestra en la figura 26.
 - Las conexiones en el devanado de alta tensión permanecen iguales a las del procedimiento anterior.
 - Conectar un multímetro (I_2), ajustado para medición de corriente alterna, cortocircuitando al devanado secundario o de baja tensión.

- Encender los multímetros.
- Encender la fuente de voltaje y ajustar su magnitud de manera que el amperímetro del devanado primario registre un valor de corriente equivalente a su valor nominal.
- Anote los valores de voltajes y corrientes registrados por los multímetros.

3.3.5. Análisis de los resultados de la práctica núm. 3

En la primera parte de la práctica se obtuvieron los valores de voltaje del devanado primario y secundario, denotados respectivamente como V_1 y V_2 . También, se midieron las corrientes de ambos devanados en una segunda prueba y se denotaron como I_1 e I_2 .

A partir de esta información se puede determinar la relación de transformación mediante las ecuaciones de la tabla X. Esto a través de los datos de corrientes y voltajes, con el fin de corroborar que las mediciones se hayan hecho correctamente. Para comprender mejor esta información se debe responder a los cuestionamientos planteados en la tabla XVI.

Tabla XVI. **Cuestionario sobre relación de voltajes de un transformador**

Núm.	Pregunta.
1.	Use la ecuación $R = V_1/V_2$ para determinar la relación de transformación del transformador de prueba.
2.	¿Cuál es el valor de la relación de transformación según los datos de los voltajes?
3.	Use la ecuación $R = I_2/I_1$ para determinar la relación de transformación del transformador de prueba.

Continuación de la tabla XVI

4.	¿Cuál es el valor de la relación de transformación según los datos de las corrientes?
5.	¿Los valores de relación de transformación según los voltajes y las corrientes son aproximadamente iguales?
6.	Si estos valores difieren mucho ¿Qué conclusión podría dar de la prueba?
7.	¿El promedio de ambos valores de relación de transformación es parecido al valor que establece la placa de datos?
8.	En base a la teoría de la sección 2.3.2.3 ¿Qué puede concluir sobre el estado de los devanados del transformador con respecto a la diferencia entre resultado de la medición y el valor que establece la placa de datos?

Fuente: elaboración propia.

3.4. Práctica núm. 4: pruebas físicas del aceite de transformadores

3.4.1. Introducción de la práctica núm. 4

El aceite dieléctrico que se utiliza en los transformadores, tanto de potencia como de distribución, cumple el papel de aislamiento y refrigerante. Debido a esto, se considera uno de los elementos más importantes en un transformador y, por ende, debe someterse frecuentemente a diversas pruebas físicas que contribuyan a verificar su estado. En esta práctica se realizarán tres pruebas físicas: prueba de aspecto visual, prueba de color ASTM y la prueba de densidad relativa del aceite. Cabe mencionar que estas son parte de las actividades de mantenimiento predictivo que se realiza para transformadores eléctricos de potencia.

Con la prueba de aspecto visual se pretende observar la presencia de sedimentos del aceite. Con la prueba de color ASTM se busca verificar el estado del aceite con base en la tonalidad en el color que presenta. Finalmente, la prueba de densidad relativa del aceite servirá para determinar si el aceite es de base nafténica o parafínica en base a la norma ASTM D 1298.

Cabe mencionar que para la prueba de color ASTM se utilizará un procedimiento alternativo, cuyo fin es únicamente demostrar al estudiante la importancia de la prueba. Para mediciones más precisas y de escala industrial, se debe emplear la norma ASTM D 1500, que obliga el empleo de un colorímetro.

3.4.2. Objetivos de la práctica núm. 4

- Aplicar la prueba de aspecto visual para determinar el estado del aceite dieléctrico de un transformador.
- Determinar el estado de un aceite dieléctrico a través de la prueba de color ASTM.
- Determinar la clase de aceite dieléctrico que se está analizando a través de la prueba de densidad relativa.

3.4.3. Material y equipo requerido de la práctica núm. 4

- 1 litro de aceite dieléctrico en cualquier estado (nuevo o usado). No es necesario que esté en sus óptimas condiciones, puede ser aceite viejo y fuera de operación.
- Una lámpara cuya fuente de luz tenga una temperatura de color neutra.
- Guantes de látex.
- Para la prueba de aspecto visual:

- Un tubo de ensayo.
- Para la prueba de color ASTM:
 - Contenedor cilíndrico con fondo plano y una altura entre 11,5 y 12,5 cm. Con un espesor máximo de 1,6 mm. Puede utilizarse un tubo de ensayo con características similares y que tenga una capacidad máxima de 125 mL.
 - Escala de color ASTM. Pueden adquirirse los filtros según la norma ASTM D 1500. Alternativamente puede realizarse una impresión de alta calidad de la escala de color que se muestra en la figura 2.
- Para la prueba de densidad relativa del aceite:
 - Un densímetro de vidrio graduado en unidades de densidad o densidad relativa.
 - Un termómetro con un rango de medición mínima de -1 a 38°C, con un intervalo de graduación de 0,1 °C.
 - Una probeta limpia, cuyo tamaño permita que el densímetro flote al menos a 25 mm del fondo. También, debe tener un diámetro interno de 25 mm más que el diámetro externo del densímetro. Se recomienda una probeta de 250 mL.
 - Una varilla de agitación.
 - Un cuaderno de apuntes.

3.4.4. Procedimiento de la práctica núm. 4

- Todo procedimiento debe realizarse con guantes de látex.
- Limpiar el equipo que se utilizará para las mediciones.
- Procedimiento para la prueba de aspecto visual:
 - Verter aceite en el tubo de ensayo.
 - Colocar el tubo de ensayo a trasluz con la lámpara. El aceite debe permanecer en reposo.
 - Observar y anotar si hay presencia de sedimentos o sólidos en suspensión, así como la tonalidad que presenta el aceite.
- Procedimiento para la prueba de color ASTM.
 - Verter aceite en el contenedor hasta una profundidad de 50 mm.
 - Inspeccionar a trasluz (utilizando la lámpara), observando la tonalidad del color del aceite y comparándolo con la escala ASTM.
 - Señalar y apuntar el número perteneciente al color que más se asemeja al color del aceite. El resultado debe ser antecedido por la palabra Color ASTM.
- Procedimiento para la prueba de densidad relativa.

- Verter aceite en la probeta cuidadosamente, evitando que se formen burbujas de aire.
- En caso de que se hayan formado burbujas, extraer el aceite y volver a verterlo hasta que quede la mínima cantidad de estas. Otra alternativa puede ser la eliminación de burbujas por medio de papel filtro.
- Agitar el aceite con varilla de agitación para lograr una temperatura y densidad uniforme.
- Introducir el termómetro y registrar la temperatura inicial de la prueba.
- Extraer el termómetro y la varilla de agitación.
- Introducir el densímetro de manera que flote en posición de equilibrio y sin topar con las paredes de la probeta. Esperar hasta que esté en posición de equilibrio para realizar la lectura.
- Registrar la lectura colocando la vista debajo del nivel del líquido, el punto extremo del menisco es el que se debe tomar en cuenta para la medición.
- Extraer el densímetro y volver a colocar el termómetro. Si la temperatura descendió más de 0,5 °C, volver a realizar la medición.
- Apuntar los datos recopilados para su análisis posterior.

3.4.5. Análisis de resultados de la práctica núm. 4

En la práctica se realizaron tres pruebas físicas para determinar el estado del aceite dieléctrico. La prueba de aspecto visual, que fue la primera en aplicarse, es útil para tener una primera impresión del estado en el que podría encontrarse un aceite. A partir de la teoría brindada en la sección 2.2.3.1 y la práctica realizada, responda a los cuestionamientos de la tabla XVII.

Tabla XVII. **Cuestionario de la prueba de aspecto visual**

Núm.	Pregunta
1.	¿Hay presencia de sedimentos en la muestra de aceite?
2.	¿Hay partículas en suspensión en la muestra de aceite?
3.	¿El aceite presenta un color transparente y brillante?
4.	¿Qué puede concluir sobre el estado del aceite a través de los tres parámetros anteriores?

Fuente: elaboración propia.

La segunda actividad realizada fue la prueba de color ASTM, la cual permite estudiar el estado del aceite de muestra con más precisión a través de la cuantificación de la tonalidad de color. A partir de la teoría brindada en la sección 2.2.3.2 y la práctica realizada, responda a los cuestionamientos de la tabla XVIII.

Tabla XVIII. **Cuestionario de la prueba de color ASTM**

Núm.	Pregunta
1.	¿Qué grado de contaminación presenta el aceite de prueba según la escala de color ASTM? ¿El aceite está en condiciones de operación?
2.	En una medición anterior se obtuvo un resultado de 3 puntos abajo del resultado actual, ¿qué conclusión daría sobre el caso?

Fuente: elaboración propia.

La tercera actividad realizada fue la prueba de densidad relativa, la cual permite determinar la composición del aceite de prueba. Esta información es útil para determinar la naturaleza del aceite y, por ende, el uso que se le puede dar. También, se utiliza para realizar correcciones en pruebas de tensión interfacial. A partir de la teoría brindada en la sección 2.2.3.3, responda los cuestionamientos de la tabla XIX.

Tabla XIX. **Cuestionario de la prueba de densidad relativa**

Núm.	Pregunta
1.	¿Cuál es la densidad relativa de la muestra de aceite?
2.	Según el valor de la densidad relativa, ¿el aceite de prueba es de base nafténica o base parafínica?
3.	¿Por qué es importante conocer la composición del aceite?
4.	¿En qué casos se utiliza el aceite de base nafténica?
5.	¿En qué casos se utiliza el aceite de base parafínica?
6.	De un reporte final del estado del aceite con base en a los resultados de las 3 pruebas realizadas en la práctica.

Fuente: elaboración propia.

3.5. Práctica núm. 5: prueba de tensión de ruptura en aceites dieléctricos

3.5.1. Introducción de la práctica núm. 5

La prueba de tensión de ruptura es una actividad de mantenimiento predictivo. Es importante conocer este parámetro debido a que el aceite cumple el papel de aislante dentro de un transformador y si llegara a perder sus propiedades dieléctricas podría ocasionar una falla total del transformador. Para profundizar en el tema se recomienda dar lectura a la sección 2.2.2

En esta práctica se determinará la tensión de ruptura dieléctrica de una muestra de aceite de transformador con base en la norma ASTM D 877, la cual indica el uso de electrodos en forma de discos y un chispómetro o ensayador de aceites para realizar la prueba. Luego, se recopilarán y analizarán los resultados para determinar si el aceite es aceptable para entrar en operación.

3.5.2. Objetivos de la práctica núm. 5

- Determinar la tensión de ruptura dieléctrica de una muestra de aceite de transformador.
- Detectar la presencia de humedad en una muestra de aceite.
- Determinar si la muestra de aceite es aceptable para entrar en operación con base en su valor de tensión de ruptura.

3.5.3. Material y equipo requerido de la práctica núm. 5

- 1 litro de aceite dieléctrico en cualquier estado (nuevo o usado). No es necesario que esté en sus óptimas condiciones, puede ser aceite viejo y fuera de operación.
- Ensayador de aceites o chispómetro con tensión de ensayo de hasta 60 kV con capacidad para llevar a cabo los procedimientos de la norma ASTM D 877 y con su respectivo vaso de pruebas.
- Electrodos de bronce pulido en forma de disco con 25,44 mm de diámetro y espesor de al menos 3,18 mm. Generalmente, viene con el vaso de pruebas. Estos electrodos son específicamente de la norma ASTM D 877.

- Equipo de protección: guantes aislantes, botas industriales y casco de protección.
- Papel mayordomo para el manejo de derrames.
- Regla con escala milimétrica.

3.5.4. Procedimiento de la práctica núm. 5

- Montar los electrodos en el vaso de pruebas, verificando que estos queden enfrentados paralelamente con una separación exacta de 2,54 mm.
- Realizar una limpieza previa a los electrodos y al vaso de pruebas con papel mayordomo.
- Verter el aceite de prueba en el vaso de pruebas hasta cubrir los electrodos completamente, dejando un margen considerable de profundidad por encima. Evitar que el aceite quede al ras del borde del recipiente para evitar derrames.
- Tapar el vaso de pruebas y montarlo en el ensayador de aceites.
- Conectar el ensayador de aceite a un tomacorriente aterrizado y con el voltaje apropiado para el equipo.
- Encender el ensayador de aceite y ajustar sus configuraciones para la ejecución de la norma ASTM D 877. Después de 3 minutos de haber montado el vaso, iniciar la prueba de tensión de ruptura.

- Si el equipo no permite el ajuste automático, se debe realizar la medición manualmente como se indica a continuación:
 - Ajustar la frecuencia del voltaje de prueba a 60 Hz.
 - Iniciar la prueba, iniciando con un voltaje de 0 kV y aumentándolo a una velocidad de 3 kV/s hasta que se dé la ruptura del aceite.
 - Al momento de darse la ruptura se debe detener la prueba lo más rápido posible.
- Registrar el valor de tensión de ruptura.
- Repetir el procedimiento 5 veces, esperando 1 minuto después de la última tensión de ruptura para dar inicio a la siguiente prueba.
- Apagar y desconectar el ensayador de aceites.
- Retirar el aceite del vaso de pruebas y desmontar los electrodos.

3.5.5. Análisis de los resultados de la práctica núm. 5

En la práctica se obtuvieron 5 resultados de tensión de ruptura dieléctrica de una muestra de aceite. El primer paso para su análisis es determinar si dichos resultados son válidos. Según la norma ASTM D 877, el rango de variación entre los 5 datos obtenidos no debe ser mayor al 92 % de la media. Si al recopilar 10 resultados se obtiene un rango por arriba de 151 %, se debe investigar el problema. Para determinar la validez de los resultados se debe responder a los cuestionamientos planteados en la tabla XX.

Tabla XX. **Cuestionario para la validez de los resultados de la prueba de tensión de ruptura**

Núm.	Pregunta
1.	¿Cuál es el valor más bajo de los resultados obtenidos en la prueba?
2.	¿Cuál es el valor más alto?
3.	¿Cuál es el rango de variación entre el valor más bajo y el valor más alto?*
4.	¿Cuál es el valor medio en kV de los 5 resultados obtenidos en la prueba? **
5.	¿El rango de variación es mayor al 92 % de la media?
6.	Según los datos anteriores, ¿los resultados obtenidos en la prueba son válidos?
*El rango de variación es la diferencia entre el valor más alto y más bajo.	
**El valor medio es la suma de los resultados dividido el número de estos.	

Fuente: elaboración propia.

Una vez validados los datos, se debe establecer si el aceite analizado pasa la prueba. Para ello la norma ASTM D 877 establece que un valor de voltaje de ruptura por encima de 30 kV es aceptable, mientras que un valor entre 25 y 30 kV se considera como dudoso. Por debajo de ello el aceite sería inaceptable. Responda a los cuestionamientos de la tabla XXI para concluir sobre el tema.

Tabla XXI. **Aprobación del aceite dieléctrico según la norma ASTM D 877**

Núm.	Pregunta
1.	¿El valor medio de los resultados obtenidos en la prueba está por encima de 30 kV?
2.	En base a la respuesta de la pregunta anterior, ¿el aceite está en condiciones para entrar en servicio?
3.	Con base en los datos del fabricante del aceite (si se tienen), ¿el aceite está en condiciones óptimas?

