



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MÉRIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ELABORACIÓN DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA
LA RECUPERACIÓN DE TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN TIPO CONVENCIONAL DE POSTE PARA LA
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE VENEZUELA (CORPOELEC)
DEL ESTADO MÉRIDA.

Br. Alexander Francisco Quintero López.

Mérida, Noviembre, 2018.



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MÉRIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ELABORACIÓN DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA
LA RECUPERACIÓN DE TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN TIPO CONVENCIONAL DE POSTE PARA LA
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE VENEZUELA (CORPOELEC)
DEL ESTADO MÉRIDA.

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero
Electricista

Br. Alexander Francisco Quintero López.
Tutor: Prof. Ricardo I. Stephens L.
Asesor: Ing. Eduardo Contreras

Mérida, Noviembre, 2018.

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ELABORACIÓN DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA LA
RECUPERACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN
TIPO CONVENCIONAL DE POSTE PARA LA CORPORACIÓN
ELÉCTRICA DE VENEZUELA (CORPOELEC) DEL ESTADO
MÉRIDA.**

Br. Alexander Francisco Quintero López.

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

Prof. Carlos Navas

Prof. Nelson Ballester

Prof. Ricardo Stephens

DEDICATORIA

A DIOS primeramente por haberme dado el regalo de la vida, permitirme llegar hasta este punto tan importante en mi formación profesional y haberme dado principalmente salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mis padres ILMAR QUINTERO y CARMEN LOPEZ, porque son el pilar fundamental de mi vida, por haberme apoyado en todo momento, quienes han sido ejemplo de lucha y superación, y me dieron la formación para ser la persona que soy ahora, formándome con valores, a respetar y sobre todo a apreciar todo lo que Dios nos da, más que una dedicatoria, este logro es de ustedes. ¡LOS AMO!

A mis hermanos mayores, ILMARY NATHALY, ILMER ALEJANDRO, que siempre han estado junto a mí brindándome su apoyo, inspirándome a cumplir con esta gran meta. ¡LOS ADORO!

A mis hermanos menores, ANDERSON SIMON, IDAILY ALMARY, y a mi sobrina CARLOTTA. Este logro se los dedico a ustedes para que vean en mí un ejemplo a seguir. ¡DIOS LOS BENDIGA!

A mi FAMILIA en general, aquellos que a pesar de la distancian han estado pendiente de mí, brindándome su apoyo, compartiendo conmigo buenos y malos momentos.

Alexander Quintero.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, a DIOS y a la VIRGEN SANTÍSIMA, por acompañarme en todo momento a lo largo de mi vida, por dame la fortaleza y la fe que necesitaba para seguir adelante.

A mis PADRES, por brindarme su apoyo incondicional, por estar presente en todo momento, por la confianza brindada, que sin duda alguna han demostrado su amor corrigiendo mis faltas y celebrando mis triunfos.

A mis HERMANOS, que con sus consejos me han ayudado a afrontar retos que se han presentado en mi vida, por ser ante todo mis amigos, con los cuales he pasado momentos inolvidables, ustedes son una parte importante en vida.

A ANGELY DORANTE, por estar presente en los momentos agradables y difíciles, por apoyarme en todo momento durante estos últimos años de mi carrera. Gracias por estar allí cuando lo necesité.

A mis compañeros de carrera, por ser unos grandes amigos y con los cuales compartí momentos de alegrías, tristezas y frustraciones, apoyándonos mutuamente para seguir adelante con nuestra meta.

A mi tutor académico, el profesor RICARDO STEPHENS por haberme brindado su tutoría, impartíendome su conocimiento y apoyo cuando lo necesite.

A la ilustre UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, por permitirme formarme profesionalmente en ella, me siento orgulloso de haber sido parte de tan prestigiosa Universidad. A sí mismo, a

todos y cada uno del personal de la ESCUELA DE ELÉCTRICA, porque gracias a su arduo trabajo contamos con tan buena Escuela.

A CORPOELEC por aceptarme como tesista y a los Ingenieros y Técnicos que hicieron posible que mi trabajo se llevara a cabo, brindándome sus conocimientos.

Y a todas esas personas que contribuyeron a que esta meta se materializara.

¡Muchas Gracias!

www.bdigital.ula.ve

Br. Alexander Francisco Quintero López. Elaboración del manual de procedimientos para la recuperación de Transformadores de Distribución tipo convencional de poste para la Corporación Eléctrica de Venezuela (CORPOELEC) del estado Mérida. Universidad de Los Andes. Tutor: Prof. Ricardo Isaac Stephens Labrador. Noviembre 2018.

RESUMEN

En el siguiente trabajo se elabora una investigación exhaustiva sobre el funcionamiento de los transformadores de distribución convencionales, tipo poste, sumergidos en aceite, así como también las fallas presentadas en los mismos y su pronta recuperación para ponerlos en servicio nuevamente. Con el fin de elaborar un manual de procedimientos detallado, se explica de forma concisa, cómo elaborar cada una de las pruebas, cómo leer los resultados obtenidos en las pruebas, cómo comparar los resultados para detectar fallas en los transformadores, para posteriormente informar a la unidad correspondiente, sobre los equipos necesarios para elaborar estas pruebas, junto con un bosquejo de cómo debe estar compuesto el taller de reparación. Este manual es de suma importancia para la Corporación Eléctrica Nacional S.A (CORPOELEC), debido a que esta empresa dispone de un solo taller que se encarga de reparar los transformadores fuera de servicio que poseen en la empresa. Dicho taller se encuentra en el occidente del país, y es logísticamente complicado en la actualidad enviar cada transformador a reparar a este sector. Finalmente, el enfoque del siguiente trabajo se basa en un taller de reparación de transformadores en la región los andes para la Corporación Eléctrica Nacional S.A (CORPOELEC).

Descriptor: Manual de procedimientos, Reparación de transformadores, Transformadores de distribución, Fallas en transformadores, Medición de transformadores.

ÍNDICE GENERAL

APROBACIÓN.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
RESUMEN.....	vii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO	pp.
1. EI PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	4
1.3 OBJETIVOS.....	5
1.3.1 General.....	5
1.3.2 Específicos.....	5
1.4 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
1.5 ALCANCES.....	6
1.6 LIMITACIONES.....	6
2. MARCO TEÓRICO	7
2.1 SISTEMAS DE POTENCIA.....	7
2.2 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	8
2.2.1 Objetivos de los Sistemas de Distribución.....	8
2.2.2 Redes de Distribución aéreas.....	8
2.3 ASPECTOS DE LOS TRANSFORMADORES.....	9
2.3.1 Ley de Ampere.....	9
2.3.2 Fuerza magnetomotriz (f.m.m.).....	10
2.3.3 Dimensiones de la intensidad de campo magnético.....	10
2.3.4 Inducción magnética.....	10
2.3.5 Flujo de inducción magnética.....	11
2.3.6 Ley de la inducción electromagnética.....	11
2.3.7 Permeabilidad magnética.....	12
2.4 LEYES ELÉCTRICAS FUNDAMENTALES.....	13
2.4.1 Fuerza electromotriz inducida.....	13

2.4.2	Fuerza sobre un conductor que transporta corriente.....	13
2.4.3	Circuitos magnéticos.....	13
2.4.4	Circuitos magnéticos en corrientes alterna:	14
2.4.5	Pérdidas por corrientes parásitas (pérdidas de Foucault).....	14
2.4.6	Pérdidas por histéresis.....	15
2.5	PARTES DE LOS TRANSFORMADORES.....	16
2.5.1	Núcleo.....	16
2.5.2	Devanados.....	18
2.5.3	Enfriamiento.....	18
2.5.4	Aceite.....	19
2.5.5	Aislamiento.....	20
2.5.6	Tanque o Cuba.....	22
2.5.7	Bornes.....	22
2.5.8	Taps de regulación.....	23
2.5.9	Válvula de alivio de presión.	24
2.5.10	Conector a tierra.....	24
2.5.11	Placa de características.....	24
2.6	TIPOS DE TRANSFORMADORES.....	24
2.6.1	Tipo convencional de poste.....	24
2.6.2	Transformador autoprotegido.....	25
2.6.3	Transformador autoprotegido trifásicos.....	26
2.6.4	Transformadores de distribución del “tipo estación”.....	27
2.7	FALLAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	27
2.7.1	Térmicas.....	27
2.7.2	Arco Eléctrico.....	27
2.7.3	Descargas Parciales.....	28
2.7.4	Especificaciones Técnicas.....	28
2.7.5	Defectos de Fabricación.....	28
2.7.6	Defectos de Operación.....	29
2.7.7	Sobrecarga.....	29
2.7.8	Sobretensiones de origen atmosférico.....	29
2.7.9	Cortocircuito externo.....	30
2.7.10	Conexión errada en baja tensión.....	30
2.7.11	Defecto de operación.....	30
2.7.12	Humedad.....	30
2.7.13	Saturación magnética.....	30
2.7.14	Defecto de fabricación.....	31
2.8	PRUEBAS A TRANSFORMADORES.....	31
2.8.1	Verificación de todos los componentes internos y externos.....	31

2.8.2	Resistencia de los devanados.....	32
2.8.3	Relación de transformación.....	32
2.8.4	Ensayo de cortocircuito.....	33
2.8.5	Tensión inducida.....	33
2.8.6	Tensión aplicada.....	34
2.8.7	Prueba de aislamiento.....	34
2.8.8	Prueba de polaridad.....	35
2.8.9	Prueba de tensión de impulso.....	35
2.8.10	Análisis del aceite.....	37
2.9	MÁQUINAS Y EQUIPOS.....	37
2.9.1	Voltímetro.....	37
2.9.2	Amperímetro.....	38
2.9.3	Vatímetro.....	38
2.9.4	Frecuencímetro.....	38
2.9.5	TTR.....	39
2.9.6	Medidor de aislamiento.....	39
2.9.7	Transformador de prueba.....	39
2.9.8	Regulador de tensión.....	39
2.9.9	Transformador de corriente.....	40
2.9.10	Transformador de potencial.....	40
2.9.11	Generador de corriente alterna.....	40
2.9.12	Generador de impulsos.....	40
2.9.13	Transformador elevador.....	41
2.9.14	Rectificador de tensión.....	41
2.9.15	Explosor.....	41
2.9.16	Osciloscopio.....	41
2.10	ÁREAS DE TRABAJO.....	41
3.	METODOLOGÍA PARA PRUEBA EN TRANSFORMADORES.....	43
3.1	INSPECCIÓN VISUAL.....	43
3.1.1	Externo.....	43
3.1.2	Internos.....	43
3.2	RESISTENCIA ÓHMICA DE LOS DEVANADOS.....	44
3.2.1	Método de caída de potencial.....	44
3.2.2	Método de los puentes.....	45
3.3	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.....	47
3.4	POLARIDAD.....	49
3.5	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.....	51
3.6	ENSAYO DE PÉRDIDAS EN VACÍO.....	52
3.7	ENSAYO DE PÉRDIDAS EN CORTOCIRCUITO.....	54

3.8 PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO.....	56
3.9 PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO.....	58
3.10 PRUEBA DE IMPULSO.....	60
3.11 PRUEBA DE ACEITE.....	63
3.11.1 Prueba de resistencia dieléctrica.....	63
3.11.2 Prueba de humedad.....	63
3.11.3 Prueba de presencia de lodos.....	64
3.12 DISPOSICIÓN DE LAS ZONAS DE TRABAJO.....	65
3.12.1 Depósito de recepción.....	65
3.12.2 Inspección visual.....	65
3.12.3 Análisis de aceite.....	66
3.12.4 Ensayos a baja tensión.....	66
3.12.5 Desmantelamiento.....	67
3.12.6 Depósito de chatarra.....	67
3.12.7 Reparaciones.....	68
3.12.8 Ensamblaje.....	70
3.12.9 Laboratorio de alta tensión.....	71
3.12.10 Depósito de salida.....	71
3.12.11 Administración y áreas comunes.....	72
4. ESTADO NOMINAL DE LOS TRANSFORMADORES Y DESARROLLO DE LAS PRUEBAS.....	74
4.1 PRUEBAS ANTES DEL MANTENIMIENTO.....	74
4.1.1 Inspección visual.....	74
4.1.2 Resistencia óhmica de los devanados.....	76
4.1.3 Resistencia de aislamiento.....	76
4.1.4 Polaridad.....	79
4.1.5 Relación de transformación.....	79
4.1.6 Pruebas del aceite.....	80
4.2 MANTENIMIENTO A TRANSFORMADOR.....	83
4.2.1 Desarme del transformador.....	83
4.3 RESULTADOS LUEGO DE MANTENIMIENTO.....	84
4.3.1 Resistencia de aislamiento.....	84
4.3.2 Ensayo en cortocircuito.....	86
4.3.3 Ensayo en vacío.....	87
4.3.4 Análisis de rigidez dieléctrica.....	88
4.4 INFORME DE RESULTADOS.....	89
CONCLUSIONES.....	90
RECOMENDACIONES.....	92
REFERENCIAS.....	93
ANEXOS.....	94

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura		pp.
2.1	Transformador tipo núcleo: disposición de láminas adyacentes (a) y (b).....	17
2.2	Transformador de distribución, del tipo poste, con capacidad para 37,5kVA.....	24
2.3	Transformador de distribución autoprotegido, del tipo poste, con capacidad 15kVA....	26
2.4	Transformador de distribución completamente autoprotegidos, del tipo poste con capacidad para 10kVA.....	26
2.5	Transformador trifásico tipo poste-estación.....	27
2.6	Gráfica de onda de un rayo.....	37
3.1	Conexión para la medición de resistencia óhmica del devanado por el método de caída de potencial.....	45
3.2	Diagrama de puente de <i>Wheatstone</i>	46
3.3	Diagrama reducido de puente de <i>Kelvin</i>	46
3.4	Conexión para medir aislamiento entre alta y baja tensión.....	49
3.5	Conexión para medir aislamiento entre baja y alta tensión más tierra.....	49
3.6	Conexión para medir aislamiento entre alta y baja tensión más tierra.....	49
3.7	Vista frontal de arrollamiento de los devanados.....	50
3.8	Vista superior de circulación de corriente por los devanados.....	50
3.9	Diagrama de conexión para determinar la polaridad.....	51
3.10	Diagrama de conexión para determinar el ensayo en vacío.....	53
3.11	Diagrama de conexión para determinar ensayo en cortocircuito.....	55
3.12	Diagrama de conexión para realizar prueba de potencial aplicado.....	57
3.13	Diagrama de conexión para realizar prueba de potencial inducido.....	60
3.14	Diagrama de conexión para realizar prueba de impulso.....	61
3.15	Diagrama de conexión para los transformadores en prueba de impulso.....	62
3.16	Diagrama de flujo de procesos.....	72
4.1	Placa de dato del transformador en estudio.....	74
4.2	<i>Bushing</i> de baja tensión anteriores del transformador en estudio.....	75
4.3	Estado de la cuba del transformador en estudio.....	75
4.4	Equipo, conexión y medición de la resistencia de aislamiento para el transformador en estudio.....	77
4.5	Disposición de los devanados del transformador en estudio.....	79
4.6	Equipo, conexión de y medición de la relación de transformación para el Transformador en estudio.....	79
4.7	Toma de la muestra de aceite del transformador en estudio.....	80
4.8	Colocación de la muestra de aceite del transformador en estudio en medidor de rigidez dieléctrica.....	81

	pp.
4.9	Elaboración de la prueba de rigidez dieléctrica al aceite del transformador en estudio.. 82
4.10	Elaboración e instrumentos para realizar prueba de presencia de lodos..... 82
4.11	Muestra de prueba de presencia de lodos..... 83
a.1	Modelo de tabla para plasmar los datos recolectados (a)..... 94
a.2	Modelo de tabla para plasmar los datos recolectados (b)..... 95
a.3	Modelo de tabla para plasmar los datos recolectados con valores de primera inspección (a).... 96
a.4	Modelo de tabla para plasmar los datos recolectados con valores de primera inspección (b).... 97
a.5	Datos recolectados con valores de primera inspección (a)..... 98
a.6	Datos recolectados con valores de primera inspección (b)..... 99
a.7	Modelo de tabla para plasmar los datos recolectados con valores de segunda inspección (a).... 100
a.8	Modelo de tabla para plasmar los datos recolectados con valores de segunda inspección (b).... 101
a.9	Datos recolectados con valores de segunda inspección (a)..... 102
a.10	Datos recolectados con valores de segunda inspección (b)..... 103
a.11	Disposición e las áreas de trabajo del taller de reparación..... 104

www.bdigital.ula.ve

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla	pp.
3.1 Escalas recomendados para usar el medidor de aislamiento.....	48
3.2 Valores recomendados para realizar prueba de potencial aplicado.....	57
3.3 Tabla para tiempo de aplicación de prueba de potencial inducido.....	59
3.4 Magnitudes de la onda de impulso según las normas IEEE y ANSI.....	62
4.1 Datos obtenidos de la prueba de resistencia óhmica de los devanados.....	76
4.2 Medición de la resistencia de aislamiento para el transformador en estudio.....	77
4.3 Valores del índice de polarización y del índice de absorción dieléctrica y su Interpretación.....	78
4.4 Valores para la relación de transformación con bobinas en serie $V_n=240V$	80
4.5 Valores para prueba de rigidez dieléctrica.....	81
4.6 Valores para resistencia de aislamiento con mantenimiento.....	85
4.7 Ensayo en cortocircuito alimentado por el lado de alta tensión.....	87
4.8 Ensayo en vacío alimentado por el lado de baja tensión.....	88
4.9 Valores para prueba de rigidez dieléctrica luego del mantenimiento.....	88

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico	pp.
4.1 Comportamiento de la resistencia de aislamiento para el transformador en estudio.....	78
4.2 Comportamiento de la resistencia de aislamiento para el transformador en estudio luego del mantenimiento.....	85

www.bdigital.ula.ve

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es el elemento más importante para una nación, ya que es la encargada de suministrar una diferencia de potencial a un equipo que necesite de ella para entrar en funcionamiento.

Las redes de distribución ocupan una parte importante en el sistema de potencia, siendo su función principal el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales. La afectividad con que las redes de distribución realizan esta función se mide en términos de regulación de voltaje, continuidad del servicio, flexibilidad y eficiencia.

La energía eléctrica se transforma en distintas clases de energía, así como también puede transformarse a distintos niveles de tensión, cuando se encuentra bajo la acción de transformadores elevadores o reductores.

Por medio de transformación electromagnética, los transformadores son equipos capaces de llevar de un nivel de tensión reducido a un nivel de tensión elevado para su transmisión y distribución, y de un nivel alto a un nivel bajo para el consumo de la sociedad.

Existen distintos tipos de transformadores, los cuales pueden clasificarse según su capacidad, su transformación y sus niveles de tensión.

En la actualidad por distintas causas los transformadores pierden propiedades eléctricas generando un gran número de estos equipos fuera de servicio, trayendo como consecuencia un déficit en la continuidad del suministro eléctrico.

Por razones económicas y para garantizar una continuidad del sistema eléctrico es indispensable contar con un taller de reparación de transformadores de distribución siguiendo una serie de protocolos establecidos para su recuperación.

El objetivo principal de este trabajo es diseñar un manual de procedimientos para la recuperación de transformadores de distribución en la Corporación Eléctrica de Venezuela (CORPOELEC) del Estado Mérida, que se ajuste a la normativa vigente en cuanto a materiales, equipos empleados y producto final, es decir el transformador recuperado.

El proceso investigativo desarrollado, fue planificado previamente tomando como punto de partida una problemática con el proceso descriptivo; por tanto, está estructurado en IV capítulos, estos son:

Capítulo I, en él, se presentará el planteamiento del problema, haciendo una descripción de los objetivos, justificación, metodología, alcances y limitaciones.

Capítulo II, en el que se exponen las bases teóricas que fundamentan el proyecto a través de definiciones.

Capítulo III, en el cual se describe la metodología utilizada para realizar una recuperación de calidad a los transformadores que presente fallas por diferentes índoles.

Capítulo IV, donde se hace referencia al estado nominal de los transformadores a ser reparados, así como también, el procedimiento de las pruebas aplicadas.

Finalmente se muestra de manera detallada la propuesta de un manual de procedimientos para la recuperación de transformadores de distribución.

CAPÍTULO 1

EI PROBLEMA

El presente capítulo expone el planteamiento del problema, la justificación, la metodología a utilizar y los objetivos trazados para llevar a cabo un manual de procedimientos para la recuperación de transformadores convencionales tipo poste para CORPOELEC.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La electricidad es una de las energías más utilizadas en todo el mundo, siendo esta primordial para el crecimiento de un país, actualmente la mayor parte de la generación eléctrica es proveniente de plantas hidroeléctricas y plantas termoeléctricas. El sector eléctrico tiene como finalidad principal la satisfacción de los requerimientos de esta energía para el desarrollo económico y social de un país. La Corporación Eléctrica Nacional debe cubrir las siguientes etapas: generación, transmisión, y distribución del servicio eléctrico para lograr el suministro de energía de manera eficiente y confiable a toda la nación.

La red de distribución tiene la función principal de suministrar energía desde la subestación de distribución hacia los usuarios. En Venezuela, estas están conformadas por transformadores, subestaciones eléctricas y líneas que operan en distintos niveles de tensión. Estos sistemas están ubicados a lo largo de todo el territorio nacional, permitiendo un alto porcentaje de electrificación en zonas urbanas, rurales, comerciales e industriales (según CORPOELEC, el 98% de todo el país se encuentra electrificado).

En los últimos años las redes de distribución han sufrido daños en los equipos que la componen, más específicamente en los transformadores de distribución, debido a fenómenos como los picos de tensión que se presentan por distintos problemas energéticos vividos, así

como también por condiciones ambientales y de vida útil de los equipos (como los de aislamiento) instalados en las redes de distribución.

La falta de talleres de reparación de estos equipos, genera un vacío importante en el aseguramiento del servicio eléctrico a la población. Actualmente en Venezuela se cuenta con un solo taller de reparación de transformadores ubicado en la capital del país, más específicamente, la Planta de Recuperación de Transformadores de Distribución de CORPOELEC, Edo Miranda. Esta planta es la que se encarga de recibir todos los transformadores en mal estado para su pronta recuperación y puesta en funcionamiento.

Debido al gran número de transformadores que se averían en diferentes momentos en los distintos estados, se hace difícil trasladar todos estos transformadores a la capital para su pronta recuperación, teniendo en cuenta que esta planta de recuperación podría traer consigo una alta demanda si las fallas en los transformadores continúan aumentando como en los últimos años.

Es por esto que se desea diseñar un manual de procedimientos, dotado de todo el protocolo de pruebas y de reparación para la recuperación de estos transformadores, conjuntamente de unas condiciones de seguridad y de calidad aceptables por el mercado nacional.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El diseño y la elección adecuada de un banco de transformadores de distribución son factores primordiales a considerar a la hora de poner en marcha un sistema eléctrico de distribución de Baja Tensión. Hoy en día se presentan diversas fallas por diferentes causas que traen como consecuencias pérdidas del servicio eléctrico, estas fallas pueden ocasionar daños en los transformadores y equipos de la red de Distribución de Energía Eléctrica. Como se menciona en el apartado anterior, actualmente la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) cuenta con un solo taller de reparación de transformadores, ubicado en la capital del país, más específicamente en la **Planta de Recuperación de Transformadores de Distribución de CORPOELEC**, Edo Miranda. Como consecuencia de ello, los demás estados deben enviar sus transformadores a dicho taller para su recuperación.

El presente trabajo de grado propone diseñar un manual de procedimientos para la recuperación de transformadores de Distribución en el estado Mérida a través de la recopilación de conocimiento técnico y procedimental aportado por CORPOELEC y la Universidad de los Andes, ya que existe una gran cantidad de transformadores desincorporados en el estado, por desuso por averías que aún no han sido trasladados al taller principal de la capital del país, con el agravante de tener una demanda creciente en estos equipos de Distribución.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 General

Diseñar un manual de procedimientos para la recuperación de Transformadores de Distribución en la Corporación Eléctrica de Venezuela (CORPOELEC) del Estado Mérida que se ajuste a la normativa vigente en cuanto a materiales, equipos empleados y producto final.

1.3.2 Específicos

- Identificar los diferentes tipos de transformadores de distribución tipo convencionales enfriados por aceite utilizados en la red de distribución del estado Mérida.
- Describir el funcionamiento de los tipos de transformadores de distribución.
- Identificar las distintas de fallas que se pueden presentar en un transformador de distribución.
- Estudiar la normativa vigente en la actualidad en el país en lo que a realización de pruebas de transformadores de distribución enfriados por aceite se refiere
- Establecer el protocolo de reparación de acuerdo al tipo de avería encontrado en el transformador de distribución.
- Definir el protocolo de pruebas para un transformador que ya ha sido reparado teniendo en cuenta los equipos, materiales y condiciones de seguridad con la finalidad de cumplir los estándares de calidad del mercado nacional
- Elaboración del manual de procedimientos con todas las posibles soluciones a las distintas fallas presentadas en los transformadores de distribución.

1.4 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Para la realización de este trabajo se utilizará una metodología de investigación descriptiva y de campo, para realizar un modelo de taller de reparación de transformadores de Distribución que pudiese ser implementado en un futuro a mediano plazo en CORPOELEC, en el estado Mérida.

