



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TESIS DE GRADO

TEMA:

**“ GUÍA DE MANTENIMIENTO Y OPERATIVIDAD DE LOS
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN QUE ORIGINAN FALLAS EN
EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO
REGIONAL CENTRO NORTE S.A., LO CUAL BRINDARA FIABILIDAD DE
SERVICIO EN LA MISMA ”**

Tesis previa a la obtención del título de ingeniero en sistemas eléctricos de potencia

AUTOR:

Martínez Insuasti Danilo Sebastián

DIRECTOR DE TESIS:

Ing. Oscar Mallitásig

LATACUNGA – ECUADOR

ENERO 2014





APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

En calidad de Miembros del tribunal de grado aprueban el presente informe técnico de investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Unidad Académica de ciencias de la ingeniería y aplicadas por cuanto, el postulante: Danilo Sebastián Martínez Insuasti, con el título de tesis: **GUÍA DE MANTENIMIENTO Y OPERATIVIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN QUE ORIGINAN FALLAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A., LO CUAL BRINDARA FIABILIDAD DE SERVICIO EN LA MISMA**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de defensa de tesis.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, 17 de enero del 2014

Para constancia firman:

Ing. Franklin Medina

PRESIDENTE

Msc. Bolívar Vaca

MIEMBRO

Ing. Miguel Lucio

OPOSITOR



AVAL DEL DIRECTOR DE LA TESIS

En mi calidad de Director de tesis de Grado y cumpliendo con lo estipulado en el **Capítulo IV, Art. 9, literal F, del reglamento de graduación de la Universidad Técnica de Cotopaxi**, me permito informar que:

El Sr. **MARTÍNEZ INSUASTI DANILO SEBASTIÁN**, con la cedula de ciudadanía No 180232333-5, egresado de la unidad académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, Carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia, se encuentra desarrollando su investigación de grado de acuerdo a los planteamientos formulados en su anteproyecto de tesis.

En virtud de lo antes expuesto, considero que dicho informe investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científicos – técnicos para presentar el acto de defensa de tesis con el tema **“GUÍA DE MANTENIMIENTO Y OPERATIVIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN QUE ORIGINAN FALLAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A., LO CUAL BRINDARA FIABILIDAD DE SERVICIO EN LA MISMA”**, la fecha que el honorable consejo académico lo determine.

Latacunga, 17 de Enero del 2014

“POR LA VINCULACION DE LA UNIVERSIDAD CON EL PUEBLO”

Ing. Oscar Mallitásig

DIRECTOR DE LA TESIS



CERTIFICACIÓN

En calidad de jefe de sección de transformadores de la EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A., a petición verbal del interesado certifico que, el Sr. Danilo Sebastian Martínez Insuasti, portador de la cedula de identidad 180232333-5, realizo la tesis de grado con el tema: “ GUÍA DE MANTENIMIENNTO Y OPERATIVIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN QUE ORIGINAN FALLAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A., LO CUAL BRINDARA FIABILIDAD DE SERVICIO EN LA MISMA”, bajo la supervisión de este departamento, siguiendo todos los lineamientos y requerimientos establecidos por dicha empresa.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, facultando al interesado, hacer uso de este documento en la forma que el estime conveniente.

Atentamente

Ing. Eléctrico Mario Morales



JEFE SECCIÓN TRANSFORMADORES

EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.

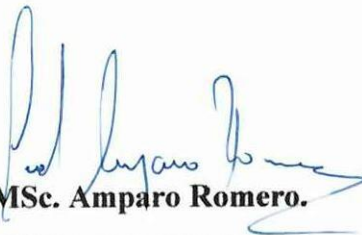


AVAL DE TRADUCCIÓN

MSc. Amparo Romero con C.C 050136918-5, docente del centro de idiomas, de la Universidad Técnica de Cotopaxi, certifico que se ha realizado la respectiva revisión del Abstract, con el tema: **“GUÍA DE MANTENIMIENTO Y OPERATIVIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN QUE ORIGINAN FALLAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A., LO CUAL BRINDARA FIABILIDAD DE SERVICIO EN LA MISMA”**, cuyo autor es el Sr. Martínez Insuasti Danilo Sebastián con C.C 1802323335, postulante a Ingeniero Eléctrico en sistemas eléctricos de Potencia cuyo director de tesis es el Ing. Oscar Mallitágsi.

Latacunga, 10 enero 2014

Docente,



MSc. Amparo Romero.

ENGLISH TEACHER

050136918-5

AUTORÍA

El abajo firmante en calidad de egresado de la Universidad Técnica de Cotopaxi, Carrera de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, especialización Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia, declaro que los contenidos de esta tesis, requisito previo a la obtención del título de Ingeniero en Sistemas Eléctricos de Potencia, son absolutamente originales, auténticos, personales y de exclusiva responsabilidad legal y académico del autor.

Latacunga, 17 de Enero del 2014



Martínez Insuasti Danilo Sebastián

DEDICATORIA

Este trabajo investigativo está dedicado a tres personas muy importantes en mi vida, a mi esposa Jacqueline Martínez quien con su cariño, amor incondicional y paciencia ha sabido apoyarme para que lograra culminar con éxito lo que me propuse, gracias esposa por ser siempre así. A mis hijos Sebastián y Daniela quienes son mi fuerza e inspiración para seguir superándome, mi razón de ser, estar y seguir luchando para que el camino que tiene por andar sea menos difícil y logren culminar las metas que se propongan. Es gracias a ustedes mi adora familia que seguiré luchando incansablemente por mantenernos siempre juntos y darles mejores días.

Danilo

AGRADECIMIENTO

Ante todo agradezco a Dios por haberme puesto en el lugar en que yo me encuentro, quien sino él pudo haber elegido un lugar mejor para mí; gracias señor por bendecir a toda mi familia.

A mis padres, hermanos por haberme animado a continuar y culminar las metas que me propongo, a mi esposa e hijos por ser mi inspiración y mi razón de vivir, a toda mi familia que directa o indirectamente siempre me apoyan en todas las cosas que me propongo realizar.

A mi director de tesis el Sr. Ing. Oscar Mallitágsi, quien me guio en la realización de la misma para que de esta manera alcance el objetivo que me propuse, de manera especial a mi querido amigo el Sr. Ing. Manuel Otorongo sin cuya intervención no hubiera sido posible la realización de la tesis.

A la “**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI**” y a mis profesores en cuyas aulas me supieron acoger y cultivar en mí todos los conocimientos en ellas y de ellos adquiridos

Danilo

ÍNDICE GENERAL

	Pág
PORTADA	i
AVAL DEL DIRECTOR DE LA TESIS	ii
AVAL DE TRADUCCIÓN	iii
AUTORÍA	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
ÍNDICE DE ANEXOS	xv
RESUMEN	xvi
ABSTRACT	xvii
INTRODUCCIÓN	xviii
CAPITULO I	1
1.- MARCO TEÓRICO DEL TRANSFORMADOR.	1
1.1 Transformador tipo convencional.	2
1.2 Transformador autoprotegido	3
1.3 Componentes principales de un transformador de distribución en aceite	5
1.3.1 Interruptor térmico	5
1.3.2 Fusible interno	5
1.3.3 Descargador valvular	6
1.3.4 Luz piloto	6
1.3.5 Cambiador de derivaciones (tap)	7
1.3.6 Tanque	7
1.3.7 Bobinas	8
1.3.8 Núcleo	8
1.3.9 Pasatapas	9

1.4 El sistema de aislamiento	9
1.4.1 El aislamiento líquido (aceite aislante)	9
1.4.2 El aislamiento sólido (papel kraft)	10
1.5 Fenómenos transitorios	11
1.5.1 Sobrevoltajes	11
1.5.1.1 Impactos procedentes de la red	12
1.5.1.2 Datos prácticos	13
1.5.1.3 Prueba de sobrevoltaje	18
1.5.1.4 Sobrevoltaje de cierre y apertura de circuitos	21
1.5.2 Sobrecargas	22
1.5.2.1 Extracorrientes de conexión	24
1.5.2.2 Corriente de cortocircuito.....	25
1.6 Cargas no lineales.....	28
1.6.1 Introducción	28
1.6.2 Consecuencia de los armónicos.....	29
CAPITULO II	31
2.- ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	31
2.1 Introducción	31
2.2 Verificación de la hipótesis	40
CAPITULO III	42
3 PROPUESTA	42
3.1 DESARROLLO DE LA PROPUESTA.....	42
3.1.1 Tema:.....	42
3.1.2 Presentación	42
3.1.3 Justificación de la propuesta	43
3.1.4 Objetivos	43
3.1.4.1 Objetivo general	43
3.1.4.2 Objetivos específicos.....	44
3.2 Análisis y resultados de fallas en transformadores en la eearcn s.a.	44
3.2.1 Fallas en los interruptores térmicos, fusible Internos de medio voltaje y	

descargadores Valvulares.....	45
3.2.2 Desplazamiento de las bobinas de bajo voltaje.....	47
3.3 Cortocircuito en el transformador.....	48
3.3.1 Cortocircuito entre espiras de un mismo grupo.....	48
3.3.2 Cortocircuito entre espiras de grupos diferentes.....	48
3.3.3 Bobina de medio voltaje quemada o abierta.....	49
3.4 Fallas en los materiales aislantes del transformador.....	49
3.4.1 Aceite dieléctrico.....	49
3.4.2 Papel aislante.....	51
3.4.3 Núcleo.....	51
3.4.4 Pasatapas de media y baja tensión.....	52
3.5 Fallas en el conmutador de derivaciones.....	52
3.6 Fugas de aceite.....	53
3.7 CONEXIONES FLOJAS.....	54
3.8 Estadísticas de fallas en transformadores.....	54
3.8.1 Interruptores térmicos.....	54
3.8.2 Fusible interno de medio voltaje.....	55
3.8.3 Descargadores valvulares.....	56
3.8.4 Pasatapas de bajo y medio voltaje.....	57
3.8.5 Zonas de fallos en transformadores.....	59
3.8.6 Averías frecuentes en transformadores.....	61
3.9 Elaboración de una guía para mantenimiento de transformadores.....	64
3.9.1 Pruebas en laboratorio o fábrica calidad en su fabricación.....	64
3.9.1.1 Relación de transformación y polaridad.....	64
3.9.1.2 Resistencia óhmica de los devanados.....	72
3.9.1.3 Resistencia de aislamiento.....	78
3.9.1.3.1 Ejecución del ensayo.....	82
3.9.1.3.2 Interpretación de las lecturas para evaluación de resultados.....	85
3.9.1.4 Rigidez dieléctrica del aceite.....	86
3.9.2 Determinación de los parametros del transformador.....	91
3.9.2.1 Prueba de cortocircuito.....	91
3.9.2.2 Prueba de circuito abierto.....	96

3.9.3 Prueba de voltaje aplicado.....	102
3.9.3.1 Procedimiento de la prueba.....	103
3.9.3.2 Interpretación de los resultados.....	103
3.9.4 Prueba de voltaje inducido.....	104
3.9.5 Prueba de voltaje de impulso.....	106
3.9.6 Prueba de calentamiento.....	107
3.9.7 Otros ensayos.....	107
3.9.7.1 Tangente delta.....	107
3.9.7.2 Respuesta a la frecuencia.....	111
3.9.7.3 Medición de ruido audible.....	111
3.10 Conclusiones y recomendaciones.....	116
3.10.1 Conclusiones.....	116
3.10.2 Recomendaciones.....	117
Bibliografía consultada.....	119
Litografía.....	120
ANEXOS.....	121

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura n° 1. 1 Transformador convencional.....	3
Figura n° 1. 2 Transformador autoprotegidos.....	4
Figura n° 1. 3 Interruptor térmico.....	5
Figura n° 1. 4 Fusible interno.....	6
Figura n° 1. 5 Descargador valvular.....	6
Figura n° 1. 6 Luz piloto.....	7
Figura n° 1. 7 Cambiador de derivaciones.....	7
Figura n° 1. 8 Tanque de transformadores.....	8
Figura n° 1. 9 Forma de aislar los conductores.....	8
Figura n° 1. 10 Núcleo.....	9
Figura n° 1. 11 Pasatapas.....	9
Figura n° 1. 12 Aceite dieléctrico.....	10
Figura n° 1. 13 Papel aislante.....	11

Figura n° 1. 14 Ondas de frente brusco.....	12
Figura n° 1. 15 Voltaje eficaz admisible durante 1 min y a 20°C.....	14
Figura n° 1. 16 Variación relativa del voltaje admisibles según el tiempo de aplicación	14
Figura n° 1. 17 Prueba de sobrevoltaje con ondas de frente brusco.....	18
Figura n° 1. 18 Calibrado de los descargadores	20
Figura n° 1. 19 Densidad relativa del aire.....	20
Figura n° 1. 20 Ondas transitorias de conexión	24
Figura n° 1. 21 Voltajes normales de cortocircuito.....	26
Figura n° 1. 22 Primer ciclo de la corriente de cortocircuito	27
Figura n° 2. 1 Resultado en porcentaje de la pregunta 1	32
Figura n° 2. 2 Resultado en porcentaje de la pregunta 2	33
Figura n° 2. 3 Resultado en porcentaje de la pregunta 3	33
Figura n° 2. 4 Resultado en porcentaje de la pregunta 4	34
Figura n° 2. 5 Resultado en porcentaje de la pregunta 5	35
Figura n° 2. 6 Resultado en porcentaje de la pregunta 6	35
Figura n° 2. 7 Resultado en porcentaje de la pregunta 7	36
Figura n° 2. 8 Resultado en porcentaje de la pregunta 8	37
Figura n° 2. 9 Resultado en porcentaje de la pregunta 9	37
Figura n° 2. 10 Resultado en porcentaje de la pregunta 10	38
Figura n° 2. 11 Resultado en porcentaje de la pregunta 11	39
Figura n° 2. 12 Resultado en porcentaje de la pregunta 12	39
Figura n° 2. 13 Resultado en porcentaje de la pregunta 13	40
Figura n° 3. 1 a) Interruptor térmico en buen estado; b) Interruptor térmico con un contacto chispiado y el otro destruido.....	46
Figura n° 3. 2 Fusibles de medio voltaje abiertos	46
Figura n° 3. 3 Descargador valvular.....	47
Figura n° 3. 4 Bobinas de bajo voltaje desplazadas	47
Figura n° 3. 5 Cortocircuito entre espiras de u mismo grupo	48
Figura n° 3. 6 Cortocircuito entre espitas de grupos diferentes	49
Figura n° 3. 7 Bobinas de medio voltaje quemada o abierta.....	49
Figura n° 3. 8 Aceite dieléctrico.....	50

Figura n° 3. 9 Papel aislante.....	51
Figura n° 3. 10 Pasatapas	52
Figura n° 3. 11 Conmutado de derivaciones	53
Figura n° 3. 12 Fuga de aceites	53
Figura n° 3. 13 Conexiones flojas	54
Figura n° 3. 14 Falas en los interruptores térmicos.....	55
Figura n° 3. 15 Falla en fusible interno.....	56
Figura n° 3. 16 Falla en el descargadores valvulares	57
Figura n° 3. 17 Falla en el pasatapas de bojo voltaje	58
Figura n° 3. 18 Falla en el pasatapas de medio voltaje.....	59
Figura n° 3. 19 Falla de transformadores en la zona rural.....	60
Figura n° 3. 20 Falla de transformadores en la zona urbana	61
Figura n° 3. 21 Averías frecuentes en transformadores.....	62
Figura n° 3. 22 Transformadores quemados con respecto al total de equipo funcionando.....	63
Figura n° 3. 23 Determinación de la relacion de transformacion con voltmetro	65
Figura n° 3. 24 Determinación de la relacion de transformacion con divisor de voltaje	66
Figura n° 3. 25 Determinacion de la polaridad con voltmetro	67
Figura n° 3. 26 Polaridad y bordes homologos	67
Figura n° 3. 27 Determinacion de la polaridad con corriente continua.....	68
Figura n° 3. 28 Diagrama fasorial transformadores monofasicos 180°	69
Figura n° 3. 29 Circuito para la determinación de la cifra hora.....	69
Figura n° 3. 30 Conexión en paralelo de transformadores monofasicos.....	70
Figura n° 3. 31 Conexión del equipo (DTR).....	7
Figura n° 3. 32 Conexión del equipo (TTR).....	72
Figura n° 3. 33 Conexión del puente de wheatstone y puente de thomson	74
Figura n° 3. 34 Bobinado conectado en estrella con neutro accesible	75
Figura n° 3. 35 Bobinado trifásico conecctado en delta.....	75
Figura n° 3. 36 Bobinado monofásico con derivaciones.....	76
Figura n° 3. 37 Equipo para medición de resistencia de bobinados.....	78

Figura n° 3. 38 Curva tiempo-resistencia de aislamiento.....	81
Figura n° 3. 39 Medición de resistencia de aislamiento en un transformador trifasico conexión ΔY	83
Figura n° 3. 40 Medición de resistencia de aislamiento en un transformador monofásico GRDY	83
Figura n° 3. 41 Medición de resistencia de aislamiento en un transformador trifasico de 3 bobinados.....	84
Figura n° 3. 42 Medición de resistencia de aislamiento en un autotransformado.	84
Figura n° 3. 43 Conexión del equipo de resistencia de aislamiento.....	85
Figura n° 3. 44 Componentes de probador de rigidez dieléctrica	88
Figura n° 3. 45 Equipo de medición de la rigidez dieléctrica	91
Figura n° 3. 46 Diagrama de cortocircuito	91
Figura n° 3. 47 Parametros de Z_{cc}, R_{cc}, X_{cc}	92
Figura n° 3. 48 Parametros de Z_{cc}, R_{cc}, X_{cc} , porcentual.....	93
Figura n° 3. 49 Diagrama vectorial de U_{cc}, U_{Rcc}, U_{Xcc}	94
Figura n° 3. 50 Variador de voltaje trifásico	96
Figura n° 3. 51 Diagra de circuito abierto	97
Figura n° 3. 52 Circuito equivalente en vacío.....	98
Figura n° 3. 53 Diagrama vectorial	99
Figura n° 3. 54 Ensayo de voltaje aplicado al lado de medio voltaje	102
Figura n° 3. 55 Ensayo de voltaje aplicado al lado de bajo voltaje.....	102
Figura n° 3. 56 Ensayo voltaje inducido	105
Figura n° 3. 57 Onda de impulso de 1.2/50.....	106
Figura n° 3. 58 Diagrama vectorial de la prueba de f_p	108
Figura n° 3. 59 Delta 3000	110

ÍNDICE DE TABLAS.

	Pág
Tabla n° 1.1 Condensadores o sección de cable para prueba de sobre voltaje.....	19
Tabla n° 2. 1, grupos del dom.....	31
Tabla n° 2. 2 Resultado de la pregunta 1	32

Tabla nº 2. 3 Resultado de la pregunta 2.....	32
Tabla nº 2. 4 Resultado de la pregunta 3.....	33
Tabla nº 2. 5 Resultado de la pregunta 4.....	34
Tabla nº 2. 6 Resultado de la pregunta 5.....	34
Tabla nº 2. 7 Resultado de la pregunta 6.....	35
Tabla nº 2. 8 Resultado de la pregunta 7.....	36
Tabla nº 2. 9 Resultado de la pregunta 8.....	36
Tabla nº 2. 10 Resultado de la pregunta 9.....	37
Tabla nº 2. 11 Resultado de la pregunta 10.....	38
Tabla nº 2. 12 Resultado de la pregunta 11.....	38
Tabla nº 2. 13 Resultado de la pregunta 12.....	39
Tabla nº 2. 14 Resultado de la pregunta 13.....	40
Tabla nº 3. 1 Interruptores termicos cambiados con respecto al total de equipos funcionando cada año.....	54
Tabla nº 3. 2 Fusibles internos de medio voltaje cambiados con respecto al total de equipos funcionando cada año.....	55
Tabla nº 3. 3 Descargadores valvulares cambiados con respecto al total de equipos funcionando cada año.....	56
Tabla nº 3. 4 Pasatapas de b.v. cambiados con respecto al total de equipos..... funcionando cada año.....	57
Tabla nº 3. 5 Pasatapas de m. v. cambiados con respecto al total de equipos funcionando cada año.....	58
Tabla nº 3. 6 Transformadores quemados en la zona rural con respecto al total de equipos funcionando cada año.....	59
Tabla nº 3. 7 Transformadores quemados en la zona urbana con respecto al total de equipos funcionando cada año.....	60
Tabla nº 3. 8 Averias frecuentes en transformadores.....	61
Tabla nº 3. 9 Transformadores quemados con respecto al total de equipos funcionando cada año.....	63
Tabla nº 3. 10.....	67
Tabla nº 3. 11 Determinación del grupo de conexión.....	70
Tabla nº 3. 12 Diagramas fasoriales de transformadores trifasicos.....	71

Tabla nº 3. 13 Bobinado conectado en estrella con neutro accesible	75
Tabla nº 3. 14 Bobinado trifásico conectado en delta.....	76
Tabla nº 3. 15 Bobinado monofásico con derivación (es).....	76
Tabla nº 3. 16 Factor de corrección (resistencia de aislamiento).....	80
Tabla nº 3. 17 Índice de absorción y de polarización	81
Tabla nº 3. 18 Voltaje nominal de c.a. para probar equipos	82
Tabla nº 3. 19 Resistencia de aislamiento mínimo para transformadores.....	85
Tabla nº 3. 20 Normas para prueba de rigidez dieléctrica.....	86
Tabla nº 3. 21 Comparación entre las normas ASTMD-877 y ASTMD-1816.....	88
Tabla nº 3. 22 Clasificación de los aceites según el índice de calidad	90
Tabla nº 3.23 Perdidas de transformadores monofásicos.....	101
Tabla nº 3. 24 Perdidas en transformadores trifásicos.....	101
Tabla nº 3. 25 Comparación entre la $\tan\delta$ y el $\cos\phi$	109
Tabla nº 3. 26 Parámetros de aceptación del fp.....	111
Tabla nº 3. 27 Nivel de ruido.....	112
Tabla nº 3.28 Elementos de un transformador de distribución en aceite dentro del mantenimiento preventivo	113
Tabla nº 3.29 Actividades que se debe realizar dentro del mantenimiento preventivo de un transformador de distribución.....	114

ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO N° 1 Cuestionario de la encuesta.....	121
ANEXO N° 2 Desclasificación de los transformadores.....	124
ANEXO N° 3 Declorinación y características constructivas de un depósito para almacenar equipos y materiales que contengan PCB's.....	128

RESUMEN

En el presente estudio se encontrara de manera detallada los diferentes tipos de transformadores que se utilizan en las distintas distribuidoras eléctricas del país, y específicamente en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A., se detallan todas las partes y elementos de estos equipos tanto externas como internas, sus elementos de protección como es el fusible interno, el interruptor térmico, descargadores valvulares. Se encontraran los resultados de la encuesta realizada al personal del departamento de operación y mantenimiento en lo que respecta a los diferentes elementos del transformador y sus protecciones, se evidencia también mediante fotografías las diferentes fallas que se han encontrado al desarmar la parte activa de los transformadores quemados, así como sus elementos de protección, la rotura de los pasatapas de bajo y medio voltaje debido a la mala manipulación de estos equipos al trasladarlos a los diferentes lugares, se puede observar las fugas del aceite por los diferentes elementos que conforman el transformador debido al mal ajuste de sus componentes, el recalentamiento de los conectores de bajo voltaje, aceite dieléctrico deteriorado, contactos flojos en el interior del transformador, formación de lodos en el interior del equipo, ingreso de humedad hacia el interior por mala hermeticidad del anillo de cierre de la tapa superior. En la estadística realizada se podrá encontrar los resultados de los elementos de protección que más fallan, las zonas en las cuales los transformadores se queman con mayor frecuencia, y las diferentes causas por las cuales estos equipos pueden llegar a quemarse, de tal manera que resulta de mucha utilidad la realización de una guía de mantenimiento donde se podrá encontrar de manera detalla las diferentes pruebas que se deben realizar a los transformadores, para detectar las fallas y poder de esta manera tomar la mejor alternativa para proceder con el mantenimiento adecuado de estos equipos alargando la vida útil de estos, ya que son el activo más costoso que tiene la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A.

ABSTRACT

In the present research, we can find in detail the different types of transformers which are used in various electrical distributors in the country, specifically at Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A. They are described external and internal. All parts and components of these devices. The protection elements such as internal fuse, thermal switch, valve unloaders. Also, the results of the survey about operation and maintenance department personnel. Concerning transformer and protection elements. Pictures are evidence of different faults that have been found to disarm the active part of the burnt transformer and its protection elements, breaking the bushings of low and medium voltage. This is due to incorrect handling equipment to move them to different places. It can be seen leaking oil by the different elements of the transformer as a result of incorrect adjustment of its components, overheating of low-voltage connectors, deteriorated insulating oil, loose contacts inside the transformer, sludge formation inside equipment, ingress of moisture into the interior for bad seal ring closure of the upper lid. On statistics analysis, you can find the protection elements results, most of them fail. The areas where the processors burn more frequently, and the different reasons why these teams can get burned. So that, it is very useful performing a maintenance guide where you can find out in detail the various tests to be performed to processors to detect power failures and thus make the best choice to proceed with the proper maintenance of this equipment extending the life of these as they are the most expensive asset you have at Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A.

INTRODUCCIÓN

Toda la investigación se realizó en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A., específicamente en el laboratorio de transformadores, en donde se ha procedido a desarmar los transformadores que llegan averiados para la verificación y análisis de las distintas fallas encontradas, esto con el objetivo de proponer medidas correctivas para lograr mejorar la protección de estos equipos garantizando la confiabilidad y el buen funcionamiento de estos dentro del sistema de dicha empresa.

Para el caso de esta investigación se dispone con datos desde el año 2000, del número de transformadores averiados, con los cuales se les ha desarmado para determinar las posibles fallas y sus causas. Los transformadores averiados que se tenía en años anteriores estaban en un promedio de entre 40 a 45 equipos quemados, logrando reducir en los últimos 5 años a un promedio de entre 28 a 30 equipos quemados, de un total de equipos en funcionamiento de 10992; esta reducción se ha logrado debido al monitoreo y mantenimiento constante que se viene realizando en el laboratorio de la institución.

Para la elaboración de este trabajo de grado se empleó una metodología de investigación científica la cual procura obtener información relevante y fidedigna, para entender, verificar, corregir y aplicar el conocimiento, basada en la necesidad de suprimir una deficiencia en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A. La técnica utilizada será una encuesta, con la cual buscamos recaudar datos por medio de un cuestionario de preguntas abiertas prediseñado dirigido al total del personal que conforma el departamento de operación y mantenimiento de la dicha institución.

El presente proyecto está dividido en 3 capítulos constituidos de la siguiente manera. En el primer capítulo, se habla sobre el transformador de distribución sus componentes principales, tipos de transformadores, de las partes activas como son el núcleo y los devanados, los pasatapas, cambiadores de derivación, supresores de voltajes. En el segundo capítulo, abarcaremos lo que corresponde a los fenómenos transitorios, como son los sobrevoltajes, sobrevoltajes de cierre y apertura de circuitos, de las sobrecorrientes dentro de estas las extracorrientes de conexión,

corrientes de cortocircuito, cálculos de esfuerzos de cortocircuito, El tercer capítulo, comprende el análisis y resultados de las fallas más comunes en los transformadores de distribución que se han presentado en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A., se realizará una estadística de las distintas fallas que se presentan en los diferentes elementos que forman parte de este equipo, incluye la guía para el mantenimiento donde se detallaran las distintas pruebas de rutina que se realiza en laboratorio o fábrica, así como los parámetros de aceptación estipuladas en la NTE INEN, las conclusiones, recomendaciones y la bibliografía utilizada para el desarrollo de este proyecto.

1.- MARCO TEÓRICO DEL TRANSFORMADOR.

Antiguamente se ha definido al transformador como una maquina estática y como tal, no tiene partes en movimiento. Este concepto definitivamente está revaluado en la actualidad, pues ya hay consenso en afirmar que el transformador es una maquina eléctrica, cuyo flujo magnético se mueve continuamente mientras esta energizada.

Se define a los transformadores de distribución aquellos cuyas potencias se encuentran entre 5 y 100 KVA y dependiendo de la carga que vayan alimentar pueden ser monofásicos, bifásicos y trifásicos; estos últimos se construyen en potencias entre 15 y 1000 KVA con niveles de voltaje que van desde 13.2, 15, 25, 33, 35 KV; la mayoría de estas unidades están proyectadas para ser montados en postes y otros para ser instalados en cámaras (transformadores secos), o la intemperie (sumergidos en aceite mineral aislante) como son los transformadores tipo pedestal.

Estos transformadores de distribución pueden ser convencionales o autoprotegidos, los primeros son aquellos que no tienen ninguna protección como se describirá más adelante, mientras que el autoprotegido tiene incorporadas las protecciones contra sobrevoltajes, descargas atmosféricas, fallas internas de su parte activa, sobrecargas y cortocircuitos, a los elementos de protección de este equipo los describirá más adelante.

Se sabe que el transformador está constituido en su parte activa por los devanados, el núcleo (chapas magnéticas), aislamiento sólido (papel a base de celulosa obtenido mediante proceso KRAFT), todos estos sumergidos en el aceite mineral aislante, de los cuales el componente más débil que tiene el transformador es el papel aislante.

Por lo tanto, el concepto moderno, actualizado y sobre el cual se fundamentan procedimientos acertados y eficaces en cuanto al mantenimiento de transformadores inmersos en aceite mineral aislante de base nafténica, definitivamente está basado, en la siguiente observación:

GALLO, Ernesto (2005 página 7) dice:

“LA VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR ES LA VIDA UTIL DEL PAPEL AISLANTE”.

La característica fundamental de los transformadores, es la de modificar los factores (voltaje y corriente) de la potencia eléctrica transmitida, adaptándolas a las condiciones óptimas que se precisen así:

- Voltajes elevados y bajas corrientes para el transporte de la energía a grandes distancias.
- Voltajes y corrientes medianas para la distribución de centros de consumo.
- Voltajes reducidos y corrientes altas en las redes de consumo inmediato.

Todo ello, con un rendimiento que supera al de cualquier otra clase de aparato donde intervengan transformadores de energía de la naturaleza que fuere, mecánica, térmica, química, eléctrica inclusive. A continuación se detalla tanto al transformador convencional como al autoprotegido.

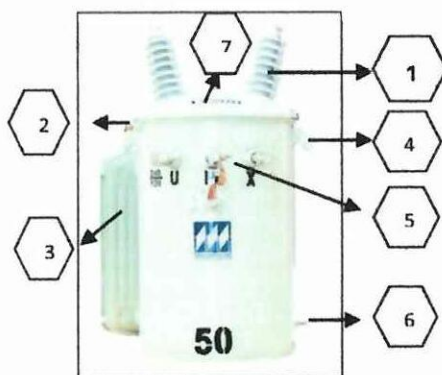
1.1 TRANSFORMADOR CONVENCIONAL

Los transformadores de este tipo pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos, constan de núcleo y bobinas montados, de manera segura, en un tanque cargado con aceite; llevan hacia fuera las terminales necesarios que pasan a través de los pasatapas apropiados.

Los pasatapas de alto voltaje pueden ser dos, pero lo más común es usar uno solo además de un 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 sobrevoltaje, sobrecarga y cortocircuito se obtiene usando supresores de voltaje e interrupciones primarias de fusibles 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. En la figura 1.1 se muestra este tipo de transformador.