Fuente: elaboración propia.

Una de las razones por las que una muestra de aceite puede fallar la prueba, es debido a la presencia de humedad. Esto se debe a que una pequeña cantidad puede provocar la degradación de las propiedades del aceite, provocando que su resistencia al paso de corriente disminuya. Como último paso, queda determinar si hay presencia de humedad en base a los resultados de la prueba de tensión de ruptura. Para ello responde los cuestionamientos planteados en la tabla XXII.

Tabla XXII. **Cuestionario para la detección de humedad con la prueba de tensión de ruptura**

Núm.	Pregunta
1.	En base a los resultados obtenidos en la prueba de tensión de ruptura ¿Se puede decir que el aceite de prueba contiene humedad?
2.	¿Qué otros factores pueden alterar la resistencia dieléctrica y otras propiedades del aceite?

Fuente: elaboración propia.

4. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL PROYECTO

4.1. Estudio técnico

Para la implementación del laboratorio del curso de conversión de energía electromecánica 2, es imperativo adquirir el equipo necesario y tener un espacio óptimo para su instalación. A continuación, se detallarán estos elementos basados en las prácticas de laboratorio propuestas en el capítulo 3.

4.1.1. Material y equipo para la implementación del laboratorio

En cada práctica de laboratorio se proponen actividades que requieren de equipo determinado para llevarse a cabo. Algunas prácticas comparten equipo, por lo que la cantidad de estos se puede optimizar. Por otro lado, algunos equipos recomendados pueden sustituirse por equipo alternativo. En la tabla XXIII se enlistan estos recursos.

Para realizar las prácticas, el estudiante también debe contar con el material necesario. El más importante de estos es el aceite dieléctrico, ya que es el principal elemento de análisis de las prácticas 4 y 5. Sin embargo, también hay material que es de utilidad para otras prácticas y se enlistan en la tabla XXIV.

Hay materiales que también son de utilidad para la ejecución de las actividades y, debido a la facilidad de acceso y al precio asequible, estos pueden ser proporcionados por el estudiante, al igual que el equipo de protección que es de uso personal. Dichos recursos se enlistan en la tabla XXV.

Tabla XXIII. **Equipo necesario para la implementación del laboratorio**

Equipo	Observaciones	Aplicación
Transformador de distribución monofásico del tipo poste, con potencia nominal entre 5 y 25 kVA	Sin necesidad de funcionamiento. No debe tener aceite dieléctrico en su interior.	Práctica 1
Transformador de distribución monofásico del tipo poste, con potencia nominal entre 5 y 25 kVA.*	Sin necesidad de que esté en su estado óptimo.	Prácticas 2 y 3
Megóhmetro de hasta 5000 voltios	De accionamiento manual o de motor.	Práctica 2
Tres Multímetros de 1 A y 500 VAC de capacidad de medición	Pueden ser 3 voltímetros y 3 amperímetros por separado.	Práctica 3
Lámpara de luz neutra	Con foco de 50 W.	Práctica 4
Tubo de ensayo		Práctica 4
Probeta con capacidad máxima de 125 mL	Con las características mencionadas en la sección 1.4.3 para la prueba de color ASTM.	Práctica 4
Escala de color ASTM**		Práctica 4
Densímetro de vidrio	Graduado en unidades de densidad relativa.	Práctica 4
Termómetro	Con rango de medición de -1 a 38 °C con graduación de 0,1 °C.	Práctica 4
Probeta	Con las características mencionadas en las sección 1.4.3 para densidad relativa.	Práctica 4
Varilla de agitación		Práctica 4
Ensayador de aceites o chispómetro	Apto para la norma ASTM D877.	Práctica 5
Electrodos de bronce pulido para el ensayador	Con las medidas para la norma ASTM D877.	Práctica 5
Regla con escala milimétrica	---	Práctica 5
*Puede ser sustituido por un simulador de transformador de 1 a 25 KVA.		
**Puede ser sustituido por una versión impresa de la figura 16.		

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIV. **Material necesario para la implementación del laboratorio**

Cantidad	Material	Observaciones	Aplicación
1	Libra de alambre de cobre sin esmalte	Preferiblemente de calibre 16 o cercano.	Práctica 2
2	Litros de aceite dieléctrico para transformadores	No es necesario que sea nuevo ni que esté en óptimas condiciones.	Práctica 4 y 5
1	Papel mayordomo	Para el manejo de derrames.	Práctica 5
1	Juego de cables con lagartos	El número de cables varía por práctica.	Prácticas 2, 3 y 5

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXV. **Material y equipo de protección que debe aportar el estudiante**

Cantidad	Material	Observaciones	Aplicación
1	Cuaderno de apuntes	-	Prácticas 1 a 5
1	Bolígrafo	-	Prácticas 1 a 5
1	Par de guantes látex	-	Práctica 4
1	Casco de protección industrial	-	Prácticas 1 a 5
1	Botas industriales	Preferiblemente con protección eléctrica.	Prácticas 1 a 5
1	Par de guantes dieléctricos	-	Prácticas 1 a 5
1	Rollo de papel mayordomo	-	Prácticas 1 a 5

Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Instalaciones para la implementación del laboratorio

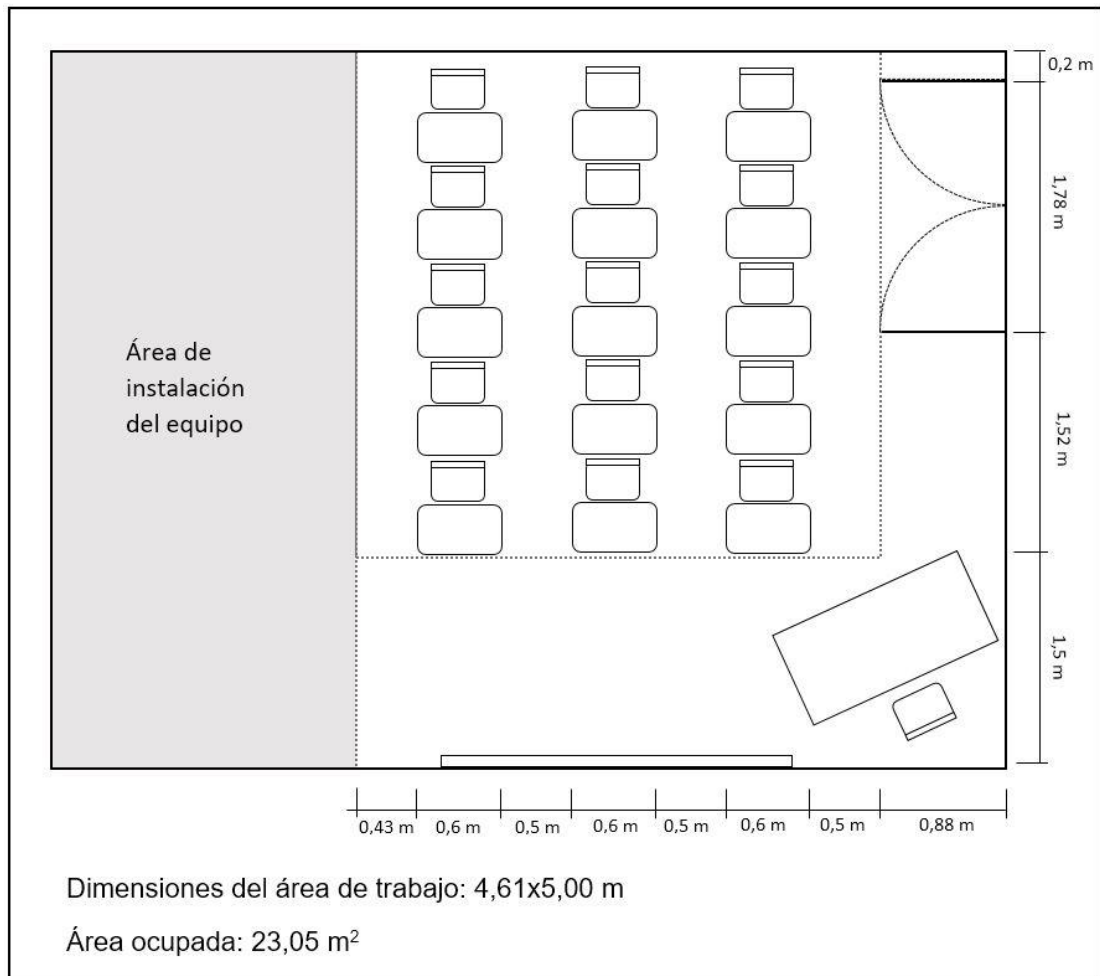
El equipo que se enlista en las tablas XXIII y XXIV necesita de un lugar adecuado para su instalación. Uno de los factores más importantes para cumplir con este requisito, es la disponibilidad de un espacio óptimo que cuente con dos áreas principales: espacio de trabajo y espacio para la instalación del equipo. Para dimensionar dichos espacios, existen normas, como la NTC 4595 y 4596, que indican que, para un laboratorio integrado, se debe tener un espacio de 2,3 m² por estudiante.

El espacio de trabajo es necesario para la cómoda movilización de los estudiantes dentro del laboratorio. Para ello se considerará el albergue de 15 estudiantes. Es decir, debe haber un área suficiente para tal número de pupitres, un pizarrón y espacio entre estos para la buena locomoción. El espacio de trabajo se ilustra con más detalle en la figura 31.

El espacio para la instalación del equipo es necesario para la colocación de los materiales e instrumentos que se utilizarán en cada práctica de laboratorio. Este debe ser suficiente para alojar el equipo de la tabla XXIII, por lo que es importante conocer las dimensiones de cada uno de ellos, las cuales se muestran en la tabla XXVI. Los instrumentos pequeños no se consideran para el cálculo del espacio de instalación.

Además del espacio que se necesita para la colocación del equipo, el espacio de instalación también debe ser suficiente para el movimiento de los estudiantes dentro del área. Tomando en cuenta los aspectos mencionados, el espacio para la instalación del equipo toma las dimensiones de la figura 32.

Figura 31. Dimensiones del espacio de trabajo para el laboratorio



Fuente: elaboración propia.

Las dimensiones del espacio de trabajo que se muestran en la figura 31 están basadas en medidas estándares de los diferentes elementos que habitan en este. Por ejemplo, cada pupitre tiene una dimensión de 0,63x0,6 m. Sin embargo, se debe considerar que las medidas pueden variar según el fabricante. Tomando en cuenta los elementos que debe tener un aula, el área de trabajo puede ocupar un área de 23,05 m².

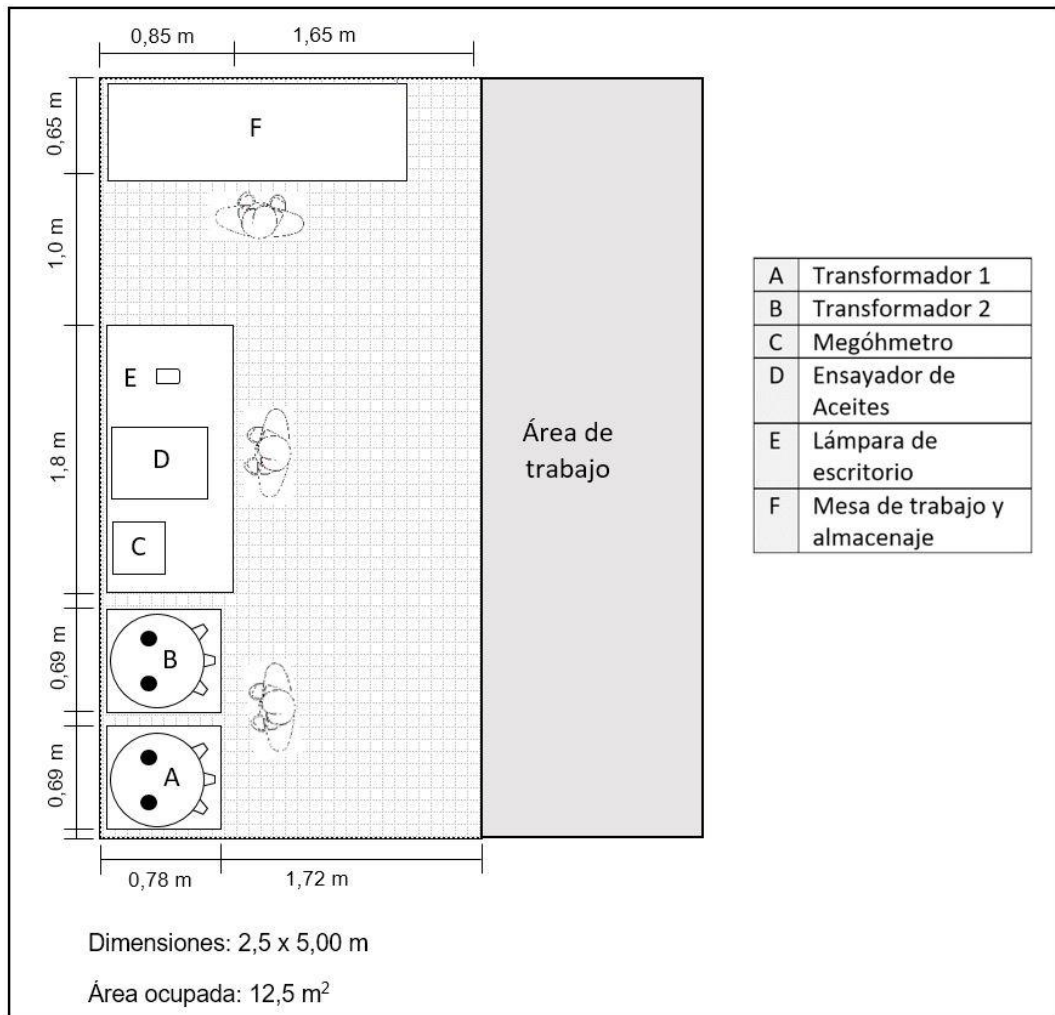
Tabla XXVI. Dimensiones del equipo de laboratorio

Equipo	Dimensión	Observaciones
Transformador de distribución monofásico del tipo poste, con potencia nominal entre 5 y 25 kVA	0,765x0,690x1,1 m*	Información de Prolec
Transformador de distribución monofásico del tipo poste, con potencia nominal entre 5 y 25 kVA.*	0,765x0,690x1,1 m*	Información de Prolec
Megóhmetro de hasta 2 500 voltios	0,35x0,35*0,2 m*	Información de <i>AEMC instruments</i>
Multímetro de 1 A y 500 VAC de capacidad de medición	Variable.	-
Lámpara de luz neutra	0,10x0,15x0,45 m*	Información de <i>Taotronics</i>
Ensayador de aceites o chispómetro	0,48x0,64x0,34 m*	Para un ensayador de aceite marca Baur
Tubo de ensayo	Despreciable	--
Probeta con capacidad máxima de 125 mL	Despreciable	--
Escala de color ASTM	Despreciable	--
Densímetro de vidrio	Despreciable	--
Termómetro	Despreciable	--
Probeta	Despreciable	--
Varilla de agitación	Despreciable	--
Electrodos de bronce pulido para el ensayador	Despreciable	--
Regla con escala milimétrica	Despreciable	--
*El tamaño puede variar según la marca y las características del equipo.		

Fuente: elaboración propia.