1.5 ALCANCES

El alcance principal de esta investigación es proponer un taller para la recuperación de los transformadores de distribución convencionales tipo poste para CORPOELEC, así como también el diseño de un manual de procedimientos de fácil entendimiento para la recuperación de dichos transformadores, con detalles de uso de las maquinarias y pruebas a realizar dependiendo de la falla que se presente en el mismo. Este taller atenderá en principio al estado Mérida, luego si se logra un crecimiento importante en este proceso, se atenderán estados aledaños

1.6 LIMITACIONES

Durante el desarrollo de este trabajo se obtuvieron las siguientes limitaciones:

- Limitado uso de equipos de medición, ya que tanto la Facultad de Ingeniería como la empresa CORPOELEC no cuentan con equipos suficientes para elaborar una gran cantidad de pruebas y ensayos.
- Limitada disponibilidad de atención académica, por ser periodo vacacional no se cuenta con la suficiente atención de tutores académicos para la realización del presente trabajo.
- Limitada movilidad, producto de la situación del país, la empresa CORPOELEC, no cuenta con suficientes unidades de transporte y los pocos que tienen son para satisfacer las necesidades operativas de la empresa.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

En el siguiente capítulo se describen las bases teóricas necesarias para abordar el tema en estudio.

2.1 SISTEMAS DE POTENCIA

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos [1].

Los principales elementos que componen un sistema de potencia se pueden agrupar en tres grandes grupos de acuerdo con su función: Sistemas de Generación, Sistemas de Transmisión, Sistemas de Distribución.

El sistema de generación es la parte básica del sistema de potencia, se encarga de entregar la energía eléctrica al sistema, esto a partir de la transformación de distintos tipos de energía primaria a partir de centrales generadoras, transformando una fuente de energía primaria a energía eléctrica.

La misión de esta parte del sistema de potencia es transportar grandes bloques de energía desde los centros de generación a todos los puntos del sistema, las líneas de transmisión son los elementos más extensos del sistema de potencia.

El sistema de distribución es la última fase del sistema de potencia antes de llegar a los consumidores.

2.2 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las redes de distribución forman una parte muy importante de los sistemas de potencia porque toda la potencia que se genera se tiene que distribuir entre los usuarios y éstos se encuentran dispersos en grandes territorios. Así pues, la generación se realiza en grandes bloques concentrados en instalaciones de gran capacidad y la distribución en grandes territorios con cargas de diversas magnitudes [2].

Un sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia hasta el usuario. Básicamente, la distribución de energía eléctrica comprende las líneas primarias de distribución, los transformadores de distribución, las líneas secundarias de distribución y las acometidas y medidores [3].

Según la norma COVENIN 159:1997 Los niveles de tensión normalizados de los sistemas de distribución en Venezuela van desde 10kV a 69kV [4].

2.2.1 Objetivos de los Sistemas de Distribución.

La distribución de energía eléctrica debe realizarse de tal manera que el cliente reciba un servicio continuo, sin interrupciones, con un valor de tensión adecuado que le permita operar sus aparatos eficientemente, y que la forma de onda sinusoidal sea pura es decir libre de armónicos. La distribución de energía eléctrica debe llevarse a cabo con redes bien diseñadas que soporten el crecimiento propio de la carga, y que además sus componentes sean de la mejor calidad para que resistan el efecto del campo eléctrico y los efectos de la intemperie a que se verán sometidas durante su vida útil [3].

2.2.2 Redes de Distribución aéreas.

En esta modalidad, el conductor usualmente está desnudo, va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de madera, de concreto o metálicos. Los elementos principales que conforman un sistema aéreo de distribución son esencialmente:

- **Postes:** Que pueden ser de madera, concreto o metálicos y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción de los

circuitos. Son utilizados para sistemas urbanos postes de concreto de 14, 12 y 10 metros con resistencia de rotura de 1050, 750 y 510 kg respectivamente.

- **Conductores:** Son utilizados para circuitos primarios el Aluminio y el ACSR desnudos y en calibres 4/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG y para circuitos secundarios en cables desnudos o aislados y en los mismos calibres. Estos circuitos son de 3 y 4 hilos con neutro puesto a tierra. Paralelo a estos circuitos van los conductores de alumbrado público.
- **Crucetas:** Son utilizadas crucetas de madera inmunizada o de ángulo de hierro galvanizado de 2 metros para 13,2 kV. y 11,4 kV. Con diagonales en varilla o de ángulo de hierro (pie de amigo).
- **Aisladores:** Son de tipo ANSI 55.5 para media tensión (espigo y disco) y ANSI 53.3 para baja tensión (carretes).
- **Herrajes:** Todos los herrajes utilizados en redes aéreas de baja y mediana tensión son de acero galvanizado. (Grapas, varillas de anclaje, tornillos de máquina, collarines, espigas, entre otros).
- **Equipos de seccionamiento:** El seccionamiento se efectúa con cortacorrientes y seccionadores mono-polares para operar sin carga (100 A - 200 A).
- **Transformadores y protecciones:** Se emplean transformadores monofásicos con los siguientes valores de potencia o nominales: 25 - 37.5 - 50 - 75 kVA y para transformadores trifásicos de 30 - 45 - 75 -112.5 y 150 kVA protegidos por cortacorrientes, fusible y pararrayos tipo válvula de 12 kV [2].

2.3 ASPECTOS DE LOS TRANSFORMADORES

2.3.1 Ley de Ampere:

André Ampere (1775 -1836) determinó que las trayectorias de cargas eléctricas en movimiento, crean un campo magnético en un punto P, el cuales proporcional a la corriente total que atraviesa la superficie cuyo perímetro es la línea cerrada que pasa por dicho punto.

En efecto, un movimiento de cargas eléctricas crea un campo magnético; en consecuencia, la distribución de las líneas de campo magnético, así como su intensidad en los diferentes puntos de un medio cualquiera, es una medida del movimiento de dichas cargas [5].

2.3.2 Fuerza Magnetomotriz (f.m.m.):

Siempre que circule corriente por un conductor se produce un campo magnético. Si este conductor es una bobina constituida por un determinado número de espiras, se originará una tensión magnética o energía proporcional a la corriente [i] y al número de espiras [N] de la bobina, esta fuerza se denomina fuerza magnetomotriz (f.m.m.) [5].

$$f = N * i \quad (\text{ecu. 2.1})$$

Y de acuerdo a la ley de Ampere esta energía debe ser igual a:

$$N * i = \oint H * dl \quad (\text{ecu. 2.2})$$

2.3.3 Dimensiones de la intensidad de campo magnético:

En la expresión anterior se observa que la intensidad de campo magnético resulta proporcional a los Amper-vuelta de una bobina, e inversamente proporcional al perímetro elegido [5].

En el Sistema Internacional la unidad de intensidad de campo vendrá expresada por.

$$[H] = \text{Ampere} - \frac{\text{Vuelta}}{\text{metro}} \quad (\text{ecu. 2.3})$$

2.3.4 Inducción magnética:

Ya ha quedado establecido que el movimiento de cargas eléctricas produce un campo magnético; este movimiento gasta cierta cantidad de energía (energía necesaria para hacer circular una corriente y, proporcional al movimiento de estas cargas, y que a la vez origina dicho campo). Esta energía quedará almacenada en el medio en que se efectúa este proceso.

Debe observarse entonces que el campo magnético es una condición del medio, este medio afectado magnéticamente presenta así las características de un medio elástico deformado. De acuerdo a esto, se hace necesaria la definición de un nuevo vector que represente en cada punto de este espacio la medida de esa deformación, éste vector se denomina **inducción magnética**.

De esta manera la inducción magnética, vector que se designará con la letra B, representará la magnitud dirigida del campo magnético, ya que éste tiene en cada punto del medio una dimensión y un valor determinado [5].

2.3.5 Flujo de inducción magnética:

Considérese un elemento cualquiera cuya área sea ΔS , inmerso dentro de un campo magnético de inducción B evidentemente si esta área crece el número de líneas abarcadas se incrementará proporcionalmente. Al producto del vector inducción magnética por el valor del área que atraviesa, se denominará **flujo de inducción** y se designará como ϕ ; en consecuencia:

$$\Delta\phi = B * \Delta S \quad (\text{ecu. 2.4})$$

Si esta superficie forma un cierto ángulo con el vector B, el flujo será proporcional a la proyección ortogonal de esta superficie a dichas líneas.

$$\Delta\phi = B * \Delta S * \cos \alpha \quad (\text{ecu. 2.5})$$

Cuando se tiene varias espiras conectadas en serie formando una bobina, sumergidas dentro de un campo magnético de inducción B, es conveniente hablar de flujo enlazado, flujo concatenado con la bobina o simplemente **enlaces de flujo**; dicho parámetro se designará con la letra $[\lambda]$ [5].

$$\lambda = N * \phi \quad (\text{ecu. 2.6})$$

2.3.6 Ley de la inducción electromagnética:

Michael Faraday estableció en 1831 que el valor de la tensión inducida en una espira de hilo es proporcional a la variación de velocidad de las líneas de fuerza magnética que atraviesan dicha espira.

En forma paralela a este descubrimiento, Joseph Henry (1791 - 1878) demostraba que existía tensión inducida en un hilo conductor si el mismo era colocado dentro de un campo magnético cuyo flujo variase temporalmente.

En 1833, Heinrich Lenz (1804 - 1865) dedujo la polaridad de dicho voltaje desarrollando una relación definida entre la tensión inducida y la corriente que circula por el conductor con el cambio en el flujo concatenado que las induce.

La Ley de Lenz expresa que “El efecto electrodinámico de una corriente inducida, se opone igualmente a la acción mecánica que la induce”.

En 1845, Franz Neumann (1798 - 1895) cuantificó el valor de esta tensión inducida, estableciendo una relación directa entre ésta y la variación del flujo concatenado. En consecuencia, si se tiene una espira abierta dentro de un campo magnético cuyo flujo concatenado varíe temporalmente, se induce en la espira una tensión eléctrica, la cual recibe el nombre de fuerza electromotriz inducida f.e.m [5].

2.3.7 Permeabilidad magnética:

Si la intensidad de campo magnético varía de un medio a otro, debe existir entonces una relación entre intensidad de campo e inducción magnética común a cada medio. Esta relación se establece a través de una constante que recibe el nombre de permeabilidad magnética (μ).

$$B = \mu * H \quad (\text{ecu. 2.7})$$

La permeabilidad magnética es una magnitud escalar que cuantifica la propiedad de deformación magnética de los materiales.

La clasificación de los materiales de acuerdo a sus características magnéticas se ha hecho en base a comparar el comportamiento del material en presencia de un campo magnético con respecto a su comportamiento en ausencia de éste.

De acuerdo a lo anterior, los materiales se clasifican en:

- ***Materiales paramagnéticos.***
- ***Materiales diamagnéticos.***
- ***Materiales Ferromagnéticos.***

En los materiales paramagnéticos la fuerza del campo magnético se ve incrementada, mientras que en los diamagnéticos se ve disminuida, sin embargo, estos cambios son pequeños, por eso

en términos generales puede asumirse que estos materiales presentan características magnéticas similares es el espacio libre.

Existen algunos materiales en los cuales la permeabilidad magnética resulta mucho mayor que la permeabilidad de vacío (μ_0), estos materiales reciben el nombre de materiales Ferromagnéticos [5].

2.4 LEYES ELÉCTRICAS FUNDAMENTALES

2.4.1 Fuerza electromotriz inducida:

Este fenómeno es una aplicación de la ley de Faraday, y se presenta al desplazar un conductor rectilíneo en un campo magnético de densidad uniforme.

En la práctica este concepto es una aplicación del principio de inducción electromagnética aplicable a máquinas rotativas, donde la variación del flujo concatenado puede expresarse como la variación de velocidad de un conductor de longitud l a través de un campo magnético de densidad B [5].

2.4.2 Fuerza sobre un conductor que transporta corriente:

Sabiendo el valor de la f.e.m. creada en un conductor que se desplaza a través de un campo magnético. Si los extremos del conductor se unen a una fuente de energía, y se hace circular corriente por el conductor, entonces debe producirse una fuerza y el conductor tiende a moverse con respecto al campo.

Es evidente que en el período Δt en el cual ocurre el desplazamiento Δx , se debe disipar una energía, producto de un trabajo mecánico realizado necesario para vencer una fuerza que se opone al movimiento originado, de acuerdo a la Ley de Lenz enunciada anteriormente [5].

2.4.3 Circuitos magnéticos

La circulación de un flujo de inducción constante producido por un solenoide o bobina de N espiras a través de un material (o contorno de materiales de diferente permeabilidad magnética) forman un circuito magnético [5].

Si se realiza un cortocircuito a lo largo de una de las líneas de campo cuya longitud es l , se observa que la inducción permanece constante; si la sección también lo es, en éste caso la ecuación 2.2 se transforma en:

$$N * i = \oint H * dl = \sum_{n=1}^{n=n} Hn * ln \quad (\text{ecu. 2.8})$$

2.4.4 Circuitos magnéticos en corrientes alterna:

El comportamiento de un material al ser sometido a una variación de intensidad de campo magnético, en forma creciente y decreciente respectivamente, forma el ciclo de Histéresis correspondiente.

Cuando el campo se reduce a cero, solamente parte de la energía absorbida durante la variación ascendente del campo es cedida al circuito.

El resto de la energía quedará, una parte almacenada en la energía cinética de los electrones que producen el flujo residual, y otra parte quedará disipada en forma de pérdidas, debidas a las corrientes parásitas ya la histéresis del material [5].

2.4.5 Pérdidas por corrientes parásitas (pérdidas de Foucault):

Este tipo de pérdida aparecen en materiales metálicos cuando son sometidos a la acción de flujos variables con el tiempo las mismas son debidas al efecto Joule de las corrientes que circulan por el material, las cuales tienden a oponerse a esta variación.

Para reducir estas pérdidas es conveniente interrumpir el camino de las líneas de corriente, esto se logra construyendo laminando el núcleo, se colocan láminas aisladas entre sí con papel, con barniz, ó con la formación de oxidación superficial de las láminas, en un proceso de recocido con temperaturas que oscilan alrededor de los 900°C. Experimentalmente se ha demostrado que este tipo de pérdidas puede calcularse de acuerdo a la ecuación 2.9 [5]:

$$P_{FOUC} = k_F * B_m^2 * f^2 * t^2 \left(\frac{W}{kg} \right) \quad (\text{ecu. 2.9})$$

Dónde:

k_F : Coeficiente de Foucault el cual depende de cada material, directamente proporcional al factor de forma de la corriente absorbida e inversamente proporcional a la resistividad del material tomada a la temperatura de trabajo.

B_m : Valor máximo de la inducción magnética en unidades [T]

f : Frecuencia de la onda de flujo en Hz

t : Espesor de la lámina en mm. (0,35 mm. a 0,5 mm)

P_{FOUC} : Pérdidas por kilogramo de material.

De acuerdo a la definición de kF , si se aumenta la resistividad del material se pueden reducir las pérdidas de Foucault, esto se logra agregando silicio en cantidades limitadas, ya que este material confiere fragilidad a las láminas, normalmente este porcentaje es alrededor del 3%.

El hierro estándar disminuye su coeficiente de Foucault de 6×10^{-3} a $1,75 \times 10^{-3}$, si se agrega un 3% de silicio al material [5].

2.4.6 Pérdidas por histéresis

Este tipo de energía se gasta en orientar en la dirección del campo las partículas elementales del material. Los continuos cambios a que se ve sometido el material, debido a la variación del flujo, consumen energía; esta energía se conoce como histéresis [5].

En forma análoga a la expresión anterior, las pérdidas por Histéresis en un material pueden determinarse por la ecuación 2.10:

$$P_H = K_H * B_m^n * f \left(\frac{W}{Kg} \right) \quad (\text{ecu. 2.10})$$

Dónde:

P_H : Pérdidas de histéresis por kilogramo del material

K_H : Coeficiente de histéresis del material proporcional a la superficie de su ciclo de histéresis.

B_m : Valor máximo de la inducción magnética en unidades [T].

n : Coeficiente de Steinmetz normalmente varía entre (1,6 y 2).

f : Frecuencia de onda de flujo en Hz.

Si se agrega silicio se reduce el área del ciclo y por ende las pérdidas.

El hierro estándar tiene un coeficiente de Histéresis de $4,5 \times 10^{-2}$, al agregarun 3% de silicio, éste se reduce a $2,5 \times 10^{-2}$.

Existen algunos materiales que tienen una dirección de magnetización preferente. Estos materiales se denominan materiales de grano orientado y en ellos las pérdidas magnéticas son menores, requiriendo lógicamente menor cantidad de campo que un material común, por lo que pueden admitir mayor densidad de flujo que los normales; circunstancia favorable para el mejor aprovechamiento del circuito magnético. El conjunto de pérdidas de Histéresis y pérdidas de Foucault recibe el nombre de pérdidas magnéticas del material, y en forma más común pérdidas en el hierro [5].

Para la hacer la transformación de energía un transformador necesita de todas estas leyes fundamentales. En si la función de un transformador es llevar energía desde un nivel de tensión a otro nivel. Al circular una corriente por el devanado primario este inducirá una fuerza magnética que circulará por el núcleo de los arrollados generando al mismo tiempo que circule una corriente por el devanado secundario en relación al número de espiras.

2.5 PARTES DE LOS TRANSFORMADORES

2.5.1 Núcleo

El núcleo de un transformador es la zona por la que circula las líneas de campo magnético entre los devanados primario y secundario. Dependiendo de la finalidad del transformador, puede tener distintas formas y estar constituido por diferentes materiales.

La colocación de las láminas del núcleo ayuda a reducir las corrientes de Foucault.

Entre ellas tenemos los diferentes tipos:

- **Transformadores de núcleo laminado:**

En este tipo de diseño se utilizan láminas magnéticas de acero al silicio con espesor del orden de 0,355 mm. (0,014 pulgadas) aisladas entre sí con papel de 0,0254 mm. De espesor con el fin de producir mayor rigidez mecánica las láminas adyacentes se disponen tal y como se muestra en la figura 2.1 (a) ó (b) [5].

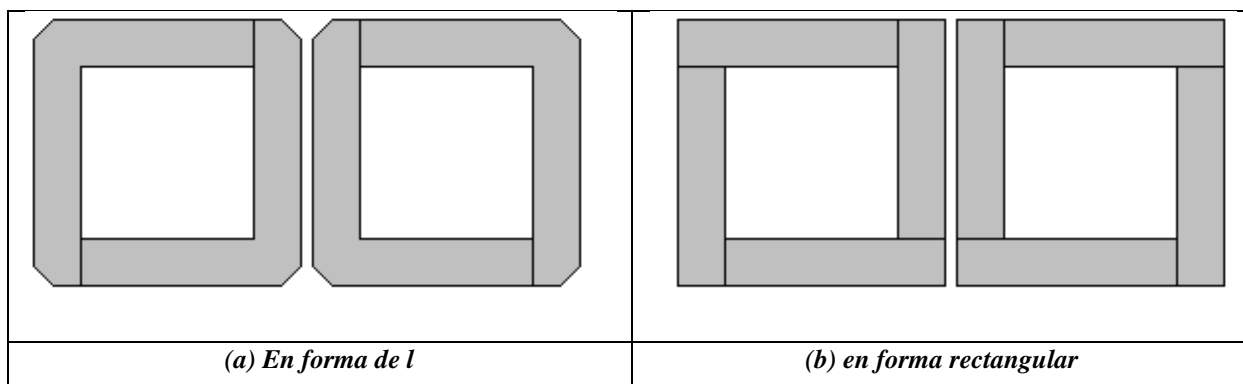


Figura. 2.1: Transformador tipo núcleo: disposición de láminas adyacentes.

- **Transformadores de núcleo arrollado:**

Este tipo de transformadores utiliza láminas de cinta magnética arrolladas en torno a un bloque rectangular. Tiene la ventaja de aprovechar el hecho de que las pérdidas disminuyen substancialmente cuando la dirección del flujo coincide con la orientación del grano. Sin embargo este tipo de construcción ejerce esfuerzos sobre el metal que perjudican su calidad magnética. Esto se compensa recociéndolo en un horno con la ventaja de que el tiempo de ensamblaje es comparativamente menor que uno de láminas planas. Luego los gastos de fabricación y montaje se reducen también. Este tipo de construcción tiene particular aplicación en transformadores de corriente, donde la reducción al mínimo de la corriente magnetizante toma vital importancia [5].

- **Transformadores de núcleo acorazado:**

En este tipo de construcción el material magnético rodea al devanado y tiene la particularidad de que el ancho de los elementos que constituyen las columnas laterales y el yugo es la mitad de los elementos de la columna central, ya que todo el flujo de inducción pasa a través de dicha rama. La multiplicidad de los yugos permite reducir la sección del circuito magnético

con respecto a un transformador de núcleo; en consecuencia, a igual volumen del núcleo para una misma altura, se obtiene mayor espacio para los devanados y por lo tanto se puede construir transformadores de mayor potencia. Similarmente, a igualdad de potencia el volumen resulta menor por lo cual la unidad puede montarse dentro de una caja de estructura más simple y mecánicamente más resistente. [5].

- ***Transformadores de núcleo distribuido:***

Este tipo de construcción aprovecha los principios enunciados en los párrafos anteriores al efectuar multiplicidad de yugos. Estos diseños son de particular importancia en transformadores trifásicos de gran potencia [5].

2.5.2 Devanados

También se les nombra como enrollamiento, arrollamientos bobinas. Estos son parte del circuito eléctrico del transformador, están constituidos por lo general por una hebra de cobre enrollada alrededor del núcleo, un devanado conectado a la fuente de energía alterna, y el segundo y en algunos casos el tercero, está conectado a las cargas.

El devanado que va conectado a la fuente de potencia toma el nombre de devanado primario o de entrada, mientras que el que se conecta a la carga se denomina devanado secundario o de salida.

- ***Tipos de devanados***

- *Devanado primario:* también se le llama bobina primaria. Es la que se conecta a la fuente de energía y la que lleva la corriente alterna a través de la línea de suministro.
- *Devanado secundario:* se le llama también como bobina secundaria. Este se encarga de llevar energía a la carga y es desde donde se produce la fuerza electromotriz debido al cambio de magnetismo que hay en el núcleo al cual rodea.

2.5.3 Enfriamiento

La energía disipada en los transformadores en forma de calor debido a pérdidas inevitables en el núcleo y los arrollamientos deben ser extraídas para impedir exceso de temperatura y daños

en la aislación de los conductores. El método de enfriamiento elegido debe ser capaz de mantener la temperatura media a un nivel suficientemente bajo. También debe impedir que la temperatura suba en forma excesiva en cualquier parte del transformador y la formación de "zonas calientes". Esto se logra, por ejemplo, emergiendo el núcleo y los arrollamientos del transformador en aceite y dejando que esté circule libremente [6].

- ***Tipos de enfriamientos***

- *Tipo OA*: Sumergido en aceite con enfriamiento propio. por lo general en transformadores con más de 50KVA se usan tubos radiadores o tanques con corrugado para disminuir las pérdidas. el transformador OA es el tipo básico.
- *Tipo OA/FA*: Este es básicamente un OA con adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor.
- *Tipo OA/FA/FAO*: Transformador tipo OA, con adición de ventiladores y bombas para la circulación de aceite.
- *Tipo FOA*: Este tipo de transformadores se usa únicamente donde se desea que operen al mismo tiempo las bombas de aceite y los ventiladores; tales condiciones absorben cualquier carga pico o plena capacidad.
- *Tipo OW*: Sumergido en aceite y enfriado por agua. El agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite del transformador.
- *Tipo AA*: Tipo seco, con enfriamiento propio; son usados en voltajes nominales menores a 15 kVA.
- *Tipo AFA*: Tipos de seco, enfriado por aire forzado por medio de ventiladores

2.5.4 Aceite

El aceite usado está en conformidad con las normas establecidas por COVENIN y ANSI para aceite aislante de transformadores y es compatible con el aislamiento y otras partes sumergidas con el mismo. El llenado del transformador es hecho al vacío para eliminar toda burbuja de aire que pueda contener humedad. Es quien ayuda al enfriamiento del transformador además de ser buen dieléctrico.

2.5.5 Aislamiento

Uno de los aspectos importantes en la vida útil de un transformador de potencia es la conservación de los aislamientos tanto sólidos como líquidos, que deberán permanecer íntegros ante la presencia de humedad y contaminantes. Con el fin de preservar su integridad, se procura mantener la hermeticidad dentro del transformador.

Las máquinas eléctricas en general buscan aislar:

- ✓ Las bobinas entre sí.
- ✓ Las bobinas de diferentes fases.
- ✓ Las bobinas de la carcasa de la máquina.
- ✓ Las láminas del núcleo magnético.
- ✓ Ayudar en la transferencia de calor al exterior.
- ✓ Proveer soporte mecánico al bobinado.

Dentro de los materiales aislantes utilizados en máquinas eléctricas, hay dos grandes grupos, estos son:

- **Materiales Aislantes Inorgánicos:** No tienen presencia de carbono.

Los principales son:

- *Naturales:* Mica, asbesto.
- *Derivados:* Vidrio, cerámica.
- **Materiales Aislantes Orgánicos:** Tienen presencia de carbono y son derivados principalmente del petróleo.

Los principales son:

- Resinas y barnices.
- Aceites naturales.
- Aceites sintéticos.

Un buen material aislante debe poseer las siguientes características:

- ✓ Muy alta resistencia de aislamiento.
- ✓ Alta rigidez dieléctrica.
- ✓ Baja expansión térmica.