FIGURA N° 1. 1 TRANSFORMADOR CONVENCIONAL



FUENTE: Manual de características técnicas de MAGNETRON

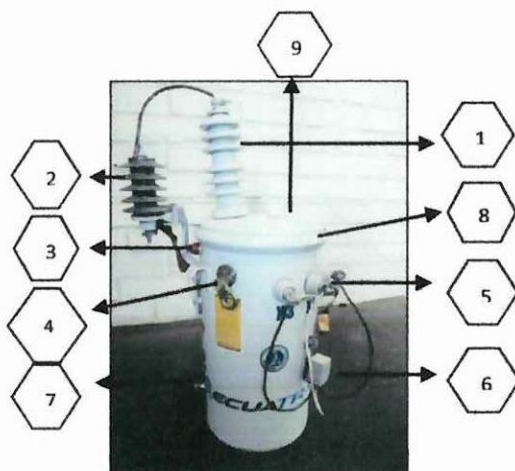
- 1.- Pasatapas o bushing de medio voltaje
- 2.- Válvula de sobre presión
- 3.- Panel de refrigeración
- 4.- Soporte de izado
- 5.- Pasatapas o bushing de bajo voltaje
- 6.- Conector a tierra
- 7.- Tapa del transformador

1. 2 TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO

El transformador autoprotegido al igual que el anterior puede ser monofásico, bifásicos o trifásico consta de un corta circuito secundario (interruptor térmico), un

fusible protector de montaje interno, un supresor de voltaje, una lámpara de señal, mecanismo de sobrecarga, los cuales se detallaran más adelante, en la figura 1.2 observa los elementos de protección de este transformador.

FIGURA N° 1.2 TRANSFORMADORES MONOFASICO AUTOPROTEGIDO



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARC N.S.A., (laboratorio de transformadores)

- 1.- Pasatapas o bushing de bajo voltaje
- 2.- Supresor de voltaje o pararrayo de medio voltaje
- 3.- Luz piloto
- 4.- Interruptor térmico o breaker
- 5.- Pasatapas o bushing de bajo voltaje
- 6.- Supresor de voltaje o pararrayo de bajo voltaje
- 7.- Conector a tierra
- 8.- Anillo de apriete
- 9.- Tapa del transformador

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN AUTOPROTEGIDO EN ACEITE.

1.3.1 Interruptor térmico

Este accesorio protege al equipo contra sobrecargas y fallas del circuito secundario es decir cortocircuitos, que ponen en peligro la vida útil del transformador. Su función es la emitir señales de alarma y disparo cuando la temperatura interna del transformador alcanza niveles peligrosos, también cuando el nivel del aceite está muy bajo y los bimetálicos del interruptor no están inmersos en el aceite. En la figura 1.3 se muestra este elemento.

FIGURA Nº 1. 3 INTERRUPTOR TÉRMICO



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

1.3.2 Fusible interno

Los transformadores autoprotegidos de distribución, llevan en el interior un fusible interno que va conectado en serie con la bobina de media tensión, que tiene la función de desconectar al transformador cuando se presenta un cortocircuito interno en este, una vez actuado este dispositivo es imposible energizar nuevamente al transformador, esto con el objetivo evitar fallas mayores en la red al conectar un transformador con falla. En la figura 1.4 se observa este dispositivo.

FIGURA N° 1.4 FUSIBLE INTERNO



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

1.3.3 Descargador valvular

Protege al transformador contra sobrevoltajes, causadas por descargas atmosféricas y/o maniobras de cierre y apertura de los circuitos de distribución desviándolos a tierra. Algunos transformadores vienen incorporados con supresores de voltaje tanto en medio como en bajo voltaje. A este elemento se lo puede observar en la figura 1.5.

FIGURA N° 1.5 DESCARGADOR VALVULAR

D.V. SILICONA



D.V. PORCELANA



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

1.3.4 Luz piloto

Este elemento opera como alarma preventiva sin desconectar al usuario, nos indica que el transformador se está aproximando a temperatura de disparo del interruptor térmico, nos ayuda a detectar una condición térmica anormal de operación sin necesidad de costosos métodos de medición y monitoreo. En la figura 1.6 se observa este elemento.

FIGURA N° 1.6 LUZ PILOTO



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

1.3.5 Cambiador de tap

Viene montado en el bobinado primario del transformador, su objetivo es la de proveer de regulación de voltaje en el circuito secundario. Está constituido por lo general de 5 pasos con variaciones de $\pm 2.5\%$ del voltaje nominal. Este elemento se muestra en la figura 1.7.

FIGURA N° 1.7 CAMBIADOR DE DERIVACIONES MONOFÁSICO EXTERNO 5 PASOS

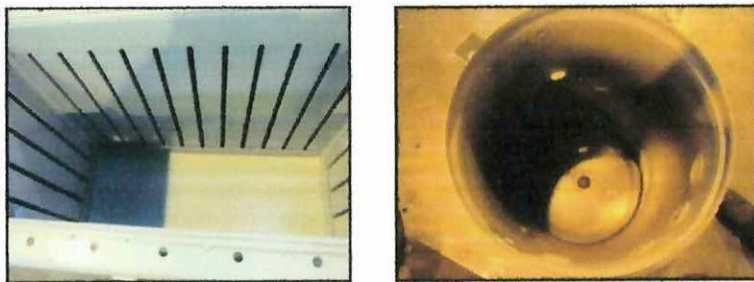


FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

1.3.6 Tanque

Generalmente hecho de acero, provee de protección mecánica y soporte a la parte activa del transformador como son los bobinados y el núcleo. Ayuda a contener el líquido refrigerante (aceite dieléctrico) y protege al aceite de la contaminación externa, aire humedad. Pueden ser cilíndricos o rectangulares con o sin radiadores dependiendo de la potencia y el calor a disipar. En la figura 1.8 se puede observar los tanques.

a) TANQUE MONOFASICO; b) TANQUE TRIFASICO
(a) (b)

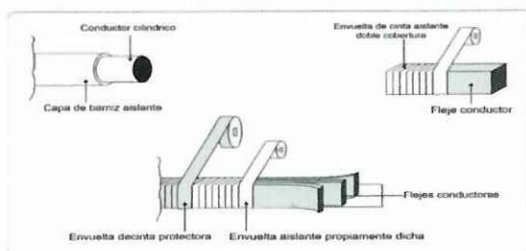


FUENTE: Planta de producción ECUATRAN (Ambato)

1.3.7 Bobinas

Por lo general son hechas de alambre de cobre de sección circular o rectangular con doble encintado de algodón, también se usan láminas de aluminio aisladas entre sí con papel KRAFT del cual se hablara más adelante en lo que corresponde al aislamiento. En la figura 1.9 se muestra las formas de aislar los conductores

FIGURA N° 1.9 FORMAS DE AISLAR LOS CONDUCTORES DE BOBINA

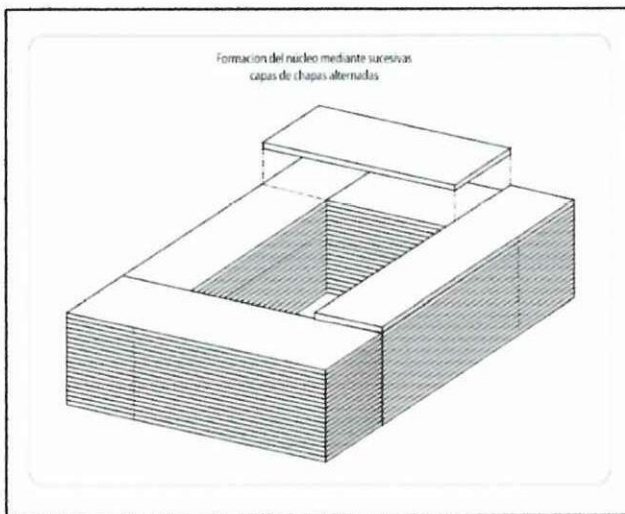


FUNTE: [http:// www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/3083/1/5600.pdf](http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/3083/1/5600.pdf)

1.3.8 Núcleo

El núcleo de acero al silicio posee forma de ventana y está constituido por numerosas chapas magnéticas de pequeño espesor con bajo nivel de pérdidas, apiladas una encima de otra y aisladas entre sí mediante un barniz. Esta disposición permite el paso de flujo magnético de manera adecuada y reduce considerablemente las pérdidas que aparecen en el hierro por efecto de las corrientes parásitas. En la figura 1.10 se muestra la disposición de las mismas

FIGURA N° 1. 10 EL NÚCLEO



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

1.3.9 Pasatapas

Estos pueden ser de alto, medio y bajo voltaje. la función es la de llevar o transportar los conductores de los devanados a través del tanque y hacia el exterior de una manera segura, están diseñados para soportar voltajes de operación normales y anormales, mantener la humedad fuera del transformador y resistir los esfuerzos mecánicos debido al peso y tensión de los conductores conectados a ellos. En la figura 1.11 se observa este elemento

FIGURA N° 1. 11 PASATAPAS



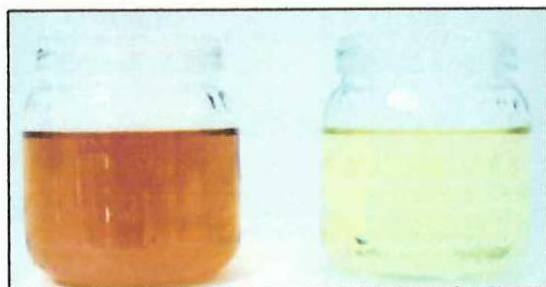
FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

1.4 EL SISTEMA DE AISLANMIENTO

1.4.1 El aislamiento líquido (aceite aislante)

El aceite aislante es una mezcla adecuada de hidrocarburos isoparafínicos, náftenicos y aromáticos con moléculas entre 16 y 22 átomos de carbono, lograda a través de procesos especializados de destilación y refinación, Las condiciones que un buen aceite debe tener es la de ser un buen aislante eléctrico, ser protector de las partes internas del transformador y al mismo tiempo brindar una buena refrigeración a la parte activa del transformador para disipar el calor generado por el proceso de transformación. En la figura 1.12 se aprecia a este líquido.

FIGURA N° 1. 12 ACEITE DIELECTRICO



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

1.4.2 El aislamiento sólido (papel Kraft)

Cuatro son las funciones básicas que debe cumplir el papel kraft (papel aislante), dentro de un transformador.

- a) **Resistencia Eléctrica:** Debe tener buena capacidad de soportar altos voltajes incluidos esfuerzos de impulso y transientes.
- b) **Resistencia Mecánica a la tracción:** La unidad debe soportar con creces los esfuerzos axiales originados en corto circuito.
- c) **Resistencia Térmica y buena transferencia de calor.**
- d) **Capacidad para mantener sus características deseables:** El periodo de su vida útil debe ser de duración razonable, contando con su apropiado mantenimiento.

En la figura 1.13 se muestra el papel aislante.



FUENTE: Planta de producción INATRA

1.5 FENÓMENOS TRANSITORIOS

Los fenómenos transitorios son toda variación que poseen los parámetros eléctricos de un sistema que los aleja de sus valores normales para los que han sido diseñados, aunque luego estos puedan o no regresar a su valor original o cercano al mismo.

De estos fenómenos transitorios se debe considerar los siguientes.

- 1.- Sobrevoltajes
- 2.- Sobrecargas

1.5.1 Sobrevoltajes

Es un aumento de voltaje que en ciertos casos, pueden causar graves problemas a los equipos conectados a la línea, desde su envejecimiento prematuro hasta incendios o destrucción de los mismos.

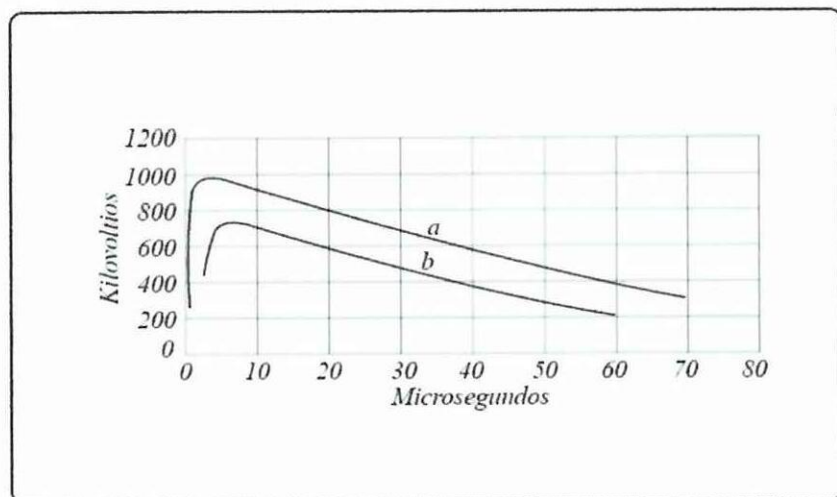
Los transformadores pueden estar sometidos a fuertes sobrevoltajes momentáneos que pueden provocar que el aislamiento se destruya, aunque estos se halle ampliamente diseñado para voltajes normales.

Estos impactos pueden proceder de la línea en servicio u originarse simplemente al conectar el transformador.

1.5.1.1 Impactos procedentes de la red

Toda perturbación que produzca un cambio en las condiciones electrostáticas o electromagnéticas en algún punto de la línea se propaga a lo largo de esta con velocidad muy elevada, pero finita, en forma de onda de voltaje hasta incidir finalmente sobre los devanados de los transformadores. La causa de aquella perturbación puede ser una descarga atmosférica, arcos a tierra, cortocircuitos, accidentes en las líneas próximas, la clase de ondas vagabundas más perjudiciales, son las “de frente brusco”, cuyo rápido crecimiento inicial equivale a una frecuencia elevadísima.

FIGURA N° 1.14 ONDAS DE FRENTE BRUSCO



FUENTE: Escuela del técnico electricista Juan Corrales Martín

La figura 1.14 muestra dos ondas típicas, a y b, debidas a descargas atmosféricas sus valores de cresta son 1000 y 750 Kv, alcanzadas en 2 y 5 micro segundos respectivamente y a razón de 500 Kv por micro segundo la primera y 183 kV por micro segundo la segunda.

Para identificar la forma de estas ondas, se las designa, según las normas del “American Institute of Electrical Engineers”, con dos números así: 4 X 27, el primero indica el tiempo en micro segundos que tardara la onda en alcanzar su valor máximo o de cresta, y el segundo, el que necesita para llegar a la mitad de dicho

valor en la zona descendente o cola, contados ambos desde el comienzo de la perturbación.

La curva “b” de la figura en cuestión representa, pues, un impulso 5 X40 de 750 kV y la curva “a” otro 2 X 46 de 1000Kv.

Con el objeto de poder comparar los resultados de la investigación experimental de esta clase de fenómeno, las mismas normas recomiendan el empleo preferente de ondas de 1 X 50 o 1.5 X 40.

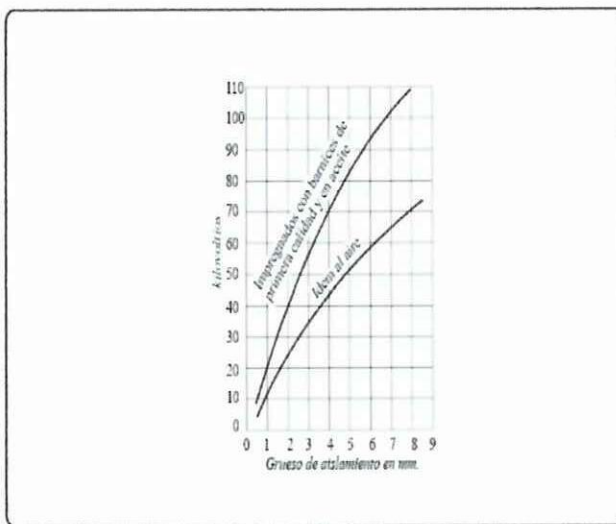
Cuando un impacto de voltaje en forma de onda de frente brusco incide sobre los terminales de un transformador, la d. d. p., a que se ven sometido los devanados, no solamente es excesiva, sino que tampoco se distribuye uniformemente a lo largo del conductor.

Cada elemento de la misma a de recibir un cierto incremento de carga eléctrica antes de elevar su propio potencial, mediante el cual puede transmitirla al elemento siguiente, y este, tras el mismo proceso, al sucesivo, y así hasta el extremo opuesto del arrollamiento.

1.5.1.2 Datos Prácticos

Como dato practico deducido de investigaciones experimentales se recomienda que las espiras extremas se aislen como mínimo para una tensión de cuatro veces la nominal del transformador, supuesta distribuida a razón de 30 o 40 kilovoltios por metro, durante un segundo.

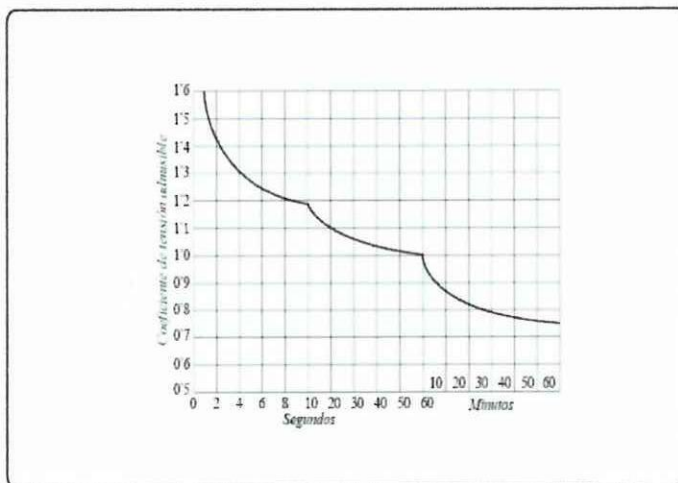
Por otra parte se recomienda extender el aislamiento a no menos de un 2 o un 3 % de las espiras del total.



FUENTE: Escuela del técnico electricista Juan Corrales Martín

En la figura 1.15 se dan los voltajes aproximados que pueden soportar con seguridad los aislamientos comerciales de primera calidad durante un minuto, en función del espesor de los mismos, para distintos tipos, según el tratamiento y a la temperatura de 20°C.

FIGURA N° 1.16 VARIACION RELATIVA DEL VOLTAJE ADMISIBLE SEGÚN EL TIEMPO DE APLICACIÓN



FUENTE: Escuela del técnico electricista Juan Corrales Martín

En la figura 1.16 se muestra el factor de corrección a aplicar a los valores de la curva anteriores cuando el tiempo de aplicación del voltaje varía, la rigidez de los materiales aumenta al disminuir la duración del voltaje que se aplica. Estos datos permiten deducir el espesor del aislamiento que debe separar a las espiras o a las

capas extremas del devanado, y la longitud o el número mínimo de ellas a proteger extraordinariamente.

A esta primera sección súper protegida debe seguirle otra u otras dos de la misma longitud cuyo aislamiento se reduce respectivamente, a las $\frac{2}{3}$ partes y al 45 % de la sección extrema, la última solo es necesaria en transformadores de muy alto voltaje (más de 65000 voltios).

CORRALES, Juan (1945, página 315) dice:

“En las especificaciones inglesas B.S.S. se fijan las siguientes normas:

Para voltajes de línea hasta 33 kV, las espiras extremas reforzadas deben ser un 3% de las que componen el devanado, y de aquellas, la tercera parte han de llevar todavía un aislamiento más fuerte. Cuando el voltaje excede de 33000 voltios, el número de espiras reforzadas decrece con el aumento del voltaje, pero siempre la tercera parte de las mismas habrán de ir súper protegidas”.

Los voltajes para las que debe preverse el aislamiento entre espiras extremas serán, en la sección más reforzada, la mitad del voltaje normal de línea durante 10 segundos y a la temperatura de 90°C con un mínimo de 6 kV, en el cuerpo normal del bobinado, $\frac{1}{8}$ del voltaje del transformador con un mínimo de 3 kV. El aislamiento entre la sección más protegida y el cuerpo del bobinado, constituida por la segunda clase de espiras reforzadas, se disminuirá progresivamente entre los dos límites. La rigidez de los aislamientos a 90°C puede suponerse un 85 a 90 % de la correspondiente a 20° C.

Se realiza un ejemplo de cálculo para el aislamiento de las espiras extremas en un transformador trifásico en estrella de 35000/300 V 5000 KVA, la longitud de la espira del devanado de A.T: es de 1.95 m, y el número de espiras, 600.

El voltaje por fase.

$$35000 / \sqrt{3} = 20200$$

El cuádruple de esta tensión:

$$20200 \times 4 = 80800 \text{ V; durante 1 segundo}$$

Que equivale a

$$80800 / 1.19 = 67899 \text{ V, durante 10 seg (fig. 1.16);}$$

Y a razón de 35KV por metro, se distribuyen sobre una longitud de

$$80800 / 35000 = 2.3\text{m;}$$

O sea

$$2.3 / 1.95 = 1.18 \text{ espiras.}$$

Esta es la mínima longitud, que debe reforzarse con el máximo aislamiento. El espesor del mismo, puesto que la d. d. p. de 67899 Voltios durante 10 seg. Corresponde a dos espiras inmediatas, será, supuestas las bobinas impregnadas (fig. 1.15), 4 mm, o sea una envuelta de 2 mm de espesor sobre cada una de las dos espiras.

El aislamiento de la segunda sección protegida debería tener un espesor de los $\frac{2}{3}$, o sea

$$2 \times \frac{2}{3} = 1.33 \text{ mm por lado.}$$

En la práctica, dispondríamos unas 18 espiras (3 % de 600) con un aislamiento de 2 mm por lado o 4 mm en total, y otras 18 con 1.33 mm por lado también, o sea 2.66 mm de separador aislante.

Estas protecciones se harán efectivas en cada extremo del devanado. Aplicando las normas inglesas, tendríamos que reforzar un 3 % las espiras en cada extremo, y de

ellas el 1 %, es decir, 6 espiras, para una tensión entre cada dos, igual a la mitad de la tensión de línea, o sea para.

$$35000 / 2 = 17500 \text{ V, durante 10 segundos y a } 90^{\circ}\text{C}$$

La tensión correspondiente durante un minuto (fig. 1.16) será.

$$17500 / 0.99 = 17677 \text{ V}$$

Y aumentando un 15% por la exigencia de temperatura, tendremos.

$$17677 \times 1.15 = 20329 \text{ V}$$

Lo que corresponde a un grueso de separación total, con las bobinas bien impregnadas, de 1 mm escaso (fig. 1.15).

El cuerpo del devanado se debería prever para una tensión entre espiras de $\frac{1}{8}$ de la de línea, es decir, para.

$$35000 / 8 = 4375 \text{ V}$$

Durante 10 seg. Y a 90°C , o sea, durante 1 min. Y a 20°C ,

$$4375 / 0.99 = 4419 \text{ V}$$

El aislamiento normal del algodón impregnado (8/10 de mm, entre los dos lados, para barras de cobre) es ampliamente suficiente.

Nótese la gran diferencia que existe entre los resultados de unas y otras recomendaciones.

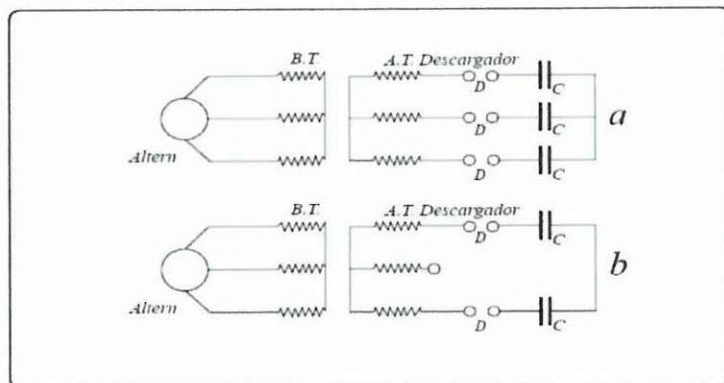
El transformador a que se refiere este ejemplo tiene en realidad un aislamiento

intermedio entre ambas soluciones, a saber: las 40 espiras extremas de cada lado se encuentran aisladas con aumento de espesor total sobre el cobre de 1.5 mm, y las restantes, con 1 mm de incremento total (0.5 mm de pared).

1.5.1.3 Pruebas de sobrevoltaje

Los generadores de impacto de sobrevoltaje son elementos muy costosos al alcance sólo de cierto número de laboratorios oficiales o empresas decididas a impulsar los trabajos de investigación. Para la prueba de transformadores se han establecidos métodos aproximados de comprobación, con aparatos de uso común que pueden suplir económicamente a aquellos otros. El procedimiento consiste en someter los arroyamientos a ondas de voltaje producidas como consecuencia de la ruptura de la chispa entre electrodos alimentados por el transformador en ensayo, y la mayoría de países han creado sus propias normas de ensayo en este sentido.

FIGURA N° 1.17 PRUEBA DE SOBREVOLTAJE CON ONDAS DE FRENTE BRUSCO



FUENTE: Escuela del técnico electricista Juan Corrales Martin

Se especifica el montaje representado en la figura 1.17 a o b para transformadores trifásicos. El transformador se excita por el lado de bajo voltaje a un voltaje de 1,3 del nominal (aumentando proporcionalmente la frecuencia, si es necesario, para evitar el exceso de corriente en vacío), y el primario se conectan a los condensadores mostrados C, a través de los descargadores de chispas D, ajustados para un voltaje superior al 10% a la normal del transformador. Las chispas sopladas por un chorro de aire a la velocidad de aproximadamente 3m/seg, deben mantenerse durante 10 segundos sin que se produzcan avería alguna en el transformador.

Los valores mínimos que se exigen para la capacidad montada en serie con cada

conductor vienen dados en la tabla 1.1 y pueden estar constituidas por condensadores o por secciones de cables suficientemente aislados para el voltaje que han de soportar.

TABLA N° 1.1 CONDENSADORES O SECCION DE CABLE PARA PRUEBA DE SOBREVOLTAJE

Tensión nominal del transformador	Capacidad en serie por conductor (mínimo)
2,5 a 6 kV	0,05 microfaradios
Hasta 15 kV	0.02 microfaradios
Hasta 35 kV	0.01 microfaradios
Hasta 60 kV	0.005 microfaradios

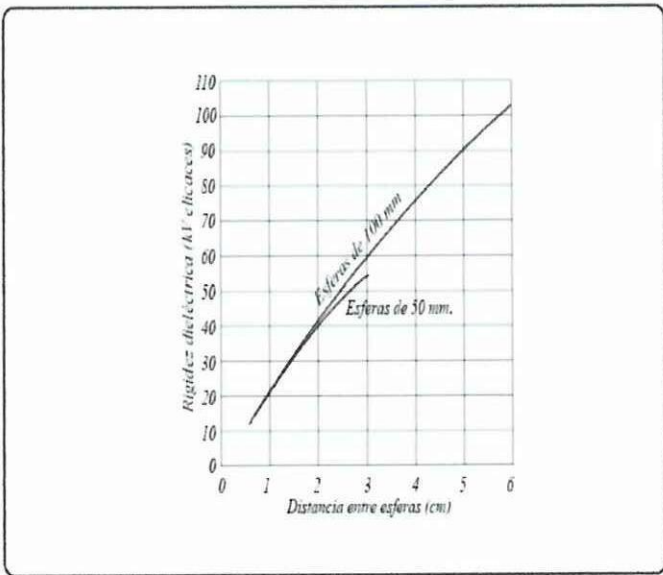
El descargador ha de ser del tipo de esferas de 50 mm de diámetro mínimo. Como curvas de calibrado de estos descargadores esféricos, pueden tomarse las de la figura 1.18, trazadas partiendo de los valores generalmente aceptados que tienen por base las experiencias de Peek. Dichas curvas corresponden a la temperatura ambiente de 20 °C y una presión barométrica de 760 mm.

El voltaje de ruptura del aire depende proporcionalmente de su densidad δ , es decir de la presión p y de la temperatura t , la relación entre estos tres factores se expresa de la siguiente manera.

$$\delta = 0,386p / (273 + t)$$

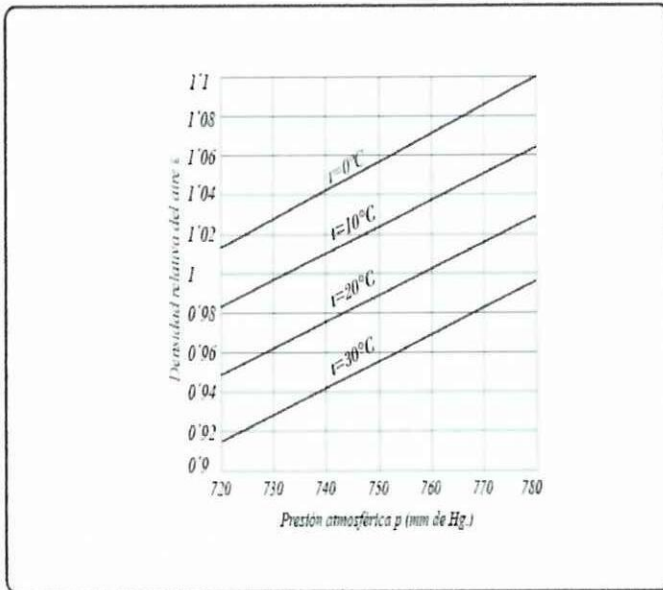
Estando expresado p en mm de mercurio, t en °C y δ en valores relativos (adimensional), tomando por unidad la densidad a 20°C y 760 mm de presión.

Los valores de δ en función de p y t se dan en la figura 1.19, y la tensión de ruptura proporcional a esta densidad, se obtiene multiplicando por δ los valores de voltaje deducido de la de la figura 1.18, la humedad relativa del aire no tiene influencia.



FUENTE: Escuela del técnico electricista Juan Corrales Martín

FIGURA N° 1.19 DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE



FUENTE: Escuela del técnico electricista Juan Corrales Martín

Se realiza un ejemplo de cálculo para determinar las condiciones de prueba de sobrevoltaje para el transformador de 35000/3000 V, 5000 KVA, 50 per/seg del ejemplo anterior en las siguiente condiciones del aire ambiente: presión barométrica 737 mm, temperatura 28°C.

Se escoge el esquema de la figura 1.17 b, y siendo el voltaje normal de alta de 35 kV, utilizaremos dos capacitores C de 0.01 microfaradios cada una, como mínimo,

según la tabla anterior. La prueba se efectúa primero entre dos devanados y luego entre uno de ellos y el tercero.

El alternador de excitación deberá poder dar hasta $3 \times 1,3 = 3,9$ kV, siendo preferible que su frecuencia ascienda a $50 \times 1,3 = 65$ per/seg.

Los descargadores, con bolas de 50 mm de diámetro, se ajustaran para un voltaje disruptivo de $1,1 \times 35 = 38,5$ kV a la temperatura de 28°C y presión de 737 mm, la figura 1.19 nos da estas condiciones atmosféricas una densidad relativa del aire igual a 0,944 y, por consiguiente, el voltaje disruptivo nominal (a 760 mm y 24°C) es.

$$38,5 \text{ KV} / 0,944 = 40,8 \text{ kV}$$

De donde la separación que resulta entre esferas (fig. 1.18), ha de ascender a 20 mm.

Deberá montarse próximos a los descargadores unos sopladores de aire conectados a un ventilador de modo que la velocidad de salida de aquel venga a ser de unos 3m/seg, y una vez conseguida la descarga de chispa, la mantendremos durante 10 segundos. En cada prueba.

1.5.1.4 Sobrevoltajes de cierre y apertura de circuitos

CORRALES, Juan (1945, página 320) dice:

“Similar a la acción de una onda de voltaje propagada desde la línea, es la que tiene lugar al conectar el transformador a la red, la amplitud del impulso depende del momento de cierre del interruptor o del de producción del arco al aproximarse las cuchillas. La onda reflejada se suma a la incidente, no pudiendo resultar, sin embargo. Un potencial de cresta superior al doble del valor máximo del voltaje aplicado.”