Las dimensiones del espacio para la instalación del equipo que se muestran en la figura 32, están basadas en información extraída de fichas técnicas de diferentes marcas especificadas en la tabla XXVI. Por lo tanto, las dimensiones pueden variar en función de la marca y modelo del equipo.

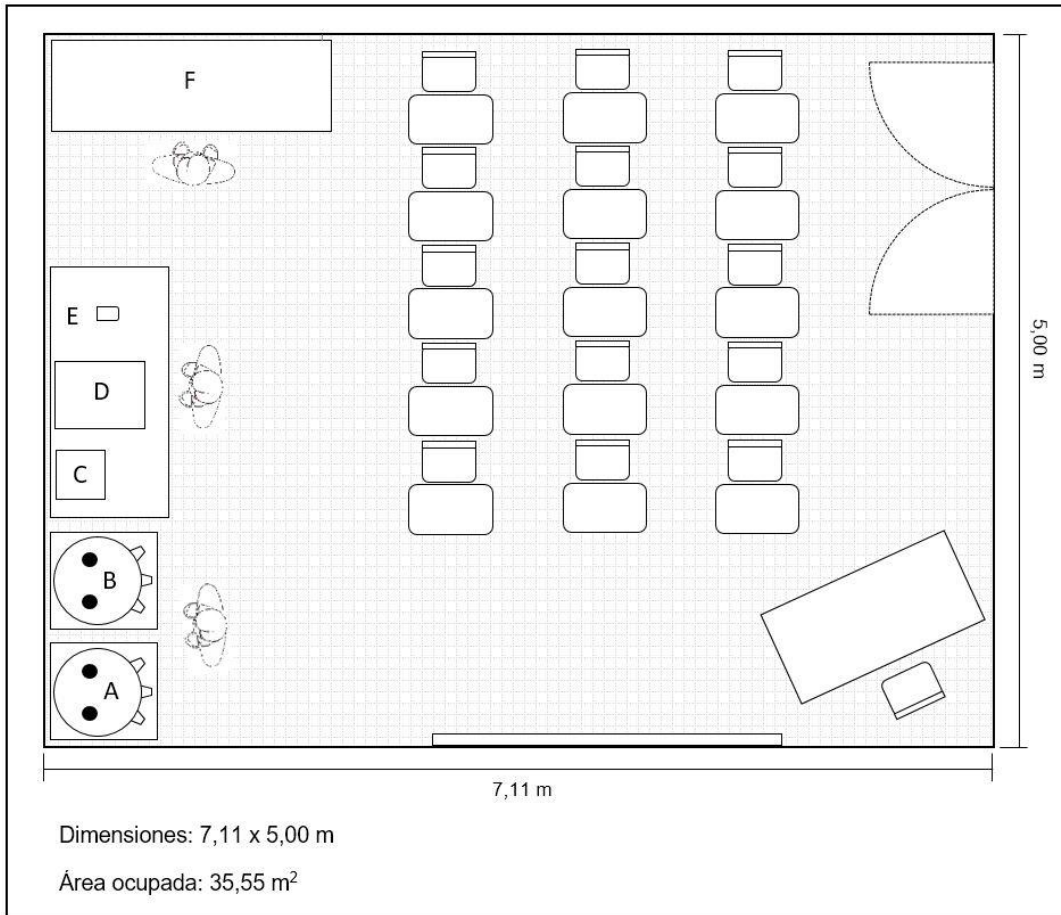
Figura 32. Dimensiones del espacio para la instalación de equipo del laboratorio



Fuente: elaboración propia.

Para los instrumentos cuya dimensión es despreciable, se considera un espacio de almacenamiento y trabajo en el área F de la figura 32. De esta manera se concluye con un espacio de trabajo con un área ocupada de 12,5 m². Cabe mencionar que la disposición de los elementos puede variar.

Figura 33. Dimensiones generales del laboratorio



Fuente: elaboración propia.

Tomando en cuenta el espacio de trabajo y el espacio para la instalación del equipo, se obtienen las dimensiones generales del laboratorio en la figura 33, con un área óptima de 35,55 m². Considerando que está diseñado para albergar 15 estudiantes, se tendría un espacio de 2,37 m² por estudiante, cumpliendo así, con la norma NTC 4595 y 4596. Cabe mencionar que el diseño y la disposición de los objetos pueden variar, pero se debe considerar como mínimo, el área óptima mencionada.

4.2. Estudio económico

La implementación del laboratorio de conversión de energía electromecánica 2 requiere de un nivel de inversión, cuyo valor se incrementa mayormente por la adquisición de los instrumentos de laboratorio y del transformador de distribución tipo poste. En la tabla XXVII se detallan los precios aproximados del equipo de laboratorio.

Tabla XXVII. Precios aproximados de los equipos de laboratorio

Concepto	Precio (Q)	Observaciones
Transformador de distribución monofásico del tipo poste, con potencia nominal de 15 kVA	Q 8 044,46	Marca <i>Cooper</i> . Detalles de cotización en anexo 1
Megóhmetro de hasta 2 500 voltios	Q. 879,85	Marca <i>Duoyi</i> , modelo DY5106. Detalle en anexo 2
3 multímetros de 1 A y 500 VAC de capacidad de medición	Q 3x680,00	Marca <i>Steren</i> . Modelo MUL-630. Ver anexo 3.
Lámpara de luz neutra	Q 442,73	Marca <i>TaoTronix</i> . Modelo Desklamp TT-DL16. Ver anexo 4
Ensayador de aceites o chispómetro	Q 16 199,10	Marca <i>Hipotronics</i> . Modelo OC60A. Ver anexo 5
Tubo de ensayo	Q 10,00	--
Probeta con capacidad máxima de 125 mL	Q 136,90	Ver anexo 6
Densímetro de vidrio	Q 448,00	Ver anexo 6
Termómetro	Q 339,00	Ver anexo 6
Probeta 250 mL	Q 244,00	Ver anexo 6
Varilla de agitación	Q 48,00	Ver anexo 6
Regla con escala milimétrica	Q 10,00	--
Total		Q 28 842,04
Nota: el precio de los recursos puede variar en función de otras alternativas de compra. Precios cotizados en mayo de 2017.		

Fuente: elaboración propia.

El material requerido para la realización de prácticas también representa una inversión económica. Sin embargo, esta inversión se hace en función de la tasa de consumo de los materiales adquiridos desde que se concreta el proyecto. En la tabla XXVIII se muestra un costo inicial que podrían tener los materiales en una cantidad determinada. Esta información puede variar según las marcas, formas y cantidades en que se desean adquirir.

Tabla XXVIII. **Precios aproximados del material de laboratorio**

Concepto	Cantidad	Precio	Observaciones
Alambre de cobre desnudo	10 m	Q 30,00	Q 3,00 por metro. Información de electrónica RCH
Papel mayordomo	1 rollo	Q 7,55	Información de distribuidora Alcance
Cables con lagartos	6 pares	Q 30,00	Q 5,00 por par, Información de electrónica RCH
Aceite dieléctrico	1 galón	Q 150,00	Información de Dismme. Ver anexo 7
Total		Q 217,55	

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIX. **Estimación de la inversión inicial**

Concepto	Inversión
Equipo de laboratorio	Q 28 842,04
Material de laboratorio	Q 217,55
Total	Q 29 059,59

Fuente: elaboración propia.

Tomando en cuenta los montos aproximados para la adquisición tanto del material como del equipo de laboratorio, se obtiene una inversión inicial de Q 29 059,59. Cabe mencionar que esta es una cantidad sugerida que puede variar debido al incremento o decremento de los precios de cada elemento en función del tiempo, marca, modelo y empresa en donde se realice la cotización. El cálculo se detalla en la tabla XXIX.

4.3. Estudio legal-administrativo

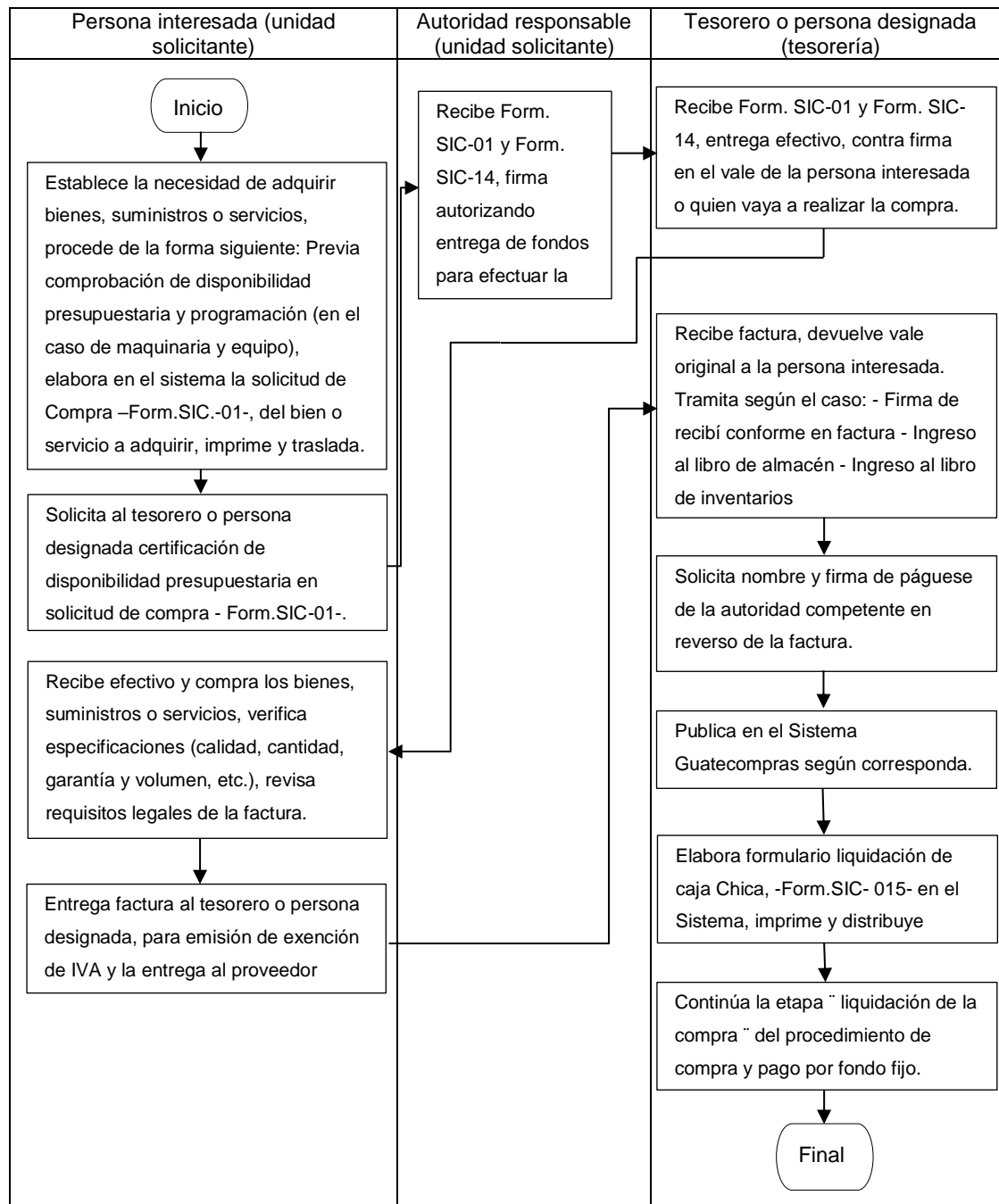
Para concretar la propuesta de implementación, se deben llevar a cabo determinadas gestiones reglamentadas por la Universidad de San Carlos de Guatemala. Las más importantes son aquellas relacionadas con la compra y adquisición de los recursos. Para ello existen manuales y procedimientos establecidos por el sistema integrado de compras (SIC) de dicha institución.

Según el SIC, los procedimientos que se deben seguir varían en función de los precios de los recursos que se desean adquirir. Así, para adquirir un bien cuyo valor no sobrepase los Q 1 000,00, se debe realizar una compra y pago por caja chica. Sin embargo, si el monto está entre Q 1 000,00 y Q 10 000,00, se deben seguir los procedimientos de compra y pago por fondo fijo. Finalmente, si el valor del bien está entre los Q 10 000,00 y Q 90 000,00, se debe realizar una compra y pago por orden de compra.

4.3.1. Compra y pago por caja chica

Para la compra de los instrumentos de la tabla XXVII, que no sobrepasen de los Q 1 000,00, se debe seguir el procedimiento de compra y pago por caja chica. Dicho procedimiento se muestra en el diagrama de flujo de la figura 34, este debe darse inicio con previa autorización del decano o director de escuela.

Figura 34. Diagrama de flujo del procedimiento de compra y pago por caja chica



Fuente: Sistema Integrado de Compras. *Compras por el régimen de compra directa*. p. 15.

4.3.2. Compra y pago por fondo fijo

Para la compra del equipo de la tabla XXVII, cuyo valor está entre los Q 1 000,00 y Q 10 000,00, se debe proceder, según el SIC, con la compra y pago por fondo fijo. Este monto es autorizado por la Dirección General Financiera de la Universidad de San Carlos de Guatemala. El procedimiento que se debe seguir se muestra en la figura 35. En el precio debe estar incluido el IVA.

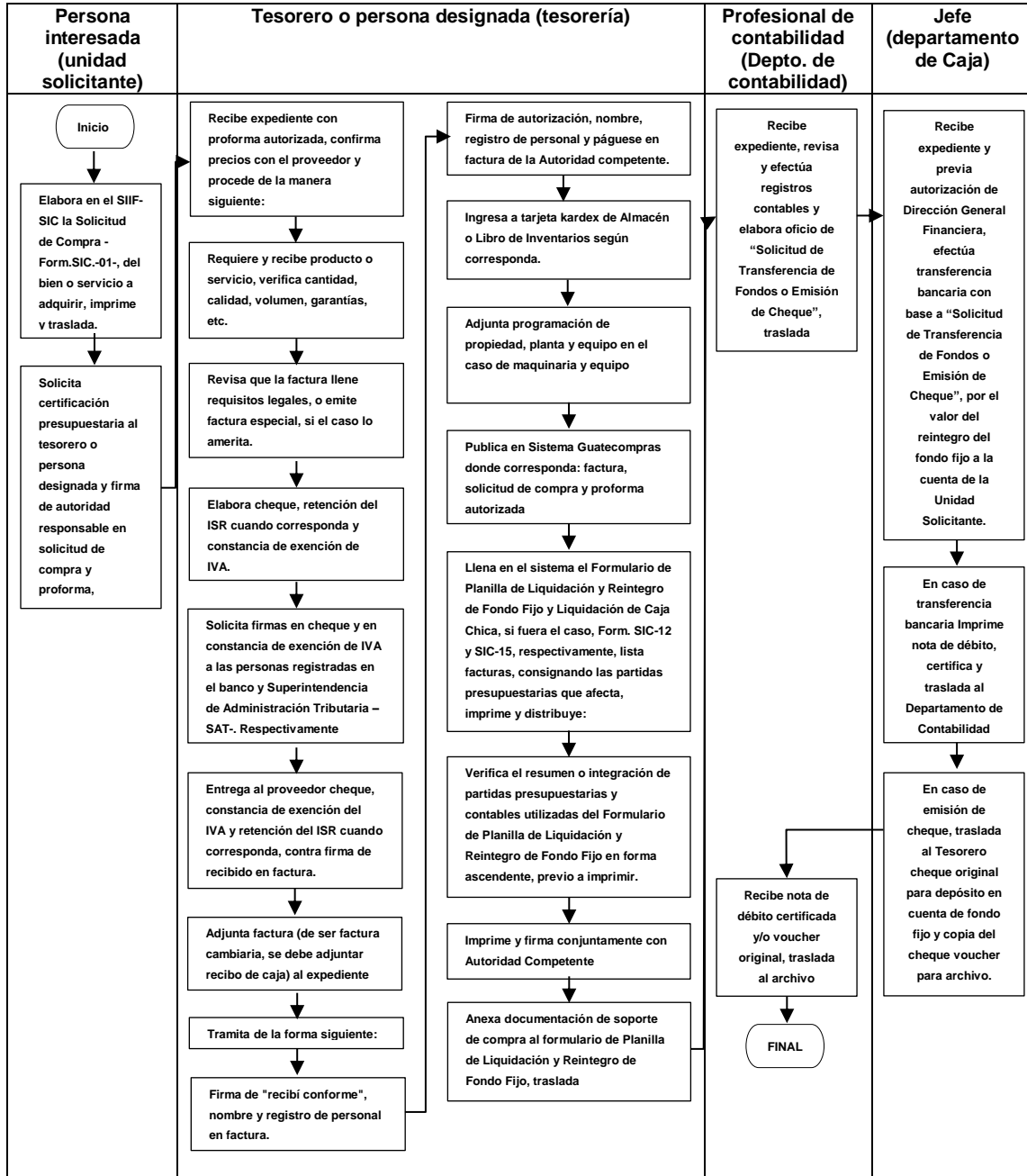
4.3.3. Compra y pago por orden de compra

Para la adquisición del ensayador de aceites, y cualquier otro equipo cuyo valor esté dentro del rango de Q 10 000,00 a Q 90 000,00, se debe realizar el procedimiento de compra y pago por orden de compra, reglamentado por el sistema integrado de compras. Cabe mencionar que en el precio debe estar incluido el IVA.