- ✓ No inflamable cuando se expone a arcos eléctricos.
- ✓ Resistente a aceites y líquidos, vapores, ácidos y alcalinos.
- ✓ No debe tener efectos deteriorantes con el material con el que entra en contacto.
- ✓ Buena conductividad térmica.
- ✓ Alta resistencia mecánica.
- ✓ Alta resistencia térmica.
- ✓ Debe ser resistente al deterioro térmico y químico.
- ✓ Debe ser resistente a la absorción de humedad.

- ***Materiales aislantes según sus formas***

Los materiales aislantes están disponibles en diferentes formas y tamaños, Algunos son: Cintas, rollos, manguitas, forros, papel y tela.

- *Forros y Cintas aislantes:* Las cintas aislantes son usadas para cubrir los bobinados (bobinas) en la porción que sobresale del núcleo. Se aplica Shellac o barniz se aplican sobre esta cubierta para prevenir que absorban humedad y mejorar la rigidez dieléctrica. Las cintas se venden en rollos de acuerdo a los largos requeridos.

Diferentes tipos de cintas están disponibles: Cinta de algodón, Cinta de PVC, Cinta de seda, Cinta de Poliéster, Cinta de asbestos, Cintas de fibra de vidrio, Cinta de tela emporio, Cintas de mica.

Los forros aislantes se usan para cubrir las soldaduras entre la terminación de las bobinas y los conductores que salen afuera. Les da protección física y también mejora el aislamiento. Vienen de tipo rígido y también flexible. Vienen para los calibres de alambre estándar.

- *Papel Aislante:* Hay una gran variedad de papeles específicamente diseñados para aislar circuitos eléctricos. En los motores se utilizan para aislar las ranuras del estator y entre las bobinas. A continuación, los más usados: papel Leatheriod, papel *press* Pan, papel manila, papel Triflexil, papel de asbestos, papel de Micanita.

- *Telas aislantes*: Se insertan entre las bobinas, después de que han sido insertadas en sus ranuras. Algunas veces también se usan como recubrimiento de ranura. Tela Emporio, Tela de Asbestos, Tela de Vidrio, Tela de Mica, Tela Micanita, son solo algunas de ellas [7].

2.5.6 Tanque o Cuba

Los transformadores que emplean la refrigeración por líquido es necesario que sus núcleos y devanados estén encerrados en tanques que eviten las pérdidas del refrigerante. Estos tanques deben tener una holgura suficiente para permitir la dilatación y contracción térmicas del aceite. En los transformadores de distribución es corriente utilizar un tanque hermético con una cámara de aire suficiente entre la tapa y el aceite que permita que éste comprima o dilate el aire encerrado. En algunos transformadores grandes, la cámara sobre el aceite se llena de nitrógeno mantenido a una presión ligeramente superior a la atmosférica.

El tanque se fabrica de lámina de acero pulido y tiene un reborde en el fondo para la protección contra la corrosión y posibles daños en el manejo. La combinación de la preparación de la superficie metálica con la pintura provee una muy buena resistencia a la corrosión.

2.5.7 Bornes

Es donde se ejecutan las conexiones entre las líneas tanto de entrada como de salida con el transformador. Son elaborados con un material conductor y posteriormente recubiertos con un material aislante (porcelana). Estos se encargan de llevar la electricidad de entrada y salida del transformador donde para ello deja la parte externa de este completamente aislada. Su tamaño y la cantidad que utiliza de aislante como recubrimiento es lo que distinguirá un borne de baja tensión a uno de alta tensión.

- ***Bornes de alta tensión.***

Van colocados en la tapa principal dependiendo del voltaje además se fijan por medio de un anillo metálico con tornillo, el cual ejerce presión uniforme sobre el resorte circular colocado en una ranura de aislador. Los bornes se utilizan para aislar los conductores que transportan

corriente de alta tensión a través de un recinto conectado a tierra. El desempeño de esa tarea de forma segura, sin que se produzca ninguna descarga, supone un reto, ya que las dimensiones del borne son muy pequeñas en comparación con las del equipo que conectan.

- ***Bornes de baja tensión.***

Los bornes de baja tensión se usan para transportar la corriente de baja tensión a través del tanque del transformador por lo general están cubiertos por porcelana y un apantallamiento conectado a tierra, la sujeción al tanque es con unas tuercas tipo araña, son de clase 1,2 kV 30 kV tipo grapa hasta, 50 kV y existen tipo espada con cuatro huecos de 75-333, colocados lateralmente [6].

2.5.8 Taps de regulación

Las tomas de un transformador son un conjunto de puntos de conexión a lo largo de un devanado, lo que permite seleccionar el número de espiras de éste. Así, se consigue un transformador con el número de espiras variable, permitiendo la regulación de voltaje en el devanado secundario. La selección de la toma en uso se hace por medio de un mecanismo cambiador de tomas.

Usualmente, las tomas son hechas en el devanado de alto voltaje, o baja corriente, del transformador para minimizar los requerimientos de los contactos en el manejo de niveles de corriente. Para minimizar el número de espiras y el tamaño del transformador se puede utilizar el devanado reverso (que es una porción del devanado principal pero enrollado en su dirección opuesta). Los requerimientos de aislamiento ubican a las tomas en el devanado de bajo voltaje. Es decir, cerca al punto de estrella en un devanado conectado en estrella, en el centro si se trata de uno conectado en delta, o entre los devanados serie y común en un autotransformador [8].

Los Accionados internamente son de fácil acceso a través de la boca de inspección. Los instalados externamente están ubicados cerca de los ganchos de sujeción de transformador. Ambos tienen las posiciones marcadas claramente para permitir el cambio por encima o por debajo de la tensión nominal.

2.5.9 Válvula de alivio de presión.

Este dispositivo de material anticorrosivo permite el escape de la presión excesiva acumulada dentro del tanque debido a sobrecarga, altas temperaturas ambientales, fallas secundarias externas o fallas incipientes internas en el devanado de baja tensión. Este dispositivo está colocado por encima del nivel del aceite a 140°C en un lugar que no interfiere con los ganchos de izamiento del transformador, las manijas y los aisladores. La válvula se abre a aproximadamente 0.7kg/cm, dejando escapar gas es potencialmente peligroso. Cuando la presión se normaliza la válvula se cierra automáticamente para prevenir la entrada de contaminantes [8].

2.5.10 Conector a tierra

Este es un conector adaptado al tanque del transformador y va directo a una barra *copper* instalada al pie del poste donde se encuentra instalado el transformador.

2.5.11 Placa de características

Es un estilo de chapa adosada al tanque del transformador donde se especifican todas las características de funcionamiento del transformador.

2.6 TIPOS DE TRANSFORMADORES

2.6.1 Tipo convencional de poste

Los transformadores de este tipo constan de núcleo y bobinas montados, de manera segura, en un tanque cargado con aceite; llevan hacia fuera los terminales necesarios que pasan a través de bujes apropiados.



Figura 2.2 Transformador de distribución, del tipo poste, con capacidad para 37,5kVA.

Los bujes de alto voltaje pueden ser uno, pero lo más común es usar dos bujes además de una terminal de tierra en la pared del tanque conectada al extremo de tierra del devanado de alto voltaje para usarse en circuitos de varias tierras. El tipo convencional incluye solo la estructura básica del transformador sin equipo de protección alguna. La protección deseada por sobre voltaje, sobrecarga y cortocircuito se obtiene usando pararrayos e interrupciones primarias de fusibles (cortacorrientes), montados separadamente en el poste o en la cruceta muy cerca del transformador. La interrupción primaria del fusible proporciona un medio para detectar a simple vista los fusibles quemados en el sistema primario, y sirve también para sacar el transformador de la línea de alto voltaje, ya sea manual, cuando así se desee, o automáticamente en el caso de falla interna de las bobinas [9].

2.6.2 Transformador autoprotegido

El transformador autoprotegido tiene un cortocircuito secundario de protección por sobrecarga y cortocircuito, controlado térmicamente y montado en su interior; un eslabón protector de montaje interno conectado en serie con el devanado de alto voltaje para desconectar el transformador de la línea en caso de falla interna de las bobinas, y uno o más pararrayos montados en forma integral en el exterior del tanque para protección por sobretensión. En casos todos estos transformadores, excepto algunos con capacidad de 5kVA, el cortocircuito opera una lámpara de señal cuando se llega a una temperatura de devanado predeterminada, a manera de advertencia antes del disparo. Si no se atiende la señal y el cortocircuito dispara, puede restablecerse este y restaurarse la carga por medio de un asa externa. Es común que esto se logre con el ajuste normal del cortocircuito, pero si la carga se ha sostenido por un tiempo prolongado tal que haya permitido al aceite alcanzar una temperatura elevada, el cortacorriente podrá dispararse de nuevo en breve o podrá ser imposible restablecerlo para que permanezca cerrado. En tales casos, puede ajustarse la temperatura de disparo por medio de un asa externa auxiliar de control para que pueda volverse a cerrar el cortocircuito por la emergencia hasta que pueda instalarse un transformador más grande [9].



Figura 2.3 Transformador de distribución autoprotegido, del tipo poste, con capacidad para 15kVA.

2.6.3 Transformador autoprotegido trifásicos

Estos transformadores son similares a las unidades monofásicas, con la excepción de que emplea un cortacorriente de tres polos. El cortacorriente está dispuesto de manera que abra los tres polos en caso de una sobrecarga seria o de falla en alguna de las fases.



Figura 2.4 Transformadores de distribución completamente autoprotegidos del tipo poste con capacidad para 10kVA.

Transformador autoprotegido para bancos de secundarios. Está en otra variante en la que se proporcionan los transformadores con los dos cortacorrientes secundarios para seccionar los circuitos de bajo voltaje, confinar la salida de operación únicamente a la sección averiada o sobrecargada y dejar toda la capacidad del transformador disponible para alimentar las secciones restantes. Estos también se hacen para unidades monofásicas y trifásicas [9].

2.6.4 Transformadores de distribución del “tipo estación”

Estos transformadores tienen, por lo general, capacidad para 250, 333 ó 500kVA. En la figura 2.5 se ilustra un transformador de distribución del tipo de poste/estación. Para la distribución a redes de bajo voltaje de C.A. en áreas de alta densidad de carga, hay transformadores de red disponibles en capacidades aún mayores.



Figura 2.5 Transformador trifásico tipo poste/estación.

2.7 FALLAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Existe una clasificación de los tipos de fallas que presentan los transformadores de distribución, las cuales se indican a continuación:

2.7.1 Térmicas

Las mismas ocurren, cuando la temperatura de trabajo excede la establecida por el fabricante, ocasionando degradación del aceite dieléctrico de manera progresiva, lo que trae como consecuencia a mediano plazo, el deterioro del equipo, por efecto de una sobrecarga [10].

2.7.2 Arco Eléctrico

Las mismas ocurren, cuando fallan las protecciones del transformador, lo que trae como consecuencia, cortocircuitos externos que dañan el interior del equipo, dejando esa parte de la red eléctrica fuera de servicio de forma imprevista [10].

2.7.3 Descargas Parciales

Son pequeñas descargas eléctricas que se producen en el seno de cavidades con gas presente en un medio aislante sólido o líquido. En los transformadores de distribución están asociadas a condiciones de sobretensión ocasionando daños de aislamiento en el equipo [10].

2.7.4 Especificaciones Técnicas

Existen características nominales indicadas por los fabricantes, que deben corresponder a la carga requerida por la red de distribución eléctrica, dentro de las cuales es importante considerar lo siguiente:

- Nivel básico de aislamiento (del valor requerido).
- Impedancia de cortocircuito del valor nominal: si la misma es demasiado alta, afecta la regulación del sistema; y si es demasiado baja, da lugar a elevadas corrientes de cortocircuito.
- El conmutador de derivaciones debe ser de accionamiento interno [10].

2.7.5 Defectos de Fabricación

Aunque hay formas de construcción preestablecidas, las mismas no están exentas de errores que pudieran presentarse, ocasionando fallas en los transformadores de distribución, por lo tanto, se recomienda tener en cuenta lo indicado a continuación, a fin de evitar estos defectos:

- No es recomendable trabajar a niveles de inducción demasiados altos, porque dan lugar a la deformación del núcleo y producen efectos vibratorios en la parte activa.
- En la fabricación del núcleo se debe evitar la reducción de las distancias internas a niveles críticos.
- Seleccionar materiales que satisfagan las normas o valores exigidos para operar a determinados niveles de esfuerzos dieléctricos.
- Seleccionar láminas, pinturas, refuerzos, aisladores, herrajes, empaques de caucho, etc. que soporten condiciones del medio ambiente y otros esfuerzos internos, originados en el transformador [10].

2.7.6 Defectos de Operación

Los errores humanos que se presentan en la operación de equipos son inevitables, a pesar de la preparación que reciben los linieros del sistema eléctrico. Se recomienda tener en cuenta lo indicado a continuación, a fin de minimizar la ocurrencia de estos efectos:

- Realizar un adecuado sistema de selección y montaje, utilizando sistemas de movilización y almacenaje apropiados.
- Evaluar el sistema de protecciones existente, con el fin de disminuir la condición de falla que pudiera presentarse motivado a: sobretensiones (directas: por rayos o de maniobra), sobrecargas o fallas en la red (líneas a tierra, cortocircuitos en la red, desbalances de carga).
- Implementar rutinas de inspección que eviten el vandalismo hacia los transformadores de distribución [10].

2.7.7 Sobrecarga

Cuando un transformador falla debido a una sobrecarga se presentan los siguientes efectos:

- En la conexión de baja tensión hay salidas de cobre descoloridas.
- El papel aislante de la bobina y salidas es quebradizo.
- Aceite dieléctrico ennegrecido o quemado con gran formación de lodo.
- Paredes del tanque descoloridas.
- Formaleta con gran contenido de lodo.
- En caso de ser por error de conexión, en las bobinas de baja tensión se podrá observar una dañada y otra en estado normal [10].

2.7.8 Sobretensiones de origen atmosférico

Cuando un transformador falla debido a sobretensiones se pueden observar algunos de los siguientes daños:

- Cortocircuito entre las espiras pertenecientes a las dos primeras o dos últimas capas o más.
- A veces se observa también, ennegrecimiento de uno de los aisladores de alta tensión.

- A menudo la bobina descarga la sobretensión sobre el núcleo, o sobre el tanque, pudiendo estar los mismos parcialmente fundidos.
- Evidencia de descarga entre los devanados de alta tensión y baja tensión [10].

2.7.9 Cortocircuito externo

Cuando ocurre un cortocircuito externo se observa que las bobinas presentan algunos devanados deformados o desplazados el uno con respecto al otro [10].

2.7.10 Conexión errada en baja tensión

Las bobinas se presentan con devanados deformados o desplazados el uno con respecto al otro y el transformador puede quedar en buen estado de funcionamiento [10].

2.7.11 Defecto de operación

Cuando un transformador falla por defecto de operación se pueden observar los siguientes daños:

- Rotura del conmutador.
- Conexiones erradas en baja tensión.
 - Aceite con buena apariencia.
 - Puede encontrarse en buen estado la parte activa del transformador [10].

2.7.12 Humedad

Cuando un transformador falla por humedad se presentan los siguientes efectos:

- Presencia de agua en el fondo del tanque, en la parte superior de la estructura de soportes apreciables, manchas de óxido en algunas piezas metálicas.
- Puntos de oxidación en las partes que no se encuentran sumergidas en el aceite.
- Cortocircuito entre capas de la bobina en su parte superior [10].

2.7.13 Saturación magnética

Cuando un transformador falla debido a saturación magnética se presentan los siguientes efectos:

- Aceite ennegrecido.
- Papel aislante quebradizo.
- Núcleo quemado [10].

2.7.14 Defecto de fabricación

Cuando un transformador falla por defectos de fabricación se presentan los siguientes efectos:

- Cortocircuito en el devanado de alta tensión por efecto en el aislamiento.
- Aceite deteriorado o algo turbio, a veces se deteriora sin quemarse.
- Signos de recalentamiento.
- Señales de descarga eléctrica.
- Fusión de conductores [10].

2.8 PRUEBAS A TRANSFORMADORES

Un transformador de distribución necesita pruebas y ensayos para verificar que cumpla adecuadamente su funcionamiento y esté construido a fin de soportar la carga solicitada, y que, al mismo tiempo resista todas las situaciones peligrosas a las que esté expuesto en operación durante un período de 20 años o más.

Las pruebas que se realizan en los laboratorios de las empresas distribuidoras o en las fábricas, sólo son pruebas idealizadas, basadas sobre el buen estado de los materiales aislantes y de la pieza más importante sobre las cuales se puedan presentar los mayores defectos de diseños o fabricación.

A los transformadores se les práctica una serie de pruebas que inicia de una inspección visual, hasta las pruebas de mantenimiento y de recuperación.

2.8.1 Verificación de todos los componentes internos y externos

Para reparar un transformador que esté presentando alguna falla y no se conoce su origen, es necesario conocer su característica, qué pruebas de rutina aplicarle y la forma de realizar su mantenimiento; pero antes de aplicarlo antes mencionado primero se debe hacer una inspección visual.

Con la inspección, puede concluirse muchas cosas, sin embargo, ello depende en gran parte de la experiencia del inspector.

Observaciones que se deben de revisar son las siguientes:

- Bornes de alta tensión en buen estado.
- Bornes de baja tensión en buen estado.
- Pasatapas en buen estado.
- Que no contenga fuga.
- Conexión de los devanados correctamente.
- Aislamientos quemados o demasiado deteriorados.

2.8.2 Resistencia de los devanados

Se hace necesaria la medición de las resistencias óhmicas, para determinar las pérdidas en el cobre o pérdidas por $I^2 * R$ de los devanados y para calcular la temperatura de los mismos al final de la prueba de temperatura. También nos sirve para comprobar que todas las conexiones internas efectuadas en los devanados, fueron sujetadas firmemente. La medición de las resistencias óhmicas puede efectuarse por el método de la caída de potencial ó bien por el método de puentes de resistencias (Kelvin o *Wheatstone*) [11].

2.8.3 Relación de transformación

La función de un transformador es la de transformar potencial de un nivel de tensión a otro. La prueba de relación de transformación asegura que las bobinas del transformador tienen las espiras correctas para producir los niveles de tensión adecuados. Es decir, asegura que la tensión suministrada pueda ser transformada al nivel de tensión deseada.

La relación es una medida del valor de tensión RMS aplicado a las terminales del primario contra el valor de tensión RMS medido en las terminales del secundario.

Matemáticamente la relación de transformación de un transformador se puede expresar como:

$$a = \frac{N1}{N2} = \frac{V1}{V2} = \frac{I2}{I1} \quad (\text{ecu 2.11})$$

Dónde:

$N1$ = Número de vueltas del primario.

$N2$ = Número de vueltas del secundario.

$V1$ = Tensión del devanado primario.

$V2$ = Tensión del devanado secundario.

$I1$ = Corriente del devanado primario.

$I2$ = Corriente del devanado secundario.

Como podrá observarse de la fórmula, el número de vueltas del primario y secundario son directamente proporcionales a las tensiones del primario y secundario e inversamente proporcionales a las corrientes de su mismo devanado [11].

2.8.4 Ensayo de cortocircuito

El objetivo de la prueba es determinar la corriente de excitación y las pérdidas que tiene el transformador cuando se alimenta un devanado con su tensión y frecuencia nominal, y el otro devanado se encuentra abierto. Con esta prueba se verifica que las pérdidas del núcleo y la corriente de excitación cumplen con los valores de garantía ó diseño y que el acero del núcleo es de la calidad requerida [11].

2.8.5 Tensión inducida

Esta prueba consiste en probar si el aislamiento entre vueltas, capas y secciones de los devanados del transformador es de la cantidad y calidad requerida, así como verificar el aislamiento entre bobinas y entre devanados y tierra. La prueba se realiza al doble de la tensión nominal y hasta completar 7200 ciclos [11].

El flujo máximo al que opera el núcleo está determinado por la ecuación general del transformador:

$$\phi_{max} = \frac{E}{4.44} * f * N \quad (\text{ecu 2.12})$$

2.8.6 Tensión aplicada

La prueba de potencial aplicado consiste en verificar que la clase y cantidad de material aislante sean las adecuadas, con el objeto de asegurar que el transformador resistirá los esfuerzos eléctricos a los que se verá sometido durante su operación.

Esta prueba es también conocida como de *High Pot* o también como prueba de “baja frecuencia”, y tiene como propósito verificar el aislamiento mayor de un devanado a tierra y a los demás devanados.

En esta prueba todos los devanados son cortocircuitados y aterrizados junto con el tanque del transformador excepto el devanado que está siendo probado.

La prueba se efectúa aplicando una tensión a 60 Hz, durante un minuto, iniciándose con un valor no mayor de un cuarto del establecido como tensión de prueba. Posteriormente se elevará hasta alcanzar la tensión requerida en un tiempo aproximado de 15 segundos. Para suspender la tensión, se reducirá gradualmente hasta alcanzar por lo menos un cuarto de la tensión máxima aplicada en un tiempo no mayor de 5 segundos. Si la tensión se retira repentinamente por medio de un interruptor, el aislamiento puede ser dañado por una tensión transitoria mayor que la de prueba. Sólo en caso de falla la tensión podrá ser suspendida repentinamente [11].

2.8.7 Prueba de aislamiento

La prueba de resistencia de aislamiento se realiza en fábrica, después de que el transformador ha terminado su proceso de secado y se encuentra a una temperatura entre 0 y 40°C. Esta prueba sirve, básicamente para determinar la cantidad de humedad e impurezas que contienen los aislamientos del transformador.

El método usual para medir la resistencia de aislamiento de un transformador, es haciendo uso del aparato llamado megohmetro, que es un instrumento indicador de lectura directa y cuya escala esta graduada en megaOhms. Su principio se basa en aplicar un determinado voltaje de prueba al aislamiento y medir la corriente que proporciona, indicando la lectura en la escala graduada en megaOhms.

La potencia para la medición la proporciona un pequeño generador operado a mano o motorizado, siendo este último tipo el de mayor aceptación, debido a la uniformidad de la tensión aplicada.

Cuando el aislamiento está húmedo o sucio, la corriente de fuga será grande en relación con las de absorción y esto resultará, en que la aguja del aparato se moverá rápidamente a un valor donde comienza a amortiguarse el movimiento, tendiendo a estabilizarse, de tal forma que se obtiene una diferencia en las lecturas muy pequeñas, lo que indica la sospecha de humedad. Por otro lado, si el aislamiento se encuentra en buenas condiciones, la corriente de fuga será pequeña con relación a la de absorción dieléctrica, y ésta tendrá un efecto pronunciado mientras fluye. Por lo tanto, si el aislamiento se encuentra seco, la absorción dieléctrica es grande al principio y gradualmente decae a medida que el aislamiento alcanza su estado final de carga. Si el aparato es operado a mano, la lectura se puede hacer al minuto y si se cuenta con un instrumento motorizado, se deben tomar las lecturas cada 15 segundos hasta el primer minuto y posteriormente cada minuto hasta llegar a 10 minutos [11].

2.8.8 Prueba de polaridad

El objetivo de la prueba de polaridad y secuencia de fases es determinar el desplazamiento angular expresado en grados entre el vector que representa la tensión de línea a neutro de una fase del primario y el vector que representa la tensión de línea a neutro en la fase correspondiente en el secundario. La prueba de polaridad también puede ser realizada con el T.T.R. al mismo tiempo que la de relación de transformación [11].

2.8.9 Prueba de tensión de impulso

Esta prueba consiste en aplicar al transformador una descarga de alta tensión cuya duración es muy corta, medida en el orden de microsegundos. Se hace con el objeto de detectar si en el transformador se generan situaciones anormales con motivo de este tipo de descargas, las que en operación normal pueden producirse por descargas atmosféricas o en ciertas aperturas de interruptores principalmente.

Si bien, las condiciones que se producen en la realidad cuando aparecen estos fenómenos transitorios no se reproducen fielmente en la prueba, la experiencia ha demostrado que esta es suficientemente confiable para garantizar este aspecto de la operación del transformador.

La descarga se aplica mediante un generador de impulso, que consiste en un conjunto de capacitores conectados en paralelo a través de resistencias, los cuales se cargan por medio de una fuente D.C.

Cuando el potencial de carga ha llegado al valor de ruptura del primer explosor, inmediatamente rompen todos los demás explosores, formando un circuito serie que finalmente descarga en el equipo bajo prueba.

Los disturbios producidos por descargas atmosféricas pueden ser representados por tres tipos básicos de ondas, a saber: onda completa, onda cortada y frente de onda. Al efectuar una prueba normalmente se omite la prueba de frente de onda y solo se aplican en el siguiente orden: una onda completa reducida, la cual debe estar entre el 50 y el 70 % del valor de la onda completa, posteriormente se aplican dos ondas cortadas, las cuales son del 115% del valor de la onda completa y finalmente se aplica una onda completa.

La onda reducida en este caso solo sirve para compararla con la onda completa y establecer diferencias que nos puedan indicar una posible falla.

La aplicación de la onda completa en el transformador, es para verificar que este soportara los disturbios producidos en la línea de transmisión al caer en ella ciertas descargas atmosféricas, ya que estos disturbios viajan por dicha línea hacia el transformador, en cuyo viaje la onda original es cambiada a causa de los efectos corona y efectos capacitivos. Cuando la onda llega al transformador tiene un tiempo aproximado de 1,2 microsegundos de frente y de 50 microsegundos de cola.