La apertura del interruptor al separar el transformador del circuito da también origen a la aparición de sobrevoltajes en los devanados por el efecto de la energía acumulada en el núcleo (autoinducción), el peligro es menor si la ruptura se efectúa en carga, porque el secundario permanece cerrado sobre la red, y el régimen de extinción del flujo es menos rápido, como conviene, por lo general, interrumpir antes el secundario, puede suponer transitoriamente una resistencia local que lo sustituya, aunque es raro que se precise acudir a precauciones de esta clase si el transformador está bien construido.

Los interruptores automáticos en aceite tienen tendencia a extinguir el arco cuando la corriente pasa por cero, esta clase de interruptores, extinguiendo más rápidamente la chispa, disminuyen la otra causa de sobrevoltajes posibles, a saber: Los fenómenos de resonancia, debido a las oscilaciones de frecuencia múltiples, como consecuencia de la inestabilidad del arco. La longitud extremada de chispa en los interruptores al aire, unida al sobrevoltaje de ruptura, da lugar, por otra parte, a posibles cortocircuitos entre fases.

1.5.2 Sobrecargas

Una sobrecarga en un transformador se produce cuando la potencia demandada exceda de la potencia especificada en la placa de características (potencia aparente nominal), toda sobrecarga implica un cierto grado de riesgo. Al producirse la sobrecarga, la corriente es superior a la corriente nominal y esto hace que la temperatura del transformador sea superior a la indicada, provocando una pérdida de vida del aceite y de los aislamientos sólidos. Las sobrecargas son el motivo principal de envejecimiento prematuro de un transformador.

Desde el punto de vista de la protección de la máquina, la condición de sobrecarga no suele requerir la puesta fuera de servicio inmediata de la máquina, lo que permite realizar actuaciones dedicadas a reducir las condiciones que producen dicha situación, continuando con la explotación de la instalación. Entre las medidas orientadas a reducir el nivel de sobrecarga de la máquina se pueden citar: deslastro de carga y mejora de las condiciones de refrigeración.

A continuación enumeramos las principales consecuencias de sobrecargar los transformadores por encima del nivel de las especificaciones de placa:

- El aumento de temperatura, como vimos, es una de los principales factores que contribuyen al deterioro de los aislantes.

- La evolución de gas libre proveniente del aislamiento del transformador debido al aumento de temperatura pueden hacer bajar drásticamente la temperatura de inflamación del aceite, aumentando el riesgo de incendio. Por último, la presencia de gas aumenta el nivel de descargas parciales en el interior del transformador.

- La operación prolongada a alta temperatura causa una disminución en la resistencia mecánica del aislamiento sólido.

- La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, o partes estructurales a altas temperaturas puede dar como resultado deformaciones permanentes que podrían contribuir a ocasionar fallos mecánicos o rotura del dieléctrico.

- Cuando en un transformador se dan valores de corriente por encima de la nominal, el aumento de temperatura en los conductores, produce un aumento de presión en las bornas del tipo OIP (Oil Impregnated Paper), que puede derivar en una perforación del aislamiento provocando un arco.

- Una sobrecarga continuada puede dar lugar a una descomposición del aceite en el depósito contenedor del cambiador de tomas en carga, dando como resultado una acumulación de productos contaminantes en los contactos del mecanismo cambiador, aumentando la resistencia de estos, que en caso extremo puede dar lugar a un gran aumento térmico debido a la formación de arcos en los contactos, produciendo una evolución violenta de gas.

- Cuando la temperatura de la parte superior del aceite excede los 105°C (elevación de 65°C por encima de los 40°C de temperatura ambiente), existe la posibilidad de que en determinados diseños la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y puede también dar como resultado una presión que

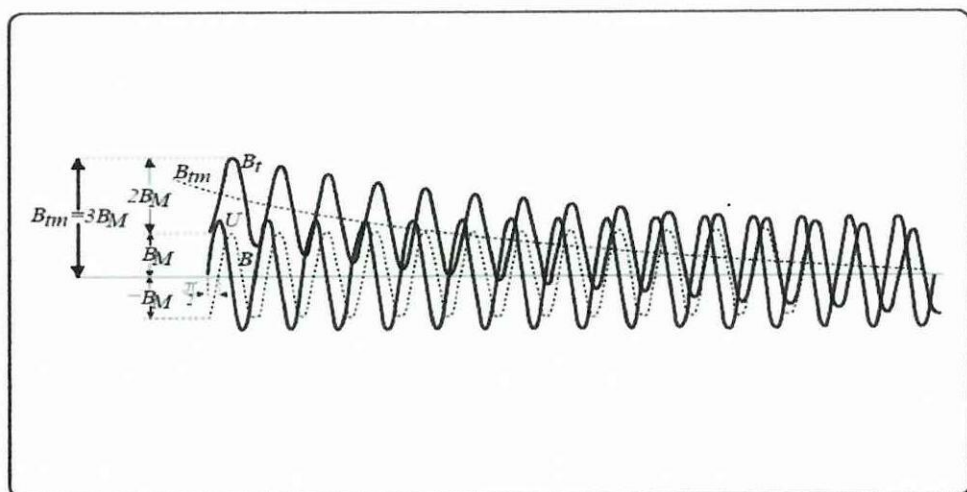
ocasion que entre en operación el dispositivo de alivio de presión expulsando al aceite al exterior.

1.5.2.1 Extracorrientes de conexión

Estos pueden alcanzar valores transitorios tan fuertes que incluso hagan saltar el automático o los fusibles, y desde luego, en la mayoría de los casos, el efecto es perceptible sobre las lámparas de incandescencia por la caída momentánea que provoca en las líneas, Ello se comprende perfectamente analizando la causa del fenómeno. Dos son los factores de que depende la corriente transitoria de conexión: El valor instantánea de la f. e. m., al cerrar el circuito, y el estado de inducción residual, en magnitud y signo, del núcleo del transformador. Las condiciones más desfavorables corresponden teóricamente al cierre del interruptor en el momento del voltaje nulo y con una inducción remanente igual al máximo normal de servicio, pero de signo contrario al que requeriría el sentido de variación de la f.e.m.

Con la d.d.p., igual a cero, se precisa que el flujo normal sea máximo en un sentido determinado (para que, reduciéndose gradualmente su valor absoluto, engendre en cada instante una f.e.m. casi igual y opuesta al voltaje aplicado). Si la inducción es máxima para $t = 0$, pero de signo contrario al debido, se necesita una fuerte corriente magnetizante capaz de contrarrestar la acción desfavorable del flujo preexistente y contribuyendo a aumentar en proporción enorme el estado de saturación que se produce en el núcleo. De aquí el golpe brusco de consumo que recibe la línea.

FIGURA N° 1.20 ONDAS TRANSITORIAS DE CONEXIÓN



FUENTE: Escuela del técnico electricista Juan Corrales Martin

La figura 1.20 se aclara gráficamente el proceso citado. U es la curva de la tensión aplicada, supuesta constantemente igual y contraria a la f.e.m. inducida, no mostrada en la figura. Para engendrar esta f.e.m. se precisa, en condiciones normales, una inducción senoidal representada por la curva B en retraso de 90° respecto a U . Al instante inicial, si coincide con la tensión nula ($U = 0$), le correspondería normalmente una inducción ($-BM$), de valor absoluto máximo y de signo negativo; suponiendo que el flujo remanente en el núcleo tenga por el contrario, un valor máximo positivo, dado por BM , el desarrollo de la f.e.m. E durante el primer ciclo requerirá que el flujo varíe de todas formas, según la misma ley que la de la onda B normal, la onda efectiva Bt comenzara a producirse a partir del valor $+BM$, como si la curva B se hubiera desplazado verticalmente.

De esta forma se llega a un valor de la inducción instantánea máxima Btm , triple del normal, la corriente inductiva que se requiere para ello, dada la forma de la característica magnética de cualquier chapa con las inducciones corrientes (alrededor de 13000 gausios, valor máximo en régimen estable, o sea teóricamente 39000 gausios necesarios en el momento de la puesta en marcha) excedería de cuanto se pueda admitir en este aspecto.

Contribuyendo a disminuir el valor práctico de la corriente de arranque, en primer lugar, el que la histéresis de las chapas aleadas es pequeña y el núcleo no conserva en ningún caso la inducción máxima como remanente, además, la propia caída óhmica de tensión que la corriente excesiva provoca en las líneas y en los devanados, disminuye la f.e.m. a engendrar y es causa a la vez del decremento que aparece en seguida en los ciclos consecutivos, visibles sobre la misma figura 2.20.

1.5.2.2 Corriente de cortocircuito

Cuando hay un contacto directo entre dos conductores de línea secundaria o entre uno de ellos y tierra, si la red lleva neutro de esta clase, la corriente toma un valor cuyos efectos pueden ser desastrosos para los devanados.

La acción de los interruptores rápidos evita generalmente que el arroyamiento o los aislantes se quemen, pero los esfuerzos que se desarrollan entre las espiras crecen instantáneamente con el cuadrado de la intensidad y los pocos períodos que

tarda en romperse el corto circuito bastan para producir serias averías en el transformador.

En el caso extremo actuará como límite exclusivo de la corriente la impedancia interna de los devanados. Si con la intensidad de P.C. (I_{pc}) el voltaje de impedancia o de corto circuito es U_z en porcentaje del voltaje normal, la corriente de corto circuito será I_{cc} :

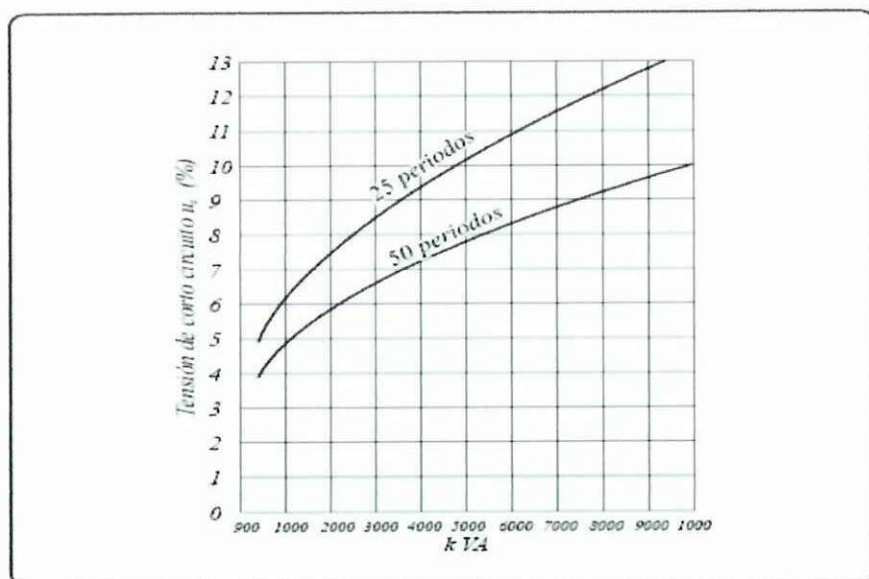
$$I_{cc} = (100/U_z) \times I_{pc}$$

Con un voltaje U_z del 5 %, por ejemplo, la intensidad de corto circuito es 20 veces la de P.C., y el esfuerzo entre espiras y bobinas, proporcional al cuadrado, ascenderá a 400 veces el normal. Con 2.5 % de voltaje de cortocircuito los esfuerzos serían de 1600 veces los de P.C.

Se comprende como es fácil en tales condiciones llegar incluso a la rotura o al menos a la deformación permanente de las bobinas, no obstante carecer de importancia alguna la acción mecánicas entre las espiras en condiciones ordinarias.

La protección contra la corriente de cortocircuito obliga a no reducir demasiado las caídas internas en los transformadores. Prácticamente no conviene que el voltaje U_z quede por debajo de los valores dados en la curva de la figura 1.21.

FIGURA Nº 1.21 VOLTAJES NORMALES DE CORTOCIRCUITO



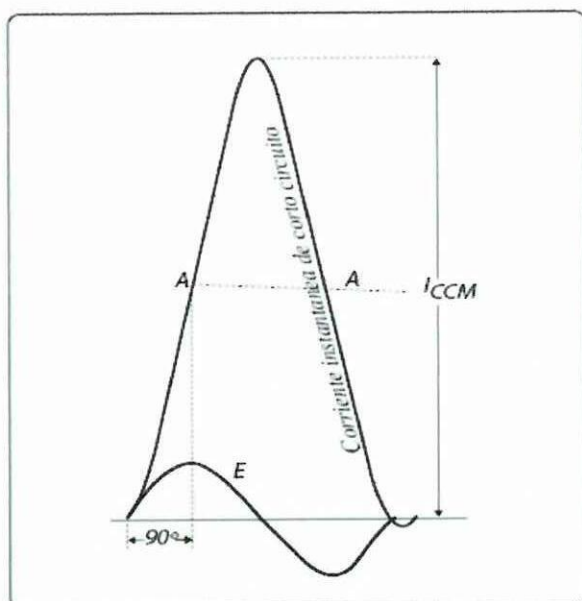
FUENTE: Escuela del técnico electricista Juan Corrales Martín

La ecuación de la I_{cc} , vale solo para la corriente de cortocircuito en régimen permanente, supuesto desde luego que el voltaje primario puede mantenerse constante.

El valor instantáneo máximo en los primeros ciclos depende del de la d.d.p. al iniciarse el cortocircuito, siendo el momento más desfavorable para ello el que coincide con el instante próximo al de la f.e.m. nula. La corriente inicial alcanza entonces una amplitud doble de la que le correspondería según la ecuación anterior. Ello da un esfuerzo de 1600 veces el normal, si el voltaje de corto circuito es del 5 %, y 6400 veces, si este voltaje fuera sólo del 2.5 %. La causa de tal duplicación de corriente máxima inicial reside en que, siendo predominantemente reactiva la caída de impedancia interna del transformador, la corriente de corto circuito retrasa casi 90° a la f.e.m. Al pasar esta por cero, aquella habría de pasar por un máximo para engendrar con su variación durante el ciclo una f.e.m. de reactancia igual y opuesta a la inducida por el flujo principal.

La corriente que, no obstante, comienza siendo cero (prescindiendo de la que requiere la carga, a estos efectos despreciables), ha de efectuar su primer ciclo completo en un solo sentido y, por consiguiente, alcanza un valor máximo doble del que le correspondería si la onda fuera simétrica.

FIGURA Nº 1.22 PRIMER CICLO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO



FUENTE: Escuela del técnico electricista Juan Corrales Martin

La figura 1.22 representa las condiciones que aparecen en este primer ciclo. E es la f.e.m. inducida por el flujo principal. Si el cortocircuito se produce cuando $E = 0$ y suponemos nula la resistencia de los devanados, la corriente I_{cc} retrasará 90° respecto a la f.e.m.; pero siendo también nula en el momento inicial, efectuara su oscilación como si la línea de cero se hallase desplazada hasta $A A$, con lo cual se observa el régimen de variación requerido por la f.e.m. de reactancia, igual y opuesta a E , ya que lo que determina el valor instantáneo de dicha f.e.m. no es el valor instantáneo de la onda de corriente, sino su derivada respecto al tiempo:

$$dI_{cc} / dt$$

El resultado es duplicar el valor inicial de la amplitud, I_{ccM} , que toma la corriente de corto circuito.

La resistencia y demás causas de disipación de energía producen un decrecimiento logarítmico de los máximos, y al cabo de algunos periodos, la onda de corriente, desplazándose hacia el eje normal de cero, se convierte en simétrica, con el valor eficaz de régimen permanente:

$$I_{cc} = I_{pc} (100/U_z)$$

1.6 CARGAS NO LINEALES

1.6.1 Introducción

En los últimos años se ha tenido un interés creciente sobre los efectos de las cargas no lineales en los sistemas eléctricos de potencia. Las cargas no lineales son todas aquellas que generan corrientes no sinusoidales, es decir, corrientes que además de la componente fundamental tienen otras que son múltiplos enteros de la fundamental y que se conocen como armónicos. Este tipo de cargas ha existido en los sistemas eléctricos desde el principio, principalmente eran de tipo magnético, como las corrientes de excitación de los transformadores y los balastos magnéticos de luminarias tipo fluorescente.

Su influencia era escasa, la aparición de la electrónica ha mejorado mucho las propiedades de los productos pero ha traído consigo, entre otros problemas, la

generación de armónicos.

Los fabricantes de variadores de frecuencia de motores de inducción explican cómo estos equipos mejoran la eficiencia de las máquinas permitiendo variar la velocidad de funcionamiento según las necesidades de la aplicación, pero advierten que éstos producen armónicos de orden 5, 7, 11 y 13.

Los balastos electrónicos también se presentan como una importante mejora, tanto para la eficiencia como para la vida útil del equipo. Sólo tienen el pequeño problema del aumento en contenido de armónicos.

Equipos como hornos de arco, cargadores de baterías, y SAIs, son también productores de armónicos.

Pero los mayores causantes de problemas son grupos de pequeñas cargas electrónicas monofásicas, como ordenadores, impresoras, fotocopiadoras, faxes, etc., conectadas entre fase y neutro generalmente en un sistema triángulo-estrella.

1.6.2 Consecuencia de los armónicos

A continuación se detalla algunas de las consecuencias que se presentan en el sistema de distribución.

- Pérdidas adicionales de los sistemas y por tanto reducción de su eficiencia.
- Deterioro prematuro de los equipos.
- Disparo inesperado e innecesarios de las protecciones eléctricas.
- Perturbaciones a sistemas débiles tales como sistemas de telecomunicaciones, telemando, computadoras, televisores.
- Vibración y ruido acústico en algunas máquinas como motores y transformadores.
- Pares pulsantes en máquinas giratorias.
- Calentamiento de los capacitores que se emplean en la compensación de potencia reactiva.

- Pérdidas de precisión en aparatos de medición.
- Calentamiento y destrucción de los neutros debido a los 3ros armónicos y sus múltiplos.

Los armónicos influyen fundamentalmente sobre los transformadores de distribución reductores (típicamente triángulo-estrella) en los que el mayor porcentaje de cargas sean equipos electrónicos monofásicos, conectados entre línea y neutro.

Las corrientes armónicas del neutro se reflejan en el triángulo, por donde circulan elevando la densidad de flujo en el núcleo. También, las corrientes de Foucault, proporcionales a la frecuencia, aumentan considerablemente.

Se observó, que a medida que aumentaban las cargas electrónicas, los transformadores funcionaban con ruidos y un calentamiento excesivo, e incluso que se quemaban al cabo de uno o dos años. Algunos se preguntaban: ¿Quizás los fabricantes de transformadores habían abaratado costes introduciendo materiales de baja calidad? No los transformadores eran los mismos, la causa estaba en la contaminación de armónicos.

Nota: Algo sobre la desclasificación de los transformadores podrá encontrar en el anexo No 2

CAPITULO II

2.- ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

2.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de esta encuesta es determinar el nivel de conocimiento que tiene los compañeros del Departamento de Operación y Mantenimiento de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., sobre el funcionamiento de los transformadores de distribución, la operación de sus protecciones, tanto internas como externas y las posibles fallas que se presentan en estos equipos.

Se ha considerado al personal que trabaja en redes de distribución del departamento de operación y mantenimiento de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., cuyos integrantes se detalla a continuación.

TABLA N° 2. 1, GRUPOS DEL DOM

GRUPOS	No DE PERSONAS
GRUPO No 1	3
GRUPO No 2	7
GRUPO No 3	7
GRUPO No 4	7
GRUPO No 5	3
GRUPO No 6	2
GRUPO No 11	7
GRUPO No 12	2
GENERACION	7
SUBESTACIONES	9
REPARACIONES	16
TOTAL	70

Como la población no supera las 200 personas, se va a realizar las encuestas al 100% de la población y por lo tanto no se aplicará a un porcentaje de ellas tomadas como muestra.

2.1.1 PREGUNTA No 1 ¿Conoce usted, la función de los pararrayos, instalados en los transformadores de distribución?

TABLA N° 2.2

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	55	15	70
%	79 %	21 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez

FIGURA N° 2.1



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

Donde podemos observar que el 79% de los encuestados conocen la función de este elemento

2.1.2 PREGUNTA No 2 ¿Cree usted, que los fusibles internos instalados en los transformadores de distribución autoprotegidos, cumplen con su función?

TABLA N° 2.3

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	49	21	70
%	70 %	30 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez

FIGURA N° 2.2



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

El 70% de los compañeros del departamento de operación y mantenimiento confían en el buen funcionamiento de este elemento protector.

2.1.3 PREGUNTA No 3 ¿conoce usted, otros tipos de fusibles para protección de transformadores, aparte del tipo H, T, K. , Ponga su nombre?

TABLA N° 2.4

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	26	52	70
%	33 %	67 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez

FIGURA N° 2.3



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

Se puede observar en la gráfica que el 67 % de los encuestados desconoce de los nuevos fusibles para la protección de los transformadores.

2.1.4 PREGUNTA No 4 ¿Conoce usted, cual es la función del fusible interno en el transformador autoprotegido?

TABLA N° 2.5

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	54	16	70
%	77 %	23 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez

FIGURA N° 2.4



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

El 77% de los encuestados sabe la función que realiza el fusible interno en los transformadores.

2.1.5 PREGUNTA No 5 ¿Conoce usted, cual es la función del interruptor termo magnético en el transformador autoprotegido?

TABLA N° 2.6

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	47	23	70
%	67 %	33 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez

FIGURA N° 2. 5



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

Se observa en la gráfica que el 67% de los encuestados sabe el funcionamiento del interruptor termo magnético.

2.1.6 PREGUNTA No 6 ¿Cree usted que los fusible de baja tensión tipo NH, utilizados en los transformadores convencionales, cumplen su función?

TABLA N° 2. 7

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	53	17	70
%	76 %	24 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez

FIGURA N° 2. 6



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

El 76 % de los encuestados cree que el fusible NH cumple adecuadamente su función

2.1.7 PREGUNTA No 7 ¿Conoce usted, el tiempo de vida útil de una varilla cooperwelld (cubierta de cobre), utilizada para realizar la puesta a tierra?

TABLA N° 2.8

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	25	45	70
%	36 %	64 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez

FIGURA N° 2.7



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

Se puede observar en la gráfica que el 64 % de los encuestados desconoce cuál es la vida promedio de la varilla cooperwelld.

2.1.8 PREGUNTA No 8 ¿Conoce usted, cual es la función de un sistema de puesta a tierra?

TABLA N° 2.9

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	58	12	70
%	83 %	17 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez

FIGURA N° 2. 8



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

El 83 % de las personas encuestadas sabe la función de una puesta a tierra

2.1.1.9 PREGUNTA No 9 ¿Conoce usted, cual es la función que cumple el aceite dieléctrico en los transformadores de distribución?

TABLA N° 2. 10

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	56	14	70
%	80 %	20 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez

FIGURA N° 2. 9



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

Se puede observar en la gráfica que el 80 % de los encuestados tiene conocimiento de la función que cumple el aceite dieléctrico en el transformador.

2.1.1.10 PREGUNTA No 10 ¿Conoce usted, cual es la función de la luz piloto instalado en los transformadores de distribución?

TABLA N° 2. 11

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	54	16	70
%	77 %	23 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez

FIGURA N° 2. 10



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

El 77 % de los encuestados sabe lo que indica la luz piloto en el transformador auto protegido.

2.1.1.11 PREGUNTA No 11 ¿Conoce usted, cual es el tipo de falla más frecuentes en un transformador de distribución?

TABLA N° 2. 12

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	43	27	70
%	61 %	39 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

Se puede observar en la gráfica que el 61 % de los encuestados conoce el tipo de falla más frecuente que se presentan en los transformadores.

2.1.12 PREGUNTA No 12 ¿Considera usted, que los contactos eléctricos internos o externos, mal realizados en un transformador, pueden ocasionar algún tipo de falla en el equipo?

TABLA N° 2. 13

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	57	13	70
%	81 %	19 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez

FIGURA N° 2. 12



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

El 81 % de los encuestados dice conocer que los malos contactos ocasionan fallas en el transformador.

2.1.13 PREGUNTA No 13 ¿Cree usted, que las fugas o ausencia de aceite dieléctrico, puede provocar alguna avería en el transformador de distribución?

TABLA N° 2. 14

PREGUNTA	SI	NO	TOTAL
1	54	16	70
%	77 %	23 %	100 %

Realizado en: El Departamento de Operación y Mantenimiento

Realizado por: Sr. Danilo Martínez

FIGURA N° 2. 13



FUENTE: Personal que labora en redes de distribución

Se puede observar que el 77 % de los encuestados conoce lo que puede ocasionar la ausencia de aceite dieléctrico en el transformador.

2.2 VERIFICACIÓN DE LA HIPÓTESIS

La presente investigación se realizó en base a la siguiente hipótesis: “La elaboración de una guía de mantenimiento y operatividad de los transformadores de distribución instalados en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A., mejorara la fiabilidad de servicio en la misma.”

A continuación se realiza la argumentación para demostrar la misma. Al realizar las pruebas de rutina; que se describen en el capítulo III. Tomando como referencia la

guía de mantenimiento, ya que la misma nos ayudara a determinar de manera adecuada la acción correctiva que deba tomar para alargar la vida útil de los transformadores que llegan al laboratorio con algún tipo de avería, debido a que es el equipo más costoso que tienen las distribuidoras eléctricas. Estas pruebas nos ayudara a garantizar que el equipo intervenido no dará ningún tipo de problema en el sistema eléctrico de distribución de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., al ser conectado nuevamente a la red eléctrica, mejorando de esta manera la confiabilidad del mismo y del sistema de distribución en general, pues esto evitara las desconexiones continuas a los usuarios que suelen presentarse de manera inesperada y que resultan ser molestosas. Pues la obligación que tiene la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., para con sus clientes es la de brindar un servicio de muy buena calidad y continuo.

3 PROPUESTA

3.1 DESARROLLO DE LA PROPUESTA

3.1.1 Tema :

Guía de mantenimiento y operatividad de los transformadores de distribución que originan fallas en el sistema eléctrico de Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., lo cual brindara fiabilidad de servicio en la misma.

3.1.2 Presentación

En el sector eléctrico un equipo fundamental para la conversión de energía eléctrica, es el transformador, elemento que permite su transformación desde las centrales de generación hasta los domicilios.

Su cantidad en el mundo es in cuantificable y sus reglamentaciones de los últimos años, han adquirido gran importancia, sobre todo en su elemento aislante – refrigerante, más conocido como aceite dieléctrico, cuyas características deben ser acordes con la normativa mundial del impacto ambiental.

En el presente capitulo se presentara las fallas más frecuentes en los diferentes elementos que conforman el transformador de distribución, se realizara una estadística de las mismas, y las zonas donde estos equipos se queman con mayor frecuencia en la EEARCN S.A., se describirán las pruebas de rutina que se realizan en el laboratorio a estos equipos con los parámetros de aceptación estipuladas en las NTE INEN, en el anexo 3 se expone de manera muy general y rápida como almacenar equipos contaminados con PCB's.

La finalidad de realizar esta guía es la de ayudar al estudiante de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica de Cotopaxi, a complementar los conocimientos teóricos impartidos por los docentes de dicha institución, para que de esta manera ellos puedan desenvolverse de mejor manera en su vida profesional.

3.1.3 Justificación de la propuesta

Casi todos los sistemas importantes de generación y distribución de potencia del mundo son, hoy en día, sistemas de corriente alterno. Puesto que estos sistemas desempeñan un papel tan importante en la vida moderna, es necesario entender la forma como los transformadores se utilizan en ella.

En la actualidad los reglamentos han variado notablemente a favor del usuario, por lo que se debe realizar un estudio detallado en lo que corresponde a las averías en los transformadores de distribución, en razón de que es necesario atender todas las exigencias del usuario y tener un servicio con mayor duración y confiabilidad.

Con la implementación del laboratorio de máquinas eléctricas en la Universidad Técnica de Cotopaxi, y la adquisición de algunos equipos para la realización de pruebas de rutina en transformadores y otras máquinas eléctricas, resulta imprescindible la elaboración de una guía para el mantenimiento y operatividad de estos equipos, con el objetivo de que los estudiantes estén al tanto de los parámetros de aceptación de los mismos.

Hoy en día resulta factible realizar este control, supervisión, mantenimiento y mejorarlo, puesto que la tecnología avanza cada día más y hoy existen equipos muy avanzados que nos ayudan al mejoramiento de estos procesos.

3.1.4 Objetivos

3.1.4.1 Objetivo general

- Brindar Un servicio energético de calidad a la ciudadanía analizando las causas más comunes de fallas en los transformadores de distribución del sistema eléctrico de la EEARCEN S.A., para disminuir los daños ocasionados en estos equipos.

3.1.4.2 Objetivos específicos

- Analizar las fallas más comunes, que se presentan en los transformadores de distribución de la EEARCEN S.A., y las zonas donde se producen con mayor frecuencia las averías.
- Proponer medidas correctivas, para disminución de fallas en transformadores de distribución.
- Realizar una estadística de los tipos de falla más comunes que se han presentado en los transformadores de distribución de la EEARCEN S.A., en los últimos 5 años.
- Elaborar una guía para el mantenimiento de transformadores de distribución.

3.2 ANÁLISIS Y RESULTADOS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES EN LA EEARCEN S.A.

Los transformadores son equipos fiables dentro de una red eléctrica, la tasa de fallo de estos en la EEARCEN S. A., en los últimos años sigue bajando, debido al buen monitoreo que se realiza a estos equipos en la empresa (conexión de analizadores de carga).

Mientras vayamos describiendo los distintos tipos de averías que se producen en los transformadores, realizaremos una estadística de los fallos más frecuentes que en los últimos 5 años (2008-2012), se han presentado en el sistema de distribución de la institución.

Los fallos en los transformadores se originan, tanto en el interior como en el exterior de la máquina, entendiéndose por fallo externo del transformador, aquel que se produce físicamente fuera de la máquina y el fallo interno aquel que se produce en la parte interna del equipo, no resulta tan evidente en la práctica distinguir el origen primario de una avería. **Un transformador quemado puede ser el resultado de uno o varios fallos en su origen**, que pueden ir desde una sobrecarga eléctrica o térmica mantenida, descargas atmosféricas hasta un defecto en el sistema de

refrigeración, o un fallo constructivo de diseño o ensamblaje que hubiese afectado a los devanados en su origen.

Ambos tipos de falla son importantes ya que si no se despejan adecuadamente las condiciones que originan el defecto, se produce una reducción de la vida de la máquina, que puede derivar, si éste es importante, en una avería e incluso en un incendio, a continuación, los tipos de fallos externos más comunes:

- Sobrecarga.
- Cortocircuito.
- Sobre voltajes / Reducción de frecuencia.
- Condiciones ambientales adversas.

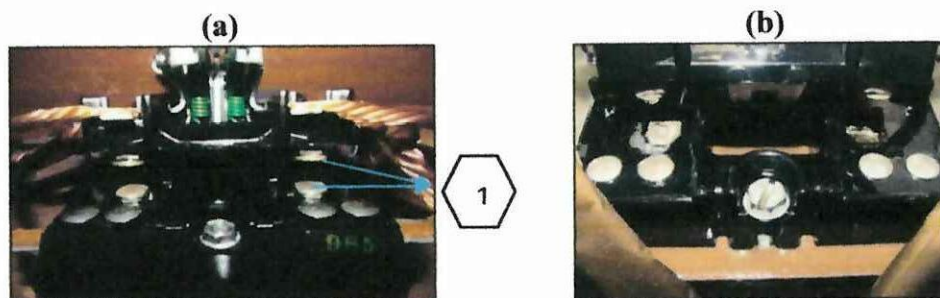
Los fallos internos normalmente están relacionados con una pérdida de vida de aislamiento o con un mal diseño, construcción o ensamblaje del transformador.