Debido a los montos que se manejan, este procedimiento es más complejo que los anteriores, por lo que las únicas personas que pueden realizar la adjudicación y erogación del gasto son las autoridades determinadas en el Artículo 129 del Estatuto de bienes de la Universidad de San Carlos, es decir, el director general de escuela, el Decano de la Facultad de Ingeniería y superiores. Sin embargo, no es obligatorio entrar en un régimen de cotización o licitación para iniciar el proceso.

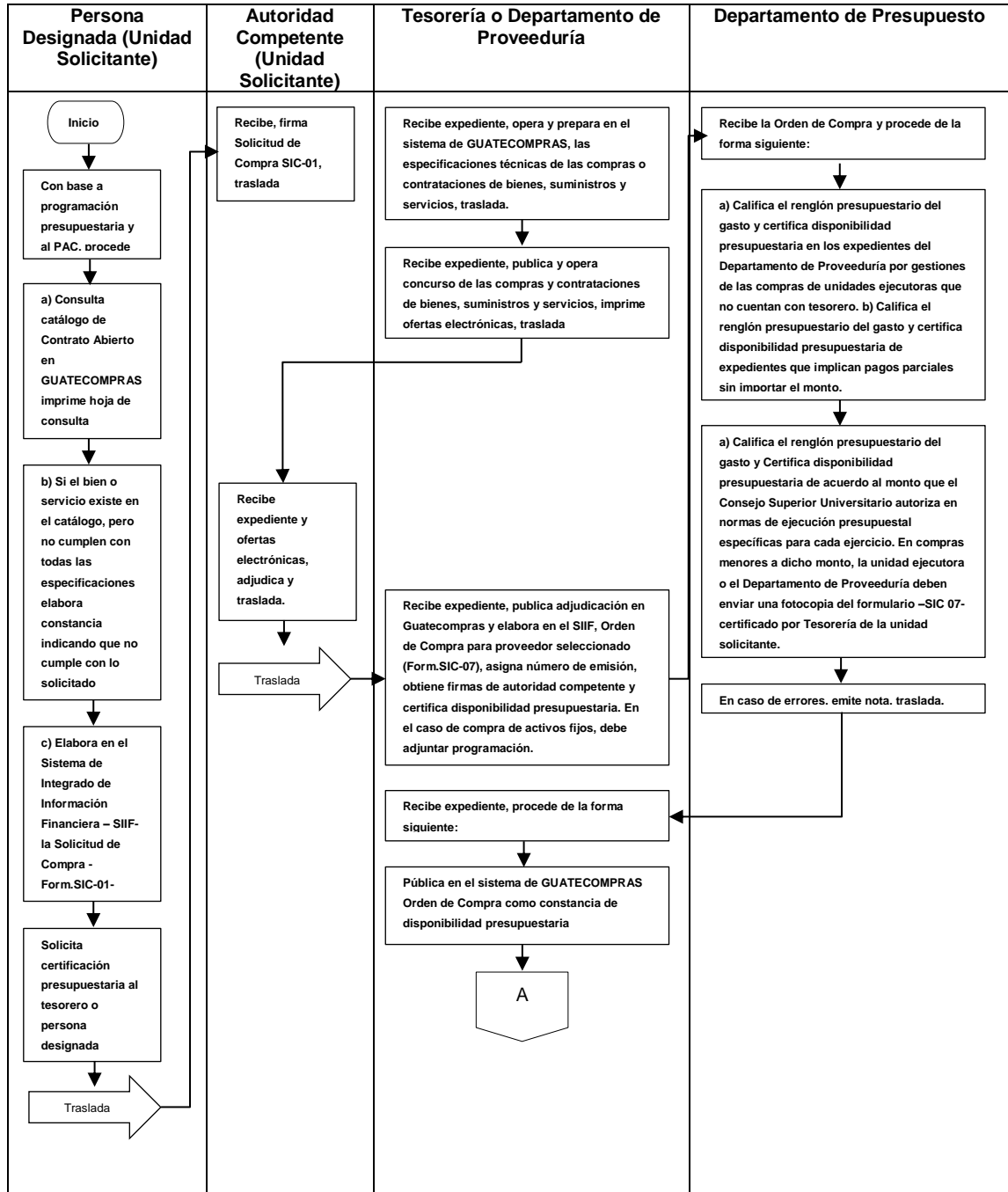
Existen otras formas de compra y pago para recursos cuyo valor excede los Q 90 000,00, sin embargo, ninguno de los instrumentos necesarios para este laboratorio sobrepasa ese límite, por lo que no se considerarán en este trabajo. Cabe mencionar que los recursos con precios menores a Q 10 000,00 son considerados como compras de baja cuantía.

Figura 35. Diagrama de flujo del procedimiento de compra y pago por fondo fijo



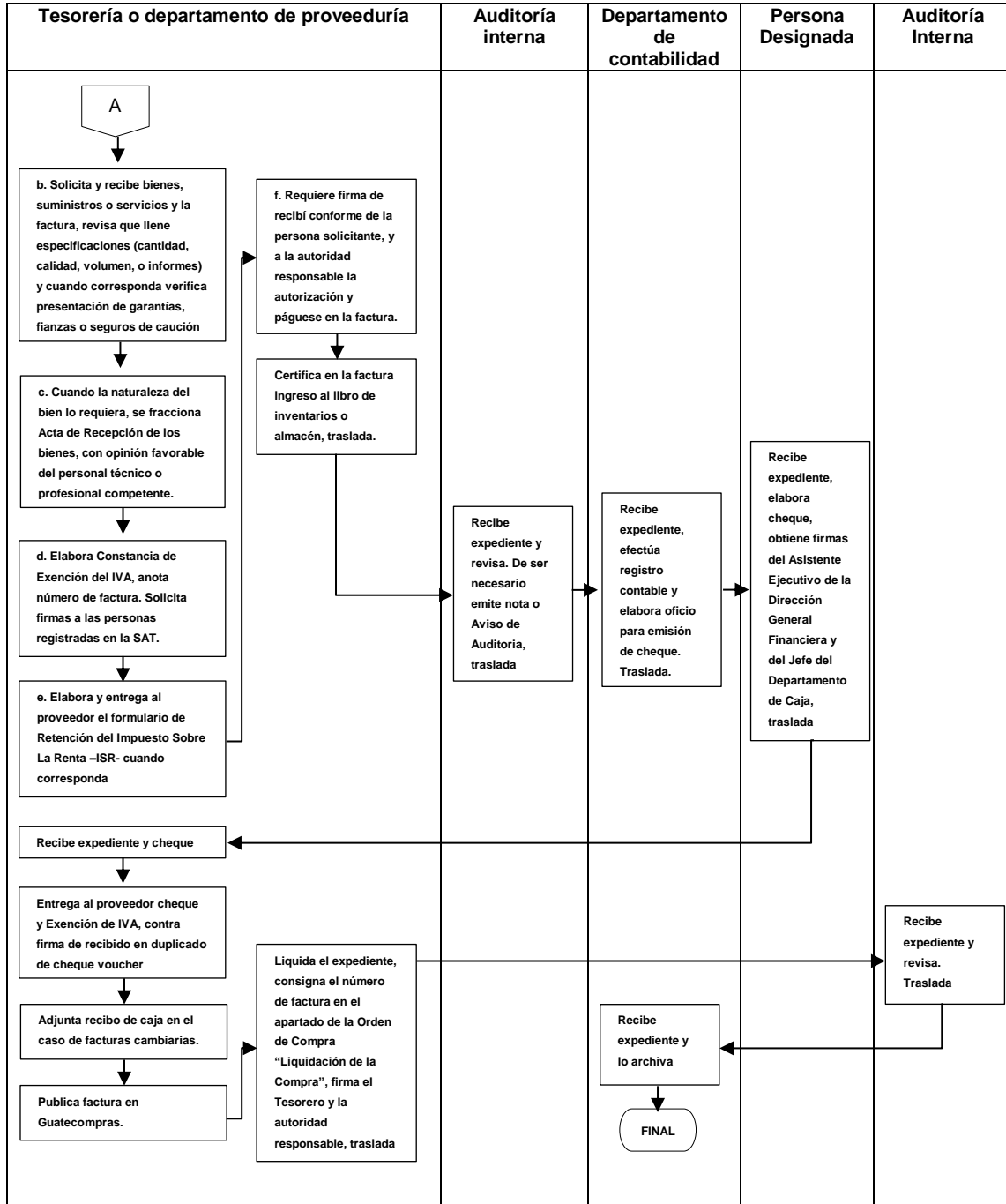
Fuente: Sistema Integrado de Compras. *Compras por el régimen de compra directa.* p. 23.

Figura 36. Diagrama de flujo del procedimiento de compra y pago por orden de compra (primera parte)



Fuente: Sistema Integrado de Compras. *Compras por el régimen de compra directa*. p. 31.

Figura 37. Diagrama de flujo del procedimiento de compra y pago por orden de compra (segunda parte)



Fuente: Sistema Integrado de Compras. *Compras por el régimen de compra directa*. p. 32.

4.4. Evaluación cualitativa de la propuesta de implementación

La implementación de un laboratorio para el curso de conversión de energía electromecánica 2, puede ser de mucho beneficio para los estudiantes de la escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica y, a largo plazo, para el sector eléctrico guatemalteco, que contaría con personal capacitado para el mantenimiento de transformadores. A continuación, se presenta un análisis de la propuesta, basado en criterios de evaluación cualitativa.

4.4.1. Relevancia

Para determinar la relevancia de la propuesta se analiza la contribución que este proyecto hace al avance del conocimiento en el campo de la ingeniería mecánica eléctrica en Guatemala, así como la contribución que puede realizar respecto a la formación de recursos humanos.

4.4.1.1. Contribución al avance del conocimiento

El laboratorio de conversión de energía electromecánica 2, aportaría al conocimiento práctico de diversos temas relacionados con el mantenimiento de transformadores de potencia y distribución. Específicamente, se obtendrían conocimientos sobre el mantenimiento predictivo y preventivo, que son actividades de suma importancia en las subestaciones eléctricas de toda empresa de electrificación.

Al ser un curso práctico, se contribuiría a que el estudiante tenga un mayor entendimiento y capacidad de análisis respecto al funcionamiento de los transformadores, ya que se enfrentaría a problemas más realistas, cuya solución no puede ser abordada teóricamente en un salón de clases.

4.4.1.2. Contribución a la formación de recursos humanos

La implementación de un laboratorio de esta índole, significaría que los estudiantes reciban capacitación para el mantenimiento de transformadores. El perfil del egresado sería favorecedor para aquellas empresas del sector eléctrico que buscan personal que se pueda desempeñar en esta área. Por lo tanto, se estaría creando recurso humano más capacitado para desempeñar las tareas que se requieren en la industria.

4.4.2. Pertinencia

Los temas abarcados en las prácticas de laboratorio propuestas en el capítulo 3, son congruentes con el contenido del curso de Conversión de Energía electromecánica 2. Tal como se muestra en el anexo 8, los temas abarcados van desde los tipos y construcción de transformadores, hasta el mantenimiento de los mismos. En la tabla XXX se muestra la relación entre las prácticas propuestas y los contenidos abarcados en el curso.

Tabla XXX. **Relación entre prácticas propuestas y temas abarcados en el curso de conversión de energía electromecánica 2**

Práctica	Temas que abarca del programa del curso. (ver anexo 8)
Práctica núm. 1	Unidad núm. 1: introducción a los transformadores. Construcción de los transformadores y accesorios.
Práctica núm. 2	Unidad núm. 5. Pruebas de mantenimiento preventivo.
Práctica núm. 3	Unidad núm. 5. Pruebas de mantenimiento preventivo.
Práctica núm. 4	Unidad núm. 5. Pruebas de mantenimiento predictivo.
Práctica núm. 5	Unidad núm. 5. Pruebas de mantenimiento predictivo.

Fuente: elaboración propia.

4.4.3. Congruencia

Todas las prácticas de laboratorio propuestas en el capítulo tres, están basadas en la teoría de los capítulos uno y dos de este trabajo de investigación. Al mismo tiempo, están relacionadas con el programa del curso, tal como se muestra en la tabla XXX. Por lo tanto, existe relación entre los diferentes elementos de la propuesta de implementación.

4.4.4. Viabilidad

Los costos de inversión determinados en la sección 4.2, muestran que todo el equipo, a excepción del ensayador de aceites, es considerado como compra de baja cuantía según el sistema integrado de compras. Este indicador puede dar una idea de la posibilidad de que el proyecto logre desarrollarse económicamente si se cumple a cabalidad con los procedimientos legales-administrativos de la sección 4.3.

El espacio requerido para la instalación del laboratorio se detalla en la sección 4.1.2. Con un área recomendada de 12,5 m², existen varias alternativas dentro los edificios de la Facultad de Ingeniería. Una es el Laboratorio de Máquinas Eléctricas, ubicado en el segundo nivel del edificio T-1, el cual cuenta con un amplio espacio capaz de albergar más equipo una vez se gestione y ordene correctamente el espacio ya ocupado. El plano de dicha área se encuentra en el apéndice 1.

Habiendo analizado los costos de inversión para la obtención de material y equipo, y el espacio requerido para la instalación del laboratorio, se considera que el proyecto es viable en tanto se hagan correctamente las gestiones correspondientes para la autorización y adquisición de los diferentes elementos.