La onda cortada es aplicada, debido a que cuando la onda se aproxima al transformador, en algunas ocasiones se corta, yéndose su tensión a tierra. Esto es a causa del bajo aislamiento en las subestaciones ya que en estas partes el aislamiento es más débil que en la línea de transmisión y además se encuentran instalados pararrayos. Esta onda es de un 15% mayor en

magnitud que la onda completa y su tiempo de duración es aproximadamente de 1 a 3 microsegundos [11].

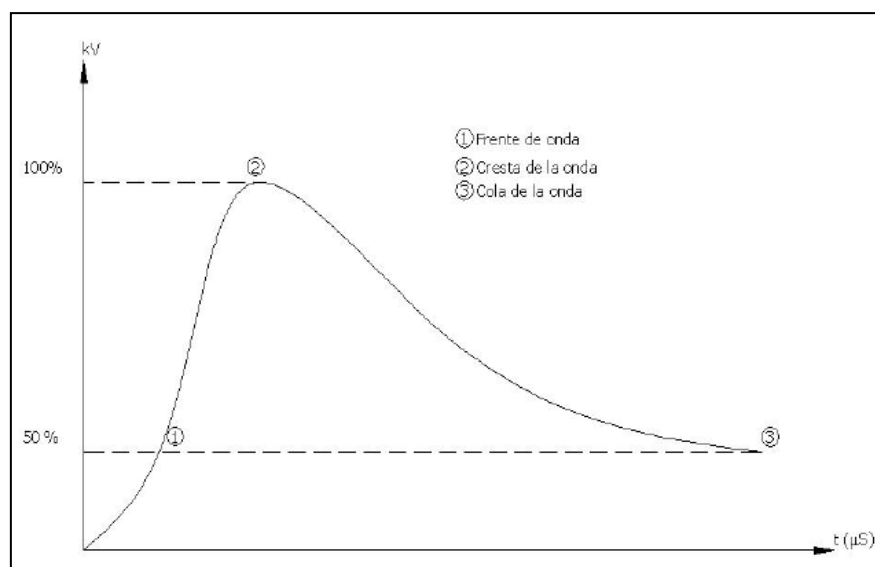


Figura 2.6 Gráfica de onda de un rayo.

2.8.10 Análisis del aceite

Esta prueba al aceite es una de las más frecuentes y más recomendables, ya que el conocer la tensión de ruptura que un aceite soporta es muy importante, ya que junto con el papel y cartón dieléctrico forman la estructura aislante del transformador, además, esta prueba revela cualitativamente la resistencia momentánea de la muestra del aceite al paso de la corriente y el grado de humedad, suciedad y cantidad de sólidos conductores en suspensión [11].

2.9 MÁQUINAS Y EQUIPOS

Se describirán algunos de los equipos utilizados en la práctica para realizar las medidas y pruebas respectivas a los diferentes tipos de transformadores a estudiar.

2.9.1 Voltímetro

El voltímetro es un instrumento usado para medir la diferencia de potencial que existe entre dos puntos específicos. Dependiendo de su naturaleza puede hacer medidas en valor eficaz, valor medio o valor pico.

2.9.2 Amperímetro

El amperímetro es un instrumento para medir la intensidad de corriente que circula por un punto de un circuito, este consiste en un galvanómetro el cual varía según la intensidad de corriente que circula por el conjuntamente con una serie de resistencias en paralelo llamadas resistencias de *shunt*, Las cuales logran medir en distintos rangos.

- **Tipos de amperímetros.**
 - *Magnetoeléctrico*: este tiene que conectarse en serie con el circuito a medir de modo que la corriente que este circulando por el sea la misma que circula por el circuito, este cuenta con una bobina móvil interna por la cual circulara la corriente y creara un campo interno que será el que se traducirá en escalas.
 - *Electromagnéticos*: este trabaja con los principios físicos de la fuerza magnética, no es necesario colocarlo en serie al circuito ya que cuenta con unos imanes que al detectar que entre ellos circula un campo magnético hará mover una bobina en proporción directa con la intensidad de corriente.

2.9.3 Vatímetro

El vatímetro es un instrumento diseñado para medir potencia eléctrica, su funcionamiento depende directamente de dos bobinas, una bobina amperimétrica y una voltimétrica, En un circuito de corriente alterna la deflexión es proporcional al producto instantáneo medio del voltaje y la corriente, midiendo pues la potencia real y posiblemente (dependiendo de las características de carga) mostrando una lectura diferente a la obtenida multiplicando simplemente las lecturas arrojadas por un voltímetro y un amperímetro independientes en el mismo circuito.

2.9.4 Frecuencímetro

Un frecuencímetro es un instrumento que sirve para medir la frecuencia, contando el número de repeticiones de una onda en la misma posición en un intervalo de tiempo determinado mediante el uso de un contador que acumula el número de periodos. Dado que la frecuencia se define como el número de eventos de una clase particular que ocurren en un período, su medida es generalmente sencilla.

2.9.5 TTR

Es un aparato capaz de medir la relación de transformación y corriente de excitación además de otros aspectos de los transformadores con una precisión bastante alta, se utiliza aplicando tensión en lado de alta tensión y midiendo en el lado de baja.

2.9.6 Medidor de aislamiento.

Es un instrumento igual a un óhmetro solo que este es usado para generar medidas en megaOhm funciona igual que un óhmetro solo que en vez de tener una batería para generar voltajes para hacer mediciones usa un generador muy elevado.

Tenemos que tener en cuenta que un óhmetro inyecta corriente a un circuito para hacer una relación de voltaje y amperes y saber cuál es el valor de la resistencia que se está midiendo.

2.9.7 Transformador de prueba

Los transformadores de prueba usados en los laboratorios de alta tensión son generalmente transformadores de bajos rangos de potencia, pero con relaciones de transformación muy grandes. Estos transformadores tienen normalmente una terminal del devanado de alta tensión conectado a tierra, con el fin de referir la tensión a este punto. Sin embargo, en muchos circuitos utilizados se requieren transformadores completamente aislados, como los empleados para cargar el generador de impulso.

2.9.8 Regulador de tensión

Es un dispositivo diseñado para mantener un nivel de tensión deseado. Los reguladores electromecánicos basan su principio de funcionamiento en un auto transformador de columna, sobre la cual se dispone un cursor accionado por un servomotor, que en su recorrido suma o resta espiras. Este movimiento de auto ajuste es controlado por un proceso electrónico, que se activa cada vez que la tensión de salida se desvía de su valor de calibración, ajustándose automáticamente y con ello mantiene permanentemente la tensión de salida estable, la respuesta es lenta a las variaciones rápidas de tensión.

2.9.9 Transformador de corriente

Los transformadores de corriente se utilizan en la práctica, para medir la corriente sin interrumpir a las líneas de corriente. Por lo tanto, la medición de la corriente con la ayuda de los transformadores de corriente es muy segura. Los transformadores de corriente utilizan el campo magnético natural del conductor activo para determinar la corriente. El rango de corriente medible es de unos pocos mA hasta varios mil amperios. Así es fácil y seguro medir corrientes en el rango de 1 mA a 20 mA y también corrientes grandes de hasta 10000A.

2.9.10 Transformador de potencial

Es un transformador con devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

2.9.11 Generador de corriente alterna

El generador de corriente alterna es un dispositivo que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. El generador más simple consta de una espira rectangular que gira en un campo magnético uniforme.

El movimiento de rotación de las espiras es producido por el movimiento de una turbina accionada por una corriente de agua en una central hidroeléctrica, o por un chorro de vapor en una central térmica. En el primer caso, una parte de la energía potencial agua embalsada se transforma en energía eléctrica; en el segundo caso, una parte de la energía química se transforma en energía eléctrica al quemar carbón u otro combustible fósil.

2.9.12 Generador de impulsos

Equipo que permite la comprobación de elementos de alta tensión mediante la realización de impulsos de corriente de hasta 100 kA (tipo rayo), con impulso normalizado que alcanza el valor máximo en 8ms y baja al 50 % de este valor en 20ms con energía de 80kJ. Los elementos testados (autoválvulas, pararrayos, palas de aerogenerador, etc.) se conectan en serie con el generador. Es posible modificar la configuración del ensayo para hacer medidas

de tensión (hasta 1600 kV/80kJ, alcanzando de valor máximo en 1,2ms y bajando al 50 % en 50ms) [8].

2.9.13 Transformador elevador

Es un transformador el cual su bobina secundaria tiene más espiras que la bobina primaria de esta manera sería un transformador elevador. Es usado para elevar el voltaje a uno deseado.

2.9.14 Rectificador de tensión

Es un dispositivo capaz de convertir de voltaje alterno a voltaje continuo con ayuda de unos diodos colocados en una configuración específica. Pueden ser semiconductores de estado sólido o válvulas de vacío o válvulas gaseosas.

2.9.15 Explosor

Es un dispositivo capaz de producir una explosión a una distancia determinada.

2.9.16 Osciloscopio

El osciloscopio es un instrumento electrónico utilizado para representar gráficamente señales eléctricas en una pantalla el cual lo representara en coordenadas cartesianas teniendo en cuenta que el eje X será el tiempo y el eje Y representara los picos de voltaje.

2.10 ÁREAS DE TRABAJO

Las áreas esenciales para poder trabajar en un taller de recuperación de transformadores son las siguientes:

- *Área de recepción y almacenamiento de los transformadores que llegan.*
- *Área de desmantelamiento.*
- *Área de pruebas de recepción.*
- *Área de reparación del núcleo*
- *Área de reparación de las bobinas*
- *Área de reparación y pintura del tanque.*
- *Área de reparación del cambiador de tomas.*

- *Área de ensamblaje.*
- *Área de pruebas de calidad.*
- *Área de almacenamiento de transformadores reparados.*
- *Área de embarque.*
- *Área administrativa.*
- *Área de servicios para todo el personal de la planta: comedores, baños, casilleros, áreas de descanso y recreación.*

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA PARA PRUEBA EN TRANSFORMADORES

En el siguiente capítulo se describirá el protocolo a seguir para realizar las pruebas respectivas en los transformadores de distribución.

3.1 INSPECCIÓN VISUAL

Esta sección trata de verificar todos los componentes tanto internos como externos del transformador en estudio, para descartar fallas de componentes dañados en el transformador.

3.1.1 Externo

- Verificación de *bushing* de baja tensión, quemados, partidos, entre otros.
- Verificación de *bushing* de alta tensión, quemados, partidos, entre otros.
- Verificación de válvula de alivio de presión.
- Verificación de bornes de porcelana de alta tensión.
- Verificación de tanque o cuba, golpes, agujeros, entre otros.

En caso de ser transformadores autoprottegidos:

- Verificación de pararrayos.
- Verificación de corta corrientes.

3.1.2 Internos

- Verificación de conexiones internas a bornes de alta tensión.
- Verificación de conexiones internas a bornes de baja tensión.

- Coloración inusual de aceite refrigerante.
- Vista de bobina quemada a simple vista.

3.2 RESISTENCIA ÓHMICA DE LOS DEVANADOS

Estas mediciones son necesarias para determinar las pérdidas en el cobre, la temperatura o si existe algún tipo de mala conexión interna en los devanados. Para realizar estas pruebas existen dos métodos comúnmente usados. En general los transformadores sumergidos en aceite la temperatura de los devanados es la misma del aceite.

3.2.1 Método de caída de potencial

Este método es utilizado únicamente si la corriente nominal de los devanados es mayor a un Amper, debe hacerse con corriente continua, la lectura de la corriente y voltajes deben realizarse simultáneamente y el cálculo de la resistencia óhmica se realiza utilizando la ley de Ohm.

$$R(\Omega) = \frac{V (V)}{I (A)} \quad (\text{ecu 3.1})$$

Al realizar este método hay algunas consideraciones que se deben de tener en cuenta.

- La corriente utilizada en la medición no debe exceder el 15% de la corriente nominal del devanado en estudio, esto se debe a que puede ocasionar errores o variaciones de la medición por el calentamiento del conductor.
- Los terminales del voltímetro deben ser independientes a los terminales del amperímetro y deben ser conectados tan cerca como sea posible de los terminales del devanado en estudio.
- Al tomar lectura del amperímetro como del voltímetro debe esperarse a que las agujas de los instrumentos estén estabilizadas para evitar errores.
- Se debe tomar un mínimo de 3 lecturas tanto de corriente como voltaje y por la ley de Ohm calcular la resistencia óhmica del devanado luego el promedio entre las lecturas será la verdadera resistencia del devanado.

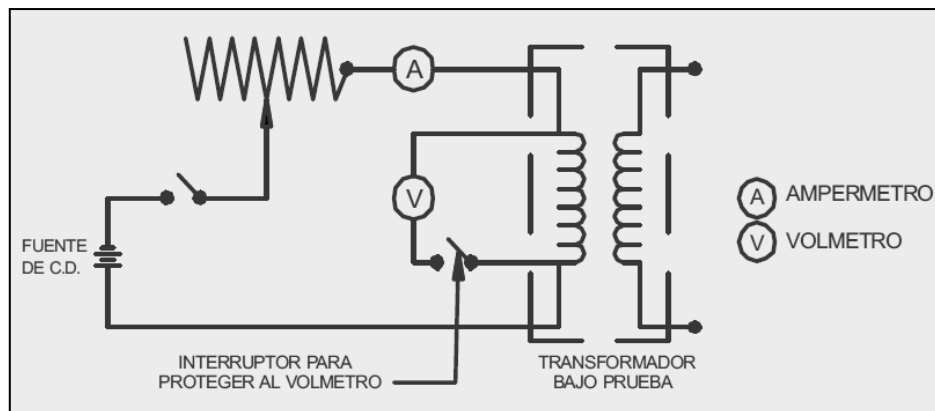


Figura 3.1 Conexión para la medición de resistencia óhmica del devanado por el método de caída de potencial. (Pedro Mora Maquinas eléctricas ULA)

3.2.2 Método de los puentes

Para medir las resistencias con este método se realiza mediante los terminales H1-H2 y X1-X2, para estas pruebas se utilizan 2 equipos los cuales son el puente de *Wheatstone* y el puente de *Kelvin*, ambos son utilizados para medir resistencia, con diferencia que el puente de *Wheatstone* es utilizado para resistencia que van de (1 a 1×10^9) Ohm y el puente de *Kelvin* para resistencias de (1×10^{-5} a 1) Ohm [11].

- **Puente de Wheatstone**

Como se mencionó anteriormente en general es utilizado para medir resistencia que van de (1 a 1×10^9) Ohm, en principio consiste en 2 resistencias conocidas y R_1 y R_3 , una resistencia variable R_2 , un galvanómetro y una fuente de excitación DC [11].

En la figura 3.2 se observa el diagrama de conexión del puente de *Wheatstone*, para determinar la resistencia R_x simplemente hay que variar el valor de la resistencia R_2 hasta que por el galvanómetro circule una corriente nula lo cual indicara que la relación R_1/R_3 es igual a R_2/R_x por consiguiente se puede calcular el valor de R_x por la ecuación 3.2:

$$R_x = \frac{R_2}{R_1} \times R_3 \quad (\text{ecu 3.2})$$

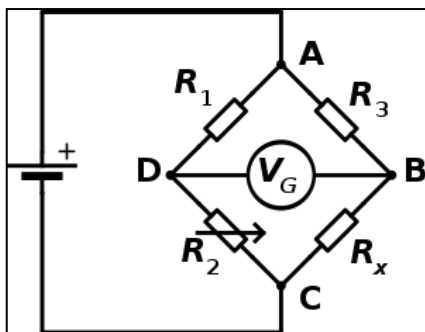


Figura 3.2 Diagrama de puente de Wheatstone.

- **Puente de Kelvin**

El puente de kelvin se podía decir que es una expansión del puente de *Wheatstone* dado que tiende a tener una mayor precisión para valores de resistencia más pequeños, cuenta con dos resistencias adicionales (resistencia a y resistencia b), que proporcionan mayor exactitud al momento de medir la corriente que circulara por el galvanómetro, su diagrama se puede observar en la figura (3.3) y su ecuación es la 3.3:

$$R_x = \frac{R_2}{R_1} * (R_3 + a) - b \quad (\text{ecu 3.3})$$

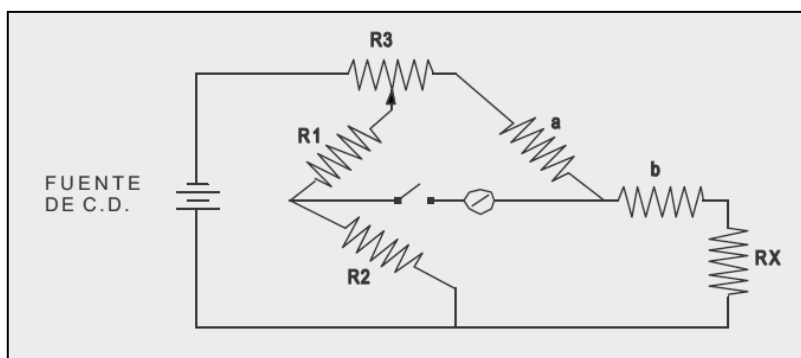


Figura 3.3 Diagrama reducido de puente de Kelvin.

Luego de tener el cálculo o la medida de la resistencia de los devanados, esta resistencia corresponde a la temperatura ambiente, y debe referirse a la temperatura de trabajo del transformador, con respecto a la siguiente relación ecuación 3.4:

$$r_t = r_m * \frac{T_m + T_k}{T_a + T_k} \quad (\text{ecu 3.4})$$

Dónde:

r_m = Es la resistencia medida.

r_t = Es la resistencia del régimen.

T_m = Es la temperatura de trabajo.

T_a = Es la temperatura ambiente.

T_k = Es una constante que toma el valor de 234,5 para devanados de cobre y 225 para devanados de aluminio.

3.3 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Esta prueba consiste en verificar si los devanados como sus partes internas están aisladas, además de eso es de importancia saber si entre ellos existe algún tipo de humedad la cual puede ser perjudicial al momento de estar en funcionamiento. Esta prueba se determina con un medidor de aislamiento, el cual envía unos impulsos de voltajes y mide la corriente expresando los valores en megaOhm.

Si el aislamiento está húmedo o sucio la corriente de fuga será elevada en relación con la corriente de absorción, dando como resultado que la aguja del medidor de aislamiento se mueva rápidamente a un valor donde se amortigua el movimiento teniendo estabilidad, de tal manera se obtienen diferencias en las lecturas, lo cual indica sospechas de humedad. A diferencia si el aislamiento es bueno, la corriente de fuga será pequeña en relación a la corriente de absorción dieléctrica, esto se debe porque si el aislamiento se encuentra seco la absorción dieléctrica es grande al principio y caerá a medida que el aislamiento alcance su estado final de carga.

Estas pruebas se realizan generalmente:

- Alta tensión contra baja tensión.
- Alta tensión contra baja tensión más tierra.
- Baja tensión contra alta tensión más tierra.

Al hacer estas pruebas hay una serie de condiciones que hay que tener en cuenta

- No se debe utilizar voltajes superiores a los seguros que puede soportar el equipo en estudio, en la tabla 3.1 observaremos los rangos de voltajes seguros para los equipos según sus voltajes nominales.
- El equipo que será probado debe estar colocado en una base firme y sujeto.
- El aparato de medición en este caso el medidor de aislamiento debe ser probado, tanto su marcaje al infinito como su marcaje en cero.
- Se tiene que verificar que el equipo en prueba no debe estar energizado, para mayor seguridad, es preciso aterrizar todos los componentes del equipo unos 10 minutos, para de esta manera eliminar cualquier carga capacitiva que pueda afectar la medición.
- Cortocircuitar los devanados de alta tensión y baja tensión.
- Se debe tomar lectura de la temperatura del aceite o devanados del equipo a probar.

*Tabla 3.1 escalas recomendadas para usar el medidor de aislamiento.
(AMBARELECTRO, 2015)*

Voltaje nominal en C.A del equipo a medir	Voltaje nominal del probador de D.C (Medidor de aislamiento)
Hasta 125V incluyendo circuitos de control	100V y 250V
De 125 a 400 V	500V
400 V	1000V
1000 V	2500V

Se tomarán las mediciones cada 15 segundos el primer minuto y luego cada minuto hasta completar los 10 minutos, luego se calcula el índice de polarización que viene dado por la ecuación 3.5:

$$I_p = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a los 10 min}}{\text{Resistencia de aislamiento a 1 min}} \quad (\text{ecu 3.5})$$

Además, se puede obtener el índice de absorción dieléctrica por la siguiente ecuación 3.6.

$$I.A.D = \frac{\text{Resistencia de aislamiento al minuto}}{\text{Resistencia de aislamiento a los 30 seg}} \quad (\text{ecu 3.6})$$

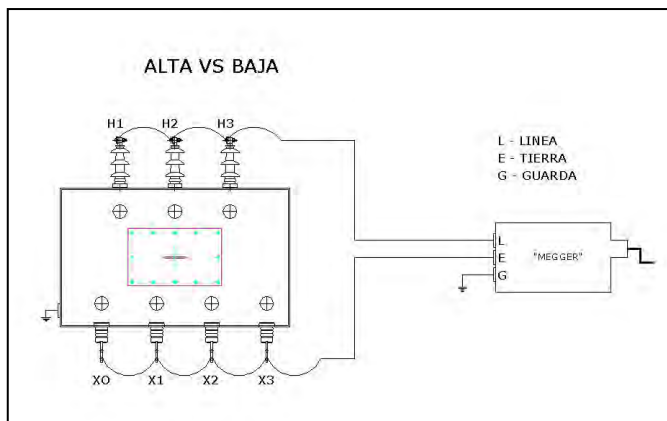


Figura 3.4 Conexión para medir aislamiento entre alta y baja tensión.

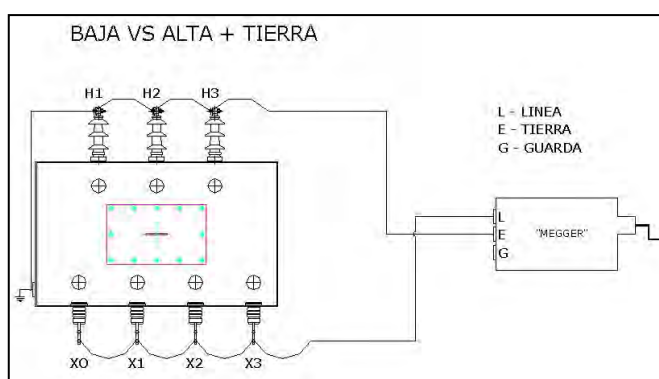


Figura 3.5 Conexión para medir aislamiento entre baja y alta tensión más tierra.

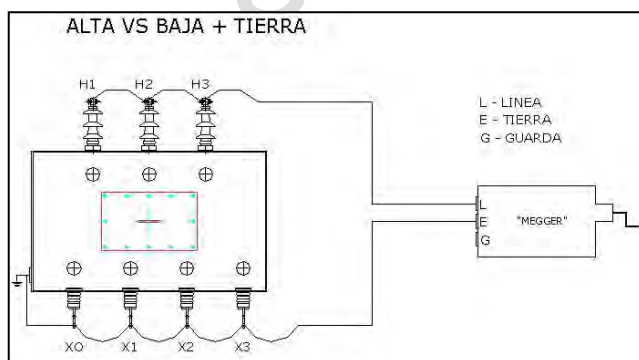


Figura 3.6 Conexión para medir aislamiento entre alta y baja tensión más tierra.

3.4 POLARIDAD

La polaridad es un aspecto importante en los transformadores, ya que estos pueden ocasionar grandes fallas si se llegase a conectar en paralelo dos transformadores con distinta polaridad, sea también el caso de un banco de transformadores si uno de ellos se conecta con polaridad invertida puede acarrear a este grandes fallas.

Los transformadores monofásicos menores a 200kVA pueden tener una polaridad aditiva o sustractiva una muestra de ellos se puede observar en las figuras 3.7 y 3.8.

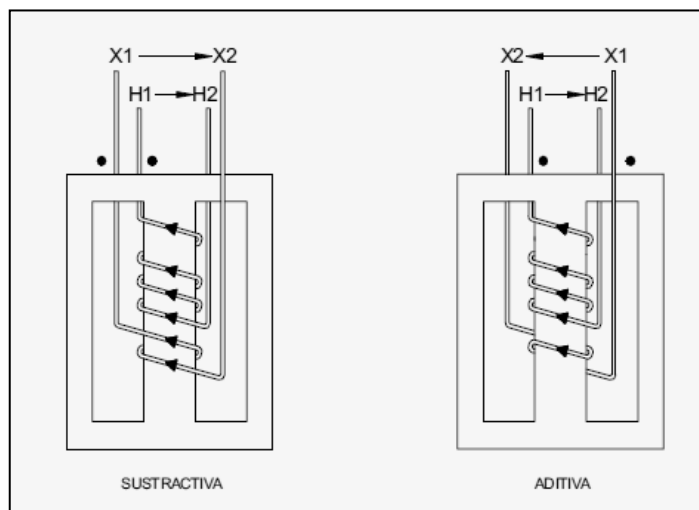


Figura 3.7 Vista frontal de arrollamiento de los devanados.