A continuación se expone las distintas fallas que se han presentados en los transformadores en el laboratorio de la EEARCN S. A., que se podido verificar desde hace aproximadamente 12 años; al final de este capítulo se realiza una estadística de los mismos.

3.2.1 Fallas en los interruptores térmicos, fusible Internos de medio voltaje y descargadores Valvulares.

Las fallas que se han encontrado en los interruptores térmicos por lo general han sido provocados, por el desequilibrio de fases encontrado en las redes de distribución, corto circuitos, sobrecargas; debido a que estos conllevan a frecuentes desconexiones del transformador, por lo que se debe manipular continuamente el interruptor térmico para restablecer el servicio, esto destruye los contactos de los interruptores térmicos dejando sin servicio a los usuarios que se sirven de este transformador. En la figura 3.1 se observa la falla más común en este elemento.

a) INTERRUPTOR TÉRMICO EN BUEN ESTADO; b) INTERRUPTOR TÉRMICO CON UN CONTACTO CHISPIADO Y EL OTRO DESTRUIDO

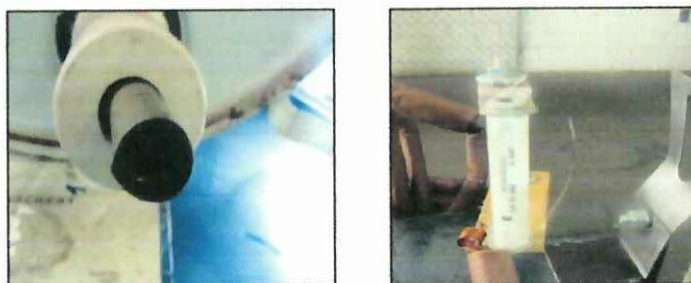


FUENTE: Grupo de investigación de la EEARC N S.A., (laboratorio de transformadores)

1.- contactos del interruptor en buen estado

El fusible interno de medio voltaje instalado en serie con la bobina de medio voltaje, tiene por objetivo el proteger al transformador de fallas internas, provocadas por un mal ensamblaje, diseño, espacios reducidos o mal aislados (corto circuitos internos entre fase y tierra), presencia de humedad (agua), sobrecargas continuas que llevan a que el conjunto aislante papel – aceite sufra un deterioro acelerado provocando que el fusible de medio voltaje actúe, abriéndose de inmediato, para salvar al equipo de una avería o la destrucción del mismo.

FIGURA N° 3. 2 FUSIBLES DE MEDIO VOLTAJE ABIERTOS



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARC N S.A., (laboratorio de transformadores)

Los descargadores valvulares (pararrayos), son elementos que protegen al transformador de sobre voltajes, provocados por descargas atmosféricas, sobre voltajes de cierre y apertura de circuitos, variación de compensación de potencia reactiva debido a la conexión de bancos de capacitores, posicionamiento incorrecto del tap de los transformadores, caída accidental de líneas de transmisión sobre las redes de distribución, inducción magnética provocadas por la cercanía de las redes

de transmisión (alto voltaje), con las redes de distribución (medio voltaje), a continuación se pone a consideración algunas fallas de estos elementos que se han presentado en el sistema de distribución.

FIGURA N° 3. 3 DESCARGADOR VALVULAR

a) DESCARGADOR VALVULAR DE GOMA DE SILICON DESTRUIDO POR UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA

d) DESCARGADOR VALVULAR DE PORCELANA DESTRUIDO POR LA CAIDA DE UNA LÍNEA DE ALTO VOLTAJE (69KV)



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

3.2.2 desplazamiento de las bobinas de bajo voltaje

El desplazamiento de las bobinas de bajo voltaje en los transformadores de distribución, se han producido en equipos que por lo general han estado sometidas a grandes sobrecargas durante un tiempo considerable, en los cuales la protección de bajo voltaje (interruptor térmico), no actuado de manera adecuada; otra de las causas son los cortocircuitos lejanos al centro de transformación ya que las redes de distribución en bajo voltaje antiguas eran bastante extensas, lo que hacía que el transformador a este tipo de avería lo siente como carga, y poco a poco los materiales aislantes PAPEL- ACEITE terminaban deteriorándose, En la figura 3.4 se observa este tipo de falla.

FIGURA N° 3. 4 BOBINAS DE BAJO VOLTAJE DESPLAZADAS



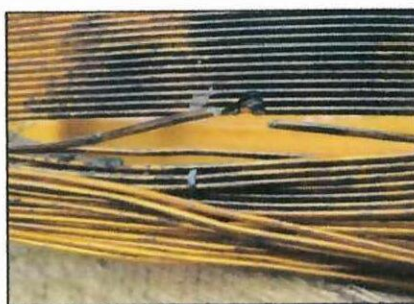
FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

3.3 CORTOCIRCUITO EN EL TRANSFORMADOR

3.3.1 Cortocircuito entre espiras de un mismo grupo

En los transformadores de distribución no resulta tan difícil detectar este tipo de avería, puesto que con un DTR (medidor de la relación de transformación monofásico), se puede determinar el bobinado que se encuentra averiado, comparándole al calcular su relación de transformación, pero son muy problemáticos, en transformadores de potencia debido a la gran cantidad de espiras por las que están constituidos, ya que en sus fases iniciales, cuando el fallo involucra únicamente unas pocas espiras, resulta prácticamente imposible de detectar. A continuación en la figura 3.5 se observa este tipo de fallo.

FIGURA N° 3.5, CORTOCIRCUITO ENTRE ESPITAS DE UN MISMO GRUPO



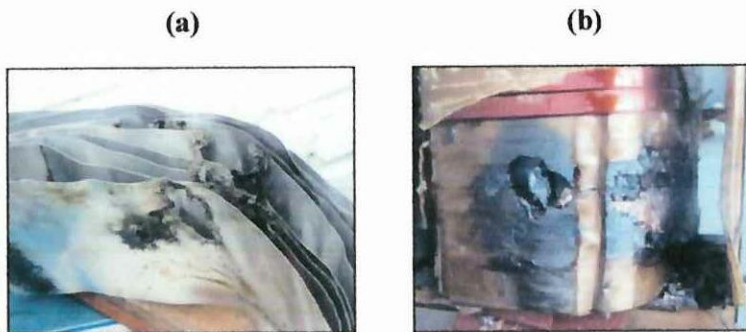
FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

3.3.2 Cortocircuito entre espiras de grupos diferentes

Estos fallos son más fáciles de detectar, más frecuentes y más dañinos, pues al producirse una falla externa sea esta por una sobrecarga o un cortocircuito; y al estar mal protegido el transformador (sobredimensionamiento de sus protecciones), ocasiona una gran destrucción en la bobina involucrada.

De igual manera se lo puede detectar con el uso de un DTR, de la misma forma que el caso anterior pero en este será más evidente por el valor que el equipo determina, en muchos casos provocan la apertura de las bobinas sean estas de medio o de bajo voltaje, en la cual el equipo probador mandara un mensaje indicando que las bobinas sea esta cual fuera se encuentra abierta. En la figura 3.6 se aprecia este tipo de falla.

- a) CORTOCIRCUITO EN LA BOBINA DE ALUMINIO DE B.T.
- b) CORTOCIRCUITO EN LA BOBINA DE COBRE TIPO RECTANGULAR



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

3.3.3 Bobina de medio voltaje quemada o abierta

Otras de las causas por las que un transformador se quema son los sobrevoltajes, sean estos sobrevoltajes inherentes al sistema como son la compensación de la potencia reactiva, defectos de los cambiadores de tap de los transformadores, ferro resonancias, rotura del neutro en sistemas de cuatro y dos hilos así como las descargas de origen atmosférico que son extremadamente peligrosas y no existen una protección eficaz contra este fenómeno.. En la figura 3.7 se ilustra esta avería.

FIGURA N° 3. 7

- b) BOBINA DE MEDIO VOLTAJE ABIERTA DEBIDO A UNA DESCARGA ATOMSFÉRICA
- c) AVERÍA PRODUCIDA POR LOS ESFUERZOS DE CORTO CIRCUITO



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

3.4 FALLAS EN LOS MATERIALES AISLANTES DEL TRANSFORMADOR

3.4.1 Aceite dieléctrico

Existen cuatro factores que afectan al sistema de aislamiento de un transformador en aceite: la humedad, el oxígeno, el calor y la contaminación externa. La humedad puede presentarse en el interior del transformador de las siguientes maneras:

- De forma disuelta
- En forma de una emulsión agua/aceite
- En estado libre en el fondo del tanque
- En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar).

El efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite depende de la forma en que esta exista. Una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión agua/aceite tiene una marcada influencia al reducir la rigidez dieléctrica del aceite. En cambio, hasta cierto punto, el agua disuelta en el aceite tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctrica del mismo.

El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que, este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos, agua y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera es liberado por la celulosa como resultado de aplicarle calor, además no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se lo realiza con vacío.

FIGURA N° 3. 8

a) ACEITE DIELECTRICO RECALENTADO

b) FORMACIÓN DE ÁCIDOS, AGUA Y LODO EN LA CUBA

(a)



(b)



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

3.4.2 Papel aislante

Se sabe que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuan seco está el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma. Los contaminantes externos pueden presentarse en forma de “caspa”, provenientes del proceso de manufactura del transformador y que no han sido propiamente eliminados en el proceso de llenado del transformador con aceite.

Partículas diminutas pueden desprenderse de la celulosa cuando el transformador está en servicio. Otro contaminante es el poli clorhidrato de bifenilo, el cual reduce la capacidad del aceite de soportar sobrevoltajes.

FIGURA N° 3.9

PAPEL AISLANTE EN ACEITE CON DIFERENTES GRADOS DE ACIDEZ

NÚMERO DE NEUTRALIZACION= 0.05



NÚMERO DE NEUTRALIZACION= 0.10



NÚMERO DE NEUTRALIZACION=0.20



NÚMERO DE NEUTRALIZACION= 0.30



FUENTE: Tomado de la página web de S.D .Myers

3.4.3 Núcleo

Los defectos en el núcleo se presentan por el deterioro del aislamiento entre chapas producido por un incremento excesivo de temperatura, ocasionados por una condición de sobrecarga, por la presencia de armónicos en la intensidad, por sobre voltajes o disminuciones de frecuencia que dan lugar a una saturación de flujo magnético, pueden causar cortocircuitos entre fase y tierra, debido a que el núcleo está conectado a tierra, disparo de protecciones, quemar equipos de medición.

3.4.4 Pasatapas de medio y bajo voltaje

Este tipo de defectos se producen por conexiones defectuosas en la interfaz cable/aislador de entrada-salida del transformador, en el caso de los defectos producidos por malas conexiones, que se caracterizan por incrementos de temperatura, es posible realizar su detección mediante termografía infrarroja.

Muchas veces las averías en estos elementos también son producidos por la incorrecta manipulación del transformador al trasladarlo al lugar de su instalación, rompiendo los pasatapas, otra de las causas del deterioro de estos elementos es la acumulación de suciedad en la porcelana (moho, ceniza), lo cual provoca descargas parciales que llevan a la fisura de estos elementos. Los sobrevoltajes como las descargas atmosféricas son otra de las causas de la destrucción de los pasatapas de medio voltaje. En las siguientes figuras se ilustran algunas averías.

FIGURA N° 3. 10

- a) MALA MANIPULACIÓN DEL TRANSFORMADO
d) PASATAPA DE MEDIO VOLTAJE CON ACUMULACIÓN DE SENISA

(a)



(b)



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

3.5 FALLAS EN EL CONMUTADOR DE DERIVACIONES

Las fallas en estos elementos pueden ser provocados por conexiones flojas en los terminales de las bobinas que van montados en los conmutadores, el mal ensamblaje de los conmutadores trifásicos los cuales provocan arcos en el interior del transformador deteriorando paulatinamente al aceite dieléctrico, la cristalización del material (plástico), del que están hechos los conmutadores debido a las sobrecargas a las que pueden estar expuestos los transformadores, hacen que estos

se rompan con facilidad al momento de manipularlos, los cuales pueden llevar a la destrucción de los transformadores provocando la apertura de la bobina de medio voltaje, pero estas averías ocurren con muy poca frecuencia, puesto que al realizar las pruebas de rutina, como la de resistencia de bobinado y la de relación de transformación podemos determinar el buen funcionamiento de dicho elemento tanto en su parte mecánica como eléctrica. En la figura 3.12 se aprecia un conmutador de derivaciones averiado.

FIGURA N° 3. 11

- a) CAMBIADOR DERIVACIÓN TRIFÁSICO 5 PASOS CRISTALIZADO
- b) CAMBIADOR DERIVACIÓN TRIFÁSICO TIPO REGLETA 5 PASOS CONTACTO FLOJO Y RECALENTADO



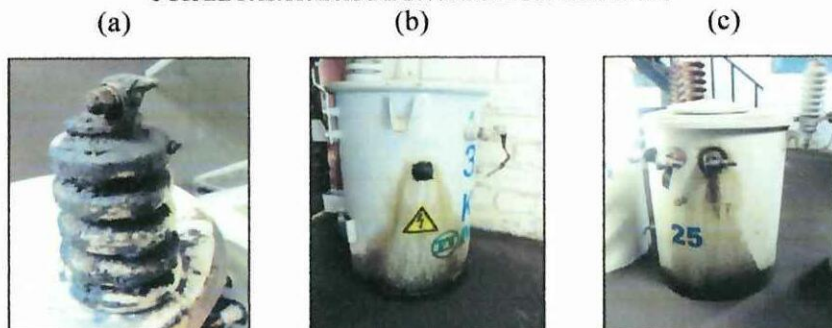
FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

3.6 FUGAS DE ACEITE

Las fugas de aceite se presentan por lo general debido a los malos ajustes o rotura de los pasatapas de bajo y medio voltaje, del anillo de apriete en transformadores monofásicos, rotura, cristalización y deformación de los empaques, soldaduras defectuosas en la cuba, mal empernado de la tapa superior en transformadores trifásicos, exceso de temperatura debido a que los transformadores son sobrecargados, válvulas o llaves de drenaje defectuosas.

FIGURA N° 3. 12

- a, b y c) FUGAS POR EL PASATAPAS DE M.V., CONMUTADOR DE DERIVACIONES, Y POR EL PASATAPAS DE B.V. RESPECTIVAMENTE.



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

3.7 CONEXIONES FLOJAS

Uno de los enemigos principales del aislamiento del transformador (papel - aceite), es el calor; el aceite es el que transmite información sobre las superficies lubricadas, arrastrando las partículas de desgaste de la zona de contacto y gases generados por arcos y sobrecalentamiento que pueden ser provocados por conexiones internas flojas. Cuando se tiene una degradación del sistema aislante y el transformador trabaja a bajas temperaturas, la humedad del aceite emigra hacia la celulosa en el núcleo y sus moléculas polares se orientan por el intenso campo eléctrico, de tal forma que a partir del 4.5% de humedad en el papel y para una temperatura de trabajo de 90°C, el fallo del aislamiento por causas del campo eléctrico es eminente. A continuación en la figura 3.13 se muestra este tipo de fallas.

FIGURA N° 3. 13

CONEXIÓN FLOJA EN LA PARTE INTERNA DEL PASATAPAS DE BAJO VOLTAJE



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

3.8 ESTADÍSTICAS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES

A continuación se expone una estadística de las distintas fallas que se han presentado en los diferentes elementos que conforman el transformador, así como la cantidad de equipos quemados que hemos tenido durante los últimos 5 años.

3.8.1 Interruptores térmicos

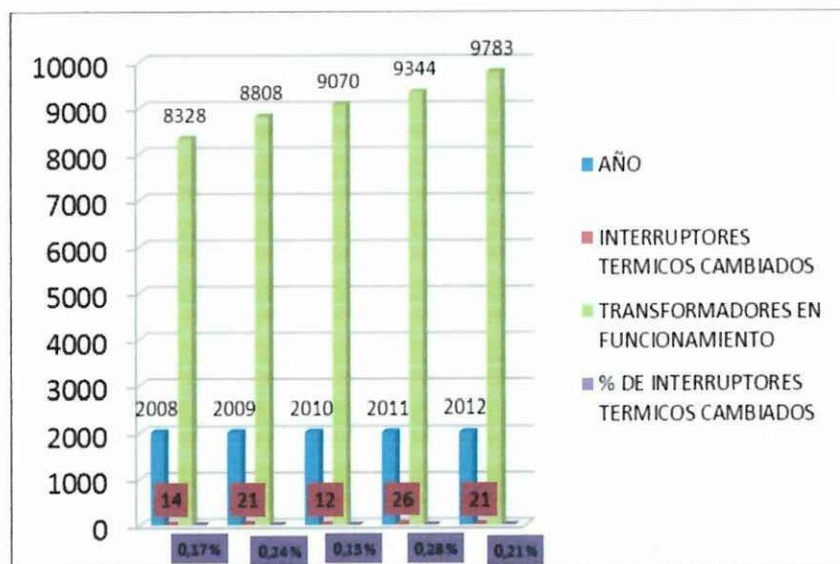
TABLA N° 3. 1 INTERRUPTORES TÉRMICOS CAMBIADOS CON RESPECTO AL TOTAL DE EQUIPOS FUNCIONANDO CADA AÑO

AÑO	TOTAL INTERRUPTORES CAMBIADOS	TRANSFORMADORES EN FUNCIONAMIENTO	% DE INTERRUPTORES TERMICOS CAMBIADOS
-----	-------------------------------	-----------------------------------	---------------------------------------

2008	14	8326	0.17
2009	21	8808	0.24
2010	12	9070	0.13
2011	26	9344	0.28
2012	21	9783	0.21

FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

FIGURA N° 3.14



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

Como se puede observar el porcentaje de interruptores térmicos cambiados en los transformadores durante cada año, es sumamente bajo comparado con la cantidad de transformadores funcionando.

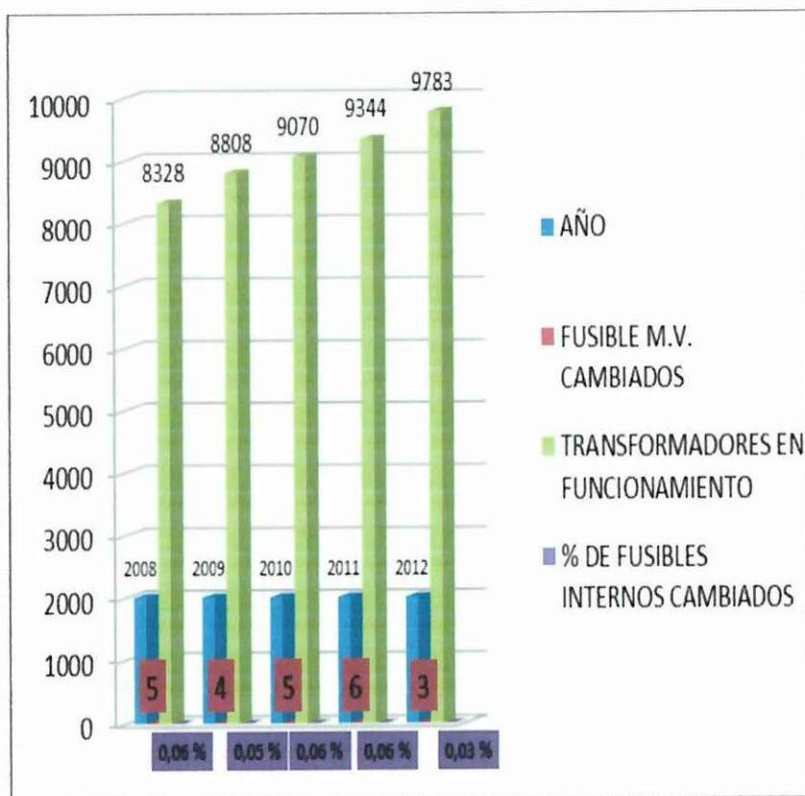
3.8.2 Fusible interno de medio voltaje

TABLA N° 3.2 FUSIBLES INTERNOS DE MEDIO VOLTAJE CAMBIADOS CON RESPECTO AL TOTAL DE EQUIPOS FUNCIONANDO CADA AÑO

AÑO	FUSIBLES CAMBIADOS	TRANSFORMADORES EN FUNCIONAMIENTO	% DE FUSIBLES INTERNOS DE MEDIO VOLTAJE CAMBIADOS
2008	5	8326	0.06
2009	4	8808	0.05
2010	5	9070	0.06
2011	6	9344	0.06
2012	3	9783	0.03

FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

FIGURA N° 3.15



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

El cambio de este elemento en el transformador no es muy frecuente, como se observa en la gráfica.

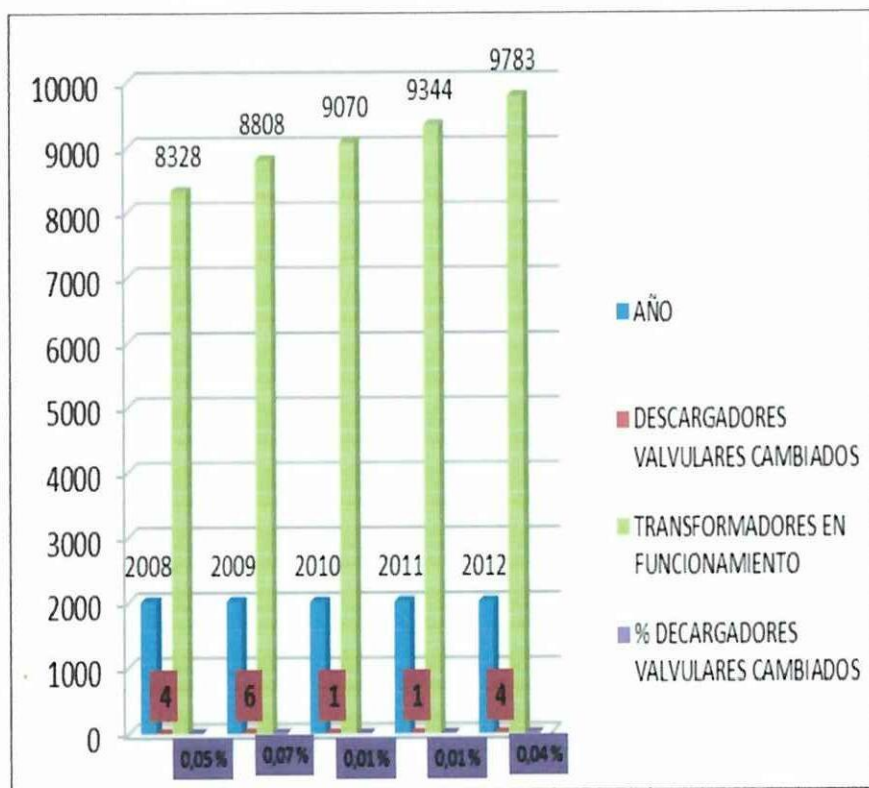
3.8.3 Descargadores valvulares

TABLA N° 3.3 DESCARGADORES VALVULARES CAMBIADOS CON RESPECTO AL TOTAL DE EQUIPOS FUNCIONANDO CADA AÑO

AÑO	DESCARGADORES VALVULARES CAMBIADOS	TRANSFORMADORES EN FUNCIONAMIENTO	% DESCARGADORES VALVULARES CAMBIADOS
2008	4	8326	0.05
2009	6	8808	0.07
2010	1	9070	0.01
2011	1	9344	0.01
2012	4	9783	0.04

FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

FIGURA N° 3.16



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

La gráfica nos ilustra la incidencia de falla de estos elementos cuya actuación depende de las condiciones climáticas, calibración de los gap (separación de la platina del descargador valvular con el pasatapas de medio voltaje), de maniobras en las redes de distribución, conexión de bancos de capacitores etc.

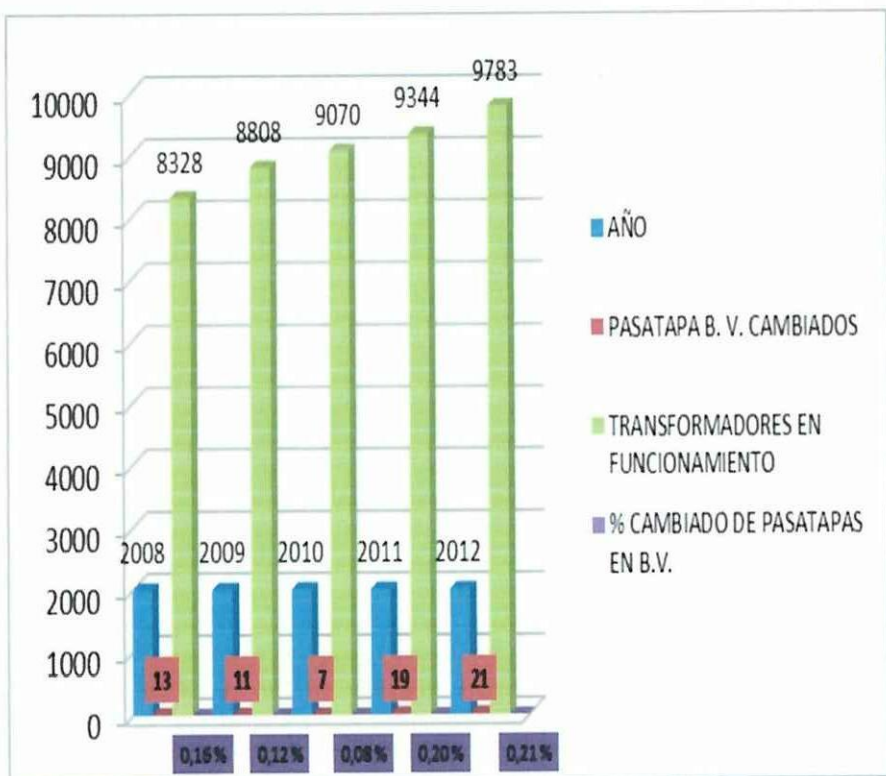
3.8.4 Pasatapas de bajo y medio voltaje

TABLA N° 3.4 PASATAPAS DE B.V. CAMBIADOS CON RESPECTO AL TOTAL DE EQUIPOS FUNCIONANDO CADA AÑO

AÑO	PASATAPAS DE B.V. CAMBIADOS	TRANSFORMADORES EN FUNCIONAMIENTO	% DE PASATAPS DE B. V. CAMBIADOS
2008	13	8326	0.16
2009	11	8808	0.12
2010	7	9070	0.08
2011	19	9344	0.20
2012	21	9783	0.21

FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

FIGURA N° 3.17

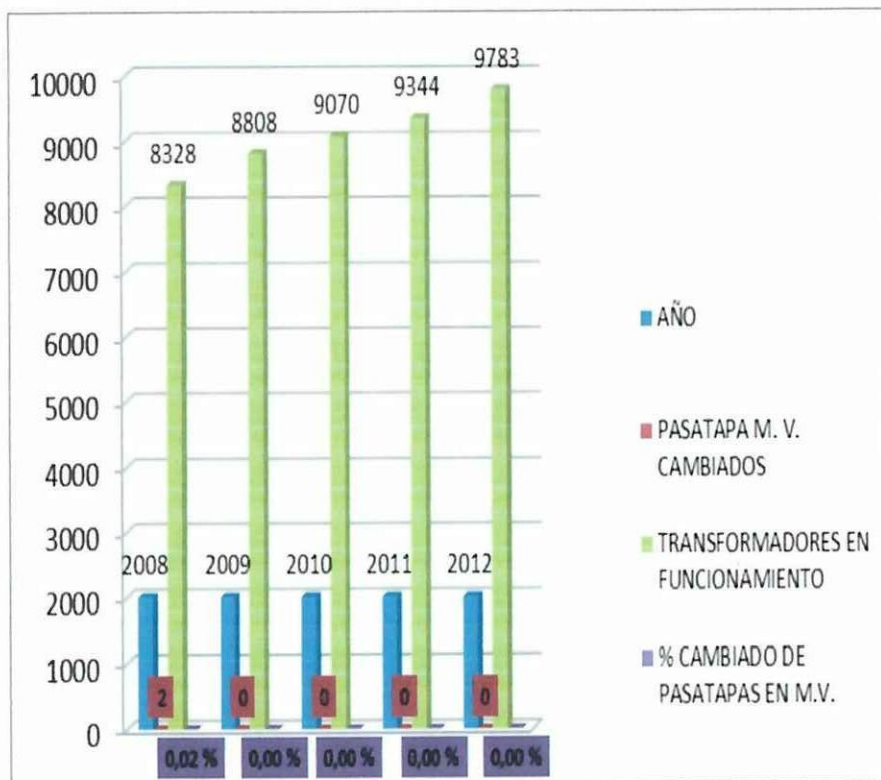


FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

TABLA N° 3.5 PASATAPAS DE M. V. CAMBIADOS CON RESPECTO AL TOTAL DE EQUIPOS FUNCIONANDO CADA AÑO

AÑO	PASATAPAS DE B.V. CAMBIADOS	TRANSFORMADORES EN FUNCIONAMIENTO	% DE PASATAPS DE M. V. CAMBIADOS
2008	2	8326	0.02
2009	0	8808	0.00
2010	0	9070	0.00
2011	0	9344	0.00
2012	0	9783	0.00

FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

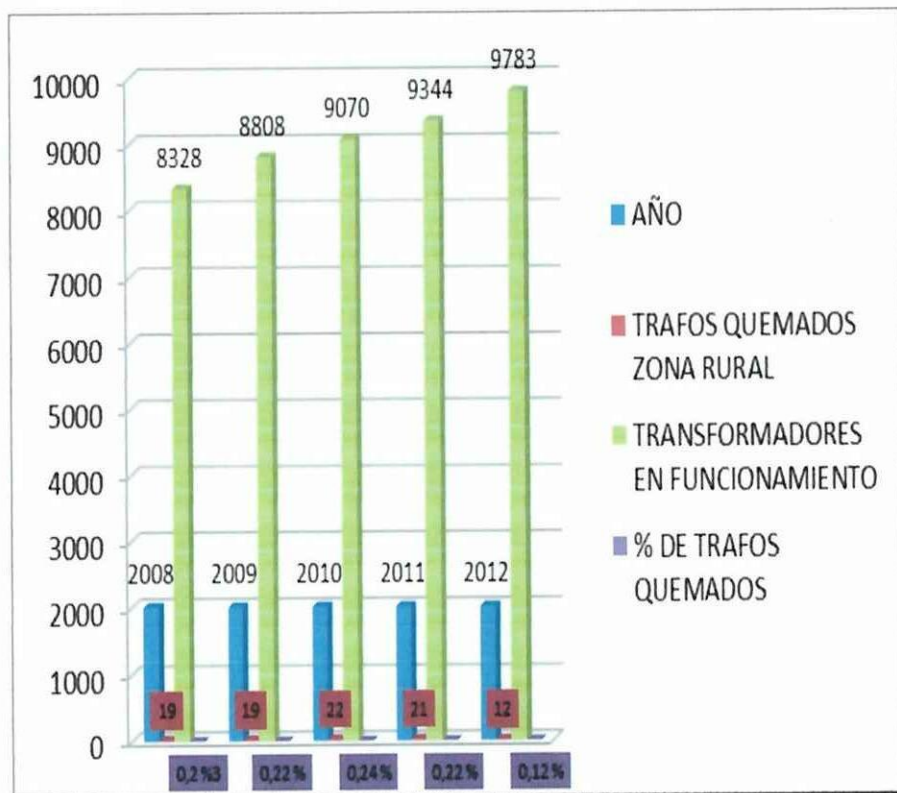
La mala manipulación al trasladar el transformador por lo general hace que estos elementos se rompan especialmente el pasatapas de baja voltaje en los transformadores monofásicos, con respecto al de medio voltaje como se puede apreciar en las gráficas.