CONCLUSIONES

1. Los transformadores eléctricos de potencia son dispositivos electromagnéticos cuya función es elevar o reducir un voltaje alterno de entrada para facilitar el transporte de energía eléctrica a las subestaciones eléctricas distribuidoras. Tiene potencias por encima de los 500 KVA.
2. Los transformadores eléctricos necesitan de mantenimiento periódico debido a las condiciones climáticas y a los esfuerzos eléctricos a los que se someten. Este mantenimiento se divide en predictivo, preventivo y correctivo.
3. Las prácticas propuestas para el laboratorio de conversión de energía electromecánica 2, están basadas en el mantenimiento predictivo y preventivo de transformadores de potencia y distribución.
4. La inversión para llevar a cabo la implementación del laboratorio, recae mayormente en los instrumentos y equipo de medición. La complejidad de los trámites legales-administrativos para su adquisición es el principal obstáculo.
5. Analizada la inversión inicial, relevancia, pertinencia y disponibilidad de espacio. La propuesta de implementación del laboratorio para el curso de conversión de energía electromecánica 2 se considera viable.

RECOMENDACIONES

1. Dar lectura a la bibliografía enfocada a la teoría y análisis de máquinas eléctricas para profundizar sobre el tema de los transformadores de potencia y su funcionamiento.
2. Leer los documentos originales de las normas a implementarse para las prácticas de laboratorio, con el objetivo de informarse adecuadamente respecto a los procedimientos y observaciones que se realizan en estos.
3. Tomar en cuenta otras actividades de mantenimiento predictivo y preventivo de transformadores, como alternativas para las prácticas de laboratorio, en caso de que se desee agregar o sustituir una de las propuestas.
4. Implementar el laboratorio de conversión de energía electromecánica 2, de acuerdo a lo indicado en el presente trabajo.
5. Gestionar donaciones de material y equipo, para disminuir el monto de la inversión inicial para la implementación del laboratorio de conversión de energía electromecánica 2.

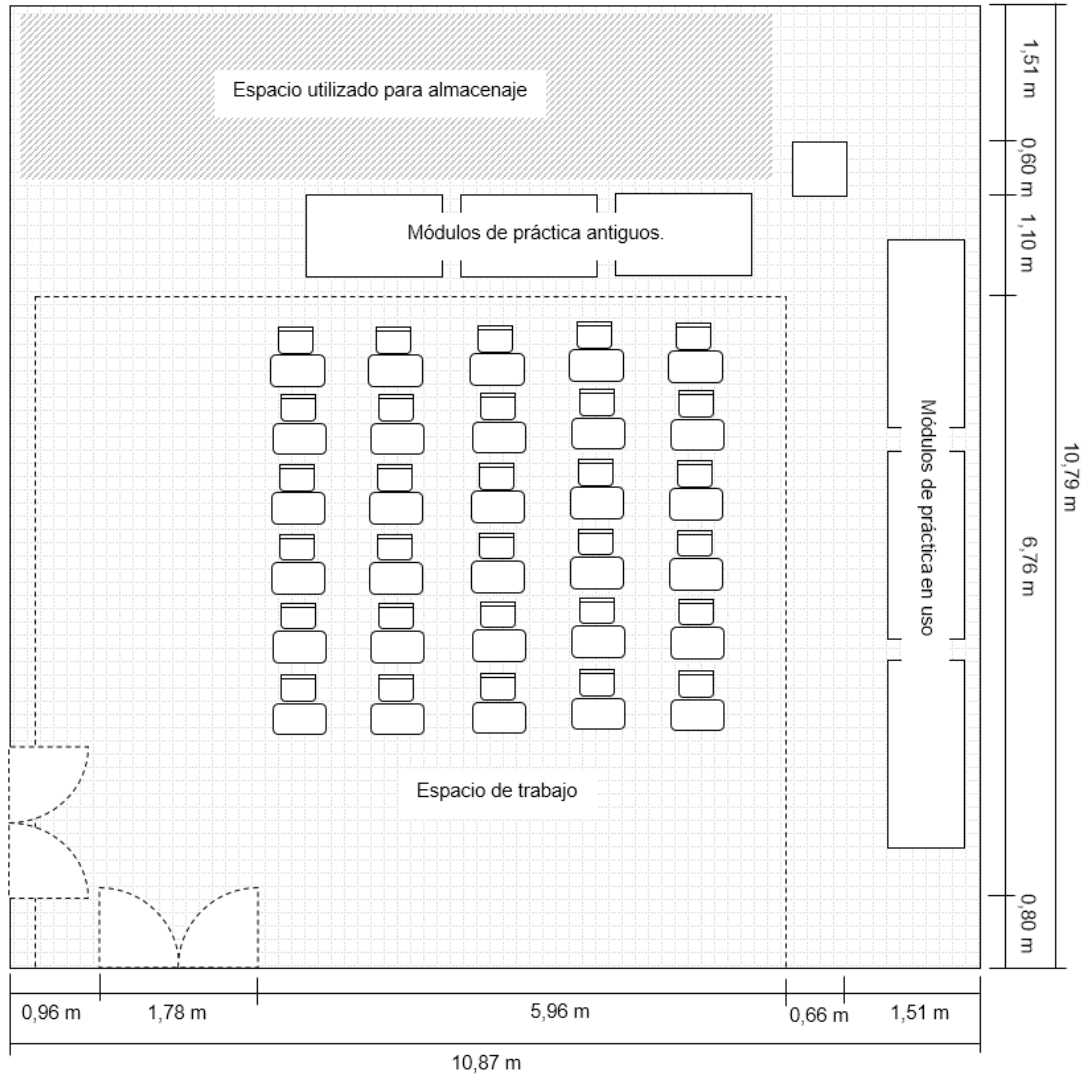
BIBLIOGRAFÍA

1. Centro Nacional de Capacitación Celaya. *Manual de operación y mantenimiento de transformadores de potencia*. México: Centro Nacional de Capacitación Celaya, 2014. 426 p.
2. Comisión Actualización del Sistema Integrado de Compras. *Módulo I: compras por el régimen de compra directa*. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala, 2010. [En línea]. http://manuales.usac.edu.gt/?page_id=6. [Consulta: 27 de mayo de 2017].
3. FITZGERALD, A. E. et al. *Teoría y análisis de las máquinas eléctricas*. 2ª ed. México: Editia Mexicana, 1984. 651 p.
4. FONSECA, Octavio. *Ensayos al aceite dieléctrico... Diagnósticos esenciales en cualquier programa de mantenimiento eléctrico*. Venezuela: Kay Electric. Ca, 2006. [En línea]. www.kayelectric.com.ve. [Consulta: 1 de abril de 2017].
5. FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. 5ª ed. España: McGraw-Hill, 2003. 756 p.
6. *Guía de la medición de aislamiento*. España: Chauvin Arnoux Ibérica, 2010. [En línea]. <http://www.chauvin-arnoux.com/es/guias>. [Consulta: 6 de abril de 2017].

7. *Indicadores para la elaboración y evaluación de proyectos de investigación*. México: Universidad Pedagógica de Durango, 2007. [En línea]. <http://www.upd.edu.mx/PDF/Varios/IndicadoresElaboracionEvaluacion.pdf>. [Consulta: 6 de junio de 2017].
8. NOAKES, J. *La guía de Megger sobre las pruebas de ruptura dieléctrica de aceite de aislamiento*. Texas: Megger Limited Archcliffe Road, 2011. [En línea]. http://es.megger.com/getmedia/018fa71d-6cf3-4543-a863-1faf8b8e5c56/Oil_testing_booklet_ES_V02.pdf. [Consulta: 4 de abril de 2017].
9. OCAMPO LOPEZ, Jose G. et al. *Manual de procedimientos de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución*. México: Comisión Federal de Electricidad, 2013. [En línea]. <http://www.fime.uanl.mx>. [Consulta: 6 de abril de 2017].
10. SAGUAY TACURI, Milton et al. *Análisis de comportamiento de medios dieléctricos ante las altas tensiones eléctricas*. Trabajo de graduación Ing. Eléctrico. Universidad de Cuenca, Facultad de Ingeniería, 2011. 91 p.

APÉNDICES

Apéndice 1. Plano del laboratorio de máquinas eléctricas

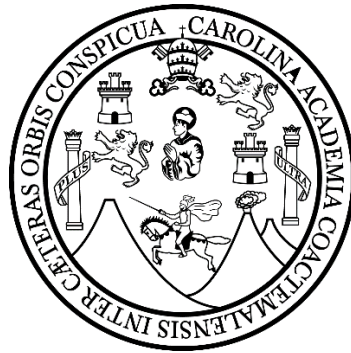


Plano:	Laboratorio de Máquinas eléctricas.	Ubicación:	USAC, edificio T-1, segundo nivel.
Dimensiones:	10,87x10,79 m	Área ocupada:	117,29 m ²

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. **Guía de laboratorio de conversión de energía electromecánica 2**

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA**



**GUÍA DE LABORATORIO
CONVERSIÓN DE ENERGÍA ELECTROMECAÁNICA 2**

Prácticas:

- 1. Inspección de un transformador.**
- 2. Resistencia de Asilamiento de un transformador.**
- 3. Prueba de relación de transformación.**
- 4. Pruebas físicas del aceite de transformadores.**
- 5. Prueba de tensión de ruptura en aceites dieléctricos.**

Carreras	Código de curso	Nombre de curso
Ingeniería Eléctrica y Mecánica Eléctrica	213	Conversión de energía electromecánica 2

Continuación del apéndice 2.

	<p style="text-align: center;">Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica Laboratorio de Conversión de Energía Electromecánica II</p>
Práctica no. 1	Inspección de un transformador

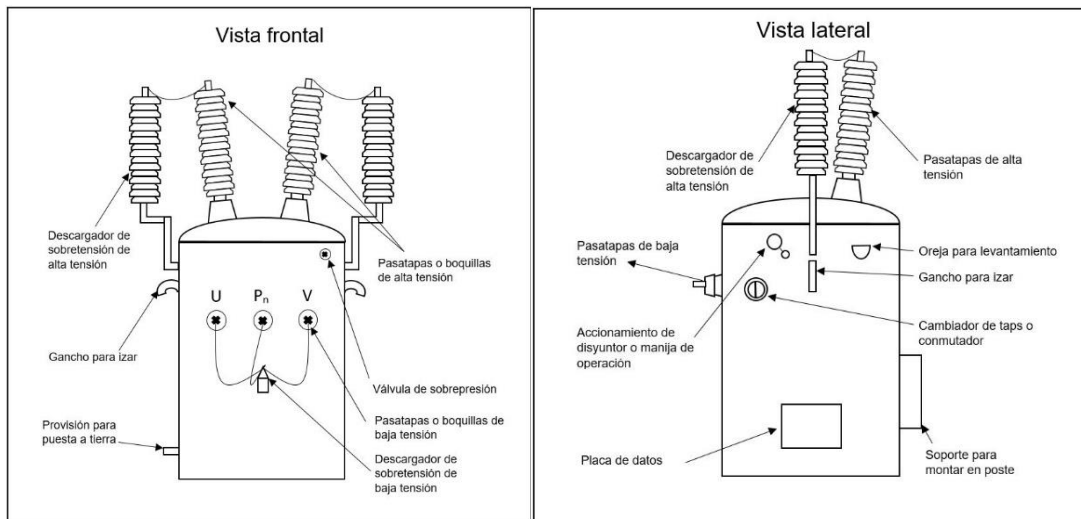
1. INTRODUCCIÓN
<p>Conocer visualmente al transformador es importante para la posterior realización de pruebas. En esta práctica se identificarán las partes más importantes, como lo son las boquillas de alta y baja tensión, el cambiador de taps, el disyuntor, la placa de datos y la terminal de conexión a tierra de un transformador de distribución.</p> <p>Para ello, el estudiante deberá realizar una comparación entre el diagrama de la figura no. 1 y un transformador de distribución real, con el fin de lograr identificar cada uno de los elementos que lo constituyen y hallar similitudes y diferencias con la teoría brindada.</p>
2. OBJETIVOS
<ul style="list-style-type: none">• Identificar los diferentes elementos que constituyen un transformador.• Determinar la función de cada uno de estos elementos.• Aprender a interpretar una placa de datos de un transformador.
3. MATERIAL Y EQUIPO
<ul style="list-style-type: none">• Un transformador de distribución monofásico del tipo poste, con potencia nominal dentro de un rango de 5 y 25 kVA. No es necesario que funcione ni que tenga aceite dieléctrico en su interior.• Un cuaderno de apuntes y un bolígrafo.• Práctica impresa.
4. PROCEDIMIENTO
<p>Fase de preparación.</p> <ol style="list-style-type: none">1. Verificar que se trata de un transformador de distribución monofásico, observando el número de boquillas que hay en el lado de alta tensión.2. Verificar que el transformador esté desenergizado, observando que no esté conectado a una fuente de alimentación.

Continuación del apéndice 2.

Fase de desarrollo.

3. Acercarse al transformador de distribución y, con apoyo de la figura no. 1.1, identificar los pasatapas o boquillas de alta tensión.
4. Identificar los pasatapas o boquillas de baja tensión.
5. Ubicar la válvula de sobrepresión.
6. Señalar los descargadores de sobretensión de alta y baja tensión.
7. Identificar la provisión para puesta a tierra y observar su ubicación en el tanque.
8. Identificar el conmutador o cambiador de taps. Verificar el número de conmutaciones que puede realizar.
9. Identificar la manija de operación o disyuntor.
10. Ubicar el gancho para izar.
11. Identificar la oreja de levantamiento.
12. Identificar el soporte de montura para poste.
13. Observar detenidamente la placa de datos y recopilar toda la información posible, puesto que esto servirá para el análisis posterior.
14. Observar si el transformador posee otro elemento que no se mencionó anteriormente, de ser así, identifíquelo.

Figura 1.1 Vista Frontal y lateral de un transformador de distribución.



Continuación del apéndice 2.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS
5.1 Elementos de un transformador.
<p>Se han identificado los elementos que constituyen un transformador. Ahora se conoce su aspecto físico, pero más importante es conocer la funcionalidad de cada uno de ellos. Para ello se debe responder, en una hoja aparte, a los siguientes cuestionamientos.</p> <ol style="list-style-type: none">1. ¿Qué función tienen los pasatapas o boquillas de alta y baja tensión?2. ¿Qué es un descargador de sobretensión y por qué se utiliza en un transformador?3. ¿Por qué un transformador debe tener una válvula de sobrepresión?4. ¿Para qué sirve la provisión para puesta a tierra y a qué elemento del transformador está conectado?5. ¿Qué es un cambiador de derivaciones o taps?6. ¿Para qué se utiliza un cambiador de derivaciones en un transformador?7. ¿Cuántas conmutaciones tiene un cambiador de derivaciones en un transformador de distribución?8. ¿Para qué se instala un disyuntor y su respectiva manija de operación en los transformadores?9. ¿Qué elementos sirven para la sujeción y transporte del transformador?10. ¿Qué otros elementos pueden agregarse a los transformadores para mejorar su funcionamiento y protección?11. ¿Qué tipos de transformadores de distribución existen en base a los elementos que poseen?12. ¿Qué tipo de transformador es el analizado en la práctica de laboratorio?
5.2 Placa de datos de un transformador.
<p>Las características eléctricas de un transformador están dadas por la placa de datos que el fabricante coloca en un lugar visible. Esta información es de suma importancia, puesto que en base a ella se elige un transformador para determinado sistema eléctrico. Por ello es importante saber interpretar sus datos.</p> <p>Se ha identificado la placa de datos de un transformador de distribución y se ha recolectado su información. Para comprender la información adquirida a través de esta, se debe responder, en una hoja aparte, a los siguientes cuestionamientos.</p>


Continuación del apéndice 2.