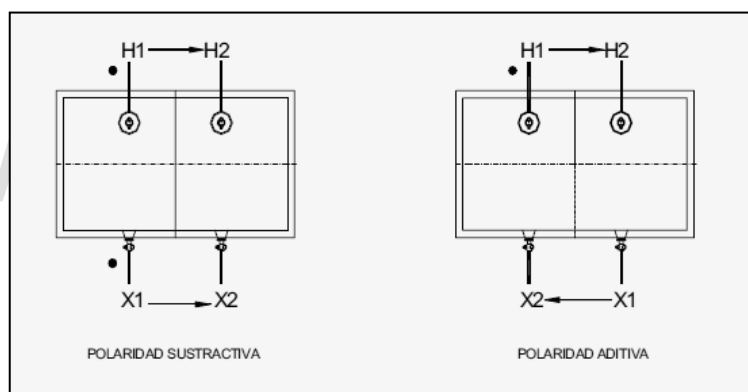


Figura 3.8 Vista superior de circulación de corriente de los devanados.

La polaridad de un transformador, no es más que la disposición en la que se encuentran los arrollamientos de los devanados, para determinarlos se seguirán los siguientes pasos.

- Identificar los bornes de alta tensión y los bornes de baja tensión.
- Debe unirse un borne de alta tensión con uno de baja tensión a través de un conductor, a esto se le llama *punto de polaridad*.
- Se alimenta el transformador por el lado de alta tensión.
- En el otro extremo de los devanados a se conecta un voltímetro.

Luego de tener los siguientes pasos se continúa a observar la lectura del voltímetro y determinar su polaridad.

- Si la medida del voltímetro indica una tensión mayor que la tensión aplicada se dice que la polaridad es *aditiva* y la disposición de los bornes será como se muestra en la figura (a).
- Si la medida del voltímetro indica una tensión menor a la tensión aplicada se dice que la polaridad es *sustractiva* y la disposición de los bornes será como se muestra en la figura (b).

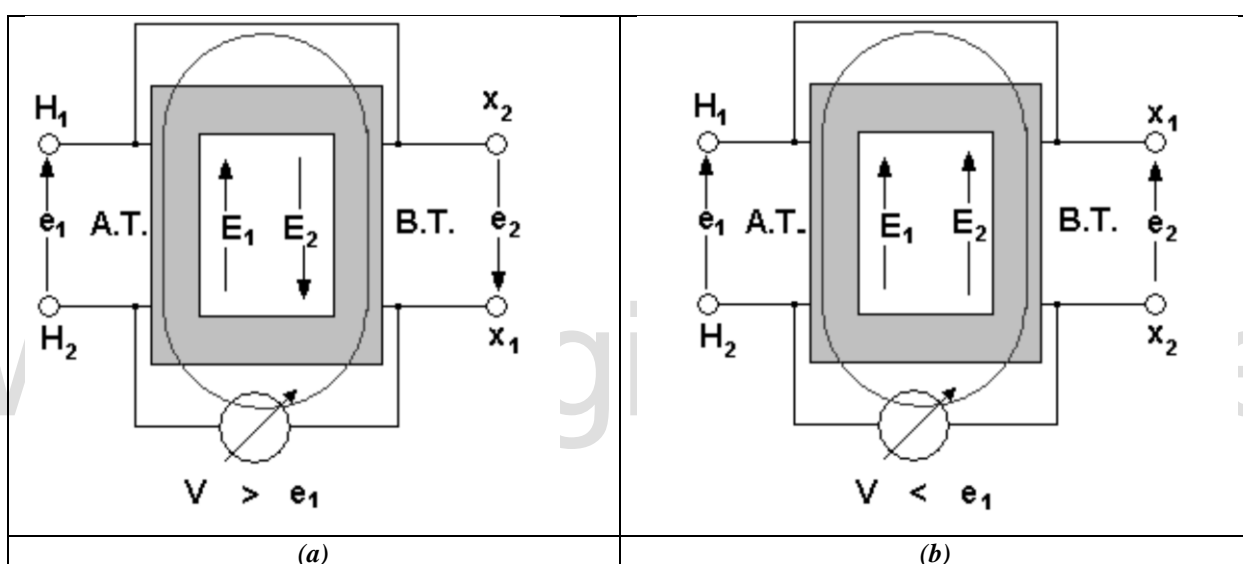


Figura 3.9 Diagrama de conexión para determinar la polaridad

3.5 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Esta es una de las pruebas más importantes al momento de hacerle pruebas a un transformador, ya que pueden existir fallas en la relación de transformación y aun así el transformador puede seguir funcionando. Una falla en la relación de transformación no es más que un cortocircuito en uno de los devanados el cual hace que la bobina haga un salto en las vueltas.

Para realizar las pruebas de relación de transformación se puede usar un equipo llamado *T.T.R* (*Transformer Turn Ratiometer*) el cual puede usarse para hacer distintas pruebas, como las descritas en las secciones anteriores. El cual cumple con inyectar voltaje o corriente a uno de

los devanados del transformador y por el otro devanado hará mediciones tanto de corriente como de voltaje, y algunos más sofisticados y hacen operaciones dentro de ellos mismos para arrojar resultados más exactos.

Al realizar las pruebas de relación de transformación se debe comparar los valores teóricos con los valores medidos, de esta manera se puede tener una señal de donde podría estar el corto o si el transformador está en perfecto estado. En transformadores con taps de regulación se debe probar cada uno de los taps [11].

$$\%diferencia = \frac{Valor\ teorico - Valor\ medido}{Valor\ teorico} * 100 \quad (ecu\ 3.7)$$

Una vez hecha la medición y calculado el %diferencia, si excede el 0,5% se debe dictaminar cuál de los dos devanados es el que está en falla y se decide por la siguiente regla.

- Si la relación medida es menor a la de placa de datos, el corto circuito lo tenemos localizado en la bobina de alta tensión.
- Si la relación medida es mayor a la de placa de datos, el corto circuito lo tenemos localizado en la bobina de baja tensión.

3.6 ENSAYO DE PÉRDIDAS EN VACÍO

En este ensayo se puede determinar los parámetros en vacío y las pérdidas que posee un transformador en el hierro, es decir, en el núcleo del transformador, así como también la corriente de excitación. Un transformador así no posea ningún tipo de carga conectada, presenta pérdidas de energía disipada en el núcleo, a estas pérdidas se les llama pérdidas por histéresis y pérdidas por Foucault, la cuales puede generar grandes pérdidas a la empresa suministradora de servicio.

Las *pérdidas por histéresis* son la inversión de los imanes elementales que componen el hierro en el cual se crea un flujo magnético por la circulación de corriente que atraviesa en sus devanados. La pérdida por histéresis de un transformador varía en proporción directa a la frecuencia y la densidad máxima de flujo [5].

Las *pérdidas por corriente Foucault* son las corrientes que circulan por el núcleo, si el núcleo de un transformador fuese macizo este transportaría una corriente de alta magnitud que podría ser igual a la que circula por los devanados, esta se disminuye con unas resistencias de alto valor, las cuales son agregadas al dividir el núcleo en laminas separadas por barniz o papel aislante [5].

La *corriente de excitación* es la corriente que circula por el devanado primario al aplicarle su tensión nominal con el secundario sin carga. Es la corriente necesaria para producir el flujo magnético y se expresa en por ciento de la corriente nominal [5].

Para determinar los parámetros de vacío y la corriente de excitación hay que conectar el transformador como el siguiente diagrama figura 3.9.

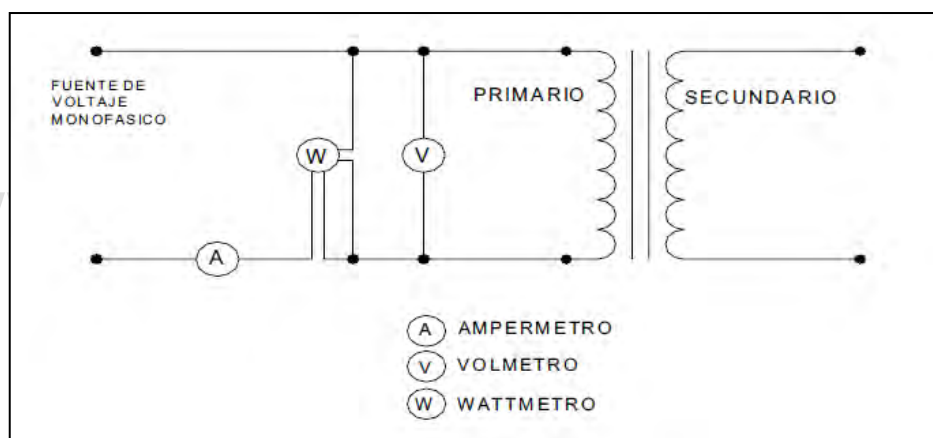


Figura 3.10 Diagrama de conexión para determinar el ensayo en vacío.

En este caso el devanado que se muestra como primario sería el lado de baja tensión, el cual se alimentara a tensión nominal. Con esta conexión se puede medir directamente la corriente de excitación, las pérdidas en el hierro serán la potencia de entrada al transformador (w_0) ya que no hay potencia de salida y los parámetros serán calculados siguiendo las siguientes ecuaciones.

$$w_0 = e_n * i_0 * \cos\varphi_0 \quad (\text{ecu 3.8})$$

$$i_e = \frac{w_0}{e_n * \cos\varphi_0} \quad (\text{ecu 3.9})$$

$$i_m = \sqrt{i_0^2 - i_e^2} \quad (\text{ecu 3.10})$$

$$r_0 = \frac{V_n}{i_e} \quad (\text{ecu 3.11})$$

$$X_0 = \frac{V_n}{i_m} \quad (\text{ecu 3.12})$$

$$I_0 = \frac{I_{or}}{i_n} * 100 \quad (\text{ecu 3.13})$$

Dónde.

W_o= Pérdidas en vacío.

E_n= Voltaje de alimentación.

V_n= voltaje nominal.

I_o= Corriente en vacío.

I_m= corriente inductiva.

I_e= corriente resistiva.

R_o= resistencia en vacío.

X_o= reactancia en vacío.

I_{or}= corriente obtenida en el ensayo.

I_n= corriente nominal.

3.7 ENSAYO DE PÉRDIDAS EN CORTOCIRCUITO

Al igual que en la sección anterior en este ensayo es para determinar las pérdidas producidas en los devanados las cuales toman nombre de pérdidas por efecto Joule, la impedancia equivalente de los devanados, y los parámetros de cortocircuito.

Las pérdidas por efecto Joule son las pérdidas producidas por el calentamiento de las bobinas.

La impedancia equivalente es la que se opone al paso de la corriente en los devanados del transformador, esta vendrá expresada en porcentaje de la tensión nominal.

Para determinar los parámetros en este ensayo es necesario montar el siguiente circuito.

En este caso se alimentará a tensión reducida por el lado de alta tensión, hasta que por el lado de baja tensión circule la corriente nominal. Las pérdidas por efecto Joule serán directamente la potencia de entrada al transformador, los parámetros serán calculados con las siguientes ecuaciones.

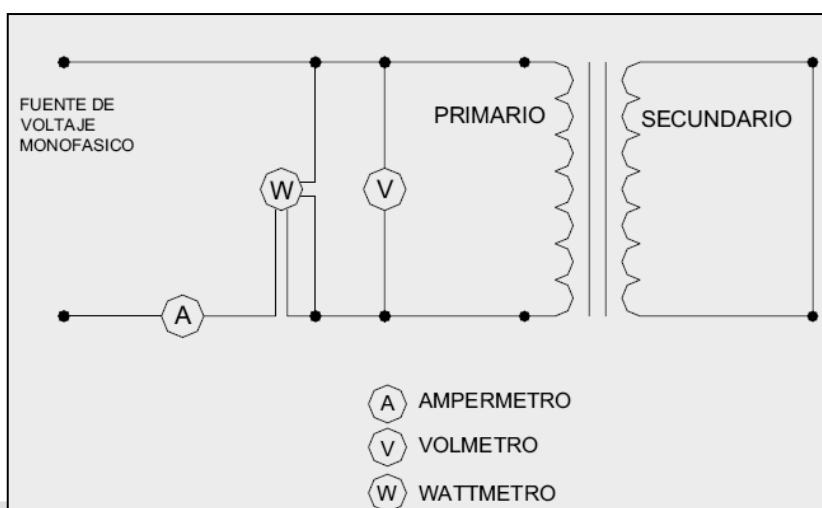


Figura 3.11 Diagrama de conexión para determinar el ensayo en cortocircuito.

$$w_{cc} = v_{cc} * i_{cc} * \cos\phi_{cc} \quad (\text{ecu 3.14})$$

$$Z_e = \frac{V_{cc}}{i_{cc}} \quad (\text{ecu 3.15})$$

$$r_e = \frac{w_{cc}}{i_{cc}^2} \quad (\text{ecu 3.16})$$

$$X_e = \sqrt{Z_e^2 - r_e^2} \quad (\text{ecu 3.17})$$

$$Z\% = \frac{i_n * Z_e}{e_n} * 100 \quad (\text{ecu 3.18})$$

$$Frt = \frac{(T_k + T_r)}{(T_k + T_a)} \quad (\text{ecu 3.19})$$

$$F_{cc} = \left(\frac{I_n}{I_a}\right)^2 \quad (\text{ecu 3.20})$$

$$F^{\text{cc}} = \left(\frac{I_n}{I_a} \right) \quad (\text{ecu 3.21})$$

$$Pr = Frt * wcc \quad (\text{ecu 3.22})$$

Dónde

Wcc= Pérdidas en Corto.

Vcc= Voltaje de cortocircuito

Icc= Corriente en cortocircuito.

Ze= Impedancia de cortocircuito

Re= Resistencia de cortocircuito

Xe= Reactancia de cortocircuito

Frt= Factor de corrección de temperatura

Tk= 234,5 para el cobre, 225 para el aluminio (°C)

Ta= Temperatura ambiente

Tr= Temperatura de referencia según (COVENIN 536)

Fcc= Factor de corrección de la potencia medida a temperatura ambiente.

In= Corriente nominan

Ia= Corriente utilizada en el ensayo

F^{cc}= Factor de corrección de la tensión de cortocircuito.

Pr= Temperatura corregida a temperatura de referencia.

3.8 PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO

Con esta prueba se puede certificar que el aislamiento se encuentra en perfecto estado, esta prueba es delicada, y debe efectuarse en laboratorios de alta tensión para transformadores mayores a 600V, ya que para estos transformadores es necesario usar voltaje en el orden de los kilo-volts, en todo caso la tensión aplicada dependerá de los valores de tensión que fue diseñado el transformador [11].

Un transformador fácilmente puede funcionar si la eficiencia y la regulación son pobres, o si el incremento de la temperatura es alto, hasta si su resistencia mecánica está al límite, pero sin un buen aislamiento el transformador fallará, y se puede convertir en un muy grave problema.

Para realizar esta prueba es necesario disponer de un espinterómetro, un transformador elevador, una fuente variable, y kilo-voltímetro y resistencias de potencia. El diagrama de conexión es el expresado en la figura 3.12:

Tabla 3.2 valores recomendados para realizar prueba de potencial aplicado
(PEDRO MORA, 1997, P.314).

Tensión primaria (kV)	Tensión aplicada (kV)
2,4	15
4,8	19
6,9	26
7,2	26
12,5	34
13,8	34
14,4	34
34,5	70

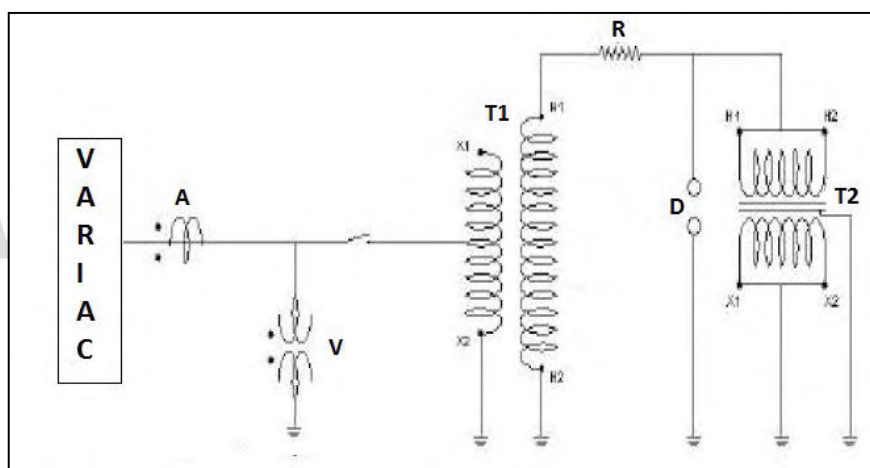


Figura 3.12 Diagrama de conexión para realizar prueba de potencial aplicado.

Dónde:

A= Amperímetro

V= Voltímetro

D= Espinterómetro o voltímetro de esferas.

R= Resistencia

T1= Transformador elevador

T2= Transformador en prueba.

Esta prueba consiste en aumentar paulatinamente la tensión que se le aplica al transformador a ensayar hasta alcanzar el voltaje de prueba expuesto en la tabla 3,2 por un tiempo no mayor a 15 segundos, mantener este valor durante 60 segundos y al final de este lapso disminuir gradualmente la tensión y apagar la fuente una vez se llegue a la mínima tensión. La prueba solo puede detenerse en caso de falla, si se llegase a parar por otro motivo se puede llegar a dañar el aislamiento por transitorios de sobretensiones mayores a los de la prueba, El transformador se encontrará con un aislamiento no adecuado si ocurren las siguientes condiciones:

- Si en dicho lapso y con la tensión aplicada el espinterómetro se dispara.
- Si la corriente se incrementa bruscamente, Al incrementarse la corriente repentinamente durante la prueba existe la presencia de una falla a tierra o entre los devanados de alta y baja tensión.
- Si se escuchan ruidos dentro del tanque. Al existir un ruido amortiguado o zumbido dentro del tanque, será debido a una distancia crítica o un exceso de humedad.
- Si se observa humo o burbujas, La presencia de humos y burbujas indicará la existencia de una falla a tierra o entre los devanados de alta y baja tensión, pero si se observan burbujas sin presencia de humo, no necesariamente indicarán una falla, ya que puede existir aire atrapado en los devanados; por lo que es este caso se recomienda repetir la prueba.

3.9 PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO

Al igual que la prueba descrita anteriormente, la prueba de potencial inducido es para determinar aislamiento, pero esta vez entre espiras de un mismo devanado. Ya que una falla puede lograr una mala relación de transformación o daños graves por calentamiento en los transformadores.

Esta prueba se realiza a una tensión del doble de su tensión nominal del devanado de baja tensión y con un tiempo de duración correspondiente a una frecuencia mayor de 120Hz para completar 7200 ciclos, para calcular el tiempo usamos la siguiente ecuación:

$$t = \frac{7200}{f} \quad (\text{ecu 3.23})$$

$$\phi_{max} = \frac{E}{4.44 * f * N} \quad (\text{ecu 3.24})$$

Al aplicar una tensión del 200%, el flujo aumentará en la misma proporción, por lo que para limitarlo y evitar que el núcleo se sature, es necesario aumentar en igual forma la frecuencia. Es decir, cuando el transformador este diseñado para operar a 60Hz, la prueba se podrá realizar a 120Hz y su duración será de 60 segundos [5].

Dado que la prueba a una frecuencia mayor ejerce un esfuerzo dieléctrico en los devanados y la prueba fue limitada para 7200 ciclos, para esta sección de la prueba es necesario usar un motor jaula de ardilla y un generador sincrónico para convertir la frecuencia. Existen una serie de valores tabulados para frecuencias mayores a los 120Hz.

Tabla 3.3 tabla para tiempo de aplicación de prueba de potencial inducido.

Frecuencia (Hz)	Duración de la prueba (s)
120	60
180	40
240	30
360	20
480	18

Para comenzar esta prueba montaremos el diagrama expuesto en la figura 3.12 aplicando un voltaje igual a un cuarto de la tensión de la prueba, incrementándola posteriormente a la tensión plena en un lapso no mayor a 15 segundos, manteniéndola por el tiempo especificado en la tabla 3.3, y para suspender la prueba se disminuirá el valor de tensión gradualmente en un lapso no mayor a 5 segundos y luego si se apagara la fuente de generación. Al igual que en la prueba de tensión aplicada solo deberá detenerse la prueba si presenta alguna de las siguientes fallas, de lo contrario puede acarrar fallas en el devano dado a sobretensiones por transitorios.

El transformador se encontrará con fallas si ocurren las siguientes condiciones:

- Incremento brusco de la corriente, si la corriente se eleva bruscamente durante la prueba existe evidencia de falla de aislamiento entre espiras o entre capaz.

- Ruido o vibraciones dentro del tanque exceptuando el fuerte ruido magnético propio de la elevada inducción a que se somete el transformador, si se presenta un ruido fuerte en el interior del tanque, la posible falla puede deberse a distancias cortas de los devanados o partes vivas contra el tanque. Si el ruido es amortiguado o en forma de zumbido, la causa puede ser por distancias críticas o por la existencia de humedad.

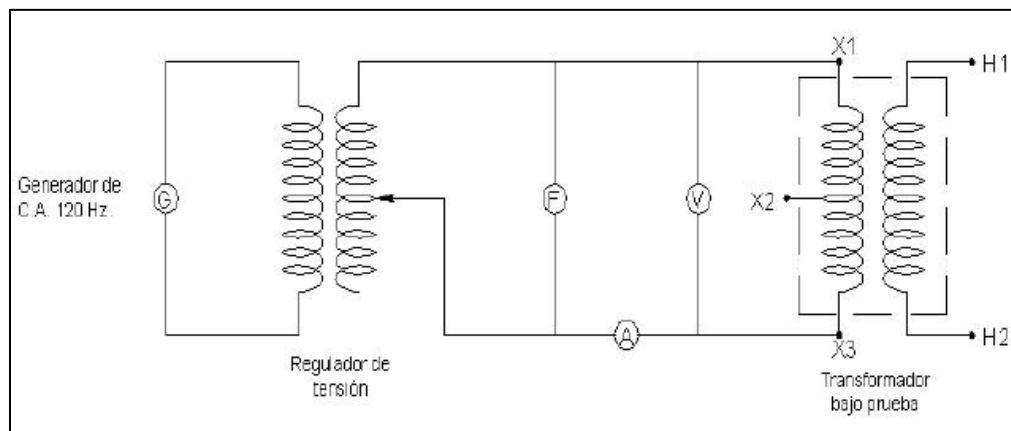


Figura 3.13 Diagrama de conexión para realiza prueba de potencial inducido.

- Humo o burbujas, si existe humo y burbujas en el aceite es prueba inequívoca de falla entre vueltas o entre capas del devanado. Cuando se presentan algunas burbujas sin presencia de humo, no es posible asegurar la existencia de alguna falla, ya que las burbujas pueden haber estado atrapadas en el devanado, en este caso se sugiere repetir la prueba.

3.10 PRUEBA DE IMPULSO

Esta es prueba es muy poco usual aplicarla a transformadores que lleven tiempo en uso, ya que es una prueba que puede deteriorar el aislamiento. Por lo general es aplicada a transformadores con aislamiento nuevo a solicitud del cliente, sirve para comprobar que un transformador es capaz de soportar mayormente descargas atmosféricas o grandes fallas en los sistemas eléctricos.

Esta prueba consiste en generar un impulso eléctrico de corta duración y con tensiones tan elevadas que se asemejen a una descarga atmosférica, esto se logra gracias a un generador de

impulso de C.A, este en realidad es la conexión de condensadores conectados en paralelo, los cuales se cargan a la tensión deseada y luego se conectan en serie por medio de explosores.

El transformador debe soportar durante un tiempo de 1, a 40 microsegundos sin deteriorarse las siguientes pruebas:

- Una onda completa reducida, la cual debe estar entre el 50 y el 70 % del valor de la onda completa.
- Dos ondas cortadas, las cuales son del 115 % del valor de la onda completa.
- Una onda completa con tensión máxima igual al nivel de aislamiento.

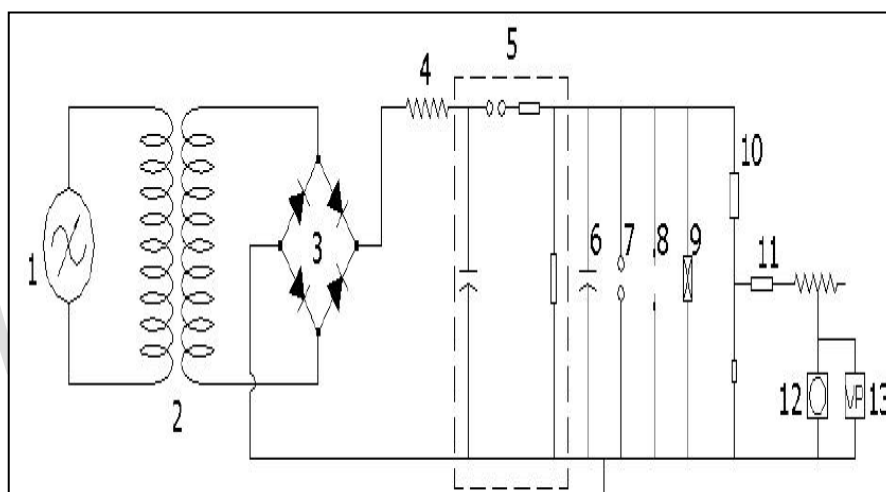


Figura 3.14 Diagrama de conexión para realizar prueba de impulso.

Dónde

1: Regulador de tensión.