3.8.5 Zonas de fallos en transformadores

TABLA N° 3.6 TRANSFORMADORES QUEMADOS EN LA ZONA RURAL CON RESPECTO AL TOTAL DE EQUIPOS FUNCIONANDO CADA AÑO

AÑO	TRAFOS QUEMADOS ZONA RURAL	TRANSFORMADORES EN FUNCIONAMIENTO	% DE TRAFOS QUEMADOS
2008	19	8326	0.23
2009	19	8808	0.22
2010	22	9070	0.24
2011	21	9344	0.22
2012	12	9783	0.12

FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

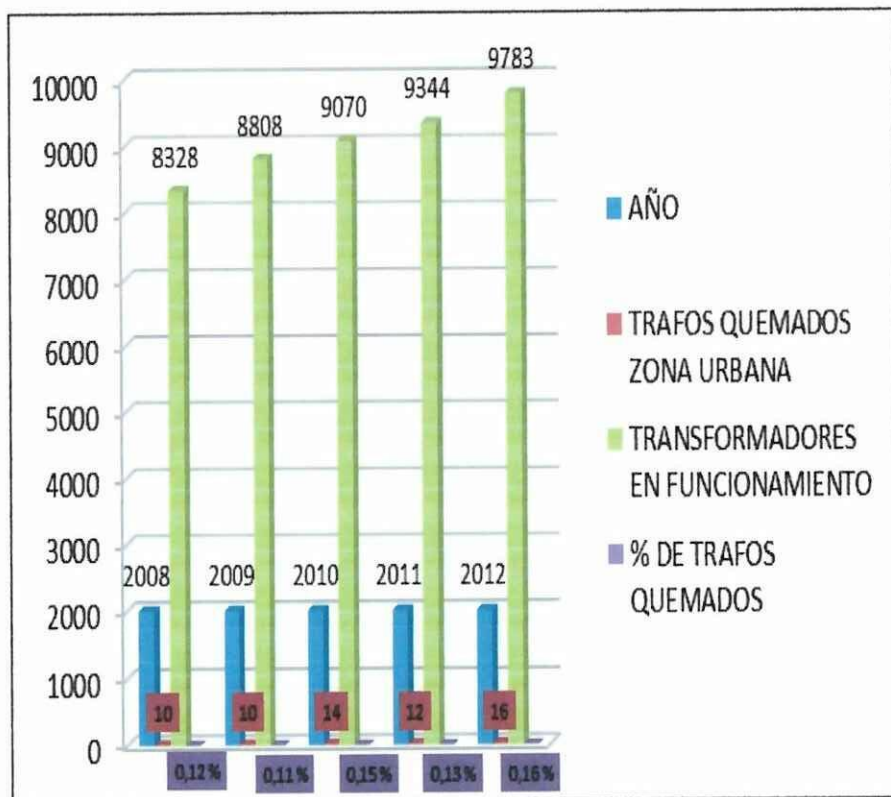


FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

TABLA N° 3. 7 TRANSFORMADORES QUEMADOS EN LA ZONA URBANA CON RESPECTO AL TOTAL DE EQUIPOS FUNCIONANDO CADA AÑO

AÑO	TRAFOS QUEMADOS ZONA URBANA	TRANSFORMADORES EN FUNCIONAMIENTO	% DE TRAFOS QUEMADOS
2008	10	8326	0.12
2009	10	8808	0.11
2010	14	9070	0.15
2011	12	9344	0.13
2012	16	9783	0.16

FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

Como se puede apreciar al comparar ambas zonas la mayor cantidad de transformadores averiados lo tenemos en la zona rural.

3.8.6 Averías frecuentes en transformadores

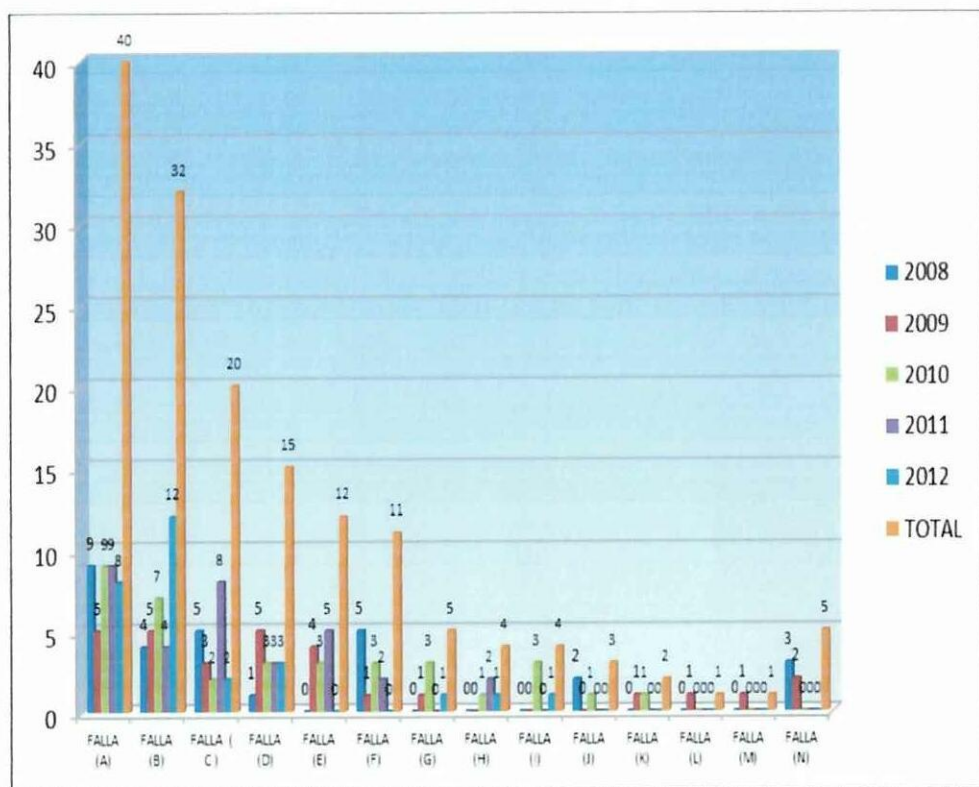
TABLA N° 3. 8 AVERÍAS FRECUENTES EN TRANSFORMADORES

FALLA	AÑOS					TOTAL
	2008	2009	2010	2011	2012	
A	9	5	9	9	8	40
B	4	5	7	4	12	32
C	5	3	2	8	2	20
D	1	5	3	3	3	15
E	0	4	3	5	0	12
F	5	1	3	2	0	11
G	0	1	3	0	1	5
H	0	0	1	2	1	4
I	0	0	3	0	1	4
J	2	0	1	0	0	3
K	0	1	1	0	0	2
L	0	1	0	0	0	1

M	0	1	0	0	0	1
N	3	2	0	0	0	5

FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

FIGURA N° 3. 21



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

FALLAS:

A= Cortocircuito en redes de baja tensión (redes enredadas)

B= Sobrecargas, desplazamiento de bobinas

C= Cortocircuito por ramas de árboles sobre redes de baja tensión

D= Cortocircuito interno papel u aceite en mal estado

E= Descargas atmosféricas

F= Cortocircuito interno ingreso de humedad a la parte activa

G= Cortocircuito externo por choque de vehículos

H= Cumplimiento de su vida útil

I= Cortocircuito en acometidas de usuarios

J= Otros

K= Mal diseño

L= Cortocircuito interno del vástago del interruptor térmico

M= Cortocircuito externo choque del tensor con las redes B. T.

N= Protecciones sobre dimensionadas

TABLA N° 3.9 TRANSFORMADORES QUEMADOS CON RESPECTO AL TOTAL DE EQUIPOS FUNCIONANDO CADA AÑO

AÑO	TRANSFORMADORES QUEMADOS	TRANSFORMADORES EN FUNCIONAMIENTO	% DE TRAFOS QUEMADOS
2008	29	8326	0.35
2009	29	8808	0.33
20010	36	9070	0.40
2011	33	9344	0.35
2012	28	9783	0.29

FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

FIGURA N° 3.22



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

Como se observa en las gráficas la cantidad de transformadores quemados, con respecto a los equipos en funcionamiento es bajo; lo que da a entender que el sistema de la EEARCN S.A., tiene gran confiabilidad.

3.9 ELABORACIÓN DE UNA GUÍA PARA MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

3.9.1 Pruebas en laboratorio o fábrica calidad en su fabricación

3.9.1.1 Relación de transformación y polaridad

Esta prueba que básicamente mide la relación de transformación entre los devanados, permite identificar cortos entre espiras, bobinas abiertas, fusibles internos de medio voltaje abiertos, daños en los interruptores térmicos, daños en el conmutador y posiciones incorrectas de este.

Es recomendable realizar las lecturas para todas las posiciones del cambiador de tap, para poder detectar posibles daños en este o falsas posiciones.

La variación de los valores medidos con respecto a los valores calculados, no deberá superar el 0.5 % según la NTE INEN 2117, esta prueba permite además comprobar el grupo de conexión del transformador.

La relación de transformación está dada por la relación de espiras o de fuerzas electromotrices de los bobinados, pero si el transformador está en vacío, no habrá caídas de voltaje en el secundario y las del primario serán muy pequeñas porque la corriente en vacío es menor que la nominal. Por lo tanto cuando el transformador está en vacío la relación de voltajes es prácticamente igual a la relación de transformación.

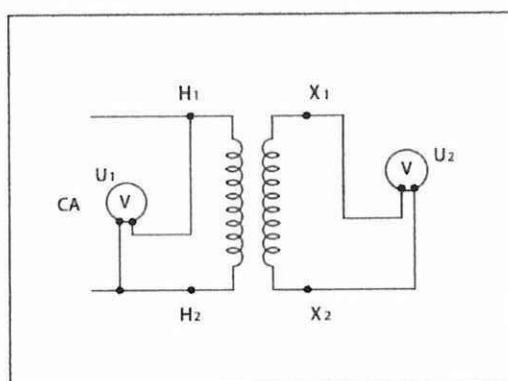
$$a = U1/U2 \text{ en vacío}$$

A continuación se describe algunos métodos para determinar la relación de transformación, la polaridad y el grupo de conexión en los transformadores.

a) Relación de transformación mediante un voltímetro.

El procedimiento es muy sencillo, ya que consiste en la medición de los voltajes tanto de media voltaje como de bajo voltaje y determinar su relación, es recomendable la utilización de voltímetros clase 0.2 o 0.1; que no se los encuentra con facilidad en los laboratorios. En la figura 3.23 se muestra la disposición de los voltímetros.

FIGURA N° 3.23 DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN CON VOLTÍMETRO

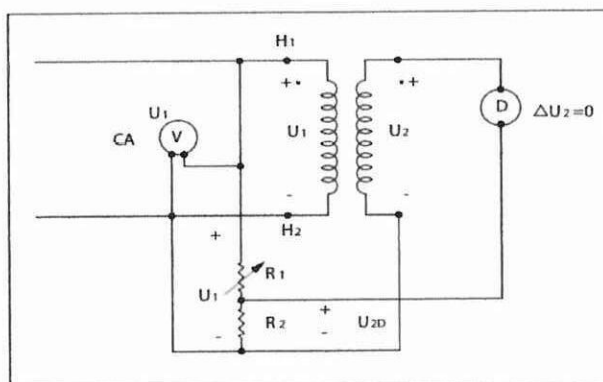


FUENTE: Ensayo en transformadores Ing. Norberto A. Lemosy 2011

Con el fin de reducir los errores con este método la NTE INEN 2117, recomienda hacer 4 mediciones, al 100, 90, 80 y 70 % del voltaje nominal y frecuencia nominal, se calcula las 4 relaciones y se obtiene un promedio, no se recomienda usar voltajes mayores a la nominal ni frecuencias menores a la nominal debido a que aumentaría la corriente de vacío y consecuentemente la diferencia entre U_1 y E_1 y La relación de transformación no sería la adecuada.

b) Relación de transformación con divisor de tensión

Este es un procedimiento más exacto, puede ser resistivo o inductivo, como se muestra en la figura 3.24.



FUENTE: Ensayo en transformadores Ing. Norberto A. Lemosy 2011

Se alimenta el transformador por el lado mayor voltaje y se debe tener cuidado en la ubicación de los bordes homólogos, para lograr que en el circuito secundario los voltajes se resten entre sí. Normalmente la alimentación se lo hace a voltaje reducido y frecuencia nominal, El detector D es un voltímetro de corriente alterna de muy bajo alcance y alta impedancia de entrada.

Supongamos que el divisor es resistivo entonces se ajusta R1 hasta que el detector nos indica diferencia de voltaje a un valor mínimo, en estas condiciones resulta.

$$\text{Si } \Delta U_2 = 0$$

$$U_2 = U_{2D} = (R_2 / R_1 + R_2) \cdot U_1$$

Entonces

$$a = U_1 / U_2 = (R_1 + R_2) / R_2$$

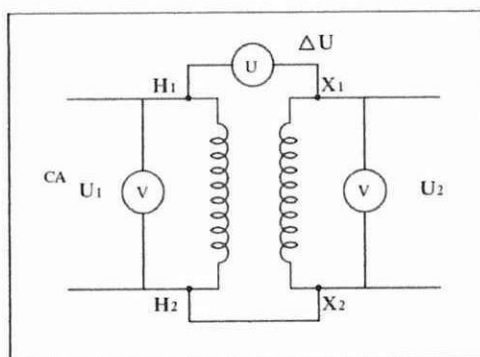
Estos divisores se los conoce comercialmente como “relaciómetros”, y permiten alcanzar exactitudes del orden 0.1 % y son los más utilizados en los laboratorios.

c) Determinación de la polaridad con voltímetro.

Si a un transformador monofásico se lo conecta como se muestra en la figura 3.25; con un puente entre los bornes H2 y x2, y se lo alimenta por el lado de mayor voltaje, puede hacerse con voltaje reducido, y se miden las tensiones indicadas, el voltímetro conectado entre los bornes H1 y x1, puede indicar la suma o la diferencia de los voltajes primario y secundario, en el primer caso se dice que el transformador

tiene la polaridad aditiva y en el segundo sustractiva. No se recomienda usar este método en transformadores cuya relación de transformación es superior a 30, debido a que la variación en los voltajes son semejantes.

FIGURA N° 3.25 DETERMINACIÓN DE LA POLARIDAD CON VOLTIMETRO



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

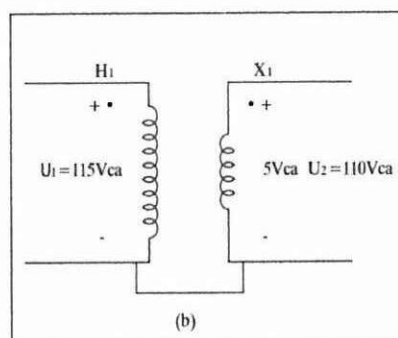
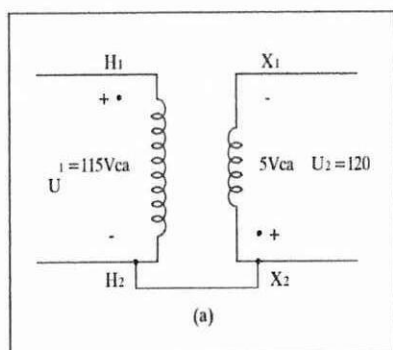
TABLA N° 3. 10

$\Delta U = U_1 + U_2$	POLARIDAD ADITIVA
$\Delta U = U_1 - U_2$	POLARIDAD SUSTRACTIVA

La polaridad está relacionada con los bornes homólogos y la designación de los terminales, en la figura 3.26 se muestra las dos posibilidades y los dos sentidos de los voltajes que justifican la medición anterior.

FIGURA N°3.26 POLARIDAD Y BORDES HOMOLOGOS

(a) Polaridad aditiva; b) polaridad sustractiva



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

En el caso de transformadores polifásicos, la polaridad se determina fase – fase y debe ser la misma en todas ellas.

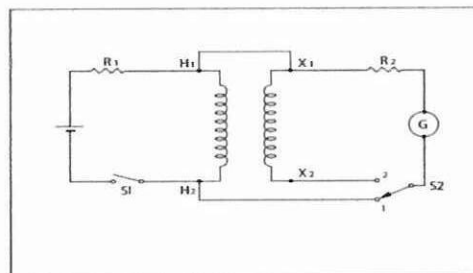
d) Determinación de la polaridad con transformador patrón.

Se utiliza dos transformadores, uno que hará de transformador patrón del cual conocemos su polaridad y deberá tener la misma relación de transformación del equipo que se va a probar. De tal manera que procedemos a unir los bordes de letras iguales, tanto el primarios como el secundario en paralelo, sin cerrar el circuito, a fin de medir las diferencias de voltajes secundarios, si esa diferencia de voltaje es nula o muy pequeña, ambos transformadores tienen la misma polaridad, en caso contrario, el voltaje medido será el doble en el secundario.

e) Determinación de polaridad con corriente continua

Se utiliza el circuito de la figura 3.27, donde hay una batería como fuente de corriente continua, dos resistencias limitadores y un galvanómetro o un voltímetro de imán permanente y bobina móvil con cero al centro y bajo alcance.

FIGURA N° 3.27 DETERMINACIÓN DE LA POLARIDAD CON CORRIENTE CONTINUA



FUENTE: Ensayo en transformadores Ing. Norberto A. Lemosy 2011

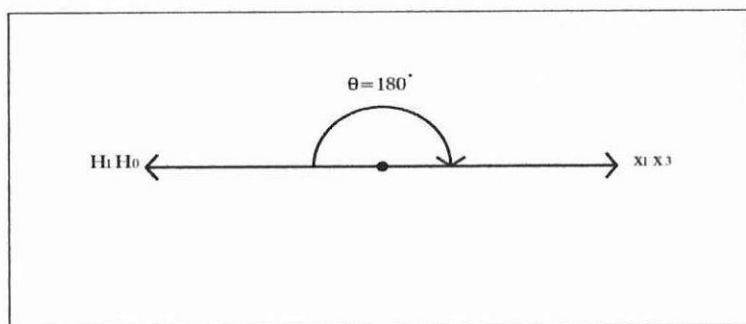
Se procede de la siguiente manera, con el interruptor S1 cerrado y el selector S2 en la posición 1 se toma nota del sentido de deflexión del galvanómetro, luego se pasa el selector S2 a la posición 2 y se abre el interruptor S1, si en el transitorio de apertura que genera el galvanómetro deflecta en el mismo sentido que la primera vez, el transformador es de polaridad aditiva, y sustractiva en caso contrario.

f) Determinación del grupo de conexión

La NTE INEN 2117, habla del desplazamiento angular que en los transformadores monofásicos pueden ser de 0 o 180 grados, y es lo que nos permite conocer los bornes iguales y la polaridad.

En los transformadores trifásicos el desplazamiento angular entre los voltajes correspondientes del primario y el secundario puede ser cualquier ángulo múltiplo de 30° , dependiendo de las conexiones internas y de la designación de los bornes. El desfaseamiento se mide desde el voltaje de alta hacia el correspondiente de baja en sentido horario, por costumbre y practicidad ese se indica con la denominada cifra de hora que es el ángulo dividido para 30, por ejemplo si el ángulo es de 180° el diagrama fasorial resulta como se indica en la figura 3.28.

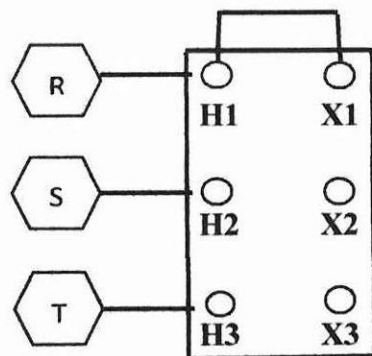
FIGURA N° 3.28 DIAGRAMA FASORIAL TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 180°



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

La determinación de la cifra de hora se puede hacer con voltímetro, de la siguiente manera, se realiza un puente entre los bornes H1 y x1, y alimentamos trifásicamente desde el lado de mayor voltaje a tensión reducida, y luego procedemos a medir los voltajes línea de entrada y salida y entre Los bornes H2 x2, H2 x3, H3 x2, H3 x3, como se indica a continuación en la figura 3.29.

FIGURA N° 3. 29 CIRCUITO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CIFRA HORA



U H ₁ H ₂	U H ₂ H ₃	U H ₃ H ₁	
U X ₁ X ₂	U X ₂ X ₃	U X ₃ X ₁	
U H ₂ X ₂	U H ₂ X ₃	U H ₃ X ₂	U H ₃ X ₃

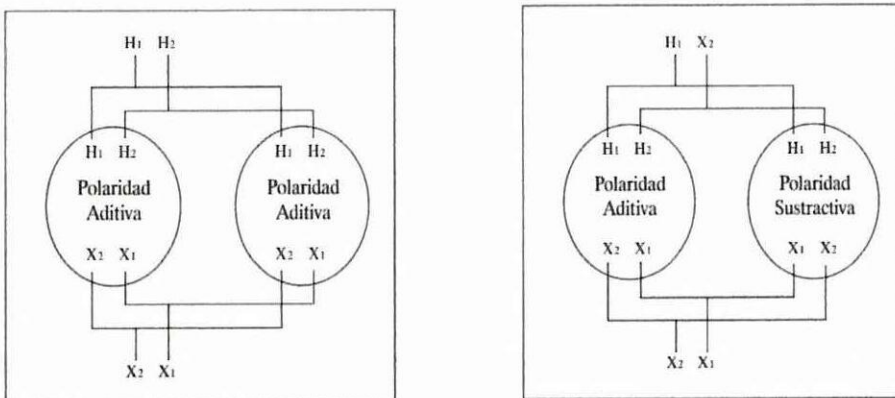
Con los valores de voltaje se construye el triángulo de voltaje primario, y se ubican los vértices del triángulo de voltaje secundario teniendo en cuenta que los vértices H1 y x1, de ambos triángulos coinciden, del diagrama fasorial que resulta se determina el ángulo de desfase y la cifra hora.

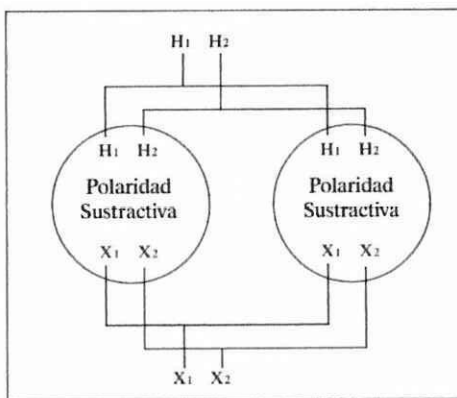
Es importante saber la polaridad y el desfase de los transformadores, debido a que se los puede paralelar, cuando se necesita de mayor potencia; o para poder conectar transformadores monofásicos en delta abierto. Las características para poder paralelar transformadores las se detalla a continuación.

- 1.- Voltajes nominales iguales.
- 2.- Derivaciones idénticas.
- 3.- El porcentaje de impedancia de uno de los transformadores debe estar comprendido entre el 92.5% y el 107.5% del otro.
- 4.- Las características de frecuencia deben ser las mismas.
- 5.- El desfase de los transformadores trifásicos a paralelar debe ser el mismo.

Los transformadores monofásicos de polaridad aditiva o sustractiva pueden conectarse en paralelo como se indica en la figura 3.30.

FIGURA N° 3. 30 CONEXIÓN EN PARALELO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS





FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

A continuación se expone algunas de las formas más frecuentes de conexión de transformadores trifásicos (el desfase se obtiene multiplicando el número que acompaña la denominación por 30° , ejemplo: en Yy6 el desfase es $6 \cdot 30^\circ = 180^\circ$).

TABLA N° 3. 12 DIAGRAMAS FASORIALES DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

ANSI Devanado del Transformador Relación de Fase					
Grupo vertical	Conexión de Bobinas		Bobinado Probado		Relación de Transformación
	Devanado de Alto Voltage	Devanado de Bajo Voltage	Devanado de Alto Voltage	Devanado de Bajo Voltage	
1 ϕ 1 ph0			H1 - H2	X1 - X2	$\frac{V_H}{V_X}$
1 ϕ 1 ph6			H1 - H2	X2 - X1	$\frac{V_H}{V_X}$
Dd0			H1 - H3 H2 - H1 H3 - H2	X1 - X3 X2 - X1 X3 - X2	$\frac{V_H}{V_X}$
YNyn0			H1 - H0 H2 - H0 H3 - H0	X1 - X0 X2 - X0 X3 - X0	$\frac{V_H}{V_X}$
Dzo			H1 - H3 H2 - H1 H3 - H2	X1 - X3 X2 - X1 X3 - X2	$\frac{V_H}{V_X}$

FUENTE: Manual de operación TTR (diagramas de conexión)

Los equipos probadores de la relación de transformación, hoy en día son muy versátiles con programas bastante amigables; en nuestro laboratorio disponemos de dos tipos a saber:

DTR MONOFASICO.

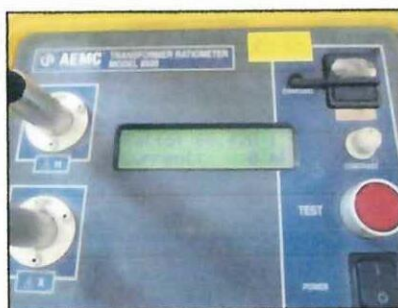
FIGURA N° 3. 31

a) CONEXIÓN DE LAS PINSAS DEL DTR; b) VALOR DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

(a)



(b)



FUENTE: EEARCN S.A., medidor de la relación de transformación (DTR)

TTR TRIFASICO.

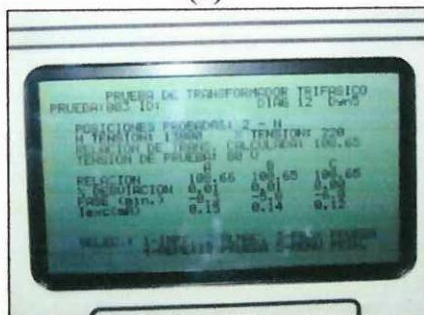
FIGURA N° 3. 32

a) CONEXIÓN DE LAS PINSAS DEL TTR; b) VALOR DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

(a)



(b)



FUENTE: EEARCN S.A., medidor de la relación de transformación (TTR)

3.9.1.2 Resistencia óhmica de los devanados

La finalidad de esta prueba es medir los valores de las resistencias de bobinados y compararlos con los obtenidos de los ensayos de aceptación en fábrica y/o mantenimiento.

Este ensayo es de mucha importancia para detectar defectos en bobinados, cortocircuito dependiendo de la dimensión y especialmente circuito abierto o semiabierto, es utilizable también para indicación de cierre de contactos durante operaciones y/o mantenimiento de conmutadores. La resistencia de los bobinados de las maquinas eléctricas se miden con corriente continua y se puede realizar de algunas maneras.

- Medición con voltímetro y amperímetro.
- Medición con puentes
 - Puente de Wheatstone
 - Puente de Thomson

Las mediciones de resistencia en la actualidad se realizan con los puentes, se debe tomar en cuenta que la corriente continua tarda un tiempo en estabilizarse y la medición se la debe realizar cuando la corriente continua es constante.

Teóricamente el tiempo de estabilización es infinito sin embargo, para fines prácticos este tiempo es apenas función de L/R , o sea cuanto menor es la resistencia R en relación a la inductancia L , mayor será el tiempo de estabilización de la corriente

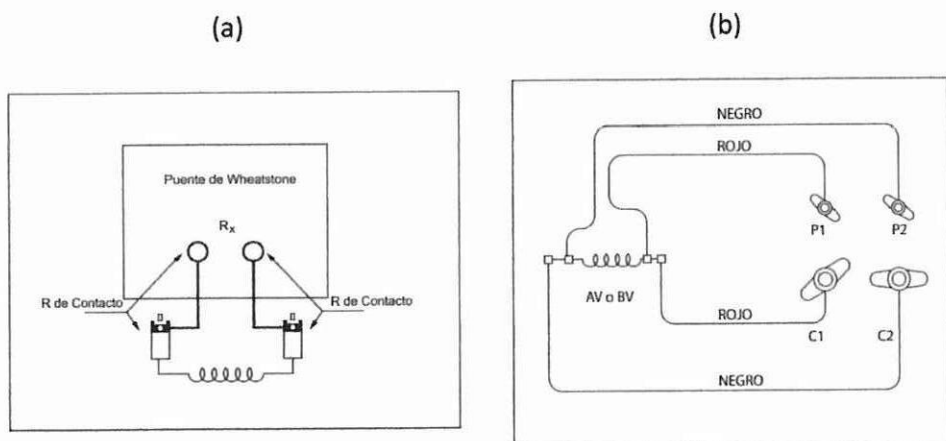
La corriente empleada debe estar entre el 1% y el 10% (IRAM 2008), de la corriente nominal con el objetivo de que no se produzca calentamiento por efecto joule y no altere la medición.

Estos métodos para la medición de resistencias son más cómodos y más exactos, según sea el rango de la resistencia a medir conviene usar un puente de Wheatstone o de Thomson, el primero es adecuado para resistencias comprendidas entre 0.1Ω y $1M\Omega$, mientras que el segundo es para resistencias de 1Ω a 0.0001Ω aproximadamente.

Si bien el primero podría medir resistencias menores, la influencia de las resistencias de contacto de las conexiones, le hace perder exactitud; las resistencias de contacto dependen mucho de la precisión y limpieza del contacto y en condiciones normales rondan los 0.01Ω . Para reducir las caídas de voltaje que se producen en esas resistencias se trata de hacer circular poca corriente por las condiciones voltimétricas, separando las conexiones del voltímetro como se hace en el puente de Thomson donde hay bornes de conexiones separadas para corriente **C** y para voltaje **P**, como se muestra en la figura 3.33.

FIGURA N° 3.33

a) CONEXIÓN DEL PUENTE DE WHEATSTONE, b) CONEXIÓN DE PUENTE DE THOMSON



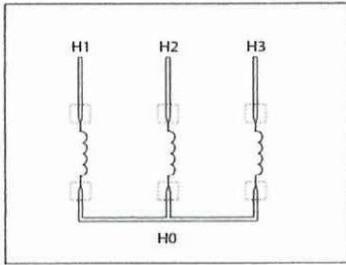
FUENTE: Grupo de investigación de la EEARCN S.A., (laboratorio de transformadores)

Ejecución del ensayo.

- Siga atentamente las recomendaciones del fabricante para ajuste y operación del instrumento/esquema.
- Verifique que los contactos del instrumento esquema estén bien fijos a los terminales del bobinado bajo ensayo.
- Ejecute el ensayo de acuerdo al tipo de conexión de cada bobinado.

a) **Bobinado conectado en estrella con neutro accesible.-** Haga las conexiones y mediciones de acuerdo a la siguiente tabla.

FIGURA N° 3.34



FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

TABLA N° 3. 13

CONEXIÓN DEL INSTRUMENTO ENTRE	MIDE LA RESISTENCIA
H1 – H0	R10
H2 – H0	R20
H3 – H0	R30

VERIFICACION DEL ENSAYO

Mida R12, R23, R31 y calcule como sigue

$$R10 + R20 = R12$$

$$R20 + R30 = R23$$

$$R30 + R10 = R31$$

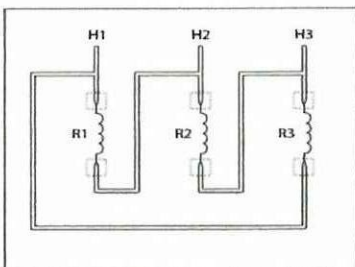
Observaciones: En condiciones normales

$$R10 = R20 = R30 = R \quad \text{y}$$

$$R12 = R23 = R31 = 2R$$

b) **Trifásico conectado en delta.**- Haga las conexiones y mediciones de la siguiente tabla.