1. ¿Qué es la potencia nominal de un transformador y cuál es su unidad de medida?
2. ¿Cuál es la potencia nominal del transformador analizado en la práctica?
3. ¿Qué es la corriente nominal de un transformador?
4. ¿Cuántos valores de corriente nominal se dan en la placa de datos? ¿por qué?
5. Según la información recopilada ¿Qué valores tienen las corrientes nominales del transformador analizado en la práctica?
6. ¿Qué es el voltaje nominal de un transformador?
7. ¿Cuántos valores de voltaje nominal se dan en la placa de datos? ¿Por qué?
8. Según la información recopilada ¿Cuáles son los valores de voltaje nominal para el transformador analizado?
9. ¿Por qué es importante conocer la impedancia, frecuencia y el número de fases de un transformador? ¿Qué valores tienen estos parámetros en el transformador analizado según la placa de datos?
10. ¿Qué tipos de sistemas de enfriamiento existen para transformadores?
11. Según la información recopilada de la placa de datos ¿Qué tipo de sistema de enfriamiento posee el transformador analizado?
12. ¿Qué importancia tiene conocer la polaridad, el peso y el volumen de aceite de un transformador? ¿Qué valores tienen estos parámetros en el transformador analizado?
13. ¿Para qué sirve el diagrama de conexión o grupo de conexiones que el fabricante coloca en la placa de datos de un transformador?

6. CONCLUSIONES

El alumno definirá tres conclusiones basadas en los objetivos de la práctica.

Continuación del apéndice 2.

	<p style="text-align: center;">Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica Laboratorio de Conversión de Energía Electromecánica II</p>
<p>Práctica no. 2</p>	<p style="text-align: center;">Resistencia de aislamiento de un transformador</p>

<p>1. INTRODUCCIÓN</p>
<p>Uno de los mantenimientos preventivos más recurrentes, es la prueba de resistencia de aislamiento, que consiste en la determinación del valor, en megaohms, de la resistencia que tiene el aislamiento de un transformador, con el fin de determinar si este está en óptimas condiciones o necesita de mantenimiento correctivo.</p> <p>Realizar este tipo de mantenimiento es de suma importancia, debido a que el estado del aislamiento determina el estado de toda la protección del transformador y, si esta falla, todo el equipo también lo hará.</p> <p>En esta práctica se determinará el valor de la resistencia de aislamiento de un transformador monofásico con tres mediciones diferentes: baja tensión versus tierra, alta tensión versus tierra y alta tensión versus baja tensión. Posterior a ello, se tabularán y analizarán los datos para dar una conclusión, basada en la teoría, sobre el estado del transformador de prueba. Finalmente, se realizará el cálculo del índice de polarización, el cual determina la cantidad de humedad y suciedad de un transformador.</p>
<p>2. OBJETIVOS</p>
<ul style="list-style-type: none">• Determinar la resistencia de aislamiento de un transformador.• Aprender a interpretar los resultados que otorga la prueba de resistencia de aislamiento.• Calcular el índice de polarización de un transformador.
<p>3. MATERIAL Y EQUIPO</p>
<ul style="list-style-type: none">• Un transformador de distribución monofásico del tipo poste, con potencia nominal dentro de un rango de 5 y 25 kVA. Es necesario que su aislamiento esté en buenas condiciones y que tenga aceite dieléctrico. No es necesario que esté en su estado óptimo. Como alternativa, se puede utilizar un simulador de transformador que permita potencias de 1 a 25 kVA.• Un megóhmetro de accionamiento manual o de motor, con capacidad para generar hasta 2500 Voltios.• Una libra de alambre de cobre sin esmalte, calibre 16 o cercano.

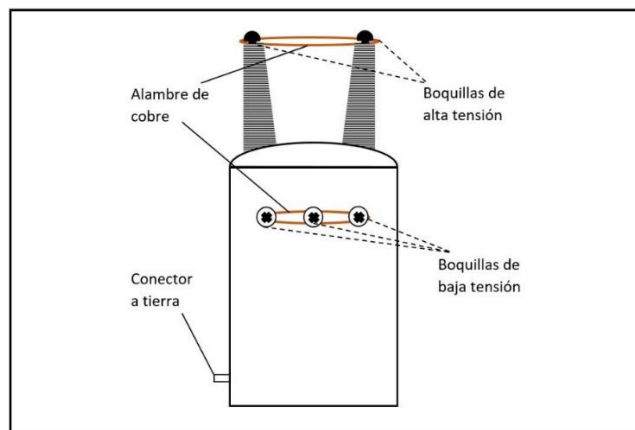
Continuación del apéndice 2.

4. PROCEDIMIENTO

Fase de preparación:

1. Verificar que el transformador esté completamente desenergizado observando que no esté conectado a ninguna fuente de energía o carga.
2. Limpie las boquillas de porcelana con un trapo seco para eliminar la suciedad superficial y evitar un aumento en las corrientes de fuga.
3. Cortocircuite las boquillas de alta y baja tensión con alambre de cobre no esmaltado, tal y como se muestra en la figura 2.1.
4. Prepare el megóhmetro, conectándolo al tomacorriente y conectando las terminales positiva (+), negativa (-) y común (G) en el lugar respectivo.

Figura 2.1 Cortocircuitado de los devanados del transformador.

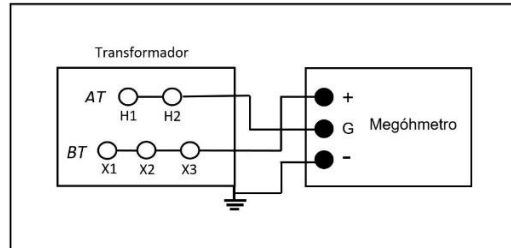


Fase de desarrollo:

5. Realice la medición de resistencia de aislamiento en baja tensión versus tierra. El conexionado se muestra en la figura 2.2.
 - a. Sin encender el megóhmetro, conecte la terminal positiva (+) a las boquillas de baja tensión.
 - b. Conecte la terminal común (G) a las boquillas de alta tensión.
 - c. Conecte la terminal negativa (-) a la provisión para tierra del tanque.
 - d. Ajuste el valor de voltaje de prueba del megóhmetro según la tabla 2.1. Para voltajes de 110/240 V se recomienda un voltaje de prueba de 500 V.
 - e. Inicie la prueba presionando el botón de inicio del megóhmetro.
 - f. Registre los valores que se visualizan en la pantalla a los 30 segundos y, después de ello, a cada minuto. Esto durante 10 minutos para obtener finalmente 11 datos diferentes. Ingrese estos datos en la tabla 2.2.
 - g. Después de realizada la medición, apague el megóhmetro y desconecte las terminales.

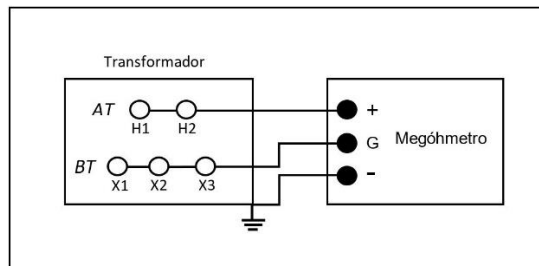
Continuación del apéndice 2.

Figura 2.2 Diagrama de conexionado para baja tensión versus tierra.



6. Realice la medición de resistencia de aislamiento en alta tensión versus tierra. El conexionado se muestra en la figura 2.3
 - a. Sin encender el megóhmetro, conecte la terminal positiva (+) a las boquillas de alta tensión.
 - b. Conecte la terminal general (G) a las boquillas de baja tensión.
 - c. Conecte la terminal negativa (-) a la provisión para tierra del tanque.
 - d. Ajuste el valor de voltaje de prueba del megóhmetro según la tabla 2.1. Para 13 kV es recomendable el uso de 2500 V.
 - e. Inicie la prueba presionando el botón de inicio del megóhmetro.
 - f. Registre los valores que se visualizan en la pantalla a los 30 segundos y, después de ello, a cada minuto. Esto durante 10 minutos para obtener finalmente 11 datos diferentes. Ingrese estos datos en la tabla 2.2. Después de realizada la medición, apague el megóhmetro y desconecte las terminales.

Figura 2.3 Diagrama de conexionado para alta tensión versus tierra.



7. Realice la medición de resistencia de aislamiento en alta tensión versus baja tensión. El conexionado se muestra en la figura 2.4
 - a. Sin encender el megóhmetro, conecte la terminal positiva (+) a las boquillas de alta tensión.
 - b. Conecte la terminal general (G) a la provisión para tierra del tanque.
 - c. Conecte la terminal negativa (-) a las boquillas de baja tensión.
 - d. Ajuste el valor de voltaje de prueba del megóhmetro según la tabla 2.1, tomando como valor de voltaje nominal al perteneciente al devanado de alta tensión. Para 13 kV es recomendable el uso de 2500 V.
 - e. Inicie la prueba presionando el botón de inicio del megóhmetro.

Continuación del apéndice 2.

- f. Registre los valores que se visualizan en la pantalla a los 30 segundos y, después de ello, a cada minuto. Esto durante 10 minutos para obtener finalmente 11 datos diferentes. Ingrese estos datos en la tabla 2.2.
- g. Después de realizada la medición, apague el megóhmetro y desconecte las terminales.
- h. Desconecte el megóhmetro del tomacorriente y retire el alambre de cobre que están cortocircuitando las boquillas de baja y alta tensión.

Figura 2.4 Diagrama de conexionado para alta tensión versus baja tensión.

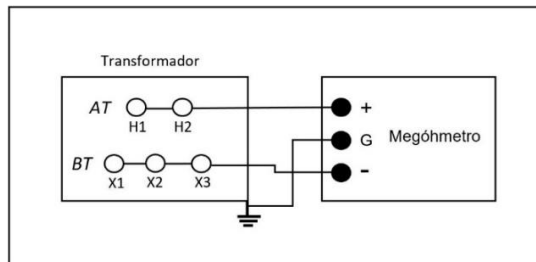


Tabla 2.1 Voltaje de prueba a aplicar según voltaje nominal del equipo

*Voltaje nominal de corriente alterna del transformador.	Voltaje nominal del Megóhmetro.
Hasta 100 a 250 Voltios	100 y 500 Voltios
Mayor o igual a 600 Voltios	1000 Voltios
De 1000 Voltios en adelante	2500 Voltios
De 4000 Voltios en adelante	5000 Voltios

* El voltaje nominal generalmente está indicado en la placa de identificación del transformador.

5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Tabla 2.1 Datos de la prueba de resistencia de aislamiento.

Tensión de prueba (V)	Baja tensión vs tierra. (MΩ)	Alta tensión vs tierra (MΩ)	Alta tensión vs baja tensión (MΩ)
Medición			
Tiempo			
30 s			
1 min			
2 min			
3 min			
4 min			
5 min			
6 min			
7 min			
8 min			
9 min			
10 min			

Continuación del apéndice 2.

Al concluir la prueba de resistencia de aislamiento, se tiene la tabla 2.1. Lo primero que se debe analizar es si los valores obtenidos están dentro del umbral mínimo de resistencia para el transformador. Para ello responda, con la ayuda de la tabla 2.2, los cuestionamientos planteados a continuación.

1. ¿Cuáles son los valores de las resistencias de aislamiento del transformador en las pruebas de baja tensión versus tierra, alta tensión versus tierra y alta tensión versus baja tensión a los 10 min de iniciada la medición?

2. ¿Estos valores se encuentran dentro del umbral permitido? _____

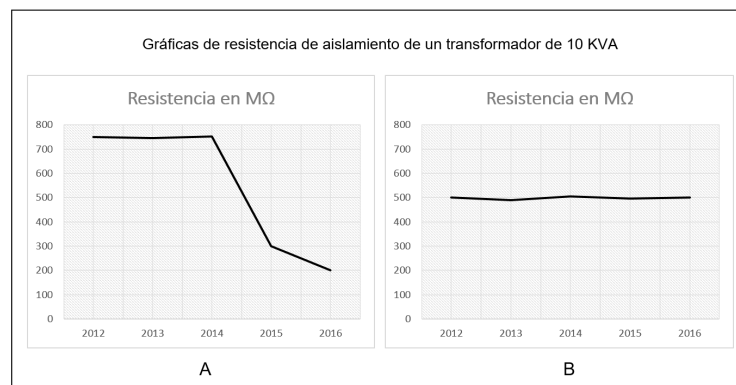
Tabla 2.2 Umbrales mínimos de resistencia de aislamiento de transformadores según su voltaje nominal.

Voltaje nominal	Resistencia a 20 °C (MΩ)
≥ 66 kV	1200
22 - 44 kV	1000
6.6 - 19 kV	700
< 6.6 kV	300

Si los valores de las resistencias están muy por debajo del umbral mínimo, puede que exista una falla que deberá ser investigada posteriormente. Sin embargo, es más importante graficar tendencias y verificar que los datos actuales no varíen tanto con relación a mediciones anteriores, lo cual sería una situación más alarmante.

En la figura 2.5 se muestran dos gráficas de la resistencia de aislamiento en función del tiempo. Estas representan dos situaciones que podrían darse a la hora de graficar una tendencia de datos de varias mediciones hechas en diferentes años. Analícelas y responda los siguientes cuestionamientos.

Figura 2.5 Ejemplo de tendencias en el valor de la resistencia de aislamiento de un transformador.



Continuación del apéndice 2.

3. ¿Qué se puede interpretar de la gráfica A de la figura 2.5?

4. ¿Qué se puede interpretar de la gráfica B de la figura 2.5?

5. Tomando en cuenta que se trata de un transformador de 10 KVA ¿Cuál de las dos gráficas de la figura 30 resulta más alarmante?

6. ¿Qué fallas pueden existir en los dos casos presentados?

Índice de polarización.

Otra forma de analizar los datos recopilados es con el índice de polarización, el cual es una forma de determinar el estado del aislamiento. El valor mínimo recomendado es de 1.5 para transformadores. Calcule el índice de polarización con la ecuación A, y responda a los cuestionamientos que se plantean a continuación.

$$A. \text{ Índice de polarización} = IP = \frac{R_{\text{aislamiento a 10 minutos}}}{R_{\text{aislamiento a 1 minuto}}}$$

1. Índice de polarización de la prueba de baja tensión versus tierra: _____

2. Índice de polarización de la prueba de alta tensión versus tierra: _____

3. Índice de polarización de la prueba de alta tensión versus baja tensión: _____


4. ¿Alguno de los valores obtenidos está por debajo del valor mínimo aceptado? _____

5. ¿Qué concluye respecto al estado del aislamiento del transformador con el análisis realizado?

Continuación del apéndice 2.

6. CONCLUSIONES
El alumno definirá tres conclusiones basadas en los objetivos de la práctica.

Continuación del apéndice 2.