2: Transformador elevador.

3: Rectificador de tensión.

4: Resistencia de protección

5: Generador de impulso

6: Capacitancia de recarga

7: Voltímetro de esferas

8: Explosor

9: Objeto bajo prueba

10: Divisor de tensión

11: Cable coaxial

12: Osciloscopio.

13: Voltímetro de pico.

En la tabla 3.4 se especifican las magnitudes de las ondas de impulso aplicadas a los transformadores sumergidos en aceite de acuerdo a su nivel de aislamiento (según Norma IEEE ANSI 4-1978)

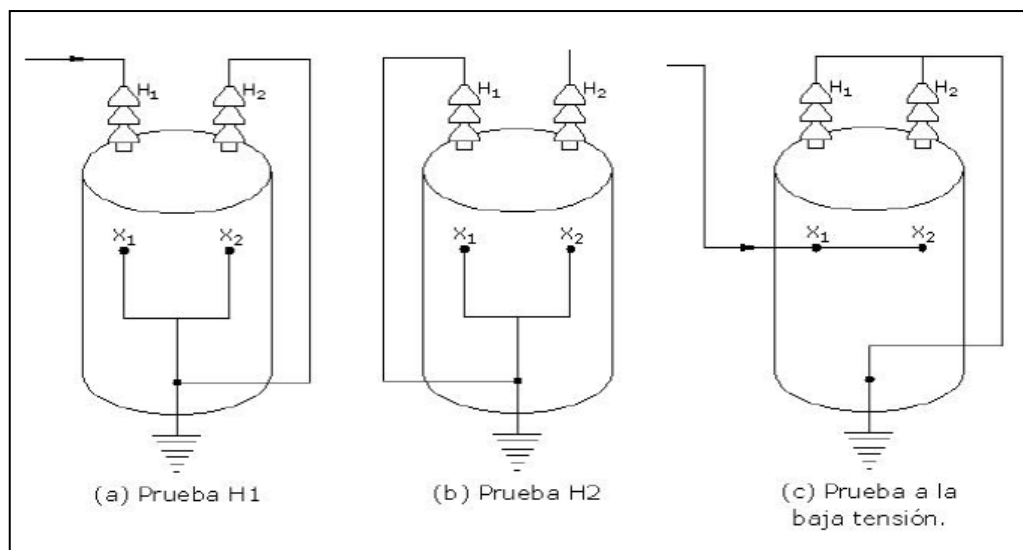


Figura 3.15 Diagrama de conexión para los transformadores en prueba de impulso.

Tabla 3.4 magnitudes de la onda de impulso según las normas IEEE y ANSI.

Clase de aislamiento (KVA)	Onda completa		Onda cortada	
	Nivel básico de impulso (KV cresta)	Magnitud (KV cresta)	Tiempo de corte (microsegundo)	
1,2	30	36	1	
2,5	45	54	1,5	
5,0	60	69	1,6	
8,7	75	88	1,8	
15	95	110	2,25	
18	125	145	3	
25	150	175	3	
34,5	200	230	3	

El transformador se encontrará con fallas si ocurren las siguientes condiciones:

- Oscilogramas de tensión, se considera como falla, cualquier diferencia que exista entre la onda de tensión reducida y la onda de tensión completa. También se consideran como falla las diferencias que se observen al comparar las ondas cortadas, principalmente en su parte final.
- Humo y burbujas, las burbujas y humo que suben a través del aceite son prueba inequívoca de falla. Sin embargo, las burbujas claras con ausencia de humo no siempre son evidencias de falla, ya que estas pueden ser originadas por aire atrapado en las bobinas.

- Ausencia de arqueo en el explosor, si al efectuar la prueba de onda cortada no ocurre un arqueo en el explosor o cualquier parte externa del transformador y el oscilograma muestra una onda cortada, esto es una prueba definitiva de que el arqueo fue dentro del transformador y debe considerarse como una falla.
- Ruidos dentro del tanque, los ruidos dentro del tanque del transformador en el instante de la aplicación del impulso, son indicación de una falla.

Es recomendable hacer una nueva prueba de aislamiento antes y después de esta prueba ya que la prueba de impulso provoca el envejecimiento del aislamiento.

3.11 PRUEBA DE ACEITE

Esta es una de las pruebas más importantes al realizar las pruebas de diagnóstico a un transformador ya que básicamente es este quien tiende a dañar el transformador si no tiene las características adecuadas o si en él se encuentran otras sustancias no propias del aceite aislante, estas pruebas se subdividen en 4 partes las cuales son.

3.11.1 Prueba de resistencia dieléctrica.

Esta prueba consiste en medir que tanto es capaz de soportar el aceite antes de romper su resistencia dieléctrica, para esta se usa un medidor de resistencia dieléctrica, este consiste en aumentar paulatinamente el voltaje entre una de sus varillas y cuando ocurra el arco eléctrico se detiene y toma el valor del voltaje en ese instante, es recomendable dejar asentar el aceite durante 10min en la capsula para evitar errores, ya que al aceite estar agitado puede romper su dieléctrico a diferentes voltajes. Se recomienda tomar cerca de 7 lecturas, luego eliminar la primera y la última lectura y sacar un promedio entre las 5 restantes, de esta manera se obtendrá la tensión a la cual se rompe la resistencia dieléctrica del aceite aislante.

3.11.2 Prueba de humedad.

Un contenido significativo de humedad en el aceite aislante puede producir grandes daños en el funcionamiento del transformador, llevándolo a su destrucción total, es por esto que esta prueba es de vital importancia, sabemos que el agua tiene mayor peso que el aceite es por esta

razón que mayormente las partículas de agua están al fondo del transformador, al tomar la muestra hay que tener en consideración este punto.

La prueba consiste en tomar una muestra del aceite y colocarla en un recipiente seco, luego pesar la muestra en una balanza de precisión, llevarla a una estufa a 70°C aproximadamente, la cual es la temperatura a la que evapora el agua pero aun no el aceite, luego de 24 horas sacar la muestra y volver a pesarla, la diferencia de peso entre la muestra será el porcentaje de humedad que contiene la muestra.

3.11.3 Prueba de presencia de lodos

Para realizar esta prueba se deben seguir los siguientes pasos.

- Se llenan los tubos de la centrifuga con tolueno hasta alcanzar la mitad de su capacidad.
- Se agregan 50ul de química demulsificante se tapa y agitan bien.
- Agregar la muestra hasta alcanzar el 100% de su capacidad.
- Se llevan los tubos a la estufa y se calientan a 50°C durante 15 minutos.
- Se llevan los tubos a la centrifuga durante 5 min.
- Al finalizar la centrifugación retirar los tubos y leer directamente el volumen de sedimento y de agua separados y anotar el valor.
- Sin agitar llevar nuevamente a la estufa nuevamente a 50°C durante 15 minutos.
- Vuelva a centrifugar a las mismas condiciones anteriores, anotar la lectura y comparar con la anterior.
- Los pasos 7 y 8 se repiten hasta obtener valores constantes.

Datos obtenidos, se reportará como porcentaje directamente de sedimentos y de agua obtenidos de la muestra. Se multiplicará por 2 ya que el % de la muestra es la mitad de la capacidad del envase.

3.12 DISPOSICIÓN DE LAS ZONAS DE TRABAJO.

Para tener un buen taller de reparación de transformadores de distribución tipo poste, sumergidos en aceite, es necesario contar con una buena distribución de los sectores de trabajo y una buena organización.

Para nuestro taller de reparación contaremos con 11 espacios techados y ventilados, identificados a continuación para contar con una buena organización de trabajo, y llevar al usuario un producto de calidad.

3.12.1 Depósito de recepción

Esta área estará destinada para el desembarque de los transformadores que no estén en funcionamiento por cualquier tipo de fallas que pueda presentar. Esta será un área techada, ventilada y vigilada, con un espacio considerable para almacenar la cantidad de transformadores en mal estado que pueda tener la empresa prestadora de servicio eléctrico CORPOELEC. Esta área debe contar con:

- ✓ Monta cargas.
- ✓ Cintas transportadoras.
- ✓ Estantes de almacenamiento.
- ✓ Pasillos para tránsito peatonal.
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendio.
- ✓ Vigilancia las 24 horas del día.
- ✓ Equipo digital para llevar control de acceso de transformadores.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta área.

3.12.2 Inspección visual

Esta área estará destinada para hacer un chequeo visual del transformador, como están sus componentes externas, e internas superficiales. Esta área debe ser techada y con ventilación, no es necesaria su gran dimensión, ya que solo se contará con un personal capacitado para

detectar si al transformador le falta algún componente o se encuentre en un mal estado. Esta área debe contar con:

- ✓ Cinta transportadora.
- ✓ Herramientas para desarmar partes sencillas (en caso que lo amerite).
- ✓ Extintor de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendio.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta aérea.
- ✓ Equipo digital para llevar control de tomas de datos.

3.12.3 Análisis de aceite.

Esta área está destinada para elaborar todos los procesos químicos necesarios para determinar el estado del líquido dieléctrico y aislante del transformador. Es preciso contar con un laboratorio químico para elaborar estas pruebas. Esta aérea debe contar con:

- ✓ “Chispometro”.
- ✓ Centrifuga.
- ✓ Estufa.
- ✓ Elementos químicos.
- ✓ Recipientes de muestras.
- ✓ Balanzas de exactitud.
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alamas contra incendio.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta aérea.
- ✓ Equipo digital para llevar control de toma de datos.

3.12.4 Ensayos a baja tensión.

Esta área está destinada para elaborar pruebas eléctricas en baja tensión a los transformadores en reparación. No superará tensiones mayores a 1000V. Esta área deberá contar con:

- ✓ Equipos de medición eléctrica. (voltímetro amperímetro, vatímetro, óhmetro).

- ✓ Equipos para elaborar las pruebas. (TTR, Medidor de aislamiento, Fuente DC, Fuente AC).
- ✓ Protecciones contra corrientes y contra voltajes.
- ✓ Conductores.
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendios.
- ✓ Cinta transportadora.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta aérea.
- ✓ Equipo digital para llevar control de toma de datos.

3.12.5 Desmantelamiento.

Esta área estará destinada para desmantelar y retirar según las pruebas los componentes en mal estado de los transformadores que estén presentando fallas internas. Para luego ser enviado por partes a las siguientes áreas según corresponda. Esta área deberá contar con:

- ✓ Herramientas necesarias para hacer un desmantelamiento total del transformador.
- ✓ Señorita o equipos de elevación.
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendios.
- ✓ Cinta transportadora.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta aérea.
- ✓ Equipo digital para llevar control de toma de datos.

3.12.6 Depósito de chatarra

Esta área tendrá la función de almacenar todos aquellos elementos en mal estado que sean retirados de los transformadores en reparación para luego ser reciclados por las empresas pertinentes. Esta área debe contar con:

- ✓ Depósito de cobre.
- ✓ Depósito de hierro.
- ✓ Depósito de porcelanas.

- ✓ Depósito de plástico.
- ✓ Depósito de aceite.
- ✓ Monta cargas.
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendios.
- ✓ Cinta transportadora.
- ✓ Vigilancia las 24 horas del día.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta aérea.
- ✓ Equipo digital para llevar control de entrada de elementos.

3.12.7 Reparaciones.

Esta área debe estar dividida en distintos departamentos. Los cuales se encargarán de realizar distintas tareas al mismo tiempo.

- ***Almacén***

Esta área está destinada para almacenar los distintos componentes nuevos o en buen estado que sirvan para hacer nuevas reparaciones a los transformadores, así como también los líquidos aislantes pertinentes. Esta área debe contar con:

- ✓ Estantes para almacenar componentes.
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendios.
- ✓ Monta cargas.
- ✓ Vigilancia las 24 horas del día.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta aérea.
- ✓ Equipo digital para llevar control de entrada y salida de componentes.

- ***Taller de bobinas.***

Esta área estará destinada para elaborar nuevas bobinas que cumplan con los requisitos nominales de los transformadores en reparación.

- ✓ Herramientas para hacer mediciones y cortes a las bobinas.
- ✓ Equipo elaborador de bobinas.
- ✓ Monta cargas
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendios.
- ✓ Cinta transportadora.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta aérea.
- ✓ Equipo digital para llevar control de salida de material utilizado.

- ***Taller de núcleos***

Esta área estará destinada para elaborar núcleos de hierro para los transformadores en reparación con las especificaciones requeridas por el transformador. Esta área debe contar con:

- ✓ Herramientas para hacer mediciones y cortes a las láminas.
- ✓ Equipo elaborador de bobinas.
- ✓ Prensa.
- ✓ Monta cargas
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendios.
- ✓ Cinta transportadora.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta aérea.
- ✓ Equipo digital para llevar control de salida de material utilizado.

- ***Taller de pintura.***

Esta área estará destinada para hacer limpieza, lijado y pintado y etiquetado a las cubas de los transformadores en reparación. Esta área debe contar con:

- ✓ Materiales de limpieza.
- ✓ Equipos de limpieza.
- ✓ Equipos de lijado.
- ✓ Compresor.

- ✓ Equipos de pintura.
- ✓ Pinturas.
- ✓ Monta cargas
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendios.
- ✓ Cinta transportadora.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta aérea.
- ✓ Equipo digital para llevar control de salida de material utilizado.

- **Horno**

Esta área está destinada para llevar a cabo el secado de los componentes que contienen todo el núcleo en general del transformador en reparación.

- ✓ Horno de alta temperatura.
- ✓ Monta cargas
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendios.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta aérea.

3.12.8 Ensamblaje.

Esta área estará destinada para realizar el ensamblaje total del transformador ya recuperado.

Esta área debe contar con:

- ✓ Herramientas necesarias para hacer un ensamblaje total del transformador.
- ✓ Señorita o equipos de elevación (Winche).
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendios.
- ✓ Cinta transportadora.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta aérea.

3.12.9 Laboratorio de alta tensión.

Esta área está destinada para realizar pruebas eléctricas a alta tensión a los transformadores ya reparados con el respectivo consentimiento del cliente. Estos voltajes excederán los 25kV Esta área debe contar con:

- ✓ Equipos de medición eléctrica. (voltímetro amperímetro, frecuencímetro, espinterómetro).
- ✓ Equipos para elaborar las pruebas. (transformador elevador, motor de corriente continua, motor jaula de ardilla, variador de frecuencia fuente D.C, fuente AC).
- ✓ Conductores.
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendios.
- ✓ Cinta transportadora.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta aérea.
- ✓ Equipo digital para llevar control de toma de datos.

3.12.10 Depósito de salida

Esta área estará destinada para almacenar los transformadores ya reparados, con especificaciones de uso, especificaciones de pruebas y con la calidad adecuada para ser usados nuevamente con carga. Esta área debe contar con:

- ✓ Monta cargas.
- ✓ Cintas transportadoras.
- ✓ Estantes de almacenamiento.
- ✓ Pasillos para tránsito peatonal.
- ✓ Extintores de fuego.
- ✓ Alarmas contra incendio.
- ✓ Vigilancia las 24 horas del día.
- ✓ Equipo digital para llevar control de salida de transformadores.
- ✓ Personal capacitado para trabajar en esta área.

3.12.11 Administración y áreas comunes

Esta área estará destinada para realizar todos los procesos legales y manufactura pertinentes a la empresa de reparación de transformadores, así como también el área de zonas comunes para los trabajadores (baños, comedor, vestidores, entre otros).

En la figura 3.15 se expresa el diagrama de flujo para la reparación de transformadores convencionales tipo poste sumergido en aceite, el cual se describirá paso a paso las aéreas que recorrerá el transformador durante todo el proceso:

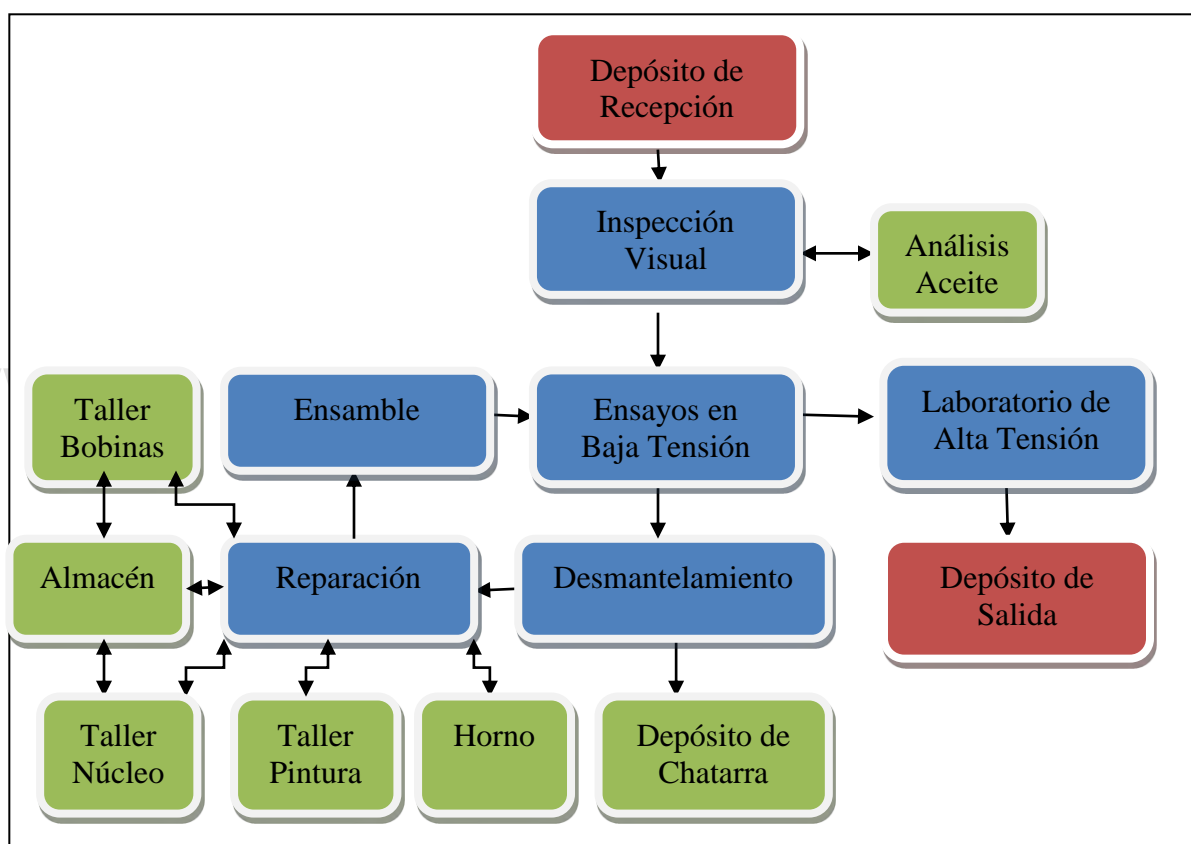


Figura 3.16 Diagrama de flujo de procesos.

- ✓ Un área de llegada, que será donde se recibirán los transformadores con los distintos tipos de falla.
- ✓ Luego pasará a un salón de inspección visual, donde se elaboraran los procesos visuales para detectar elementos que no posean o estén dañados, de este saldrá a un salón químico donde se realizaran todas las pruebas pertinentes al aceite.

- ✓ De allí pasará a un área de ensayos a baja tensión donde se detectara las fallas que posee en la parte activa.
- ✓ Seguidamente pasará a un salón de desmantelamiento en el cual se desarmará por completo el transformador, de acá se derivara un área de chatarra para almacenar los componentes en mal estado.
- ✓ Luego entrará a un área de reparaciones, el cual contara con distintos departamentos para solucionar los problemas según lo amerite. Entre estos tendremos: almacén, taller de bobinas, taller de núcleo, taller de pintura, horno.
- ✓ Todos los componentes ya reparados luego pasaran a un área de ensamblaje, que será el encargado de armar todo el transformador ya reparado.
- ✓ Luego volverá a pasar por el área de ensayos a baja tensión, para comprobar que las reparaciones realizadas cumplieron con sus objetivos.
- ✓ Luego pasará a un departamento de alta tensión, el cual solo se realizarán pruebas con el consentimiento del cliente, ya que estas pruebas pueden desgastar el transformador.
- ✓ Luego entrara a un área de salida, donde permanecerá hasta que el cliente pase por él a retirarlo.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO 4

ESTADO NOMINAL DE LOS TRANSFORMADORES Y DESARROLLO DE LAS PRUEBAS

4.1 PRUEBAS ANTES DEL MANTENIMIENTO.

4.1.1 Inspección visual

Un transformador en su estado normal debería tener sus *bushing* de alta y baja tensión en buen estado así como también los aisladores, los izadores, los sujetadores, tanque o cuba, gomas de la tapa, válvula de alivio de presión y selladores de la tapa.

Antes de empezar a estudiar un transformador es necesario realizar un registro de los datos de placa, como se observan en la figura 4.1 los datos de placa son los siguientes: Marca CAIVET, Monofásico, capacidad 25kVA, serial N° CA175, tensiones 14400V/120/240V, Polaridad sustractiva, Clase OA, temperatura de trabajo 65°C, impedancia 2,2%, 5 posiciones para el taps de regulación de 14400V posición 1, 13800V posición 2, 13200V posición 3, 12870 posición 4 y 12540 la posición 5.



Figura 4.1 Placa de datos del transformador en estudio.

En el transformador en estudio se puede observar que algunos de los aisladores de baja tensión partidos, así como también la goma de la tapa y del acceso al tap de regulación están vencidas. Esto puede ocasionar fugas del aceite dieléctrico y filtraciones de humedad al núcleo del transformador.



Figura 4.2 Bushing de baja tensión anteriores del transformador en estudio.

En el caso del tanque o cuba no tiene abolladuras ni agujeros, solo un poco oxidado por el tiempo del transformador, según los datos de placa y la experiencia del tutor industrial puede estimarse que fue fabricado en el año 1975.



Figura 4.3 Estado de la cuba del transformador en estudio.

El transformador en estudio tenía una configuración interna con ambos devanados de baja tensión en paralelo, arrojando un voltaje de 120V nominal y se le modifico a una configuración en serie para obtener voltajes 120V y 240V. Las conexiones de las bobinas de alta tensión como las de baja tensión se observaron en buen estado.

4.1.2 Resistencia óhmica de los devanados

La resistencia óhmica de los devanados de cada transformador depende directamente del calibre del conductor para el cual fue diseñado el transformador.

Las mediciones se realizaron usando el método de caída de potencial, ya que la corriente nominal es mayor a 1 Amper, de esta manera tendremos que medir voltaje y corriente al mismo instante y sacar la relación de resistencia.

Para el transformador en estudio de 25kVA la resistencia medida para el lado de alta tensión arroja los valores expresados en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Datos obtenidos de la prueba de resistencia óhmica de los devanados.

Resistencia en AT		Resistencia en BT	
Voltaje	Corriente	Voltaje	Corriente
10,25V	0,25A	0,854V	6A
10,2V	0,24 ^a	0,854V	6 ^a
10,1V	0,23 ^a	0,854V	6 ^a
Temperatura	26°C	Temperatura	26°C

Resistencia para AT= 27,63Ω

Resistencia para BT= 0,142Ω

Para calcular la temperatura de trabajo se usa una termocupla la cual arrojo un valor de 25°C

4.1.3 Resistencia de aislamiento

Esta prueba se realiza con un medidor de aislamiento y siguiendo las conexiones como se muestran en las siguientes figuras, los datos de resistencia de aislamiento se expresan en la tabla 4.2.



Figura 4.4 Equipo, conexión y medición de la resistencia de aislamiento para el transformador en estudio.

Tabla 4.2 Medición de la resistencia de aislamiento para el transformador en estudio

Tiempo	Baja vs Alta (GΩ)	Alta vs baja (GΩ)	Alta + Baja vs Tierra (MΩ)
15s	1,64	3,06	880
30s	1,88	3,87	960
45s	2,02	4,28	1020
1m	2,12	4,64	1070
2m	2,4	5,5	1240
3m	2,6	6,15	1380
4m	2,78	6,45	1510
5m	2,94	6,8	1630
6m	3,04	7,1	1740
7m	3,2	7,4	1850
8m	3,36	7,6	1950
9m	3,46	7,85	2060
10m	3,6	8,1	2140
IP	1,70	1,75	2,00
IAD	1,13	1,20	1,11

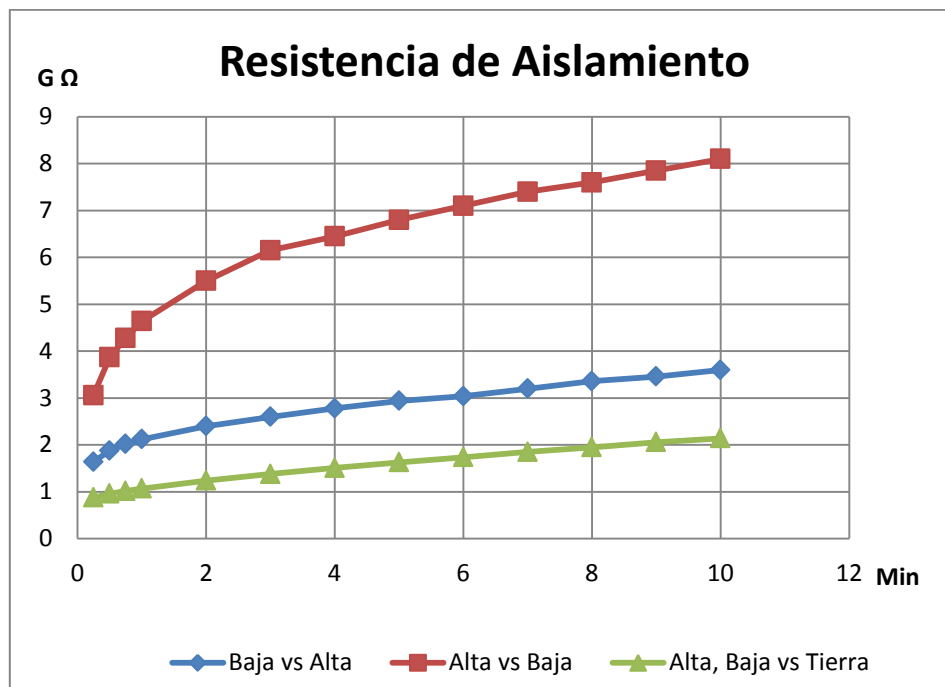


Grafico 4.1 Comportamiento de la resistencia de aislamiento para el transformador en estudio.