FIGURA N° 3.35



FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

TABLA N° 3. 14

CONEXIÓN DEL INSTRUMENTO ENTRE	MIDE LA RESISTENCIA
H1 – H2	R12
H2 – H3	R23
H3 – H1	R31

OBSERVACIONES

$$R12 = R1 \times (R2 + R3) / (R1 + R2 + R3)$$

$$R23 = R2 \times (R1 + R3) / (R1 + R2 + R3)$$

$$R31 = R3 \times (R1 + R2) / (R1 + R2 + R3)$$

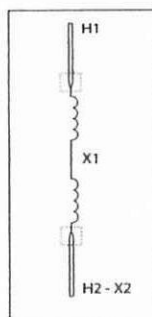
En condiciones normales:

$$R1 = R2 = R3 = R \text{ y}$$

$$R12 = R23 = R31 = 2/3 \times (R)$$

- c) **Bobinado monofásico con derivación(es).**- Haga las conexiones y mediciones de acuerdo a la siguiente tabla.

FIGURA N° 3.36



FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

TABLA N° 3. 15

CONEXIÓN DEL INSTRUMENTO ENTRE	MIDE LA RESISTENCIA
H1 – H2	R12
X1 – X2	R'12
H1 – X1	R'11

Verificación del ensayo

$$R12 = R'12 + R'11$$

Observaciones: En condiciones normales

$$R_{12} = R$$

$$R'_{12} = R'$$

$$R'_{11} = R - R'$$

Debido a la variación de la resistencia óhmica con la temperatura los valores medidos deben ser requeridos a una misma temperatura para efectos de comparación. Es recomendable referir a 85 °C como se indica en la NTE INEN 2119. La discrepancia entre el valor medido y de referencia no debe exceder $\pm 5\%$

La resistencia óhmica, medida a la temperatura “T1” y referida a “T2” será calculada con la siguiente fórmula.

$$R_{T2} = R_{T1} \times \left(\frac{234.5 + T2}{234.5 + T1} \right)$$

La temperatura “T1” es la temperatura interna del equipo, durante la realización de cada ensayo a través del termómetro indicador de temperatura del aceite o del bobinado.

En caso de que el equipo no posea dichos instrumentos utilice un termómetro de contacto y calcule la temperatura interna de la siguiente manera.

$$T_{eq} = T_p + \frac{2}{3} \times (T_p - T_A)$$

Dónde:

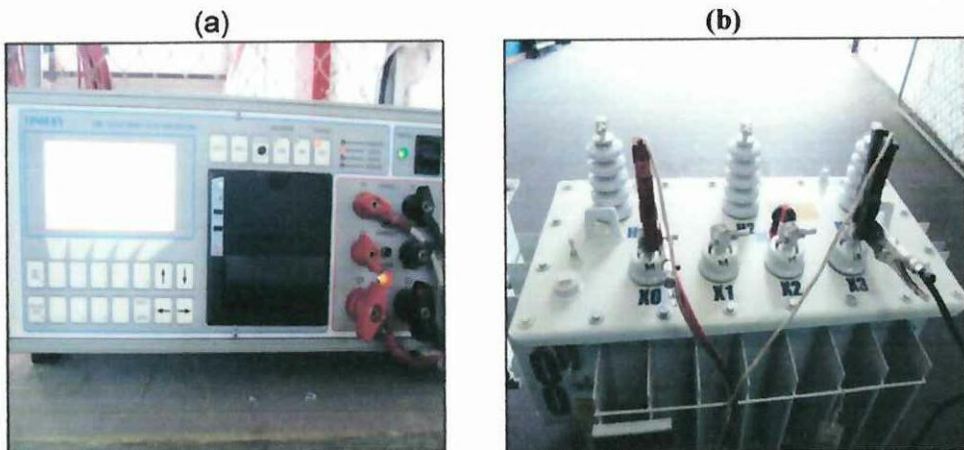
T_{eq} = Temperatura interna del equipo

T_p = Temperatura de la pared dada por el termómetro de contacto.

T_A = Temperatura ambiente.

En el laboratorio de la EEARCNS. A. se dispone de un micrómetro como se observa en la figura 3.37.

(a) EQUIPO PARA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE BOBINADOS
 (b) CONEXIÓN DE LAS PINSAS EN EL TRANSFORMADOR



FUENTE: EEARCN S.A., medidor de la resistencia de bobinado (TINSLEY)

3.9.1.3 Resistencia de aislamiento

Se la define como la resistencia ($M\Omega$), que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente continua durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo. Como referencia se utilizan valores de 1 a 10 minutos.

Esta prueba se realiza en fábrica, después que el transformador ha terminado su proceso de secado de la aislación, y se encuentra en una temperatura entre 0°C y 40°C .

Esta prueba además brinda información sobre los factores que afectan la resistencia de aislamiento de un transformador, como son las impurezas, humedad y temperatura

a) Efecto de las impurezas

Los depósitos tales como el carbón, polvo o aceites depositados en las superficies aislantes pueden bajar las resistencias de aislamiento. Este factor es particularmente importante cuando se tiene superficies aislantes relativamente grandes expuestas al ambiente. El polvo depositado sobre la superficie aislantes, ordinariamente no es conductor cuando está seco, pero cuando se expone a la humedad se vuelve

parcialmente conductor y baja la resistencia de aislamiento, por lo que se deberá eliminar toda materia extraña que esté depositada sobre el mismo antes de efectuar la prueba.

b) Efecto de la humedad

Una gran parte de los elementos utilizados en los sistemas de aislamiento como son el aceite, papel, cartón y algunas cintas, son higroscópicos y por lo tanto capaces de absorber humedad ocasionando una reducción en la resistencia de aislamiento.

El mismo fenómeno se presenta en las porcelanas de los pasatapas de los transformadores y disyuntores cuando se tiene alta humedad en el ambiente, siendo más grave si la superficie está contaminada.

c) Efecto de la temperatura

La resistencia de aislamiento varía inversamente proporcional con la temperatura para la mayor parte de los materiales aislantes. Para comparar apropiadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento, es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura, o convertir cada medición a una misma base. Esta conversión se efectúa con la siguiente ecuación:

$$R_c = K_t \times R_t$$

Dónde:

R_c = Resistencia de aislamiento (en MΩ), corregida a la temperatura base.

R_t = Resistencia de aislamiento a la temperatura que efectuó la prueba.

K_t = Coeficiente de corrección por temperatura.

Las bases de temperatura recomendadas por los comités de normas son de 40°C para maquinas rotatorias, 20°C para los transformadores, con registros de ensayos anteriores, para los demás equipos, como disyuntores, descargadores valvulares, pasatapas, etc, no existen temperatura base ya que la variación de la resistencia de aislamiento con respecto a la temperatura no es notable.

A continuación expondremos una tabla con los factores de corrección para ensayos de resistencia de aislamiento de transformadores en aceite.

TABLA N° 3. 16

TEMP. EQUIPO (°C)	FACTOR DE CORRECCION	TEMP. EQUIPO (°C)	FACTOR DE CORRECCION
0	0.250	28	1.73
5	0.360	29	1.84
10	0.500	30	1.98
11	0.540	31	2.12
12	0.580	32	2.28.
13	0.620	33	2.44
14	0.665	34	2.62
15	0.740	35	2.80
16	0.765	36	3.00
17	0.820	37	3.22
18	0.875	38	3.44
19	0.935	39	3.70
20	1.000	40	3.95
21	1.065	41	4.25
22	1.145	42	4.50
23	1.230	43	4.85
24	1.310	44	5.22
25	1.400	45	5.60
26	1.510	46	5.98
27	1.680	47	6.40

FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

Otro dato de gran importancia en ensayos individuales es el índice de polarización.

Índice de absorción.- Cociente entre las lecturas de 1 min. Y 30 seg.

Índice de polarización.- Cociente entre las lecturas de 10 min y 1 min

Para estos índices se consideran valores normales aquellos superiores a 2, para el de polarización y superiores a 1.6 para el de absorción. Como se puede observar en la siguiente tabla.

CONDICION DEL AISLAMIENTO	IND. ABSORCIÓN (60seg/30seg)	ÍNDICE DE POLARIZACIÓN (10min/1min)
POBRE	-	MENOS DE 1
CUESTIONABLE	1.0 – 1.25	1.0 – 2
BUENO	1.4 – 1.6	2 - 4
EXELENTE	MAS DE 1.6	MAS DE 4

Índices menores que 1 indican problemas serios en el aislamiento del equipo.

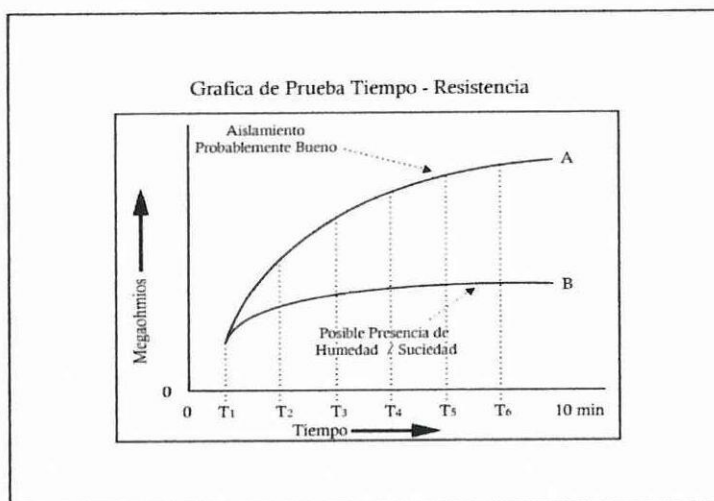
Con relación a los índices de absorción y polarización se recomienda los siguientes mínimos.

Índice de absorción = 1.25

Índice de polarización = 2.00

La manera de observar el comportamiento del aislamiento en un transformador, sería graficando la tendencia de la curva con los datos obtenidos de tiempo-resistencia. En la figura No 3.38 se puede observar la curva típica de la resistencia de aislamiento.

FIGURA N° 3. 38 TENDENCIA DE LA CURVA TIEMPO-RESISTENCIA



FUENTE: Diagnostico y Mantenimiento de transformadores Ing. Gallo Ernesto Martínez

Antes de realizar las pruebas a los transformadores, hay que tener cuidado al escoger en el equipo probador el voltaje adecuado, ya que no debe usarse un voltaje superior en terminales al que se considere seguro aplicar al equipo que se va a probar.

Se sugiere los siguientes valores como seguros o normalmente permisibles:

TABLA N° 3. 18

VOLTAJE NOMINAL DEL PROBADOR (CD)	VOLTAJE NOMINAL DE C.A. DEL EQUIPO QUE SE VA A PROBAR
100 y 250 Volt.	Hasta 100 Volt: Incluye algunos tipos de equipos de señalización y control
500 Volt.	De 100 Volt en adelante
1000 Volt.	De 400 Volt en adelante
2500 Volt.	De 1000 Volt en adelante
5000 Volt.	De 5000 Volt en adelante

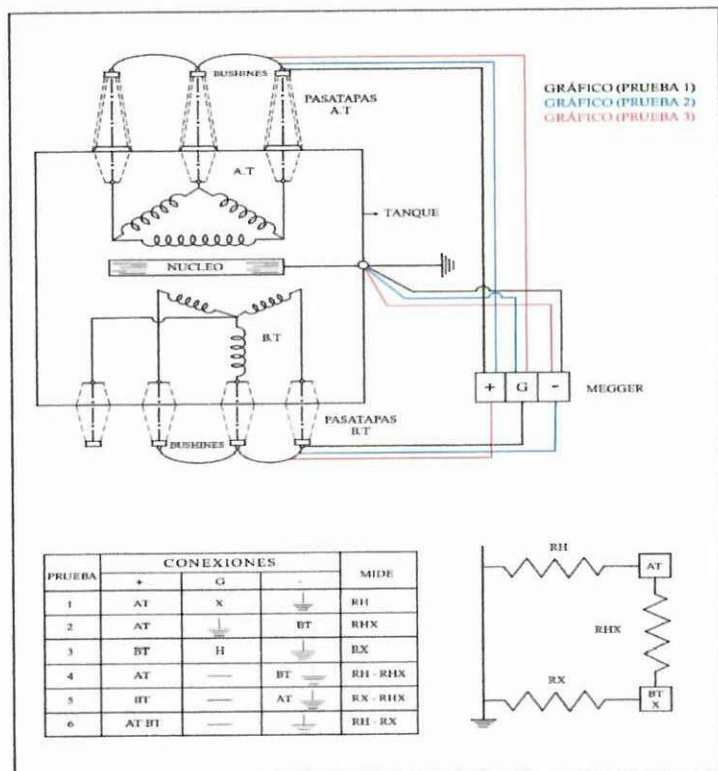
FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

3.9.1.3.1 Ejecución del ensayo

Conecte los cables del equipo de prueba al transformador a probar, de acuerdo a la siguiente tabla.

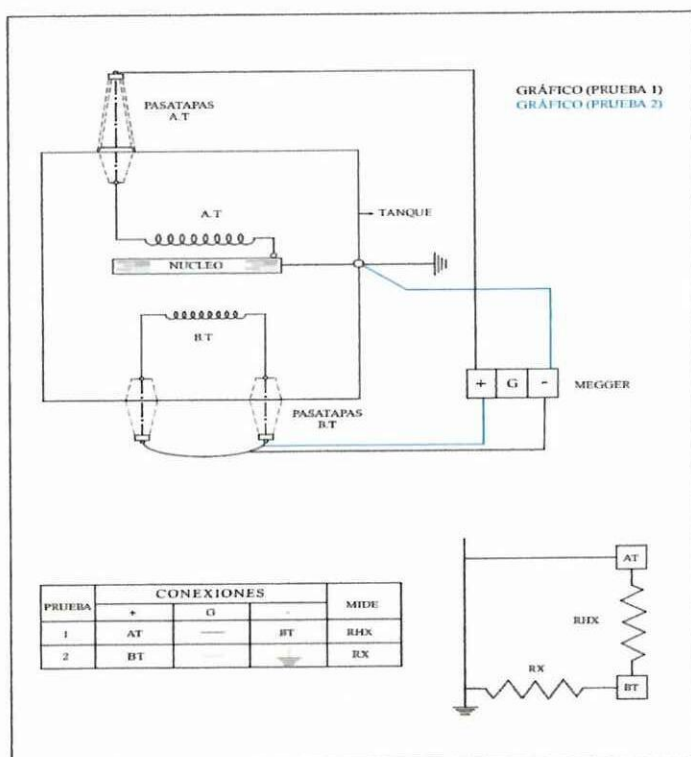
Previo a la conexión del equipo probador, se debe cortocircuitar los devanados del transformador, la platina que conecta el neutro de bajo voltaje con el tanque del transformador hay que desconectarlo (en transformadores monofásicos o trifásicos), en la figura 3.39 se observan las conexiones que se realizan a los transformadores.

FIGURA N° 3.39 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO CONEXIÓN ΔY



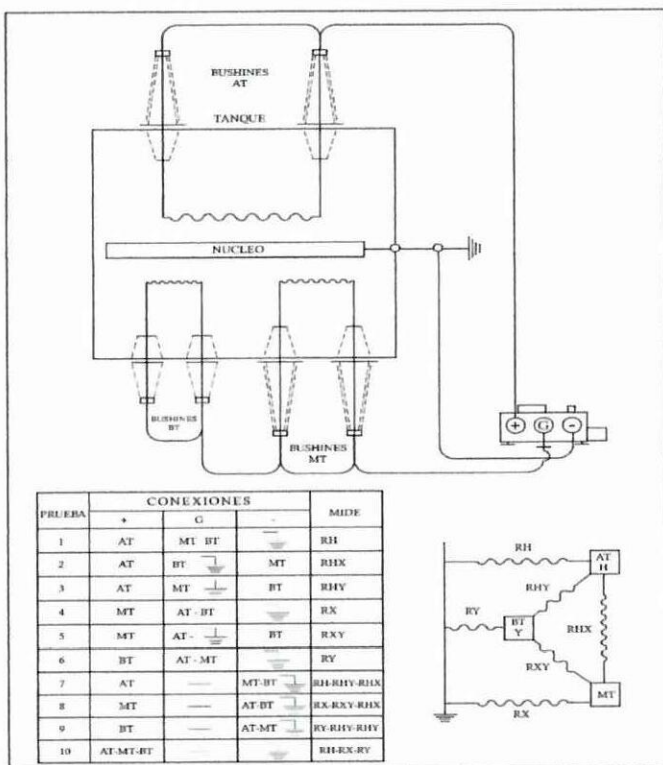
FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

FIGURA N° 3.40 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO CON LA BOBINA DE MEDIO VOLTAJE A TIERRA



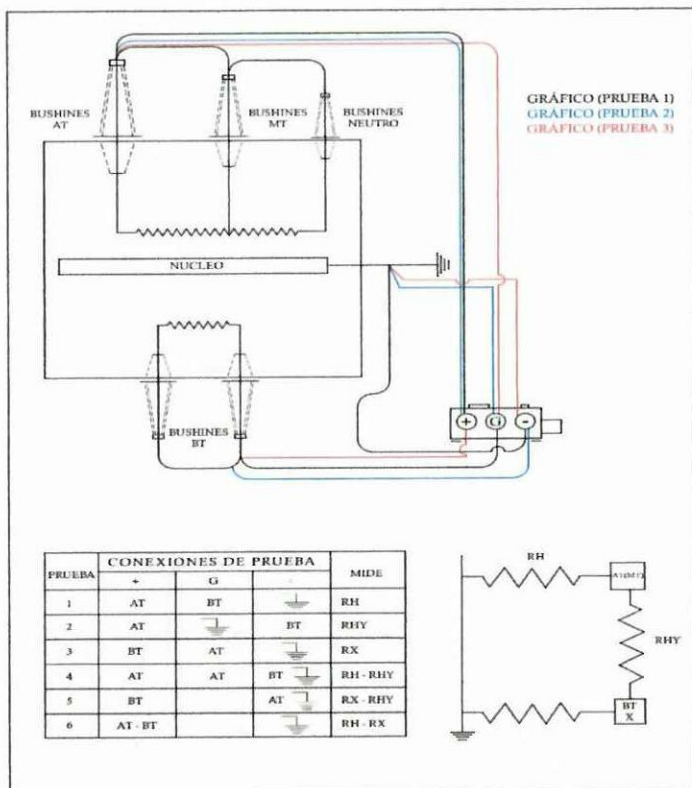
FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

FIGURA N° 3. 41 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 3 BOBINADOS



FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

FIGURA N° 3. 42 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN UN AUTOTRANSFORMADOR



FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

3.9.1.3.2 Interpretación de las lecturas para evaluación de resultados

Para aceptar o rechazar la prueba de resistencia de aislamiento existen varios criterios, que pueden ser establecidos por los fabricantes, por su experiencia en la extracción de la humedad en los transformadores. A continuación se expone una tabla de los valores mínimos de aceptación de acuerdo al buen criterio de algunos fabricantes.

TABLA N° 3.19

RESISTENCIA MINIMA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADORES EN ACEITE A 20°C, 1 min con 1000 Volt. DE PRUEBA			
CLASE DE AISLAMIE NTO Kv	MΩ	CLASE DE AISLAMIE NTO Kv	MΩ
1.2	32	69	1860
2.5	68	92	2480
5	135	115	3100
8.7	230	138	3720
15	410	161	4350
25	670	196	5300
34.5	930	230	6200
46	1240	287	7750

FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

En la figura 3.43 se observa la conexión de dicho Equipo.

FIGURA N° 3.43

- (a) CONEXIÓN DEL EQUIPO PROBADOR AL TRANSFORMADOR
(b) VALOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

(a)



(b)


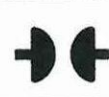



FUENTE: EEARC N S.A., medidor de la resistencia de aislamiento

3.9.1.4 Rigidez dieléctrica del aceite

Se define como rigidez dieléctrica a la capacidad de un aislante para soportar voltaje eléctrico a determinada rampa de incremento de la misma sin fallar. La prueba se realiza aplicando progresivamente voltaje a los electrodos de bronce, de geometría y separación según la norma que se esté aplicando, como se observa en la tabla No 3.20, sumergidos en el aceite a probar y el conjunto aceite electrodo contenido en un vaso apropiado.

TABLA N° 3.20

Especificación de prueba estándar seleccionada	EN60156 AS 1767 BS 5874 ICE 156 NFC 27 SABS 555 UNE 21	BS 148 CEI 10-1 IP 295 FOCT 6581 VDE 0370 STAS 206	ASTM D1816	ASTM D877
Formato de electrodo				
Espaciado de electrodo	2,5 mm		1 o 2 mm	2,5 mm

FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

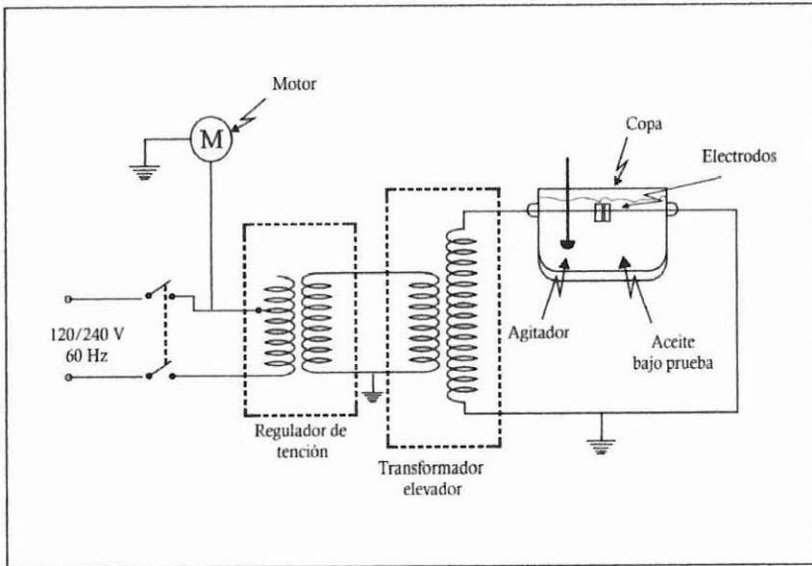
En la NTE INEN 2133, se efectúa procedimientos claramente establecidos principalmente por las normas ASTM Y VDE. La ASTM tiene establecidas dos normas, la D - 877 y la D - 1816. Aunque aquí se puede mencionar que existen aproximadamente 30 diferentes normas, lo importante es efectuar siempre la prueba bajo la misma norma para poderlos comparar con el tiempo. Se sigue el siguiente procedimiento.

1.- El ensayo se realiza con un medidor de rigidez dieléctrica, denominado “probador de rigidez dieléctrica del aceite”

- 2.- La toma de muestra se recomienda tomarla del fondo del tanque principal.
- 3.- Elección del método, se recomienda utilizar ASTM D- 877 para aceites nuevo, y la ASTM D-1816 para aceites en operación.
- 4.- Abrir la cámara del probador dieléctrico y ajustar la distancia entre electrodos con el calibrador apropiado y según el método elegido
- 5.- Limpiar la cámara del probador dieléctrico así como los electrodos con liencillo seco, que no deja residuos, enseguida lavar con bencina, y cierre la cámara.
- 6.- Abrir la válvula del equipo a ser probado y retirar la muestra (500mL de aceite), en un recipiente apropiado, dejar la muestra en reposo a fin de eliminar las burbujas de aire.
- 7.- Verificar la temperatura del aceite (debe estar entre 20 y 30°C), si se hace ensayos fuera de este rango se producen errores.
- 8.- Abra la cámara y coloque el recipiente con la muestra a ser probada en la cámara, cierre la cámara.
- 9.- Proceda a la programación y elección del método, y de inicio a la prueba de rigidez dieléctrica.
- 10.- El equipo realiza 5 pruebas automáticamente y saca el promedio, cada prueba lo realiza con intervalos de 1 min puesto que tiene una turbina pequeña para agitar el aceite.

En la figura 3.44 se puede observar los componentes principales de un probador de rigidez dieléctrica.

FIGURA N° 3. 44 COMPONENTES DE PROBADOR DE RIGIDEZ DIELECTRICA



FUENTE: [hppt://www.syse.com.mx/transformadores.shtml](http://www.syse.com.mx/transformadores.shtml)

La rigidez dieléctrica es útil como primer indicio de la presencia de contaminantes tales como el agua, impurezas, fibras de celulosa o partículas conductoras, y además es importante como concepto de seguridad de operación actual del equipo. Sin embargo un alto valor de rigidez dieléctrica no indica que haya ausencia total de todo tipo de contaminantes. La rigidez dieléctrica no puede ser el único parámetro que defina el camino a seguir en el mantenimiento preventivo. Es importante como parte del paquete de pruebas de degradación internacionalmente reconocido, y no nos exime por tanto de la necesidad de ejecutar las demás pruebas para tomar una decisión más acertada.

A continuación en la tabla se explica brevemente un cuadro comparativo las normas ASTM D - 877 y D - 1816.

TABLA N° 3. 21

NORMA	ASTM D - 877	ASTM D - 1816
GEOMETRIA DE LOS ELECTRODOS	DISCOS PLANOS DE 25 mm	SEMIESFERICOS 36 mm
SEPARACION	2.5 mm	1 mm o 2 mm
RAMPA	3000 V/SEG	500 V/SEG
ALCANCE EN Kv	POR DEBAJO DE 69 Kv	35 - 50 Kv (1 mm) 80 - 90 Kv (2 mm)

SENSIBILIDAD A LA HUMEDAD	EN EL RANGO DE 30 A 80 PPM O AGUA LIBRE	POR DEBAJO DE LAS 30 PPM
APLICACIÓN RECOMENDADA ASTM	ACEPTACION ACEITE NUEVO A GRANEL O EN TAMBORES	ACEITES FILTRADOS, DESGASIFICADOS Y DESHIDRATADOS ANTES Y DESPUES DE TRATAMIENTO, ACEITES EN OPERACIÓN
SENSIBILIDAD A FIBRAS DE CELULOSA	MENOS SENSIBLE	MAS SENSIBLE
RIGIDEZ DIELECTRICA	ACEPT \geq 30 Kv CUEST= 25 – 30 Kv INACEP < 25 Kv	ACEPT \geq 28 Kv CUEST= 24-28 Kv INACP < 24 Kv

FUENTE: Diagnostico y Mantenimiento de transformadores Ing. Gallo Ernesto Martínez

Otra manera de verificar el estado de los aceites en operación, es determinando el índice de calidad, que es la relación entre la tensión interfacial y el número de neutralización conocido también como el índice de Myers, esta es una relación muy importante para clasificar los aceites, en la tabla 3.21 se muestra los valores del índice de calidad acompañado del color característico que presenta el aceite y su calificación.

a) Tensión interfasial.- Es la fuerza necesaria para separar un anillo plano de platino-iridio de la superficie de un fluido de mayor tensión superficial, es decir aplicada dicha fuerza hacia arriba de la interface aceite agua, mediante el uso de una balanza de torsión llamada tensiómetro, se mide en dinas/cm.

Este detecta cualitativamente la presencia de productos intermedios de oxidación tales como alcoholes y aldehidos, los cuales no pueden ser detectados con la prueba de número de neutralización, lo que nos indica que un bajo valor de este parámetro no necesariamente implica que el proceso de oxidación del aceite no se haya iniciado.

Por tanto, mediante la prueba de tensión interfasial se puede detectar el

inicio del proceso de oxidación y su avance antes de llegar a niveles de degradación críticos

b) Número de neutralización.- Se define como el peso en miligramos de KOH (base), que se requiere para neutralizar el ácido de un gramo de muestra de aceite.

El aceite en operación dentro de un transformador, como ya se explicó, sufre un proceso de degradación química que se va desarrollando por efecto de trabajo, la temperatura y las tensiones eléctricas a que es sometido.

Esta degradación se acelera con la presencia especialmente de agua y oxígeno en primera instancia y luego por otros catalizadores como el cobre, hierro, celulosa, etc.

El comportamiento de este parámetro depende del contenido de inhibidores, naturales (compuestos aromáticos) y/o sintéticos (DBP o DBPC).

TABLA N° 3. 22

CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES SEGÚN EL ÍNDICE DE CALIDAD			
VALORES DE NN - TIF	COLOR	ÍNDICE DE CALIDAD	CALIFICACION
NN 0.00 A 0.10 TIF 30.0 A 45.0	AMARILLO CLARO	300 A 1500 O MAS	ACEITE BUENO
NN 0.05 A 0.10 TIF 27 A 29	AMARILLO	271 A 600	ACEITE A SER TENIDO EN ABSERVACIÓN
NN 0.11 A 0.15 TIF 24 A 27	AMARILLO OSCURO	160 A 318	ACEITE MALO
NN 0.16 A 0.40 TIF 18 A 23.9	ÁMBAR	45 A 159	ACEITE MALO
NN 0.41 A 0.65 TIF 14 A 17.9	CAFÉ	22 A 44	ACEITE MUY MALO
NN 0.66 A 1.50 TIF 9 A 13.9	CAFÉ OSCURO	6 A 21	ACEITE EXTREMADAMENTE MALO
NN > 1.51 TIF < 9	MÁS NEGRO		ACEITE EN CONDICIÓN PÉSIMAS

FUENTE: Diagnostico y Mantenimiento de transformadores Ing. Gallo Ernesto Martínez

En el laboratorio de la EEARCN S.A., se dispone de un medidor de rigidez dieléctrica .marca avo

En la figura 3.45 se observa el equipo.

FIGURA N° 3. 45

- (a) EQUIPO DE MEDICIÓN DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA
- (b) MEDIDA DEL VOLTAJE DE RUPTURA PROMEDIO



FUENTE: EEARCN S.A., medidor de la rigidez dieléctrica

3.9.2 Determinación de los parámetros del transformador

3.9.2.1 Prueba de cortocircuito

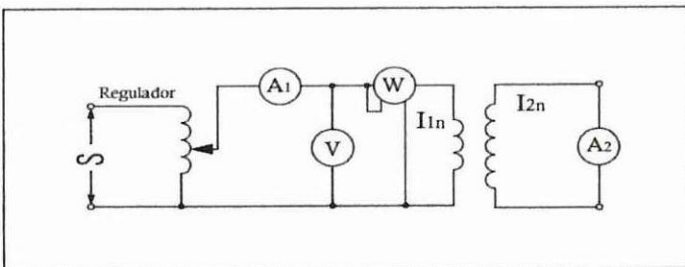
Mediante este ensayo es posible determinar los componentes de cortocircuito, es decir:

- a) Los parámetros R_{cc} , X_{cc} y Z_{cc}
- b) Voltaje de cortocircuito porcentual y sus componentes
- c) Las pérdidas en el cobre.

a) Parámetros R_{cc} , X_{cc} y Z_{cc}

Para llevar a cabo esta prueba se cortocircuita el secundario mediante un amperímetro A_2 , tal como se muestra en la figura 3.46 el primario se alimenta a través de una fuente de voltaje alterna regulable (autotransformador de regulación variable), y luego de este se conecta un amperímetro A_1 , un voltímetro V y un vatímetro W .

FIGURA N° 3. 46



FUENTE: Electrotecnia S Miguel Alcalde Pablo

Se comienza el ensayo aplicando cero voltios en el primario, se va subiendo poco a poco el voltaje hasta conseguir que el amperímetro A_1 indique un valor de corriente igual a la intensidad nominal primaria correspondiente al transformador a ensayar.

Cuando el amperímetro A_1 indique la intensidad nominal I_{1n} el amperímetro A_2 indicara la intensidad nominal I_{2n} .