	<p style="text-align: center;">Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica Laboratorio de Conversión de Energía Electromecánica II</p>
<p>Práctica no. 3</p>	<p style="text-align: center;">Prueba de relación de transformación</p>

1. INTRODUCCIÓN

La prueba de relación de transformación es una de las actividades de mantenimiento preventivo más comunes. Está estandarizada bajo la norma IEEE C57.12.90, y tiene como finalidad verificar el estado de los devanados de los transformadores, a través de la determinación de la relación de transformación que hay entre el devanado primario y secundario. El instrumento de medición principal para este tipo de prueba es el TTR.

En esta práctica se determinará la relación de transformación con un procedimiento alternativo a la norma mencionada, utilizando instrumentos de fácil acceso, entre ellos una fuente de voltaje alterno, amperímetros y multímetros. Con ellos se medirá la relación de corrientes y relación de voltajes de los devanados primario y secundario de un transformador de prueba. Posterior a ello, se analizarán los datos obtenidos y se compararán con los proporcionados en la placa de datos del transformador de prueba para concluir acerca del estado de sus devanados.

2. OBJETIVOS

- Determinar la relación de voltajes entre el devanado primario y secundario de un transformador.
- Determinar la relación de corrientes entre el devanado primario y secundario de un transformador.
- Verificar el estado de los devanados de un transformador a través de los datos de relación de transformación.

3. MATERIAL Y EQUIPO

- Un transformador de distribución monofásico del tipo poste, con potencia nominal dentro de un rango de 5 y 25 kVA. Es necesario que su aislamiento esté en buenas condiciones y que tenga aceite dieléctrico. No es necesario que esté en su estado óptimo. Como alternativa, se puede utilizar un simulador de transformador que permita potencias de 1 a 25 kVA.
- Tres multímetros con capacidad para medir voltaje alterno de 500V y, como mínimo, corriente alterna de 1 A.

Continuación del apéndice 2.

- Cables de conexión para los multímetros y la fuente de voltaje.
- Equipo de protección: casco, botas industriales, guantes aislantes.
- Esta práctica impresa.

4. PROCEDIMIENTO

Fase de preparación:

1. Verificar que el transformador o simulador está desenergizado, desconectándolo de cualquier fuente de energía o carga.

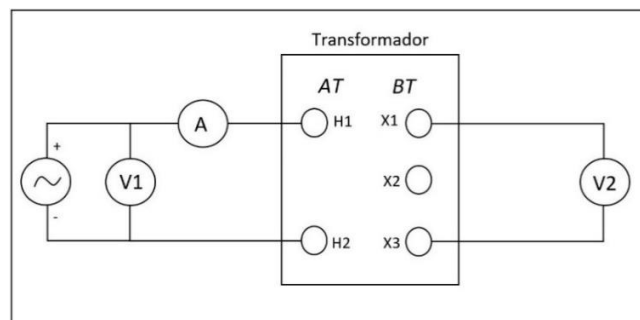
Fase de desarrollo:

2. Proceder con la medición de voltajes de los devanados primario y secundario. El diagrama de conexión se muestra en la figura 3.1.
 - a. Conectar la fuente de voltaje en paralelo con el devanado primario o de alta tensión del transformador.
 - b. Conectar un multímetro (V_1), ajustado para medición de voltaje alterno, en paralelo con el devanado de alta tensión del transformador.
 - c. Conectar un multímetro (I_1), ajustado para medición de corriente alterna, en serie con el devanado de alta tensión.
 - d. Conectar un multímetro (V_2), ajustado para medición de voltaje alterno, en paralelo con el devanado de baja tensión.
 - e. Encender los multímetros.
 - f. Encender la fuente de voltaje y ajustarla a un valor de 120 V AC.
 - g. Anotar los voltajes y corrientes registrados por los multímetros.

V_1 : _____ V_2 : _____ I_1 : _____ I_2 : _____

- h. Apagar la fuente de voltaje y desconectar el multímetro del devanado secundario.

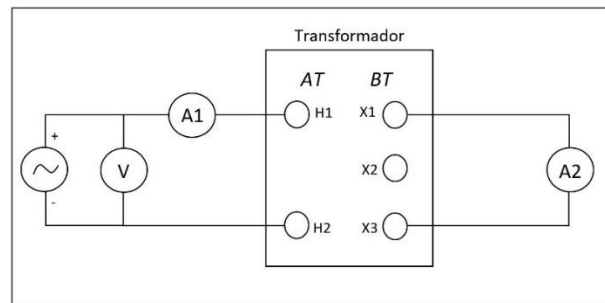
Figura 3.1 Conexión para medición de voltajes



Continuación del apéndice 2.

3. Proceder con la medición de corrientes de los devanados primario y secundario. El diagrama de conexión se muestra en la figura 2.2.
 - a. Las conexiones en el devanado de alta tensión permanecen iguales a las del procedimiento anterior.
 - b. Conectar un multímetro (I_2), ajustado para medición de corriente alterna, cortocircuitando al devanado secundario o de baja tensión.
 - c. Encender los multímetros.
 - d. Encender la fuente de voltaje y ajustar su magnitud de manera que el amperímetro del devanado primario registre un valor de corriente equivalente a su valor nominal.
 - e. Anote los valores de voltajes y corrientes registrados por los multímetros.
 V_1 : _____ V_2 : _____ I_1 : _____ I_2 : _____
 - f. Apague la fuente de voltaje y desconecte los equipos de medición.

Figura 3.2 Conexión para la medición de corrientes.



5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

A partir de la información obtenida, se puede determinar la relación de transformación mediante las siguientes ecuaciones A Y B.

- A. *Relación con voltajes* = V_1/V_2
- B. *Relación con corrientes* = I_2/I_1

Realice lo que se pide a continuación y responda a los cuestionamientos.

1. Use la ecuación $R = V_1/V_2$ para determinar la relación de transformación del transformador de prueba.

Continuación del apéndice 2.

2. ¿Cuál es el valor de la relación de transformación según los datos de los voltajes?

R_{voltajes} : _____

3. Use la ecuación $R = I_2/I_1$ para determinar la relación de transformación del transformador de prueba.
4. ¿Cuál es el valor de la relación de transformación según los datos de las corrientes?

$R_{\text{corrientes}}$: _____

5. ¿Los valores de relación de transformación según los voltajes y las corrientes son aproximadamente iguales? _____.

6. Si estos valores difieren mucho ¿Qué conclusión podría dar de la prueba?


7. ¿El promedio de ambos valores de relación de transformación es parecido al valor que establece la placa de datos?: _____.

8. ¿Qué puede concluir sobre el estado de los devanados del transformador con respecto a la diferencia entre resultado de la medición y el valor que establece la placa de datos?

6. CONCLUSIONES

El alumno definirá tres conclusiones basadas en los objetivos de la práctica.

Continuación del apéndice 2.

	Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica Laboratorio de Conversión de Energía Electromecánica II
Práctica no. 4	Pruebas físicas del aceite de transformadores

1. INTRODUCCIÓN

El aceite dieléctrico que se utiliza en los transformadores, tanto de potencia como de distribución, cumple el papel de aislamiento y refrigerante. Debido a esto, se considera uno de los elementos más importantes en un transformador y, por ende, debe someterse frecuentemente a diversas pruebas físicas que contribuyan a verificar su estado. En esta práctica se realizarán tres pruebas físicas: prueba de aspecto visual, prueba de color ASTM y la prueba de densidad relativa del aceite. Cabe mencionar que estas son parte de las actividades de mantenimiento predictivo que se realiza para transformadores eléctricos de potencia.

Con la prueba de aspecto visual se pretende observar la presencia de sedimentos del aceite. Con la prueba de color ASTM se busca verificar el estado del aceite en base a la tonalidad en el color que presenta. Finalmente, la prueba de densidad relativa del aceite servirá para determinar si el aceite es de base nafténica o parafínica en base a la norma ASTM D 1298.

Cabe mencionar que para la prueba de color ASTM se utilizará un procedimiento alternativo, cuyo fin es únicamente demostrar al estudiante la importancia de la prueba. Para mediciones más precisas y de escala industrial, se debe emplear la norma ASTM D 1500, que obliga el empleo de un colorímetro.

2. OBJETIVOS

- Aplicar la prueba de aspecto visual para determinar el estado del aceite dieléctrico de un transformador.
- Determinar el estado de un aceite dieléctrico a través de la prueba de color ASTM.
- Determinar la clase de aceite dieléctrico que se está analizando a través de la prueba de densidad relativa.

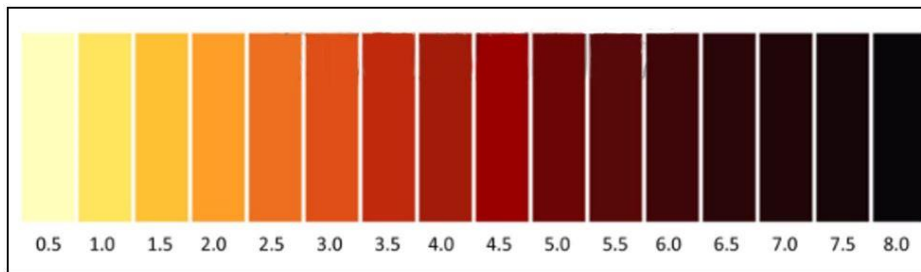
3. MATERIAL Y EQUIPO

- 1 litro de aceite dieléctrico en cualquier estado (nuevo o usado). No es necesario que esté en sus óptimas condiciones, puede ser aceite viejo y fuera de operación.

Continuación del apéndice 2.

- Una lámpara cuya fuente de luz tenga una temperatura de color neutra.
- Guantes de látex.
- Para la prueba de aspecto visual:
 - Un tubo de ensayo.
- Para la prueba de color ASTM:
 - Contenedor cilíndrico con fondo plano y una altura entre 11.5 y 12.5 cm. Con un espesor máximo de 1.6 mm. Puede utilizarse un tubo de ensayo con características similares y que tenga una capacidad máxima de 125 mL.
 - Escala de color ASTM. Pueden adquirirse los filtros según la norma ASTM D 1500. Alternativamente puede realizarse una impresión de alta calidad de la escala de color que se muestra en la figura 4.1
- Para la prueba de densidad relativa del aceite:
 - Un densímetro de vidrio graduado en unidades de densidad o densidad relativa.
 - Un termómetro con un rango de medición mínima de -1 a 38°C, con un intervalo de graduación de 0.1 °C.
 - Una probeta limpia, cuyo tamaño permita que el densímetro flote al menos a 25 mm del fondo. También debe tener un diámetro interno de 25 mm más que el diámetro externo del densímetro. Se recomienda una probeta de 250 mL.
 - Una varilla de agitación.
 - Un cuaderno de apuntes.

Figura 4.1 Escala de color ASTM



4. PROCEDIMIENTO

4.1 Prueba de aspecto visual.

1. Todo procedimiento debe realizarse con guantes de látex.
2. Limpiar el equipo que se utilizará para las mediciones.
3. Procedimiento para la prueba de aspecto visual:

Continuación del apéndice 2.

- a. Verter aceite en el tubo de ensayo.
- b. Colocar el tubo de ensayo a trasluz con la lámpara. El aceite debe permanecer en reposo.
- c. Observar y anotar si hay presencia de sedimentos o sólidos en suspensión, así como la tonalidad que presenta el aceite.

Presencia de sedimentos: _____

4.2 Prueba de color ASTM.

1. Verter aceite en el contenedor hasta una profundidad de 50 mm.
2. Inspeccionar a trasluz (utilizando la lámpara), observando la tonalidad del color del aceite y comparándolo con la escala ASTM.
3. Señalar y apuntar el número perteneciente al color que más se asemeja al color del aceite. El resultado debe ser antecedido por la palabra "Color ASTM".

Color ASTM # _____

4.3 Prueba de densidad relativa.

1. Verter aceite en la probeta cuidadosamente, evitando que se formen burbujas de aire.
2. En caso de que se hayan formado burbujas, extraer el aceite y volver a verterlo hasta que quede la mínima cantidad de estas. Otra alternativa puede ser la eliminación de burbujas por medio de papel filtro.
3. Agitar el aceite con varilla de agitación para lograr una temperatura y densidad uniforme.
4. Introducir el termómetro y registrar la temperatura inicial de la prueba.
5. Extraer el termómetro y la varilla de agitación.
6. Introducir el densímetro de manera que flote en posición de equilibrio y sin topar con las paredes de la probeta. Esperar hasta que esté en posición de equilibrio para realizar la lectura.
7. Registrar la lectura colocando la vista debajo del nivel del líquido, el punto extremo del menisco es el que se debe tomar en cuenta para la medición.
8. Extraer el densímetro y volver a colocar el termómetro. Si la temperatura descendió más de 0.5°C, volver a realizar la medición.

Densidad relativa del aceite de prueba: _____

Continuación apéndice 2.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la práctica se realizaron tres pruebas físicas para determinar el estado del aceite dieléctrico. La prueba de aspecto visual, que fue la primera en aplicarse, es útil para tener una primera impresión del estado en el que podría encontrarse un aceite. A partir de la teoría brindada en la sección 2.2.3.1 y la práctica realizada, responda a los siguientes cuestionamientos.

1. ¿Hay presencia de sedimentos en la muestra de aceite? _____
2. ¿Hay partículas en suspensión en la muestra de aceite? _____
3. ¿El aceite presenta un color transparente y brillante? _____
4. ¿Qué puede concluir sobre el estado del aceite a través de los tres parámetros anteriores?

La segunda actividad realizada fue la prueba de color ASTM, la cual permite estudiar el estado del aceite de muestra con más precisión a través de la cuantificación de la tonalidad de color. A partir de la teoría brindada en la sección 2.2.3.2 y la práctica realizada, responda a los siguientes cuestionamientos.

5. ¿Qué grado de contaminación presenta el aceite de prueba según la escala de color ASTM? ¿El aceite está en condiciones de operación?
6. Suponga que en una medición anterior se obtuvo un resultado de 3 puntos abajo del resultado actual. ¿Qué conclusión daría sobre el caso?

La tercera actividad realizada fue la prueba de densidad relativa, la cual permite determinar la composición del aceite de prueba. Esta información es útil para determinar la naturaleza del aceite y, por ende, el uso que se le puede dar. También se utiliza para realizar correcciones en pruebas de tensión interfacial. A partir de la teoría brindada en la sección 2.2.3.3, responda los siguientes cuestionamientos.

7. ¿Cuál es la densidad relativa de la muestra de aceite? _____

Continuación del apéndice 2.

8. Según el valor de la densidad relativa ¿El aceite de prueba es de base nafténica o base parafínica? _____.

9. ¿Por qué es importante conocer la composición del aceite?


10. ¿En qué casos se utiliza el aceite de base nafténica?

11. ¿En qué casos se utiliza el aceite de base parafínica?

6. CONCLUSIONES

El alumno definirá tres conclusiones basadas en los objetivos de la práctica.

Continuación del apéndice 2.

	Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica Laboratorio de Conversión de Energía Electromecánica II
Práctica no. 5	Prueba de tensión de ruptura

1. INTRODUCCIÓN
<p>La prueba de tensión de ruptura es una actividad de mantenimiento predictivo. Se aplica para determinar la magnitud de voltaje a la cual el aceite empieza a conducir electricidad. Es importante conocer este parámetro debido a que el aceite cumple el papel de aislante dentro de un transformador y si llegara a perder sus propiedades dieléctricas podría ocasionar una falla total del transformador.</p> <p>En esta práctica se determinará la tensión de ruptura dieléctrica de una muestra de aceite de transformador en base a la norma ASTM D 877, la cual indica el uso de electrodos en forma de discos y un chispómetro o ensayador de aceites para realizar la prueba. Luego se recopilarán y analizarán los resultados para determinar si el aceite es aceptable para entrar en operación.</p>
2. OBJETIVOS
<ul style="list-style-type: none">• Determinar la tensión de ruptura dieléctrica de una muestra de aceite de transformador.• Detectar la presencia de humedad en una muestra de aceite.• Determinar si la muestra de aceite es aceptable para entrar en operación en base a su valor de tensión de ruptura.
3. MATERIAL Y EQUIPO
<ul style="list-style-type: none">• 1 litro de aceite dieléctrico en cualquier estado (nuevo o usado). No es necesario que esté en sus óptimas condiciones, puede ser aceite viejo y fuera de operación.• Ensayador de aceites o chispómetro con tensión de ensayo de hasta 60 kV con capacidad para llevar a cabo los procedimientos de la norma ASTM D 877 y con su respectivo vaso de pruebas.• Electrodos de bronce pulido en forma de disco con 25.44 mm de diámetro y espesor de al menos 3.18 mm. Generalmente viene con el vaso de pruebas. Estos electrodos son específicamente de la norma ASTM D 877.• Equipo de protección: guantes aislantes, botas industriales y casco de protección.• Papel mayordomo para el manejo de derrames.• Regla con escala milimétrica.

Continuación del apéndice 2.

4. PROCEDIMIENTO

1. Montar los electrodos en el vaso de pruebas, verificando que estos queden enfrentados paralelamente con una separación exacta de 2.54 mm.
2. Realizar una limpieza previa a los electrodos y al vaso de pruebas con papel mayordomo.
3. Verter el aceite de prueba en el vaso de pruebas hasta cubrir los electrodos completamente, dejando un margen considerable de profundidad por encima de ellos. Evitar que el aceite quede al ras del borde del recipiente para evitar derrames.
4. Tapar el vaso de pruebas y montarlo en el ensayador de aceites.
5. Conectar el ensayador de aceite a un tomacorriente aterrizado y con el voltaje apropiado para el equipo.
6. Encender el ensayador de aceite y ajustar sus configuraciones para la ejecución de la norma ASTM D 877. Después de 3 minutos de haber montado el vaso, iniciar la prueba de tensión de ruptura.
7. Si el equipo no permite el ajuste automático, se debe realizar la medición manualmente como se indica a continuación:
8. Ajustar la frecuencia del voltaje de prueba a 60 Hz.
9. Iniciar la prueba, iniciando con un voltaje de 0 kV y aumentándolo a una velocidad de 3 kV/s hasta que se dé la ruptura del aceite.
10. Al momento de darse la ruptura se debe detener la prueba lo más rápido posible.
11. Registrar el valor de tensión de ruptura.
12. Repetir el procedimiento 5 veces, esperando 1 minuto después de la última tensión de ruptura para dar inicio a la siguiente prueba.
13. Apagar y desconectar el ensayador de aceites.
14. Retirar el aceite del vaso de pruebas y desmontar los electrodos.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la práctica se obtuvieron 5 resultados de tensión de ruptura dieléctrica de una muestra de aceite. El primer paso para su análisis es determinar si dichos resultados son válidos. Según la norma ASTM D 877, el rango de variación entre los 5 datos obtenidos no debe ser mayor al 92% de la media. Si al recopilar 10 resultados se obtiene un rango por arriba de 151% se debe investigar el problema. Para determinar la validez de los resultados responda a los siguientes cuestionamientos:

1. ¿Cuál es el valor más bajo de los resultados obtenidos en la prueba? _____
2. ¿Cuál es el valor más alto? _____
3. ¿Cuál es el rango de variación entre el valor más bajo y el valor más alto? (El rango de variaciones la diferencia entre el valor más alto y más bajo): _____
4. ¿Cuál es el valor medio en kV de los 5 resultados obtenidos en la prueba? (El valor medio es la suma de los resultados dividido la cantidad de estos). _____

Continuación del apéndice 2.

5. ¿El rango de variación es mayor al 92% de la media? _____
6. Según los datos anteriores ¿Los resultados obtenidos en la prueba son válidos?

Una vez validados los datos, se debe establecer si el aceite analizado pasa la prueba. Para ello la norma ASTM D 877 establece que un valor de voltaje de ruptura por encima de 30 kV es aceptable, mientras que un valor entre 25 y 30 kV se considera como dudoso. Por debajo de ello el aceite sería inaceptable. Responda a los siguientes cuestionamientos para concluir sobre el tema.

1. ¿El valor medio de los resultados obtenidos en la prueba está por encima de 30 kV?

2. En base a la respuesta de la pregunta anterior, ¿el aceite está en condiciones para entrar en servicio? _____
3. En base a los datos del fabricante del aceite (si se tienen) ¿el aceite está en condiciones óptimas? _____

Una de las razones por las que una muestra de aceite puede fallar la prueba, es debido a la presencia de humedad. Esto se debe a que una pequeña cantidad puede provocar la degradación de las propiedades del aceite, provocando que su resistencia al paso de corriente disminuya. Como último paso, queda determinar si hay presencia de humedad en base a los resultados de la prueba de tensión de ruptura. Para ello responda las siguientes preguntas.

1. En base a los resultados obtenidos en la prueba de tensión de ruptura ¿Se puede decir que el aceite de prueba contiene humedad? _____
2. ¿Qué otros factores pueden alterar la resistencia dieléctrica y otras propiedades del aceite?

6. CONCLUSIONES

El alumno definirá tres conclusiones basadas en los objetivos de la práctica.

Fuente: elaboración propia.

ANEXOS

Anexo 1. Hoja de cotización de transformador eléctrico tipo poste

N.I.T. 8920645-2

Nombre SERGIO HERRERA

Dirección zona GUATEMALA GUATEMALA

Comentario (Obra)



Fecha: 23/05/17
 Hora: 09:09:41
 Página: 1

Proforma No. 1630109
 Guatemala, 23/05/17

Forma de Pago: EF EFECTIVO

Codigo	Cantidad	Catalogo	Descripcion	Precio Unitario	Totales
TRF53	1		TRANSF. 15KVA 13200/7620V 120/240V CSP 'COOPER'	8044.4600	8044.46

Entrega Valor Total en Quetzales Q.

Vigencia 0 días 8,044.46

LOS PRECIOS YA INCLUYEN I.V.A.
 PRECIOS SUJETOS A CAMBIO SIN PREVIO AVISO
 MATERIAL SUJETO A PREVIA VENTA

SI PAGA CON CHEQUE EMITIR A NOMBRE DE:
 CELASA, INGENIERIA Y EQUIPOS, S.A.

F) _____
 Vendedor TLM07 Tp: 12G
 BRYAN MORALES

Fuente: Celasa. Consulta: 23 de mayo de 2017.

Anexo 2. Información del precio de un megóhmetro



Sale!! Digital 5000V Multi-range
 Insulation Resistance Tester
 Megohmmeter DY5106A

\$119.99

Fuente: www.ebay.com. Consulta: 26 de mayo de 2017.

Anexo 3. Hoja de cotización de un multímetro

Multímetro auto rango RMS (valor real) de alta precisión con interfaz USB



Q 680.00

Escala	Cant	Precio por unidad
Mayoreo	2	Q 580.00

Modelo: MUL-630

Fuente: Steren. www.steren.com.gt. Consulta: 26 de mayo de 2017.

Anexo 4. Cotización de lámpara de luz led con memoria



TaoTronics Metal LED Desk Lamp TT-DL16 (5 Color Temperatures x 6 Brightness Levels, Memory / Favorite Function, 60-Minute Timer, Night Mode, with 5V/2A Output USB Port - Black)

Price: **\$59.99**

- New and True for Years: Durable full metal body and multi-angle adjustable head and arm
- More Colors, More Light: 5 color modes and 6 brightness levels up to 1200 lux
- Easy on Your Eyes: Light guide panel transmits light sideways for glare-free illumination
- Multiple Functions: Memory function, 60-minute timer, night light, and a 5V/2A iSmart USB port
- Your Favorite Light: Press a single button to set and activate your favorite color / brightness setting

Fuente: Taotronics. www.taotronics.com. Consulta: 26 de mayo de 2017.

Anexo 5. Información del precio de un ensayador de aceites



Hipotronics OC60A Portable Oil Dielectric Tester 60kV - 3 Test Cells Included

\$2,195.00

Condition	Used i
Seller Notes	"Pulled from a working environment, powers on and responds"
Quantity	1 available
Brand	Hipotronics
MPN	OC60A
Item Number	162419055580
Category	Other Test & Measurement in Business & Industrial

Item Description

Hipotronics OC60A Portable Oil Dielectric Tester 60kV. The safe and easy operation has made Hipotronics OC series the industry standard for decades. Hipotronics OC60D-A Oil Dielectric Tester. 3 Test Cells included .

Fuente: Ebay. www.ebay.com. Consulta: 25 de mayo de 2017.

Anexo 6. Hoja de cotización de variedad de instrumentos

Química Técnica

10a. Calle "A" 22-92, Zona 11 Residenciales San Jorge
 PBX: Fax: 2473-7367, 2473-8240, 2474-5966
 E-mail: quimicatecnica1@gmail.com
 Pat. de Comercio 127779-36-105
 NIT: 599545-K
 Guatemala, C.A.

PROFORMA
Nº 005605

Mencionar este número para cualquier referencia

FECHA

DIA	MES	AÑO
24	05	17

ESTIMADOS SEÑORES:	SERGIO HAROLDO HERRERA BRAN
DIRECCION:	GUATEMALA
TELEFAX:	41945130

ARTICULO	DESCRIPCION	ENVASE	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
332	Probeta de vidrio graduada 100ml	Unid.	01	Q.136.90	Q.136.90
333	Probeta vidrio graduada 250ml.	"	01	Q.244.00	Q.244.00
11-12	Densimetro de vidrio puede elegir entre gravedad es- pecifica 0.400-0.600, 0.600a0.800 , 0.800-1.000, 1.000-1.200, 1.200-1.400, 1.400-1.600, 1.600- 1.800, Grados Baume 0-30%, 0-50%, 0-70% Salinometro 0-100%, Sacarimetros amplia gama	Unid.	01	Q.448,00	Q.448.00
86610	Termometro de vidrio con mercurio -30a50C	Unid.	01	Q.339.00	Q.339.00
1764	Termometro de mercurio -10a110C	Unid.	01	Q.167.00	Q.167.00
L443	Varilla de agitacion de vidrio	Unid.			
-C	200mm	"	01	Q. 42.00	Q. 42.00
D	250mm	"	01	Q. 44.00	Q. 44.00
E	300mm	"	01	Q. 48.00	Q. 48.00

shhb1094@gmail.com

EN LETRAS no se totaliza por existir alternativas

TOTAL

Observaciones: despacho inmediato en plaza

Vo.Bo.

Condiciones de pago: contado

Gerencia de Ventas

Vendedor: LORENA DIAZ

Química Técnica

Provedora de Equipo y Cristalería p/Laboratorio
 Reactivos, Medios de Cultivo, Materia Prima
 Seguridad Industrial.

Fuente: Provedora Química Técnica. Consulta: 25 de mayo de 2017.

Anexo 7. Hoja de cotización para aceite dieléctrico



dismme 302-17

Guatemala, 25 de mayo de 2017.

Señor
Sergio Herrera
USAC

Estimado Sr. Herrera:

Por este medio presentamos cotización por suministro de aceite dieléctrico para transformadores.

Condiciones Generales

Cantidad	Descripción	Unidad	Total Incluye IVA
1	Galón de aceite Univolt N61B	Q 150.00	Q 150.00
1	Tonel de aceite Univolt N61B, contiene 55 galones	Q 7,425.00	Q 7,425.00

Forma de pago: Contra entrega
Tiempo de entrega: 2 o 3 días después de recibida la orden de compra.
Validez de la oferta: 30 días, mientras duren existencias

Nuestra oferta incluye:

- Entrega dentro del perímetro de la ciudad capital.

Agradecemos su amable atención y quedamos a la espera de sus comentarios.

Atentamente,

Ing. Mario Rene Cáceres Duarte
Presupuestos y Soporte

Fuente: Proveedor Dismme. Consulta: 25 de mayo de 2017.

Anexo 8. Contenido del programa del curso de conversión de energía electromecánica 2

<p>CONTENIDO DEL CURSO</p> <p>UNIDAD No. 1: INTRODUCCIÓN A LOS TRANSFORMADORES</p> <ol style="list-style-type: none">1 Introducción2 Tipos y construcción de transformadores3 Tipos según utilización de los transformadores. <p>UNIDAD NO 2: ANALISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR</p> <ol style="list-style-type: none">1 Transformador Ideal2 Transformador Real.3 Circuito Equivalente del Transformador4 Diagrama Vectorial del Transformador5 Regulación de Voltaje del Transformador6 Eficiencia del Transformador7 Valores por unidad para un transformador <p>UNIDAD NO 3: GRUPOS DE CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES</p> <ol style="list-style-type: none">1 Conexión Estrella – Estrella2 Conexión Estrella – Delta3 Conexión Delta – Estrella4 Conexión Delta – Delta5 Conexiones de Finalizada Especial6 Grupos Trifásicos de Transformadores <p>UNIDAD NO. 4: AUTOTRANSFORMADOR</p> <ol style="list-style-type: none">1 Introducción2 Aspecto constructivo3 Ventajas y Desventajas de un Autotransformador4 Cálculos asociados a un transformador <p>UNIDAD NO. 5: PROYECTO DE INSTALACIÓN, PUESTA EN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UN TRANSFORMADOR</p> <ol style="list-style-type: none">1 Accesorios2 Esquemas de Protección3 Protocolos de Pruebas en un Transformador4 Puesta en Operación de un Transformador5 Mantenimiento predictivo6 Mantenimiento preventivo7 Mantenimiento correctivo8 El transformador como parte de un sistema de potencia
<p>BIBLIOGRAFIA:</p> <p>Gourishankar, V. Conversión de energía electromecánica. Editorial Alfaomega. México, 1990. 638pp.</p> <p>Fitzgerald A. E., Kinsley y Umans. 5ta edición. Máquinas Eléctricas. México, 1999. 670pp.</p> <p>Chapman, Stephen J. 2da edición. Máquinas Eléctricas. Colombia, 1998. 740pp.</p> <p>Grainger y Stevenson. Analisis de Sistemas de Potencia. 1ra Edición. México: McGraw Hill, 1996. 739pp</p> <p>Valenzuela, Julio Cesar. Estudio y Aplicación de los Grupos de Conexión de Transformadores Eléctricos de Potencia. Tesis, Facultad de Ingeniería USAC, 1992, 100pp. T621.314 V161</p> <p>Gómez Expósito y otros. Analisis y operación de sistemas de energía eléctrica. 1ra edición. España: McGraw-Hill, 2002. 769pp</p> <p>Manuales de Fabricante.</p>

Fuente: Facultad de ingeniería. Universidad de San Carlos de Guatemala. Consulta: 25 de mayo de 2017.