Nótese que los valores de la resistencia de aislamiento en la tabla 4.2 de megado no superan los 10GOhm en ninguno de los ensayos, esto ya es una señal de que el nivel de aislamiento está en mal estado. Teniendo en cuenta que los valores estándares para determinar una buena resistencia de aislamiento es la siguiente.

Tabla 4.3 Valores del índice de polarización y del índice de absorción dieléctrica y su interpretación.

Condición del aislamiento	Índice de polarización	Índice de absorción dieléctrica
Peligroso	Menos de 1.0	-
Malo	Menos de 1.5	Menos de 1.1
Dudoso	De 1.5 a 2.0	De 1.1 a 1.25
Regular	De 2.0 a 3.0	De 1.25 a 1.4
Bueno	De 3.0 a 4.0	De 1.4 a 1.6
Excelente	Más de 4.0	Más de 1.6

Comparando los valores obtenidos con los valores estándares para un transformador se puede decir que el estado de aislamiento es *DUDOSO*. Además, los niveles de aislamiento están por debajo de 10 GΩ razón por la cual rectifica que el aislamiento esta defectuoso, sin embargo no se detecta otros fenómenos en el momento que se realizó la prueba.

4.1.4 Polaridad

Al aplicar el método descrito en el capítulo 3 sección 4 se puede determinar que el voltaje medido fue menor al aplicado por el lado de alta del transformador, Por lo siguiente la polaridad del transformador en estudio es *SUSTRACTIVA* esto quiere decir que la disposición de las espiras están colocadas como se muestra en la siguiente figura.

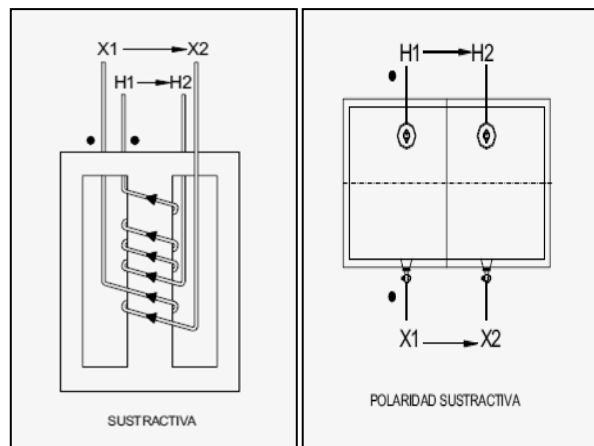


Figura 4.5 Disposición de los devanados del transformador en estudio.

4.1.5 Relación de transformación

Se realizan las pruebas como lo expuesto en el capítulo 3 sección 4 y como se muestra en las siguientes figuras. Se obtienen los resultados expresados en la tabla 4.4.



Figura 4.6 Equipo, conexión y medición de la relación de transformación para el transformador en estudio.

Tabla 4.4 Valores para la relación de transformación con bobinas en serie $V_n=240V$

Posición	Valor Teórico	Valor Medido	% Diferencia
14400V	60	59,97	0,001
13800V	57,5	57,5	0
13200V	55	55	0
12870V	53,63	53,63	0
12540V	52,25	52,27	0,0004

Observando los valores en la tabla anterior se puede confirmar que la relación de transformación está en perfectas condiciones para los valores teóricos calculados para el transformador. Además, el equipo permite determinar que polaridad posee el equipo en estudio, ya que si se conecta en un sentido contrario este se atasca, por lo que se determinó que su polaridad era sustractiva como fue encontrado en la prueba anterior.

4.1.6 Pruebas del aceite

- *Rigidez dieléctrica*

Esta prueba se le realiza al transformador en estudio para determinar en qué estado se encuentra el aceite dieléctrico, al realizar las pruebas de aislamiento se detecta que el estado del mismo tal vez estaba influyendo en su resistencia de aislamiento. Sin embargo, algunas pruebas al aceite no son explícitamente inadecuadas, ya que la muestra se tomó de la parte superior de la cuba y de tal forma los lodos y humedad se van al fondo de la misma, dado a que el agua y los sedimentos son más pesados que el aceite.



Figura 4.7 Toma de la muestra de aceite del transformador en estudio.

Esta prueba se realiza a 2kVA por segundo (norma IEC-156), para estabilizar las partículas de aceite se deja en reposo durante 10 minutos y se realizan 7 pruebas cada 3 minutos, a una temperatura ambiente de 28,5°C y una temperatura del aceite de 29°C para el día de la prueba. Los resultados obtenidos con la prueba de rigidez dieléctrica se muestran en la tabla 4.5.



Figura 4.8 Colocación de la muestra de aceite del transformador en estudio en medidor de rigidez dieléctrica

Tabla 4.5 Valores para prueba de rigidez dieléctrica.

Tiempo (min)	Resistencia (kVA)
0	12,8
3	18,7
6	17,6
9	20,8
12	20,8
15	15,2
18	16,7

Para calcular el valor de la rigidez dieléctrica es necesario eliminar el primer valor obtenido y el último y realizar un promedio entre los otros 5 valores, este será la rigidez dieléctrica del aceite. La cual arroja un resultado de 18,62kV/s el cual está por debajo de los valores estándares para un aceite dieléctrico estipulados como mínimo de 22kV/s, esto se debe a la cantidad de años que tiene el transformador y al tiempo que estuvo en desuso.



Figura 4.9 Elaboración de la prueba de rigidez dieléctrica al aceite del transformador en estudio.

- **Prueba de presencia de lodos**

Para esta prueba es necesario realizarla en laboratorios de química donde se encuentran los componentes necesarios, en este caso una centrifuga, vasos precipitados, micropipeta dosificadora, estufa, tolueno grado analítico, química demulsificante, cronometro y la muestra de aceite en estudio.

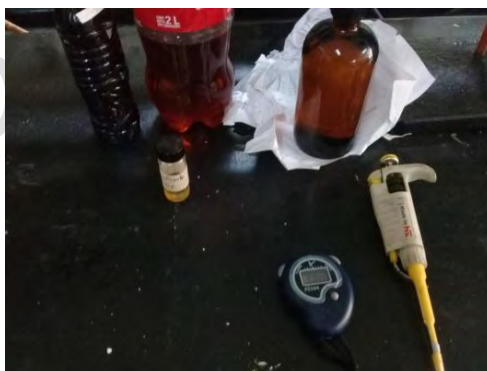


Figura 4.10 Elaboración instrumentos para realizar prueba de presencia de lodos.

Llevando a cabo el procedimiento descrito en el capítulo 3 sección 12 se obtienen los siguientes resultados.

Debido a que la muestra se fue tomada por la parte superior de la cuba no se presencian partículas de lodos, ya que estos son más pesados que el aceite y se asientan al fondo de la cuba.



Figura 4.11 Muestra de prueba de presencia de lodos.

- ***Prueba de humedad***

Para esta prueba se requiere aplicar el procedimiento expuesto en el capítulo 3 sección 12 los resultados fueron los siguientes.

Dado a que la muestra fue tomada por la parte superior de la cuba no se obtuvo presencia de humedad considerable, ya que estos son más pesados que el aceite y se asientan al fondo de la cuba. Sin embargo, los resultados son los siguientes.

Peso del envase= 53.272g

Peso del aceite= 60,017g

Peso luego de pasar por la estufa =113,252g

%de humedad= 0,0326

4.2 MANTENIMIENTO A TRANSFORMADOR

4.2.1 Desarme del transformador

Es necesario estar en lugar ventilado, ya que si son transformadores con varios años de antigüedad, como el transformador en estudio, estos secretan gases fuertes, en algunos casos nocivos para la salud, Para separar el transformador su parte activa se siguieron los siguientes pasos.

- Se retiran los tornillos que sujetan la tapa de la cuba,

- Se retiran los conectores de alta tensión.
- Se retira la tapa de la cuba.
- Se retiran los conectores y bornes de baja tensión.
- Se baja el nivel de aceite para una mejor maniobra
- Se retiran los tornillos que sujetan la parte activa a la cuba.
- Con una señorita se eleva el núcleo del transformador con delicadeza sin que tenga contacto con las paredes cuba.
- Se vacía por completo el aceite restante de la cuba.
- Se lava y se limpia con *SOLVENTE ESPECIAL*.
- Luego se lava de nuevo pero esta vez con aceite nuevo.
- Se limpia la parte activa con solvente a presión.
- Se inyecta aire a presión para hacer salir el solvente que queda interno.
- Se introduce el núcleo en la cuba y se ajusta.
- Se colocan nuevos bornes de baja tensión.
- Se sujetan bien las conexiones de baja tensión.
- Se llena de aceite hasta el nivel requerido.
- Se ajustan los bornes de alta tensión
- Se coloca nueva goma en la tapa
- Se sella el transformador nuevamente
- Se deja en reposo durante 24 horas.

4.3 RESULTADOS LUEGO DE MANTENIMIENTO

Una vez realizados todos los protocolos de mantenimiento al transformador se procede a hacer un análisis de su nuevo estado. La polaridad, la relación de transformación y la resistencia de los devanados no varían al momento de hacer mantenimiento.

4.3.1 Resistencia de aislamiento

Se aplica la prueba de resistencia de aislamiento nuevamente para observar y si cumple con las condiciones mínimas para entrar en funcionamiento nuevamente. Los resultados para la prueba de aislamiento se observan en la siguiente tabla.

Tabla 4.6 Valores para prueba de resistencia de aislamiento con mantenimiento

Tiempo	Baja vs Alta (G Ω)	Alta vs baja (G Ω)	Alta + Baja vs Tierra (G Ω)
15s	7,5	8,25	2,28
30s	8,7	9,9	2,46
45s	9,8	11,8	3,14
1m	11	12,2	3,16
2m	13,8	15,3	3,74
3m	14,6	17,4	4,02
4m	17	18,1	4,1
5m	18,1	19,6	4,54
6m	19,1	20,4	4,94
7m	20,2	21,8	5,2
8m	21	22,3	5,9
9m	21,6	24,8	6,4
10m	22,4	25	6,6
IP	2,04	2,05	2,09
IAD	1,26	1,23	1,28

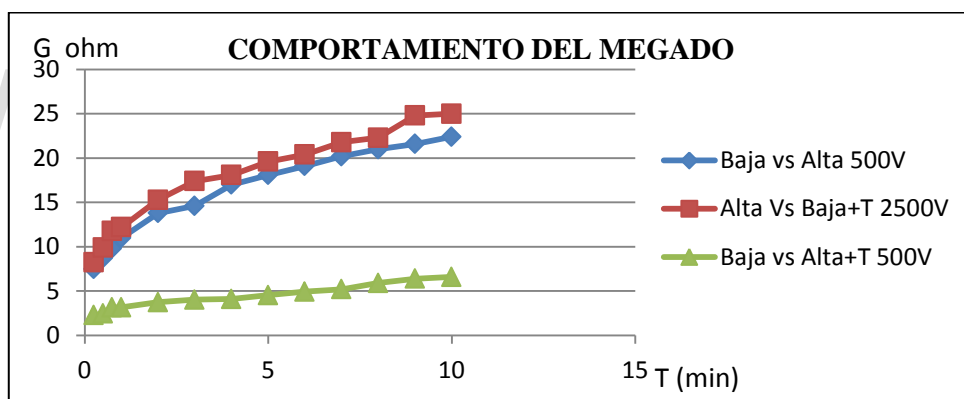


Gráfico 4.2 Comportamiento de la resistencia de aislamiento para el transformador en estudio luego del mantenimiento.

Como se puede observar la resistencia de aislamiento mejora cerca de un 400% con solo realizar cambio de aceite, esto se debe a que las partículas de lodo y humedad que se pueden encontrar en el aceite por los años que estuvo guardado generaban menor resistencia de aislamiento entre bobinas y entre tierra.

Su estado luego del mantenimiento se puede decir que es *REGULAR* por los valores de índice de polaridad e índice de absorción dieléctrica, además que su aislamiento entre bobinas promedio está por encima de 15G Ω y el de bobinas vs tierra está por encima de 5,5G Ω .

4.3.2 Ensayo en cortocircuito

El siguiente ensayo se realiza para verificar las pérdidas por efecto joule (pérdidas producidas en los devanados), la tensión de cortocircuito y la impedancia de cortocircuito.

Se tiene que tener en cuenta que:

- El transformador a ensayar debe estar a temperatura ambiente, sin excitación en un periodo al menos de tres horas.
 - Registrar la temperatura medida antes de iniciar el ensayo y la corriente nominal del transformador.
1. Se calcula el factor de relación de temperatura (Frt) de la utilizando la ecuación 3.19:

$$Frt = \frac{234,5 + 25}{234,5 + 75}$$

$$Frt = 0,84$$

2. Se colocan el devanado de baja tensión del transformador en cortocircuito, teniendo en cuenta que el conductor pueda soportar la corriente que va a circular por este, y se aplica al devanado de alta tensión una tensión reducida (la cual corresponde a la tensión de cortocircuito) hasta que circule corriente nomina por el devanado de baja tensión.

Si se hace circular una corriente menor a la nominal, el valor de la potencia corresponde a las pérdidas bajo carga referido a este valor de corriente nominal del transformador, multiplicando la potencia bajo carga por el factor de corrección Fcc dictado por la ecuación 3.20.

$$Fcc = \left(\frac{1,812}{1,16}\right)^2$$

$$Fcc = 2,44$$

3. Si se hace circular una corriente menor a la nominal, el valor de la tensión de cortocircuito se debe referir al valor de la corriente nominal del transformador, multiplicado esta tensión por el factor de corrección $F^{\wedge}cc$ dictado e la ecuación 3.21.

$$F^{cc} = \frac{1,812}{1,16}$$

$$F^{cc} = 1,56$$

Tabla 4.7 Ensayo en cortocircuito alimentado por el lado de alta tensión.

Corriente de CC AT	Voltaje de CC	Corriente de CC BT	Perdidas
69,3A	220V	1,16A	180W

4. La lectura del vatímetro corresponde a las pérdidas bajo carga. esta medida representa las pérdidas a temperatura ambiente, como los valores de pérdidas bajo carga están establecido para carga nominal a temperatura referida, se calcula la potencia corregida a la temperatura de referencia mediante la ecuación 3.22.

$$Pr = 0,84 * 180$$

$$Pr = 151,2 W$$

$$P_{cc} = 151,2 * 2,44$$

$$P_{cc} = 368,928W$$

$$\%P_{cc} = 1,48\%$$

$$V_{cc} = 220 * 1,56$$

$$V_{cc} = 343,57 V$$

4.3.3 Ensayo en vacío

El siguiente ensayo es realizado para medir las pérdidas por histéresis y corrientes parasitas en el núcleo.

Alimentando el devanado de baja tensión del transformador, con un voltaje igual al voltaje nominal y manteniendo los bornes de alta tensión abiertos. Las lecturas del ensayo representan directamente las pérdidas del transformador, y la corriente de vacío se expresa en porcentaje de la corriente nominal que viene dada por la ecuación 3.13.

Tabla 4.8 Ensayo en Vacío alimentado por el lado de baja tensión.

Voltaje AT	Voltaje Vacío	Corriente Vacío	Perdidas
12,5Kv	220V	0,85A	85W

$$I_0 = \frac{0,85}{104,166} * 100$$

$$I_0 = 0,816 \%$$

$$\%P_0 = 0,34$$

Pérdidas totales por histéresis y por efecto joule.

$$P_t = 85 + 368,928$$

$$P_t = 453,928 \text{ W}$$

$$\%P_t = 1,81\%$$

4.3.4 Análisis de rigidez dieléctrica

Tabla 4.9 valores para prueba de rigidez dieléctrica luego del mantenimiento.

Tiempo (min)	Resistencia (KVA)
0	22,8
3	24,3
6	25
9	27,7
12	24,9
15	31,1
18	28,9

Para calcular el valor de la rigidez dieléctrica es necesario eliminar el primer valor obtenido y el último y realizar un promedio entre los otros 5 valores, este será la rigidez dieléctrica del aceite nuevo. La cual arroja un resultado de 26,6 el cual está por encima de los valores estándares para un aceite dieléctrico estipulados como mínimo de 22kV, aceite de marca VENOCO adaptado a la norma IEC-152.

4.4 INFORME DE RESULTADOS

Transformador Marca CAIVET, Monofásico, capacidad 25kVA, serial N° CA175, tensiones 14400V/120/240V, Polaridad sustractiva, Clase OA, temperatura de trabajo 65°C, impedancia 2.2%, 5 posiciones para el taps de regulación.

Al realizar pruebas del estado del transformador, se detectó bornes de baja tensión en mal estado (partidos), bajo índice de polarización 1,81 (megado bajo, es decir, estado peligroso), estado de aceite defectuoso por debajo de los valores estándares 16kV, relación de transformación en perfecto estado por debajo de 0,01% de error.

Dado el estado del aislamiento y del aceite, se procedió a cambiar el aceite por 25Lts VENOCO, 3 aisladores de baja tensión, limpieza total con 10Lts de solvente, y se procedió a realizar pruebas de comprobación de estado final.

Luego de realizado estos cambios los resultados fueron los siguientes: estado de aceite entre los valores estándares 26kV, índice de polarización por encima de 2,06 (buen megado, es decir, estado regular), pérdidas en el núcleo 85W y en los devanados bajo carga o cortocircuito 368,93W arrojando así unas pérdidas totales igual a 1,81%.

Todas las pruebas fueron realizadas a baja tensión, teniendo en cuenta que no se cuenta con un banco de transformadores ni un laboratorio de alta tensión, para realizar las pruebas de tensión aplicada y tensión inducida, que sirven para rectificar fallas en el aislamiento. De igual forma por los años del transformador es recomendable instalar el mismo a no más del 80% de su potencia nominal, teniendo en cuenta que un transformador nuevo se instala a no más de un 90% de su potencia nominal.

CONCLUSIONES

Unos de los equipos más utilizados en los sistemas de distribución eléctrica, sin duda, son los transformadores eléctricos. Estos son capaces de transformar altas tensión a bajas tensiones, con ayuda de la ley de inducción magnética. Generando así una mejor maniobrabilidad a la hora de hacer conexiones en zonas residenciales. Con la ayuda del presente trabajo de grado se pudo determinar el comportamiento de los transformadores y la existencia de muchas fallas las cuales pueden sufrir los transformadores de distribución, al mismo tiempo se pueden corregir con ayuda de los procesos y equipos adecuados, teniendo un previo conocimiento de ellos y de su funcionamiento.

Un transformador puede ser reparado en su totalidad y puesto en marcha nuevamente a una carga un poco menor para el cual fue diseñado originalmente, teniendo en cuenta que hay equipos que por la magnitud de la falla simplemente pasan a hacer material reciclable.

Los resultados obtenidos en el proceso de recuperación de un transformador de distribución de 25kVA, fueron obtenidos con ayuda del seguimiento paso a paso de este manual, ya que se pudo detectar fallas en el aislamiento por humedad y fallas en los componentes, como los aisladores de baja tensión, estos fueron resueltos y mejorados a través de la realización de un mantenimiento a la parte activa y el cambio del aceite aislante teniendo así una mejoría del 30% en el aislamiento, un 62,5% en el aceite dieléctrico, un 100% en los aisladores de baja tensión y un 100% en el neutro.

A pesar de que el transformador tenía cerca de unos 20 años fuera de servicio se pudo constatar que sus propiedades mecánicas en el núcleo y en los devanados se conservaron en condiciones aceptables para seguir en funcionamiento. Arrojando así unas pérdidas de 85W en

el núcleo o pérdidas por *Foucault* y en los devanados bajo carga o perdidas por efecto *Joule* de 368,93W arrojando así unas pérdidas totales igual a 1,81%.

Se determinó que los procesos para rectificar las fallas, como lo son, la prueba de potencia aplicada, prueba de tensión inducida y la prueba de tensión de impulso, fueron determinadas como pruebas destructivas para los transformadores si no son aplicadas con las técnicas adecuadas, es por esto que solo se deben aplicar con el consentimiento del cliente, recordándole que podrán tener una menor vida útil, más sin embargo, puede detectar fallas que se puedan producir a largo plazo.

www.bdigital.ula.ve

RECOMENDACIONES

Luego de estudiar a fondo los transformadores de distribución, sus fallas, pruebas y reparaciones, en los distintos departamentos empresa, se pudo constatar que cuenta con un personal altamente calificado, sin embargo, se encontraron múltiples deficiencias en cuanto a la dotación de equipos que son necesarios para las empresas. Aplicando una serie de recomendaciones podría facilitar el control de las fallas de los transformadores desmantelados, así como también, la dotación de una serie de información a los ingenieros, técnicos y demás personal, además de brindar una mejor operatividad y servicio del sistema, para ello es importante que:

- Se cuente con una base de datos de los transformadores instalados con sus seriales y especificaciones, así como también, de los transformadores en los centros de reparación.
- Se cuente con un área destinada a la creación del taller de reparaciones, céntrica que abarque toda la región de los andes.
- Se cuente con cursos de adiestramiento para, innovar e informar a los encargados de realizar las reparaciones.
- Se cuente con una serie de equipos necesarios para realizar mediciones y pruebas en equipos.
- Seguir dando oportunidad a los estudiantes de la ilustre Universidad de Los Andes para elaborar trabajos de calidad, para el crecimiento del país.
- Aplicar este trabajo de grado puede servir de apoyo para garantizar un mejor desempeño del sistema eléctrico.

REFERENCIAS

- [1] Ramírez Castaño, *Redes de Distribución de Eléctricos*. (2009), pp. 2-11.
- [2] Juárez Cervantes José Dolores. *Sistemas de distribución de Energía Eléctrica*. (1995), pp.11.
- [3] Yebra Moron, J. *Sistemas Eléctricos de Distribución*. REVERTÉ. (2009), pp. 15.
- [4] *Tensiones Normalizadas Del Servicio Eléctrico COVENIN 159*, 1997.
- [5] Mora Pedro. *Maquinas Eléctricas, Transformadores: Diseño Operación y Funcionamiento*. (1997). pp. 9-24 y312-322.
- [6] *TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION*, Seguridad Electrica I.R.L, Mérida, s.f, pp. 7-36.
- [7] G.Marro. (s,f). *Características de un buen material aislante para motor eléctrico*. [En Línea]. Disponible en: <https://motoresygeneradores.com/reparadores/aislamiento/57-como-debe-ser-un-buen-material-aislante>.
- [8] Monografías. (s,f). *Transformador de distribución* [En Línea]. Disponible en: <https://www.monografias.com/trabajos11/tradi/tradi.shtml#tipo>.
- [9] Wikipedia. (s.f). *Equipos de medición eléctrica* [En Línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Equipos_de_medici%C3%B3n_de_electr%C3%B3nica
- [10] M. G. Mago. (Agosto, 2011). *Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas*. [En Línea]. 18(2), pp. 16-20. Disponible en: <http://servicio.bc.uc.edu.ve/ingenieria/revista/v18n2/art02.pdf>.
- [11] Ambar. (2015). Pruebas a Transformadores. *Ambar Electroingeniería, S.A. de C.V.* Mexico. [En línea]. Disponible en: http://ambarelectro.com.mx/ambar/Q_Documentos.aspx
- [12] *Reconstrucción de Transformadores de Distribución*. COVENIN-3540, 2002.
- [13] *Transformadores de Potencia Generalidades*, COVENIN-536, 1994.
- [14] *Aisladores y Equipos Eléctricos*, ANSI, 53-5, 2002.
- [15] *Líquidos aislantes*, IEC-156, 1995.
- [16] *Standard for High-Voltage Testing Techniques*, ANSI/IEEE-4, 1978.

ANEXOS

PAG. 1			
FORMATO 01, PLANILLA DE INSPECCIÓN BÁSICA DE TRANSFORMADOR.			
DATOS DE RECEPCIÓN		FECHA: ___/___/___	
		Hora: _____	
		Personal receptor: _____	
Datos de placa		Inspección Visual	
Serial		Tiene	
CA 175		si	no
Tensiones			
AT (V)	BT (V)		
Fabricante			
CAIVET			
F. FAB	___/___/___		
F. GAR	___/___/___		
Potencia			
VA			
Polaridad			
Sustractiva			
Aditiva			
		Estado interno	
		1	2
		3	
		Elemento	
		Bornes BT	
		Bornes AT	
		Conexión AT	
		Conexión BT	
		Nivel Aceite	
		Núcleo	
		Tanque	
		Pintura	
NOTA:			
Seleccionar con una equis (X) los valores que considere aceptables para el transformador			
Prueba de Rigidez Dielectrica			
Nro	Rigidez Dielectrica Kv		
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
Hora			
Temp °C			

Anexo 1: Modelo de tabla para plasmar los datos recolectados (a).