R_{cc} , X_{cc} y Z_{cc} .

Para determinar la impedancia de cortocircuito se aplicará la ley de Ohm.

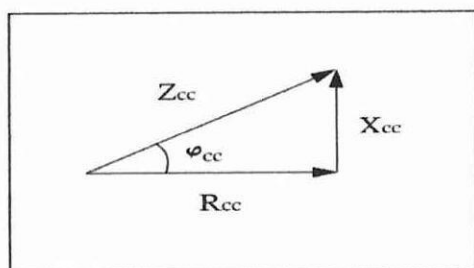
$$Z_{cc} = V_{cc} / I_{1n}$$

Para determinar las componentes R_{cc} y X_{cc} se lo hará a partir del triángulo de impedancias como se observa en la figura 3.47, que una vez conocido el ángulo φ_{cc} , podrán ser determinadas de la siguiente forma:

$$R_{cc} = Z_{cc} \cos\varphi_{cc}$$

$$X_{cc} = Z_{cc} \sin\varphi_{cc}$$

FIGURA N° 3. 47



FUENTE: Electrotecnia S Miguel Alcalde Pablo

El ángulo φ_{cc} lo obtenemos de la potencia de cortocircuito. El vatímetro nos indica dicha potencia y será igual a:

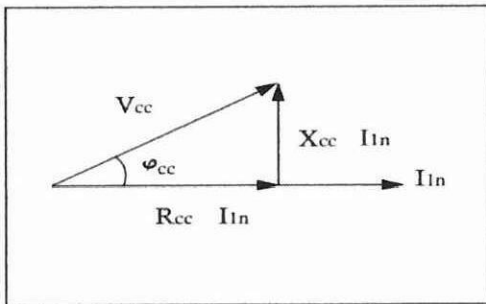
$$P_{cc} = V_{cc} I_{1n} \cos\varphi_{cc}$$

$$\cos\varphi_{cc} = P_{cc} / V_{cc} I_{1n}$$

b) Voltaje de cortocircuito porcentual y sus componentes

Al circular la corriente nominal por la resistencia de cortocircuito, provocará una caída de voltaje óhmica $R_{cc}I_{1n}$, y al hacerlo por la reactancia de cortocircuito aparecerá otra caída de voltaje, de carácter inductivo, igual a $X_{cc}I_{1n}$, de tal forma que el voltaje de cortocircuito V_{cc} aplicada sea la suma vectorial de éstas, tal como se puede apreciar en el la figura 3.48.

FIGURA N° 3. 48



FUENTE: Electrotecnia S Miguel Alcalde Pablo

Si expresamos cada uno de estos voltajes en valores porcentuales tendremos que:

$$U_{cc} = (V_{cc} / V_{1n}) \times 100$$

$$U_{R_{cc}} = (R_{cc}I_{1n} / V_{1n}) \times 100$$

$$U_{X_{cc}} = (X_{cc}I_{1n} / V_{1n}) \times 100$$

$U_{R_{cc}}$ = Caída de voltaje óhmica de cortocircuito porcentual.

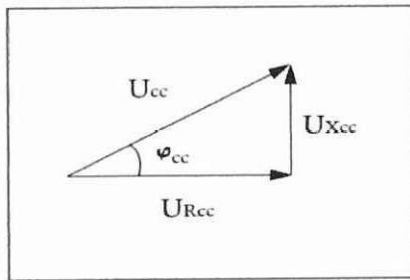
$U_{X_{cc}}$ = Caída de voltaje inductiva de cortocircuito porcentual.

Estos voltajes se pueden representar también en un diagrama vectorial como se observa en la figura 3.49, con sus correspondientes relaciones.

$$U_{R_{cc}} = U_{cc} \cos \varphi_{cc}$$

$$U_{X_{cc}} = U_{cc} \sin \varphi_{cc}$$

FIGURA N° 3. 49



FUENTE: Electrotecnia S Miguel Alcalde Pablo

c) Determinación de las pérdidas en el cobre

Como el voltaje de cortocircuito es mucho menor al nominal, también lo será la inducción en el núcleo y este operara en la zona lineal de la curva de magnetización. Un transformador en cortocircuito se comporta linealmente. Por lo tanto si el ensayo se realiza a una corriente inferior a la nominal, se puede obtener los valores correspondientes a la corriente nominal haciendo las proporciones que corresponden a un circuito de parámetros constantes.

$$V_{cc} = (I_{1n} / I_1) \times V_{cc} \text{ medida}$$

$$P_{cc} = (I_{1n} / I_1)^2 \times P_{cc} \text{ medida}$$

I_1 = Corriente utilizada en el ensayo

Como la resistencia del cobre o del aluminio utilizado en los arrollamientos varía con la temperatura, los resultados se deben referir a la temperatura indicada (85°C), en la NTE INEN 2114 Y 2115, para transformadores monofásico y trifásicos respectivamente

Para la corrección por temperatura la norma separa la potencia de cortocircuito en sus componentes, por efecto joule producidas por las corrientes I_1 e I_2 , en los bobinados (**Pj= pérdidas joule**) y las producidas por corrientes parasitas inducidas por el flujo disperso en todas las partes conductoras que son atravesadas por ese flujo (**Pad=pérdidas adicionales**), principalmente en las propias bobinas

Si aumenta la temperatura, crece la resistencia y las pérdidas por efecto joule debidas a las corrientes I_1 y I_2 , pero disminuyen las corrientes parasitas y, en consecuencia las pérdidas adicionales originadas por el flujo disperso.

Las pérdidas por efecto joule en las bobinas a la temperatura de ensayo son:

$$P_{jt} = R_1 I_{1n}^2 + R_2 I_{2n}^2$$

La corriente I_2 se obtiene con la relación de transformación.

$$I_2 = a I_1$$

Si las resistencias se midieron a una temperatura t_1 distinta a la que se realizó en el ensayo de cortocircuito t , previamente se las debe referir a la temperatura del ensayo de cortocircuito con la expresión.

$$R_t = ((235+t) / (235+t_1)) \times R_{t_1}$$

Por diferencia se obtienen las pérdidas adicionales a la temperatura de ensayo t :

$$P_{adt} = P_{cct} - P_{jt}$$

Esta diferencia hay que hacerla con mucho cuidado debido a que son dos magnitudes próximas entre si y el error del resultado puede ser elevado si no se hacen las mediciones correctamente.

Después se calcula las dos potencias a la temperatura de referencia, por ejemplo a 85°C , teniendo en cuenta que las pérdidas por efecto joule aumentan y las adicionales disminuyen con la temperatura.

$$P_{cc}(85^\circ\text{C}) = ((235+85)/(235+t)) \times P_{jt} + ((235+t)/(235+85)) \times P_{adt}$$

De aquí resulta el factor de relación de temperatura, que según el material con el que se haya construido el transformador, se determina de la siguiente manera:

Para devanados de cobre

$$F_{rt} = (234.5+85^{\circ}\text{C}) / (234.5+T.A. \text{ }^{\circ}\text{C})$$

Para devanados de aluminio

$$F_{rt} = (225+85^{\circ}\text{C}) / (225+T.A. \text{ }^{\circ}\text{C})$$

Para devanados de cobre y aluminio

$$F_{rt} = (230+85^{\circ}\text{C}) / (230+T.A. \text{ }^{\circ}\text{C})$$

En el laboratorio de la EEARCN S.A., se dispone de dos autotransformadores de regulación variable se expone el trafásico.

FIGURA N° 3. 50

(a)AUTOTRANSFORMADOR DE REGULACIÓN VARIABLE 3F
(b) ANALIZADOR DE CALIDAD ELÉCTRICA

(a)



(b)



FUENTE: EEARCN S.A., variador y de voltaje 3F y analizador de carga LEM 3Q

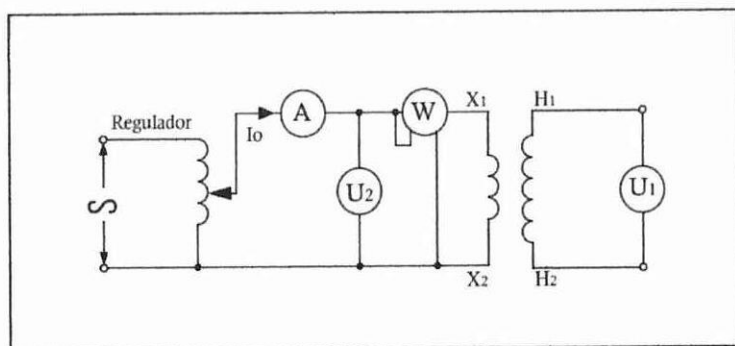
3.9.2.2 Prueba de circuito abierto

Mediante una sencilla experiencia se puede determinar las componentes de vacío de un transformador, es decir:

- La relación de transformación (a).
- La corriente de vacío I_0 y sus componentes.
- Las pérdidas en el hierro (P_{Fe}).

Para llevar a cabo este ensayo se aplica voltaje nominal, de frecuencia nominal, preferentemente al bobinado de bajo voltaje, dejando el bobinado primario abierto y se mide la corriente I_0 , la potencia P_0 absorbidas y el voltaje aplicado U_2 , como se observa en la figura 3.51.

FIGURA N° 3. 51



FUENTE: Electrotecnia S Miguel Alcalde Pablo

El alimentar el transformador por el lado de bajo voltaje se basa en que de esta forma, el voltaje necesario será más fácil de obtener y medir, y además la corriente tendrá un valor más acorde con los alcances normales de los instrumentos.

Al estar el transformador en vacío, no entrega potencia, y todo lo que absorbe se gasta en pérdidas, como la corriente primaria es nula, en este arrollamiento no hay pérdidas en el cobre, por otra parte la corriente en vacío del secundario es mucho menor que la nominal, las pérdidas en el bobinado secundario son despreciables, entonces si el voltaje y la frecuencia son nominales las pérdidas en el hierro también son nominales.

$$I_1 = 0; \text{ entonces } P_{cu1} = 0$$

$$I_2 = 0 \ll I_{2n}; \text{ entonces } P_{cu2} \approx 0$$

$$U_1 = U_{1n} \approx E_{1n} = 4.44fnN_1\Phi_{max} = P_{fe}$$

a) La relación de transformación

El voltímetro U_1 mide la fuerza electromotriz E_1 , inducida en el primario y el voltímetro U_2 el voltaje de red aplicada al secundario.

Se sabe que la relación de transformación se calcula mediante la expresión:

$$a = E_1 / E_2$$

Y como la corriente de vacío es tan pequeña, se puede despreciar las caídas de voltaje óhmicas ($R_2 I_0$) y la inductiva ($jX_{d2} I_0$) en relación a los valores de U_2 y E_2 .

Por lo que se puede afirmar con bastante aproximación que en vacío se cumple que:

$$U_2 \approx E_2$$

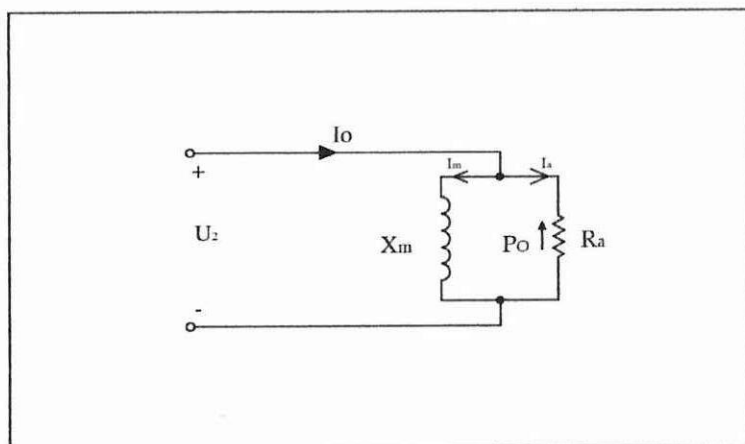
Por lo que la relación de transformación se obtiene del cociente de las lecturas de los voltímetros:

$$a = U_1 / U_2$$

b) La corriente de vacío y sus componentes

Del ensayo de vacío se puede calcular los parámetros de la rama en paralelo del circuito equivalente, el que para un transformador operando en vacío, se puede simplificar como se muestra en la figura 3.52.

FIGURA N° 3. 52 CIRCUITO EQUIVALENTE EN VACÍO



FUENTE: Electrotecnia S Miguel Alcalde Pablo

De donde:

I_m = Corriente magnetizante que está totalmente en fase con el flujo magnético y retrasada a su vez 90° respecto a U₂. Es la que produce realmente el flujo magnético y produce a su vez, una potencia totalmente reactiva.

I_a = Corriente activa o de pérdida que está en fase con el voltaje U₂. Es la que produce las pérdidas de potencia activa en el hierro, esta corriente suele ser del orden de 10 al 5 % de la corriente de vacío por lo que posee un valor muy pequeño.

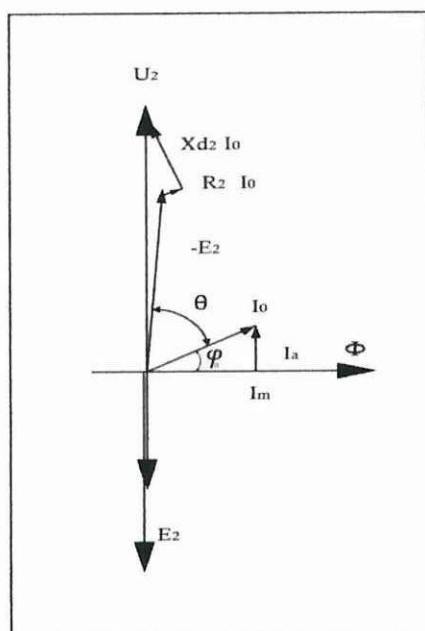
I₀ = Corriente de vacío que al ser la suma vectorial de la corriente magnetizante más la activa queda desfasada un ángulo θ en retraso respecto al voltaje U₂, el ángulo θ se suele aproximar a los 90°

Al recorrer esta intensidad por el bobinado, provoca unas caídas de voltaje en la resistencia óhmica y en la reactancia cumpliéndose la siguiente expresión vectorial.

$$\vec{U}_2 = -\vec{E}_2 + R_2 \vec{I}_0 + jX_{d2} \vec{I}_0$$

Si llevamos todos los términos a un diagrama vectorial obtendremos la representación de la figura 3.53.

FIGURA N° 3. 53



FUENTE: Electrotecnia S Miguel Alcalde Pablo

De tal manera que:

$$\begin{aligned}I_a &= P_o/U_2 \text{ o } I_a = I_o \text{ sen}\phi_o \\I_m &= \sqrt{(I_o)^2 - (I_a)^2} \text{ o } I_m = I_o \text{ cos}\phi_o \\ \text{cos}\phi_o &= P_o / I_o U_2\end{aligned}$$

Y los parámetros referidos al lado desde donde se hicieron las mediciones será.

$$R_a = U_2 / I_a$$

$$X_m = U_2 / I_m$$

c) Las pérdidas en el hierro (Pfe)

El vatímetro nos indica la potencia de vacío (P_o), que será igual a:

$$P_o = U_2 I_o \text{ cos}\phi_o$$

ALCALDE .Miguel (2005, página 410), dice:

“Esta potencia será la suma de las pérdidas en vacío producidas en los conductores de cobre de la bobina por efecto joule ($P_{0cu} = R_1 (I_o)^2$) más las originadas en el hierro por efecto de las corrientes parasitas y por histéresis. Como la corriente I_o es muy pequeña, se puede considerar que las pérdidas en el cobre en vacío son prácticamente despreciables a las del hierro. Por otro lado, las pérdidas en el hierro dependen sobre todo del flujo magnético, que como ya hemos visto permanece prácticamente constante en carga y en vacío, ya que su valor depende del voltaje de la red U_2 . De tal manera se puede decir que las pérdidas en el hierro se miden con gran exactitud con el voltímetro conectado en vacío”.

$$P_o \approx P_{Fe}$$

A continuación se expone en las tablas 3.23 Y 3.24 con los valores de corriente sin carga, pérdidas y voltajes de cortocircuito que consta en la NTE INEN 2114 Y 2115 de los transformadores monofásicos y trifásicos respectivamente.



TABLA N° 3.23

TRANSFORMADORES MONOFASICOS DE 3 A 333 KVA, CLASE MEDIO VOLTAJE ≤ 25 Kv f-f/ CLASE BAJO VOLTAJE ≤ 1.2 Kv f-f REFERIDOS A 85° C					
POTENCIA KVA	Io (% de In)	Po (W)	Pc (W)	Pt (W)	UZn
3	2.5	21	70	91	3.0
5	2.5	31	91	122	3.0
10	2.5	52	142	194	3.0
15	2.4	68	192	260	3.0
25	2.0	98	289	387	3.0
37,5	2.0	130	403	533	3.0
50	1.9	160	512	672	3.0
75	1.7	214	713	927	3.0
100	1.6	263	897	1160	3.0
167*	1.5	379	1360	1739	3.0

FUENTE: NTE INEN 2115

* Para potencias entre 167 kva y 333 kva, las pérdidas se determinarán en común acuerdo entre fabricante y comprador.

TABLA N° 3.24

TRANSFORMADORES TRIFASICOS, CLASE MEDIO VOLTAJE ≤ 25 Kv CLASE BAJO VOLTAJE ≤ 1.2 Kv REFERIDOS A 85° C					
POTENCIA A KVA	Io (% de In)	Po (W)	Pc (W)	Pt (W)	UZn
15	4.4	80	313	393	3.0
30	3.6	134	514	648	3.0
45	3.6	182	711	893	3.0
50	3.4	197	776	973	3.0
75	2.6	266	1094	1360	3.5
100	2.6	330	1393	1723	3.5
112.5	2.6	361	1539	1900	3.5
125	2.6	390	1682	2072	3.5
225	2.1	618	2892	3510	4.0
250	2.1	666	3153	3819	4.0
300	2.0	758	3677	4435	4.5
350	2.0	846	4200	5046	4.5
500	1.7	1090	5770	6860	5.0
800	1.6	1521	8909	10430	5.0

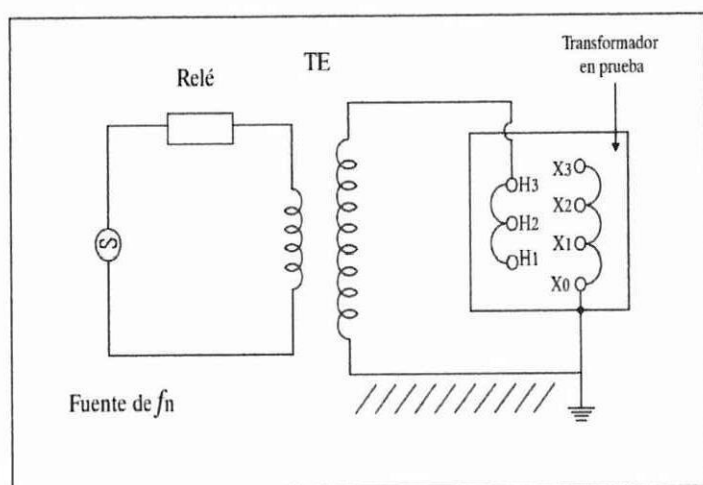
FUENTE: NTE INEN 2115

3.9.3 Prueba de voltaje aplicado.

El objetivo de esta prueba es verificar que no exista falla en la aislación del transformador, es decir entre ambos devanados y los devanados contra tierra.

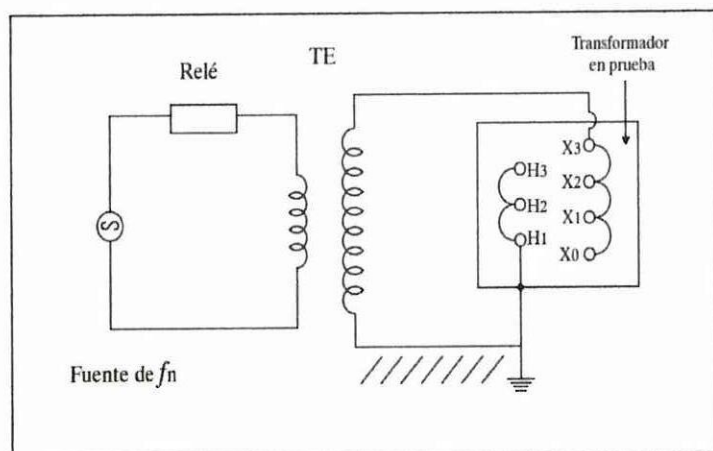
En la figuras 3.54 y 3.55 se puede observar las dos maneras de conectar al transformador bajo prueba y los equipos necesarios para la misma.

FIGURA N° 3. 54 ENSAYO DE VOLTAJE APLICADO AL LADO DE MEDIO VOLTAJE



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

FIGURA N° 3. 55 ENSAYO DE VOLTAJE APLICADO AL LADO DE BAJO VOLTAJE



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARN S.A., (laboratorio de transformadores)

El voltaje que debe ser aplicado en el lado de medio voltaje es de 34 Kv y en el lado de bajo voltaje es de 10 Kv, durante un tiempo de 60 seg en cada uno. Como se indica la NTE INEN 2125.

En el caso de que se vuelva a realizar el ensayo por motivo de recepción tanto la prueba de voltaje aplicado como voltaje inducida a un transformador, que en la fábrica ya paso satisfactoriamente dichas pruebas se recomienda realizarlo al 75% del voltaje de ensayo original.

3.9.3.1 Procedimiento de la prueba

- El bobinado no ensayado y el tanque se conectan a tierra.
- Empezamos a elevar el voltaje desde 1/3 del valor especificado para el devanado que se está ensayando.
- Transcurrido el tiempo de ensayo se disminuye el voltaje rápidamente, a un valor menor al 1/3 del voltaje completo antes de la apertura del circuito de alimentación.

3.9.3.2 Interpretación de los resultados.

Una vez finalizado el ensayo se considera exitoso si durante el tiempo de duración del mismo no se presentan anomalías dentro del transformador tales como:

- Ruido audible.
- Humo.
- Burbujas.
- Aumento súbito de la corriente consumida.

Las fallas que se presentan durante el ensayo debido a que la corriente aumenta drásticamente pueden darse porque existe una:

- Baja aislación entre espiras
- Defecto en el papel aislante.

- Bajo nivel de aceite.

Cuando se produce una falla, la elevada corriente que circula acciona un relé de sobrecorriente que desconecta al transformador elevador TE, y lo que procede es desarmar el transformador ensayado, repararlo y volver a repetir la prueba.

3.9.4 Prueba de voltaje inducido

Este ensayo nos permite comprobar el aislamiento entre espiras del devanado de bajo voltaje y la aislación contra el tanque o cualquier elemento aterrado.

Consiste en la aplicación de un voltaje de ensayo que debe ser el doble del voltaje nominal a una frecuencia que sobrepasa suficientemente la frecuencia nominal, a fin de evitar una corriente de excitación excesiva y la saturación del núcleo.

La saturación del núcleo se puede evitar e incluso reducirla si se trabaja a una frecuencia superior a la nominal, como se puede ver en la ecuación que se expone a continuación, para un voltaje dado si se aumenta la frecuencia baja la inducción magnética.

$$E_{1n} = 4.44f_n N_1 \Phi_{max}$$

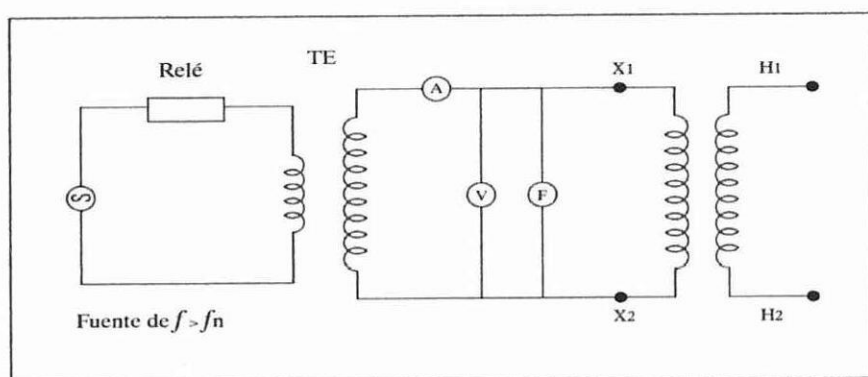
De tal manera es frecuente disponer en los laboratorios de ensayos, equipos rotativos que producen voltajes de algunos centenares de Hertz para la realización de estos ensayos.

Este voltaje se eleva a un voltaje no mayor que 1/3 del valor de prueba mediante un transformador elevador (TE), tan rápido como lo permita la indicación dada por el instrumento de medida como se observa en la figura 3.56, y se aplica gradualmente a uno de los arroyamientos del transformador bajo ensayo.

La duración de la prueba será de 60 seg para cualquier frecuencia de prueba menor o igual al doble de la frecuencia nominal.

Cuando la frecuencia de prueba excede al doble de la frecuencia nominal, la duración de la prueba en segundos será ciento veinte veces el cociente de dividir la frecuencia nominal para la frecuencia de prueba o bien 15 seg. Escogiendo siempre la que resulte mayor, y luego se reduce gradualmente el voltaje a menos de 1/3 del valor de prueba, antes de efectuar la desconexión, como se indica en la NTE INEN 2125.

FIGURA N° 3. 56 ENSAYO PARA VOLTAJE INDUCIDO



FUENTE: Grupo de investigación de la EEARC N S.A., (laboratorio de transformadores)

El voltaje que se aplica a uno de los arroyamientos, también queda aplicado por inducción a los otros arroyamientos del transformador en ensayo, si la aislación no falla el ensayo se considera satisfactorio, si se produce una falla, se debe desarmar el transformador repararlo y repetir el ensayo.

Las fallas que pueden presentarse son:

- Ruido audible.
- Humo.
- Burbujas.
- Aumento súbito de la corriente consumida.

Si durante el ensayo se nota un aumento súbito de la corriente de alimentación, es indicio de que ocurrió un cortocircuito que puede estar localizado entre el devanado

de bajo voltaje contra el núcleo o el devanado de alto voltaje contra algún otro elemento conectado a tierra.

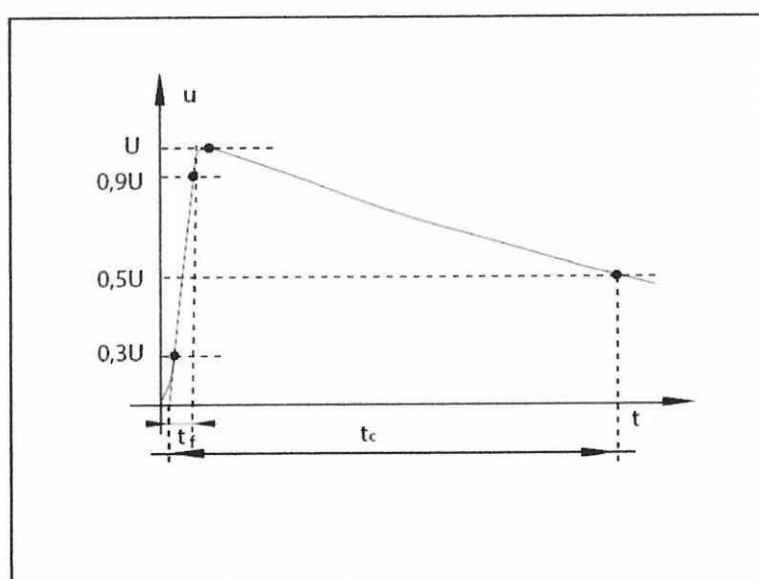
3.9.5 Prueba de voltaje de impulso

Para verificar la capacidad que tiene el aislamiento de soportar las sobre tensiones atmosféricas y de maniobras, se somete a los transformadores a descargas producidas por los denominados “generadores de impulso”, inventados por el Ing. Erwin Otto Marx en 1924.

Este generador consiste básicamente en una serie de capacitores que se cargan en paralelo con decenas de Kilovolts de corriente continua y se descargan en serie sobre el bobinado del transformador que se quiere ensayar, estando el núcleo y los demás arroyamientos conectados a tierra, en forma semejante a la figura No 3.54.

Existen algunas formas de onda normalizadas para la realización de estos ensayos, la más empleada para simular descargas atmosféricas es la denominada 1.2/50 μ s especificada en la NTE INEN 2125, la cual se muestra a continuación en la figura 3.57, los valores de cresta del voltaje aplicado se especifica en la tabla 2 de la NTE INEN 2127.

FIGURA N° 3. 57 ONDA DE IMPULSO DE 1.2/50 (GRAFICO SIN ESCALA)



FUENTE: NTE INEN 2125

Dónde:

t_f = tiempo de frente $1.2 \mu s \pm 30 \%$

$t_c =$ Tiempo de cola $50 \mu s \pm 20 \%$

$U =$ Voltaje de cresta valor normalizado 3% .

3.9.6 Prueba de calentamiento

Esta prueba nos permite determinar los parámetros térmicos y las temperaturas de los devanados y del aceite, sabemos que la potencia que una máquina puede suministrar depende de la temperatura máxima que alcanzan sus aislaciones ya que si se superan los valores admisibles, la vida útil de los transformadores puede disminuir considerablemente. Por lo tanto es muy importante hacer esta verificación.

Mediante esta prueba se podrá también determinar la cargabilidad de los transformadores.

Esta prueba es realizada con mayor frecuencia en las empresas que se dedican a la construcción de transformadores, que en las empresas distribuidoras.

Los procedimientos se encuentran ya establecidos y se los puede encontrar en la NTE INEN 2119.

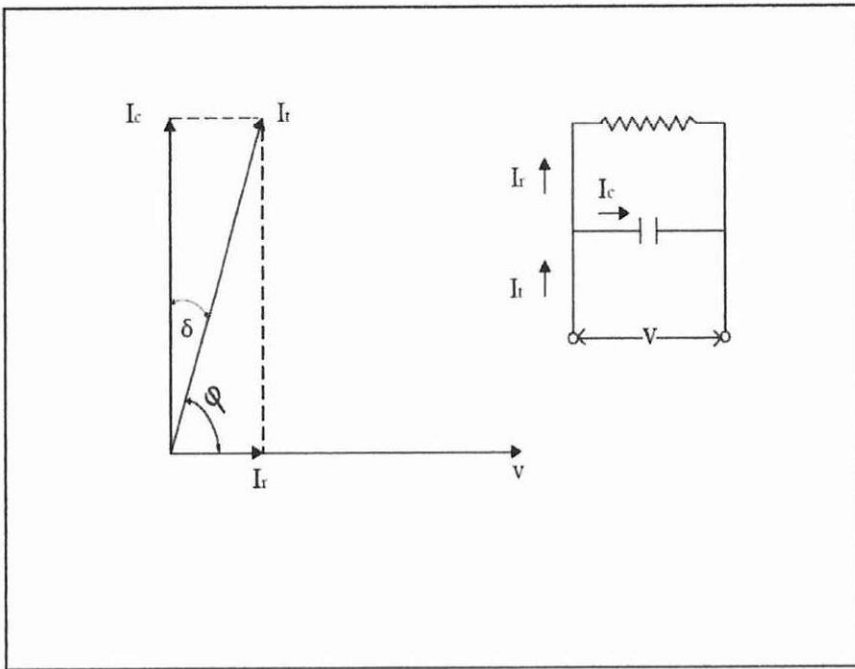
3.9.7 Otros ensayos

3.9.7.1 Tangente delta

Un aislamiento ideal se comporta como un condensador sin pérdidas, el que, conectado a una fuente de voltaje alterno, será recorrido por una corriente de carga (I_c), adelantada 90° respecto al voltaje aplicado.