				PAG. 2			
FORMATO 02, RECOLECCIÓN DE DATOS EN PRUEBAS BÁSICAS							
				FECHA: ___/___/___			
				Hora: _____			
Resistencia Ohmica BT				Prueba de Aislamiento ($M\Omega$)			
Voltaje (V)	Corriente (A)			Tiempo	Baja vs Alta 500 V	Alta vs Baja + T 2500 V	Baja vs Alta + T 500V
				15 seg			
				30 seg			
				45 seg			
Temperatura °C				1 min			
				2 min			
Resistencia Ohmica AT							
Voltaje (V)	Corriente (A)						
Temperatura °C							
Relación de Transformación							
Dato de placa							
Posición	relación						
1							
2							
3							
4							
5							
Relación de Transformación				Ensayo en Cortocircuito			
Medición				Alimentación (V)	Corriente BT (A)	Corriente AT (A)	Perdidas (W)
Posición	Relación			Temperatura			
1							
2							
3							
4							
5							
Relación de Transformación				Ensayo en Vacío			
Medición				Alimentación (V)	Corriente BT (A)	Perdidas (W)	
Posición	Relación						
1							
2							
3							
4							
5							
Potencial Inducido				Potencial Aplicado			
Tensión BT				Tensión AT			
Frecuencia				Tensión AT			
Tiempo				Estado AT			
Resultado				Estado BT			
Prueba de Impulso							
				Voltaje			
				Resultado			
NOTA							
Introducir los valores recolectados para cada prueba realizada							

Anexo 2: Modelo de tabla para plasmar los datos recolectados (b).

FORMATO 01, PLANILLA DE INSPECCIÓN BÁSICA DE TRANSFORMADOR.																																													
			PAG. 1																																										
DATOS DE RECEPCIÓN		FECHA: ___/___/___																																											
		Hora: _____																																											
		Personal receptor: _____																																											
Datos de placa		Inspección Visual																																											
Serial		<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Elemento</th> <th colspan="2">Tiene</th> <th rowspan="2">Dañado o Partido</th> </tr> <tr> <th>si</th> <th>no</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aisladores AT</td> <td>X</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Aisladores BT</td> <td></td> <td></td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Bushing AT</td> <td>X</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Bushing BT</td> <td>X</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Neutro</td> <td></td> <td>X</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Valvula de presion</td> <td></td> <td>X</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Pararrayo</td> <td></td> <td>X</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Corta corriente</td> <td></td> <td>X</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Tap regulación</td> <td>X</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		Elemento	Tiene		Dañado o Partido	si	no	Aisladores AT	X			Aisladores BT			X	Bushing AT	X			Bushing BT	X			Neutro		X		Valvula de presion		X		Pararrayo		X		Corta corriente		X		Tap regulación	X		
Elemento	Tiene		Dañado o Partido																																										
	si	no																																											
Aisladores AT	X																																												
Aisladores BT			X																																										
Bushing AT	X																																												
Bushing BT	X																																												
Neutro		X																																											
Valvula de presion		X																																											
Pararrayo		X																																											
Corta corriente		X																																											
Tap regulación	X																																												
CA 175																																													
Tensiones																																													
AT (V)	BT (V)																																												
13800	120																																												
Fabricante																																													
CAIVET																																													
F. FAB	___/01/1975																																												
F.GAR	___/___/___																																												
Potencia																																													
25000	VA																																												
Polaridad																																													
Sustractiva	X																																												
Aditiva																																													
		Estado interno																																											
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Elemento</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Bornes BT</td> <td></td> <td>X</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Bornes AT</td> <td>X</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Conexión AT</td> <td>X</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Conexión BT</td> <td></td> <td>X</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Nivel Aceite</td> <td></td> <td></td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>Núcleo</td> <td>X</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Tanque</td> <td></td> <td>X</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Pintura</td> <td></td> <td></td> <td>X</td> </tr> </tbody> </table>		Elemento	1	2	3	Bornes BT		X		Bornes AT	X			Conexión AT	X			Conexión BT		X		Nivel Aceite			X	Núcleo	X			Tanque		X		Pintura			X						
Elemento	1	2	3																																										
Bornes BT		X																																											
Bornes AT	X																																												
Conexión AT	X																																												
Conexión BT		X																																											
Nivel Aceite			X																																										
Núcleo	X																																												
Tanque		X																																											
Pintura			X																																										
NOTA:																																													
Seleccionar con una equis (X) los valores que considere aceptables para el transformador																																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Prueba de Rigidez Dielectrica</th> </tr> <tr> <th>Nro</th> <th>Rigidez Dielectrica Kv</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>12,8</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>15,2</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>16,7</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>17,6</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>18,7</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>20,8</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>20,8</td> </tr> <tr> <td>Hora</td> <td>2PM</td> </tr> <tr> <td>Temp °C</td> <td>27</td> </tr> </tbody> </table>				Prueba de Rigidez Dielectrica		Nro	Rigidez Dielectrica Kv	1	12,8	2	15,2	3	16,7	4	17,6	5	18,7	6	20,8	7	20,8	Hora	2PM	Temp °C	27																				
Prueba de Rigidez Dielectrica																																													
Nro	Rigidez Dielectrica Kv																																												
1	12,8																																												
2	15,2																																												
3	16,7																																												
4	17,6																																												
5	18,7																																												
6	20,8																																												
7	20,8																																												
Hora	2PM																																												
Temp °C	27																																												

Anexo 3: Modelo de tabla para plasmar los datos recolectados con valores de primera inspección

(a).

				PAG. 2			
FORMATO 02, RECOLECCIÓN DE DATOS EN PRUEBAS BÁSICAS							
				FECHA: ___/___/___			
				Hora: _____			
Resistencia Ohmica BT		Prueba de Aislamiento (MΩ)					
Voltaje (V)	Corriente (A)	Tiempo	Baja vs Alta 500 V	Alta vs Baja + T 2500 V	Baja vs Alta + T 500V		
0,85	6	15 seg	1,64	3,06	0,88		
0,85	6	30 seg	1,88	3,87	0,96		
0,85	6	45 seg	2,02	4,28	1,02		
Temperatura °C	26	1 min	2,12	4,64	1,07		
Resistencia Ohmica AT		2 min	2,4	5,5	1,24		
Voltaje (V)	Corriente (A)	3 min	2,6	6,15	1,38		
10,2	0,25	4 min	2,78	6,45	1,51		
10,2	0,25	5 min	2,94	6,8	1,63		
10,2	0,25	6 min	3,04	7,1	1,7		
Temperatura °C	26	7 min	3,2	7,4	1,85		
Relación de Transformación		8 min	3,36	7,6	1,95		
Dato de placa		9 min	3,45	7,85	2,06		
Posición	relación	10 min	3,6	8,1	2,14		
1	60	Ensayo en Cortocircuito					
2	57,5	Alimentación (V)	Corriente BT (A)	Corriente AT (A)	Perdidas (W)		
3	55	N/A	N/A	N/A	N/A		
4	53,63	Ensayo en Vacío					
5	52,38	Alimentación (V)	Corriente BT (A)	Perdidas (W)			
Relación de Transformación		N/A	N/A	N/A			
Medición		Potencial Aplicado					
Posición	Relación	Tensión AT	N/A				
1	59,97	Tensión AT	N/A				
2	57,5	Estado AT	N/A				
3	55	Prueba de Impulso					
4	53,63	Voltaje	N/A				
5	52,27	Resultado	N/A				
Potencial Inducido		Prueba de Impulso					
Tensión BT	N/A						
Frecuencia	N/A						
Tiempo	N/A						
Resultado	N/A						
NOTA							
Introducir los valores recolectados para cada prueba realizada							

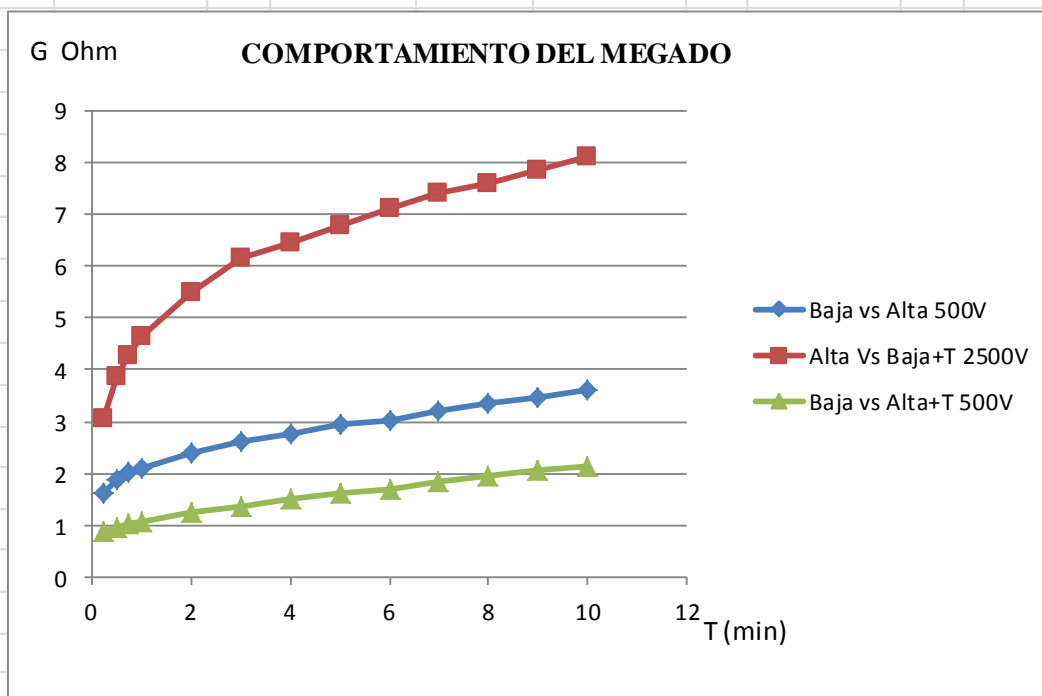
Anexo 4: Modelo de tabla para plasmar los datos recolectados con valores de primera inspección

(b).

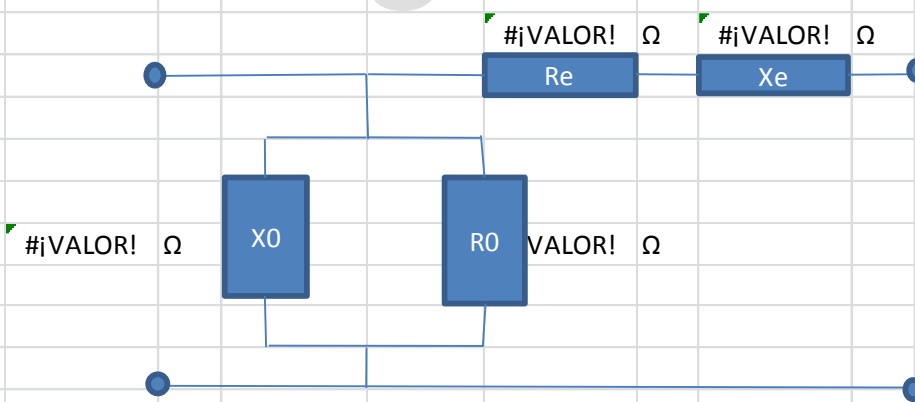
FORMATO 02, RECOLECCIÓN DE DATOS EN PRUEBAS BÁSICAS				PAG. 3			
Resistencia Ohmica BT				Relación de Transformación			
Temperatura	26	°C		Posición	Valor Teórico	Valor Medido	Diferencia (%)
Resistencia	0,142	Ω		1	60	59,97	0,050
Resistencia Ohmica AT				2	57,5	57,5	0,000
Temperatura	26	°C		3	55	55	0,000
Resistencia	27,639	Ω		4	53,63	53,63	0,000
Potencia del Transformador				5	52,38	52,27	0,210
25000	VA			Resistencia de Aislamiento			
Pérdidas en Vacío					BT vs AT	AT vs BT + T	BT vs AT + T
#¡VALOR!	%			IP	1,698	1,746	2,000
Corriente de excitación				IAD	1,128	1,199	1,115
#¡VALOR!	A			Potencial aplicado			
Pérdidas en Cortocircuito				Estado AT	N/A		Tensión inducida
#¡VALOR!	%			Estado BT	N/A		Tensión BT
Voltaje de Cortocircuito				Frecuencia			
#¡VALOR!	#¡VALOR!	pu		Resultado			
Pérdidas Totales				N/A			
#¡VALOR!	#¡VALOR!	%		Prueba de Rigidez Dieléctrica			
Impedancia equivalente				Promedio absoluto	14,543	kV	
#¡VALOR!	%			Rigidez promedio	13,64	kV	
Tensión de impulso				Rigidez por cm	54,56	kV	
Resultado				Hora	2PM		
N/A				Temperatura	27	°C	

Anexo 5: Datos recolectados con valores de primera inspección a.

FORMATO 02, RECOLECCIÓN DE DATOS EN PRUEBAS BÁSICAS



Circuito Equivalente del Transformador en estudio



Anexo 6: Datos recolectados con valores de primera inspección b.

FORMATO 01, PLANILLA DE INSPECCIÓN BÁSICA DE TRANSFORMADOR.				PAG. 1	
DATOS DE RECEPCIÓN		FECHA: ___/___/___			
		Hora: _____			
		Personal receptor: _____			
Datos de placa		Inspección Visual			
Serial		Elemento		Tiene	
CA 175					
Tensiones				Dañado o Partido	
AT (V)	BT (V)				
13800	120				
Fabricante					
CAIVET					
F. FAB	___/___/___				
F. GAR	___/___/___				
Potencia					
25000	VA				
Polaridad					
Sustractiva	X				
Aditiva					
		Estado interno			
		Elemento		1	
				2	
				3	
		Bornes BT		X	
		Bornes AT		X	
		Conexión AT		X	
		Conexión BT		X	
		Nivel Aceite		X	
		Núcleo		X	
		Tanque		X	
		Pintura		X	
NOTA:					
Seleccionar con una equis (X) los valores que considere aceptables para el transformador					
		Prueba de Rigidez Dielectrica			
		Nro		Rigidez Dielectrica Kv	
		1		22,8	
		2		23,9	
		3		24,9	
		4		26	
		5		28,7	
		6		29,8	
		7		31,1	
		Hora		5PM	
		Temp °C		26	

Anexo 7: Modelo de tabla para plasmar los datos recolectados con valores de segunda inspección

(a).

				PAG. 2			
FORMATO 02, RECOLECCIÓN DE DATOS EN PRUEBAS BÁSICAS							
				FECHA: __/__/__			
				Hora: _____			
Resistencia Ohmica BT		Prueba de Aislamiento (MΩ)					
Voltaje (V)	Corriente (A)	Tiempo	Baja vs Alta	Alta vs Baja + T	Baja vs Alta + T		
0,85	6		500 V	2500 V	500V		
0,85	6	15 seg	7,5	8,25	2,28		
0,85	6	30 seg	8,7	9,9	2,46		
Temperatura °C	26	45 seg	9,8	11,8	3,14		
		1 min	11	12,2	3,16		
		2 min	13,8	15,3	3,74		
		3 min	14,6	17,4	4,02		
		4 min	17	18,1	4,1		
		5 min	18,1	19,6	4,54		
		6 min	19,1	20,4	4,94		
		7 min	20,2	21,8	5,2		
		8 min	21	22,3	5,9		
		9 min	21,6	24,8	6,4		
		10 min	22,4	25	6,6		
Resistencia Ohmica AT							
Voltaje (V)	Corriente (A)						
10,2	0,25						
10,2	0,25						
10,2	0,25						
Temperatura °C	26						
Relación de Transformación							
Dato de placa							
Posición	relación						
1	60						
2	57,5						
3	55						
4	53,63						
5	52,38						
Relación de Transformación		Ensayo en Cortocircuito					
Medición		Alimentación (V)	Corriente BT (A)	Corriente AT (A)	Perdidas (W)		
Posición	Relación	220	69,3	1,16	180		
1	59,97	Temperatura					
2	57,5						
3	55						
4	53,63						
5	52,27						
		Ensayo en Vacío					
		Alimentación (V)	Corriente BT (A)	Perdidas (W)			
		220	0,85	85			
		Potencial Aplicado					
		Tensión AT	N/A				
		Tensión AT	N/A				
		Estado AT	N/A				
		Estado BT	N/A				
Potencial Inducido		Prueba de Impulso					
Tensión BT	N/A	Voltaje	N/A				
Frecuencia	N/A	Resultado	N/A				
Tiempo	N/A						
Resultado	N/A						
NOTA							
Introducir los valores recolectados para cada prueba realizada							

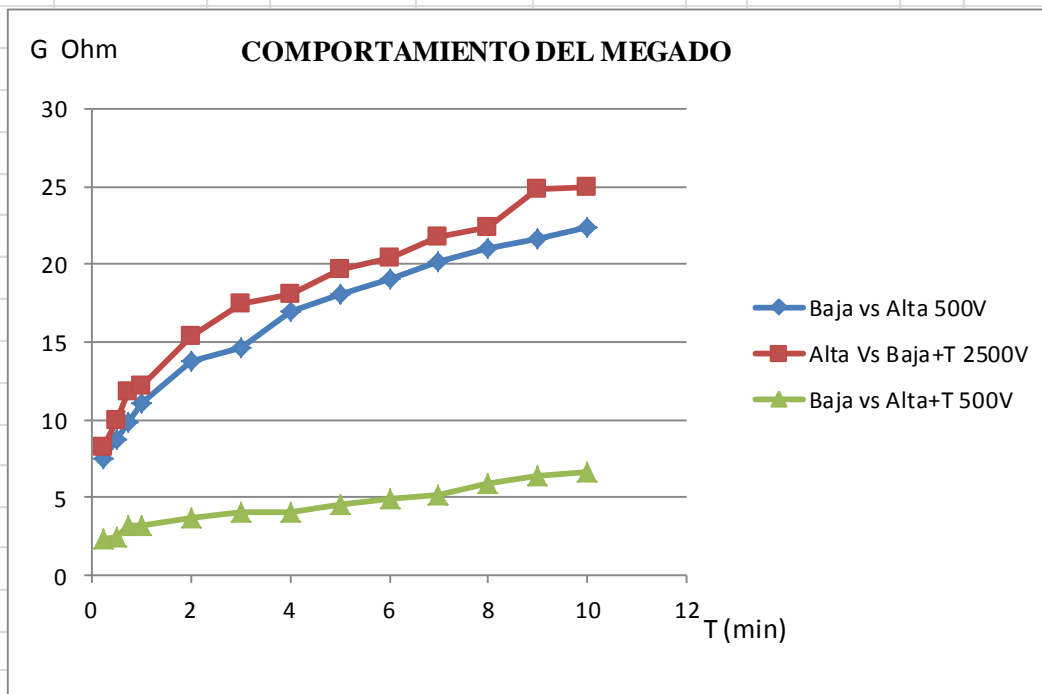
Anexo 8: Modelo de tabla para plasmar los datos recolectados con valores de segunda inspección

(b).

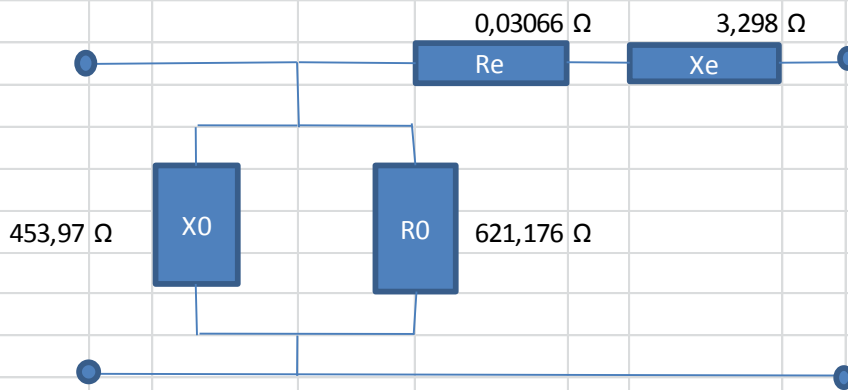
FORMATO 02, RECOLECCIÓN DE DATOS EN PRUEBAS BÁSICAS				PAG. 3			
Resistencia Ohmica BT			Relación de Transformación				
Temperatura	26	°C	Posición	Valor Teórico	Valor Medido	Diferencia (%)	
Resistencia	0,142	Ω	1	60	59,97	0,050	
			2	57,5	57,5	0,000	
Resistencia Ohmica AT			3	55	55	0,000	
Temperatura	26	°C	4	53,63	53,63	0,000	
Resistencia	27,639	Ω	5	52,38	52,27	0,210	
Potencia del Transformador			Resistencia de Aislamiento				
25000	VA			BT vs AT	AT vs BT + T	BT vs AT + T	
			IP	2,036	2,049	2,089	
Pérdidas en Vacío			IAD	1,264	1,232	1,285	
0,34	%						
Corriente de excitación			Potencial aplicado				
0,816	A		Estado AT	N/A	Tensión BT	N/A	
			Estado BT	N/A	Frecuencia	N/A	
Pérdidas en Cortocircuito			Tensión inducida				
1,331	%		Resultado	N/A			
Voltaje de Cortocircuito			Tensión de impulso				
343,5782109	2,490	pu	Resultado	N/A			
			Prueba de Rigidez Dieléctrica				
Pérdidas Totales			Promedio absoluto	22,300	kV		
1,671	%		Rigidez promedio	20,7	kV		
Impedancia equivalente			Rigidez por cm	82,8	kV		
2,490	%		Hora	5PM			
			Temperatura	26	°C		

Anexo 9: Datos recolectados con valores de segunda inspección (a).

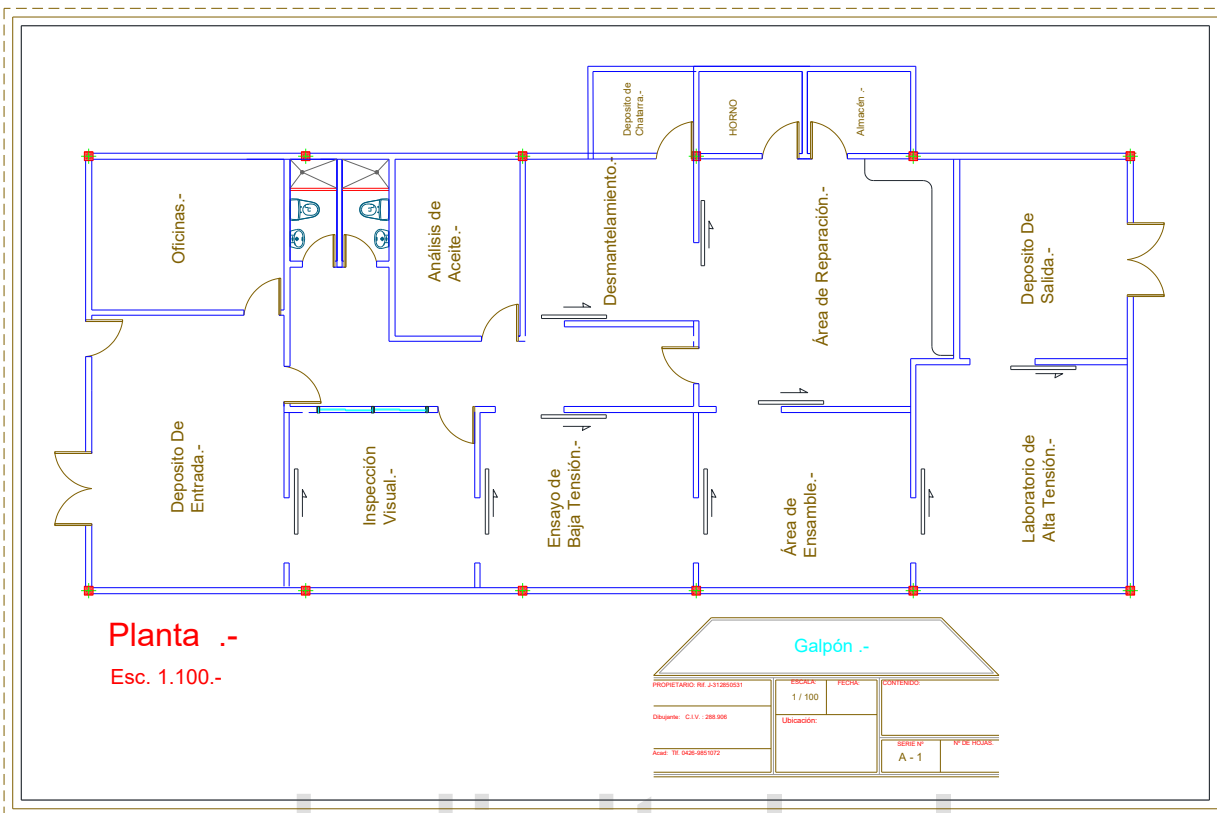
FORMATO 02, RECOLECCIÓN DE DATOS EN PRUEBAS BÁSICAS



Circuito Equivalente del Transformador en estudio



Anexo 10: Datos recolectados con valores de segunda inspección (b).



Anexo 11: Disposición de las áreas de trabajo del taller de reparación.