Con un aislamiento real, sin embargo, aparece también una corriente (I_r), en fase con el voltaje aplicado, originando una fuga de potencia activa a través del aislamiento, la que se manifiesta produciendo calentamiento debido al efecto joule. En la figura 3.58 se muestra el diagrama vectorial correspondiente a un aislamiento real.

FIGURA N° 3. 58



FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

Dónde:

V = voltaje aplicado al aislamiento

I_r = Componente resistiva de la corriente

I_c = Componente capacitiva de la corriente

I_t = Corriente resultante de la suma vectorial

En un aislamiento ideal, I_r es nulo, por lo que la relación

$$I_r/I_c = 0$$

En la práctica I_r es mayor que cero, y la relación I_r/I_c tendrá diferentes valores, de acuerdo con la calidad de aislamiento, presentando valores crecientes a medida de su envejecimiento.

La magnitud I_r/I_c se denomina “factor de pérdida” o “factor de disipación”, y se utiliza para calificar las características del aislamiento de los equipos eléctricos.

Del diagrama vectorial se observa que:

Factor de pérdida = $I_r/I_c = \tan \delta = \text{tangente delta}$

Este ángulo delta (δ), es el complemento del ángulo φ , como podemos observar en la figura 3.57.

Este factor de pérdida o tangente delta como se lo conoce permite verificar las condiciones iniciales de un aislamiento y permite detectar además las variaciones en las características de este aislamiento a lo largo de la vida útil de un transformador.

Examinando nuevamente el diagrama vectorial, se tiene que:

$\varphi =$ Angulo entre el voltaje aplicado y la corriente resultante.

$\text{Cos } \varphi =$ Factor de potencia de la corriente resultante total.

$\text{Cos } \varphi = \text{sen } (90 - \varphi) = \text{sen } \delta$.

Considerando que δ es un ángulo pequeño, se tiene que:

$$\text{Tan } \delta \approx \text{sen } \delta$$

Esto significa que, para ángulos pequeños, el factor de potencia del aislamiento es aproximadamente igual al factor de pérdidas, por lo que también puede utilizarse para calificar las condiciones del aislamiento.

El error resultante al utilizar el factor de potencia en lugar de la $\text{tan } \delta$ aumenta al aumentar el ángulo de desfase.

Para notar esta diferencia se presenta a continuación la siguiente tabla.

TABLA N° 3.25

grados	Tan δ	Cos φ	% error
1	0.0175	0.0175	0
2	0.0349	0.0349	0
3	0.0524	0.0523	0.14
4	0.0699	0.0698	0.19
5	0.0875	0.0872	0.34

10	0.1763	0.1736	1.56
15	0.2679	0.2588	3.52

FUENTE: CICE (Centro de investigación y capacitación eléctrica)

Los instrumentos existentes para la determinación del factor de pérdidas son básicamente de dos tipos:

Los que miden la tangente delta y los que miden el factor de potencia.

La diferencia fundamental es básicamente el costo, los que miden la tangente delta son más costosos y sensibles, por lo que se debe tener mayor cuidado para su operación y transporte, su uso es adecuado para los ensayos de laboratorio y en los que se requiere gran exactitud.

Para el trabajo en el campo se recomienda el uso del medidor de factor de potencia ya que son los que han dado mejores resultados para su uso en el campo, por su precisión, robustez, facilidad de transporte y simplicidad en la operación.

En el laboratorio de la empresa eléctrica se dispone del delta 3000 el cual se puede observar a continuación en la figura No 3.59, con el cual medimos el factor de potencia en los transformadores de potencia de las subestaciones de la institución.

FIGURA N° 3. 59

a) DELTA 3000 Y SUS CABLES DE CONEXIÓN CON LA UNIDAD DE UNIDAD DE CONTROL Y UNIDAD DE ALTO VOLTAJE
b) UNIDAD DE CONTROL DEL DELTA 3000

(a)

(b)



FUENTE: EEARCN S.A., delta 3000 (medición de factor de potencia)

Normalmente esta medición se hace con voltajes alternos de alrededor de 10 kv y a frecuencia industrial o con un barrido de frecuencia. Haciendo estas determinaciones periódicamente se puede poner de manifiesto el envejecimiento de la aislación.

A continuación en la tabla No 3.26, se presenta los valores para poder interpretar los resultados.

TABLA N° 3.26

Factor de disipación (%)	Estado
0.5	Bueno
0.5 - 0.7	Deterioro normal
0.7 - 1	Requiere investigación
> 1	Deterioro excesivo

FUENTE: Megger, delta 3000 (medición de factor de potencia)

3.9.7.2 Respuesta a la frecuencia

Este ensayo consiste en aplicarle a un arroyamiento del transformador una serie de pulsos de voltaje, de pocos centenares de voltios, y luego se registra el espectro de frecuencia de la corriente absorbida hasta algunos megahertz, para en lo posterior compararla con la curva anterior u original cuando el transformador era nuevo.

Con esta prueba se puede detectar desplazamientos de espiras, conexiones defectuosas que podrían presentarse durante el transporte de los transformadores.

3.9.7.3 Medición de ruido audible

Debido a que los transformadores se encuentran funcionando en las zonas urbanas, el ruido que estos producen pueden resultar molestos a los usuarios, razón por la cual se ha creado normas que establecen límites de emisión sonora que son medidos en decibeles.

La medición se la realiza cuando el transformador está en funcionamiento, por lo general a carga nominal con un medidor de presión sonora llamado "sonómetro", y

se toma varias mediciones alrededor del transformador a una distancia de 1 metro y a la altura media del transformador.

En la tabla 3.27 se describe los valores de los decibeles según la capacidad del transformador.

TABLA N° 3.27

CAPACIDAD (KVA)	NIVEL DE RUIDO (dB)
0 - 50	48
51 - 100	51
101 - 300	55

FUENTE: Ensayo en transformadores Ing. Norberto A. Lemosy 2011

Si al realizar el mantenimiento preventivo a un transformador este muestra problemas de humedad, gases combustibles, formación de lodos, puntos de oxidación, fuga de aceite, pasatapas fisurados o rotos, etc.

Es necesario proceder con un mantenimiento correctivo con el objetivo de conservar y alargar la vida útil del transformador.

En las tablas 3.28 y 3.29, se detallan las actividades a realizar dentro del mantenimiento a un transformador.

TABLA N° 3.28 ELEMENTOS DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN EN ACEITE DENTRO DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

COMPONENTE	INSPECCION Y PRUEBAS
PASATAPAS	<ul style="list-style-type: none"> ➤ inspección visual (fisuras, rajaduras, limpieza) ➤ nivel del aceite (si fuese así constituido) ➤ temperatura (termografía puntos calientes) ➤ factor de potencia de aislamiento
TANQUE Y EQUIPOS ASOCIADOS	<ul style="list-style-type: none"> ➤ inspección visual (fugas y corrosión) ➤ temperatura (termografía infrarroja) ➤ medidores de presión y temperatura (comprobación y calibración de estos dos elementos)
TANQUE CONSERVADOR	<ul style="list-style-type: none"> ➤ inspección visual (fugas y corrosión)
VALVULA DE SOBREPRESIÓN	<ul style="list-style-type: none"> ➤ inspección visual
RADIADORES	<ul style="list-style-type: none"> ➤ inspección visual (fugas, limpieza, libre paso de aire, corrosión)
LUZ PILOTO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ inspección visual (rotura de la protección, comprobación del funcionamiento y estado del foco, fugas de aceite)
CABIADOR DE DERIVACIONES DESENERGIZADO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ inspección a contactos (medición de continuidad) ➤ relación de transformación en los todos los tap) ➤ temperatura (termografía infrarroja)
TERMICO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ inspección a contactos y sus partes mecánicas (medición de continuidad, estado de sus componentes respectivamente) ➤ resistencia de aislamiento ➤ resistencia de contactos
DESCARGADOR VALVULAR	<ul style="list-style-type: none"> ➤ inspección visual (roturas , fisuras, limpieza) ➤ resistencia de aislamiento
NUCLEO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ inspección visual (golpes, ajustes adecuados en el ensamblaje de las chapas magnéticas) ➤ núcleo a tierra
DEVANADOS	<ul style="list-style-type: none"> ➤ inspección visual (papel en buen estado, desplazamientos de devanados, ajustes y conexiones adecuadas) ➤ resistencia DC ➤ relación de transformación y corriente de excitación en todos los tap ➤ resistencia de aislamiento ➤ factor de potencia de aislamiento
ACEITE DIELECTRICO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ inspección visual (color) ➤ rigidez dieléctrica ➤ contenido de agua

- sedimentos
- gravedad específica
- factor de potencia
- cromatografía de gases
- tensión interfacial
- número de neutralización

FUENTE: <http://www.transformadores.net>. Juan Nuñez Forestieri 2004

TABLA N° 3.29 ACTIVIDADES QUE SE DEBE REALIZAR DENTRO DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

INTERVALO	ACTIVIDAD
DIARIO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Sonidos inusuales ➤ Tomar lecturas de corriente y de voltajes de carga ➤ Verificación visual de los elementos del equipo (roturas, fisuras, fugas) ➤ Tome lecturas de temperatura del aceite y de los devanados (si el transformador los tuviera) ➤ Tome lecturas de presión del colchón de nitrógeno (si tuviera este elemento, varía con la carga)
SEMANAL	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Revise el nivel de aceite en el tanque y en los pasatapas (si estos fueren en aceite) ➤ Revisión del sistema de refrigeración (radiadores del transformador si este los tuviera)
MENSUALMENTE	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Revisión de todos los medidores que posee el transformador ➤ Revise las alarmas de protección (si las tuviere) ➤ Revise el estado del respirador deshidratante (si está saturado o no de humedad) ➤ Si el transformador estuviese instalado en una cámara (cuarto subterráneo), Realizar limpieza de la cámara de transformación y del transformador verificación del buen funcionamiento del sistema de ventilación, extracción y drenaje de dicha cámara
CADA TRES MESES	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Revisar si la válvula de sobrepresión ha operado ➤ Realice una cromatografía de gases ➤ Realice las 9 pruebas de aceite dieléctrico ➤ Revisión de ajustes en los conectores tipo ojo tanto de baja como de alto voltaje (se pueden

	aflojan por la normal vibración del equipo en funcionamiento)
CADA SEIS MESES	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Realice las 9 pruebas de aceite dieléctrico ➤ Realizar inspección visual de los pasatapas , bajantes de medio y bajo voltaje (que el aislamiento se encuentre en buenas condiciones, sin poncha duras o fundido por exceso de temperatura) ➤ Revisión del sistema de puesta a tierra en busca de malos contactos, conexiones rotas, corroídas y sulfatadas ➤ Realice una cromatografía de gases
CADA AÑO	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Realice una prueba de termografía infra roja, en busca de puntos calientes ➤ Realice las 9 pruebas de aceite dieléctrico ➤ Realice la medición de la resistencia de puesta a tierra del sistema ➤ Realice la revisión de los equipos de medida y protección del transformador ➤ Realice una cromatografía de gases ➤ Realice limpieza de las porcelanas de los pasatapas de medio y bajo voltaje, reajuste de los conectores tipo ojo y de conexiones al sistema de puesta a tierra ➤ Inspección de los equipos de desconexión del transformador (lubricación de los mecanismos) ➤ Realice pruebas del factor de potencia del aislamiento del transformador, e individualmente del aceite y los pasatapas

FUENTE: <http://www.transformadores.net>. Juan Nuñez Forestieri 2004

Nota: En el anexo No 3 encontrara de manera muy rápida sobre la declorinación, y algunas características sobre el almacenamiento de equipos con PCB's (Bifenilo Policlorados), compuesto que está considerado entre los 12 contaminantes más peligrosos y persistentes en el medio ambiente, cuyas principales aplicaciones de estos compuestos han sido como intercambiadores de calor y fluidos dieléctricos en sistemas eléctricos, como transformadores. Su fabricación está prohibida desde 1977 en Estados Unidos y desde 1983 en Alemania. Actualmente su uso está prohibido en casi todo el mundo.

3.10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.10.1 Conclusiones

- Como podemos observar en las fallas de transformadores, el elemento que más averías presenta es el interruptor térmico, debido algunas razones como desequilibrio de fases, sobrecargas, cortocircuitos lejanos en redes muy extensas, etc. El porcentaje de falla durante los últimos 5 años se encuentra en un promedio de 0.20%, en comparación con el total de transformadores en funcionamiento.
- Los transformadores quemados que se han tenido durante los últimos 5 años, con respecto al total de equipos funcionando cada año, representan un índice de falla promedio del 0.34%. Lo que nos indica que el sistema de distribución de la EEARCNS.A., es bastante confiable.
- El realizar las pruebas de rutina a los transformadores, es necesario y muy importante en razón de que estas nos ayudan a determinar el estado en que se encuentran las partes externas e internas del equipo; para poder tomar la decisión adecuada al realizar el mantenimiento o la reparación del equipo, tratando siempre de garantizar el buen funcionamiento de este cuando vuelve a ser instalado en el sistema eléctrico de distribución de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A., pues es obligación de dicha institución entregar un servicio confiable y continuo a sus clientes.
- Es de suma importancia al momento de la instalación del transformador , se lo realice de manera adecuada, verificando los ajustes de los conectores tipo ojo de las bajantes de medio y bajo voltaje así como de los conectores de compresión, de los descargadores valvulares, de los térmicos y NH, de la medición de la puesta a tierra (valores $< 25\Omega$), y del calibre del conductor de cobre para una buena disipación de los sobrevoltajes, esto para garantizar el adecuado funcionamiento del transformador y conservar su vida útil.

- Para conservar la vida útil del transformador es necesario realizar el mantenimiento preventivo, pues la mayoría de las fallas producidas en estos equipos son provocados por el deterioro en su aislamiento, que pueden ser de precarga, sobrecarga y su tiempo de duración, desbalances de fases, esto puede ser minimizado con un buen sistema de monitoreo mediante la conexión de analizadores de carga, los cuales nos ayudan a determinar las condiciones en las que se encuentra trabajando el transformador, esto con la finalidad de poder intervenir en el momento adecuado, protegiendo a este equipo que es el activo más costoso que tiene la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.
- Cuando se ha realizado un secado de la parte activa de un transformador, es necesario que previo al llenado del aceite nuevo o usado, se elimine la humedad de este mediante la regeneración con el método más efectivo que es de la aplicación de calor y vacío a una temperatura de 60°C, para mejorar el sistema de aislamiento y prolongando la vida del mismo.
- Se sabe y se ha comprobado que las mayores pérdidas técnicas que tienen las empresas distribuidoras, se encuentran en los transformadores de distribución, por tal motivo se debe tener mucho cuidado y criterio con la capacidad del transformador a instalar en los sistemas de distribución.

3.10.2 Recomendaciones

- Es de mucha importancia que las Empresas Eléctricas distribuidoras dispongan de una base de datos de sus transformadores, con el objetivo de saber el historial de los equipos, los lugares y el tiempo donde han estado operando, para aprovechar al máximo su rendimiento.
- Se recomienda tener un programa de revisión en lo que respecta a las puestas a tierra de los transformadores de distribución, con el objetivo de poder reemplazar las mismas, debido a que muchas de estas deben haber desaparecido (el tiempo de duración de la varilla copperweld es de

aproximadamente 5 a 7 años dependiendo del tipo de suelo en el que esté instalado), pues es el elemento que ayuda a la disipación de los diferentes sobre voltajes que se producen en las redes de distribución y que son la única protección del transformador ante los mismos.

- La adquisición de un regenerador de aceite en el laboratorio de transformadores de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., se hace necesario para el mejoramiento de la rigidez dieléctrica del aceite nuevo y sus procesos de mantenimiento preventivo y correctivo que se realiza en la institución, con el objetivo de cuidar este activo que es el bien más costo que tiene la institución.
- Se recomienda a las Empresas Eléctricas de distribución, para poder reducir las pérdidas técnicas ocasionadas en los transformadores de distribución, realizar inspecciones más continuas con los analizadores de carga, y determinar el estado de funcionamiento de estos equipos para poder reubicarlos de mejor manera y reducir de esta manera dichas pérdidas.
- Es importante que el personal encargado de la fiscalización de las nuevas obras, sean estas realizadas por grupos particulares o por grupos de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., lo haga de manera adecuada y juiciosa, para evitar sobrecargas en los transformadores, caídas de tensión en las redes secundarias debido a la extensión de las mismas; con el objetivo de garantizar un servicio de calidad, continuidad y confiabilidad a los clientes de la institución.

Bibliografía consultada

- ALCALDE, Miguel. Electrotecnia 3ª edición. Editorial Paraninfo S.A., Madrid 1997.
- BRECHMANN G, HORNEMANN, HUBSCHER, JAGLA, KLAUE, PETERSEN. Electricidad – Electrónica, única edición, Editorial Paraninfo, Madrid 1996.
- CICE (Centro de Investigación y Capacitación Eléctrica).
- Circuitos magnéticos y transformadores, E. E. Staff de M. I. T., editorial Reverté, Madrid 1965
- Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes (COPs), Mayo del 2001.
- CORRALES, Juan. La escuela del técnico electricista, teoría calculo y construcción de transformadores, VII tomo Editorial Labor, Buenos Aires-Montevideo 1945.
- Folletos de mantenimiento y reparación de ECUATRAN e INATRA.
- GALLO, Ernesto. Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. 1ª edición, Editorial ACIEM, Bogotá 2005.
- GUERRERO, Pablo. Maquinas eléctricas y sistemas de potencia, 6ª edición Editorial Rosas. México 2007.
- LIC. ZORRILLA, Margie. La gestión de aceites contaminantes con PCB.
- Manual de instrucción del equipo DELTA 3000, Páginas No 20 de la sección 1 y 27 de la sección 3
- PÉREZ, Pedro. Transformadores de distribución, teoría, cálculo, construcción y pruebas, 2ª edición. Editorial Reverté. Madrid 2001.

Litografía

- http://www.dspace.ups.ec/b.tstream/123456789/97918/capitulo_1.pdf.
- <http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/3083/1/5600.pdf>
- [hppt//e-archivo.uc3m.es/bitstream/10016/.../PFC_Valentin_Martin_Suarez.pdf](http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/10016/.../PFC_Valentin_Martin_Suarez.pdf)
- <http://www.transformadores.net>productos>transformadores>.
- <http://Itzamna.bnet.ipn.mx/dspace/tstream/bitstream/123456789/10577/77.pdf>
- <http://www.eliminaciondepcb.cl/>
- http://www.iseesac.com/archivos/cargas_no_lineales.pdf
- <http://www.energy.siemens.com/.../pararrayos-descargadores-de-sobretension/>

ANEXO N° 1 CUESTIONARIO DE LA ENCUESTA



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
CARRERA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
ESPECIALIZACIÓN: INGENIERÍA ELÉCTRICA

ENCUESTA

OBJETIVO

- Obtener información del conocimiento que tienen el personal del departamento de operación y mantenimiento, acerca de los transformadores de distribución y sus elementos de protección.

INSTRUCCIONES

- **Lea detenidamente cada pregunta**
- **No escriba su nombre**
- **Marque con una (X) la respuesta que crea conveniente**

PREGUNTAS

1.- ¿Conoce usted, la función de los pararrayos, instalados en los transformadores de distribución?

SI NO

2.- ¿Cree usted, que los fusibles internos instalados en los transformadores de distribución autoprotegidos, cumplen con su función?

SI NO

3.- ¿Conoce usted, otros tipos de fusibles para protección de transformadores, aparte del tipo H, T, K. , Ponga su nombre?

SI NO

4.- ¿Conoce usted, cual es la función del fusible interno en el transformador autoprotegido?

SI

NO

5.- ¿Conoce usted, cual es la función del interruptor termo magnético en el transformador autoprotegido?

SI

NO

6.- ¿Cree usted que los fusibles de baja tensión tipo NH, utilizados en los transformadores convencionales, cumplen su función?

SI

NO

7.- ¿Conoce usted, el tiempo de vida útil de una varilla coperwelld (cubierta de cobre), utilizada para realizar la puesta a tierra?

SI

NO

8.- ¿Conoce usted, cual es la función de un sistema de puesta a tierra?

SI

NO

9.- ¿Conoce usted, cual es la función que cumple el aceite dieléctrico en los transformadores de distribución?

SI

NO

10.- ¿Conoce usted, cual es la función de la luz piloto instalado en los transformadores de distribución?

SI

NO

11.- ¿Conoce usted, cual es el tipo de falla más frecuente en un transformador de distribución?

SI

NO

12.- ¿Considera usted, que los contactos eléctricos internos o externos, mal realizados en un transformador, pueden ocasionar algún tipo de falla en el equipo?

SI

NO

13.- ¿Cree usted, que las fugas o ausencia de aceite dieléctrico, puede provocar alguna avería en el transformador de distribución?

SI

NO



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
CARRERA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
ESPECIALIZACIÓN: INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DESCLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES, EL
FACTOR K**

En países como EEUU, Canadá y Europa, se pensó en cuantificar el calentamiento producido en los transformadores cuando se presentan armónicos.

En esta situación el transformador no debe funcionar a su potencia nominal y debe cambiarse por otro de mayor potencia o disminuirse la carga. El transformador se “desclasifica” asociándole una potencia equivalente.

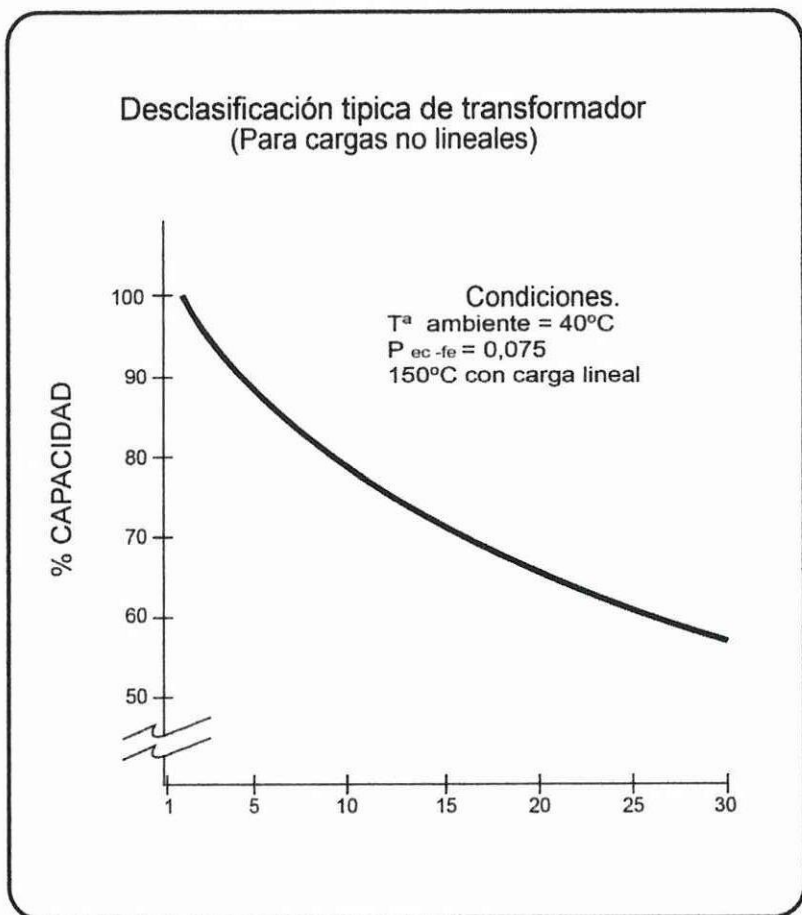
La potencia equivalente de un transformador es la correspondiente a la sinusoidal que provoque las mismas pérdidas que las producidas con la corriente no sinusoidal aplicada. Esta potencia equivalente es igual a la potencia basada en el valor eficaz de la corriente no sinusoidal multiplicada por el factor “K”.

Este factor “K” se define como aquel valor numérico que representa los posibles efectos de calentamiento de una carga no lineal sobre el transformador.

Inicialmente se consideró llamar a este número “C”, de constante, pero se temió que hubiese confusión con la unidad grado centígrado y se optó por utilizar la letra “K”.

La potencia asignada del transformador que se use debe ser igual o mayor que la potencia equivalente. En el caso en que un transformador en servicio se desee cargar posteriormente con corrientes armónicas un factor reductor de $1/K$ debe ser aplicado a la potencia asignada.

La figura 1 muestra la desclasificación de la capacidad de carga de un transformador en función del factor K de la carga



FUENTE: http://www.iseesac.com/archivos/cargas_no_lineales.pdf

El factor K, según la norma UNE, se obtiene por la siguiente fórmula.

$$K = \sqrt{1 + \frac{e}{1+e} \left(\frac{I_1}{I} \right)^2 \sum_{n=2}^{n=N} \left(n^q \left(\frac{I_n}{I_1} \right)^2 \right)}$$

Dónde:
 e = pérdidas por corrientes de Foucault debidas a la corriente sinusoidal a la frecuencia fundamental, divididas por las pérdidas debidas a una corriente continua igual al valor eficaz de la corriente sinusoidal, ambas a la temperatura de referencia. Este valor lo proporciona el fabricante del transformador y suele valer 0,3.

n = orden del armónico

I = valor eficaz de la corriente sinusoidal y, en el otro caso, la de la corriente no sinusoidal, conteniendo todos los armónicos.

I_n = es la corriente del *n*ésimo armónico (amplitud o valor eficaz).

I₁ = es la corriente fundamental (amplitud o valor eficaz).

Q = es una constante exponencial que depende de los arrollamientos y de la frecuencia. Pueden usarse los siguientes valores:

- 1,7 para transformadores con conductores redondos o rectangulares en los arrollamientos de baja y alta tensión
- 1,5 para transformadores con conductores de lámina en baja tensión.

A veces distintas distribuciones de carga llevan a idénticos factores K. Existen en el mercado analizadores de armónicos que proporcionan tanto la distorsión armónica como el factor K.

Este factor K varía en las instalaciones dependiendo si se ha tomado de día con un nivel de carga próximo al 100% o por la noche donde tan sólo suelen existir cargas de iluminación.

Además las industrias tienen ciclos estacionales, provocando gran variación en la demanda. Aún es más complejo prever el contenido de armónicos en el caso de nueva instalación. En general la desclasificación es más frecuente en el caso de instalaciones existentes El diseño del transformador deberá realizarse para el peor caso registrado.

Transformadores de factor K

Para evitar los anteriores inconvenientes. Se presentan algunas peculiaridades constructivas de los transformadores de factor K, respecto de los convencionales.

- Sobredimensionamiento de los conductores primarios para soportar las corrientes de circulación reflejadas de los armónicos “triples”
- Las secciones del neutro y sus conexiones se dimensionan para una corriente doble de la de línea.

- El núcleo está diseñado para una menor densidad de flujo. Se emplea menor cantidad de material, pero de mejor calidad, por ejemplo acero magnético M6.
- Las pérdidas por corrientes de Foucault en los conductores de los transformadores se pueden reducir empleando varios conductores paralelos aislados entre sí. A veces se utilizan conductores de tipo fleje y otras técnicas de interpolación y transposición de conductores.
- Tienen una capacidad térmica especial.

ANEXO N° 3 DECLORINACIÓN Y CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE UN DEPÓSITO PARA ALMACENAR EQUIPOS Y MATERIALES QUE CONTENGAN PCB's.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI CARRERA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS ESPECIALIZACIÓN: INGENIERÍA ELÉCTRICA

1. - DECLORINACIÓN.

PCB (Bifenilo PoliClorado), es un elemento sintético desarrollado a fines del siglo XIX y elaborado industrialmente a partir de 1920. En la década de los 70 se prohibió su fabricación y utilización en los Estados Unidos debido a los efectos tóxicos tanto en su estado puro como cuando se encuentra como contaminante del aceite mineral. El PCB está considerado entre los 12 contaminantes más peligrosos y persistentes en el medio ambiente por la COP's (compuestos orgánicos persistentes).

Ya que no es biodegradable, son potencialmente transportables a largas distancias y generan efectos adversos, permanecen en la cadena linfática de los animales.

KIOSHI S.A. de Chile, ha logrado desarrollar un proceso de eliminación de los PCB's, denominado "dechlorinación", que es la eliminación de los átomos de cloro (Cl) de las moléculas de PCB, eliminando las características que perjudican al medio ambiente.

FUNDAMENTO DEL PROCESO

Este proceso se basa en el efecto que produce el reactivo Declor K, desarrollado por KIOSHI S.A., y basado en la acción de metales alcalinos sobre los compuestos orgánicos clorados.

Los cuales, mediante la reacción de Wurtz, sustituyen los átomos de cloro presente en la molécula por estructuras alifáticas, "dechlorinando", las moléculas.

De tal manera que se elimina la característica de peligrosidad de los PCB's, además luego de ser declorinado el aceite puede ser reutilizado ya que luego de la declorinación, se realiza una regeneración del aceite que lo deja con las características adecuadas para su normal funcionamiento y dentro de los parámetros que exige la norma ASTM D -1816 para su reutilización como aceite aislante en los transformadores.

DESCRIPCION DEL EQUIPAMIENTO

- 1.- reactor
- 2.- separador de sólidos
- 3.- módulo de regeneración
- 4.- módulo de desgasificación y secado

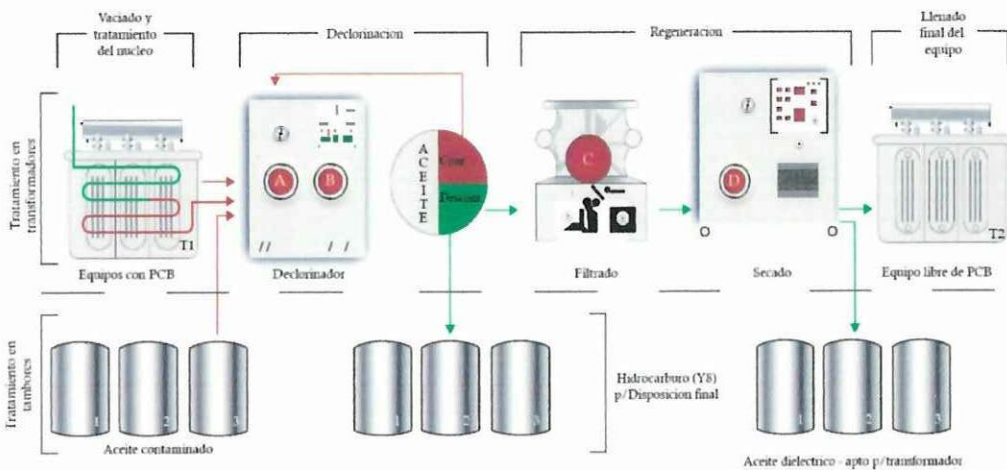
Todos estos equipos son portátiles lo cual facilita la declorinación y el secado “in situ”.

Para la seguridad en los procesos se ha instalado una serie de elementos que se describen a continuación.

- Válvula de seguridad contra aumento de presión en el equipo
- Atmosfera inerte
- Sistema de filtrado y recolección total de vapores
- Sistema de monitoreo continuo y corte por sobre temperatura

SECUENCIA DEL PROCESO

A continuación en la figura se observa los pasos que se sigue para la declorinación, desgasificación y secado de aceites en transformadores y en contenedores.



2.- CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS PARA ALMACENAMIENTO DE EQUIPOS CON PCB

Debido a las normas establecidas por el ministerio del medio ambiente y el tratado de ESTOCOLMO a nivel mundial, en lo respecta al cuidado del medio ambiente han hecho que todas las distribuidoras de energía eléctrica, se preocuparan por el control, supervisión y almacenamiento de todos los equipos que se encuentren contaminados con PCB.

De tal manera se pone a consideración algunas características que se debe implementar en una bodega.

La construcción de este depósito se realizará alejado de centros poblados, en terrenos no inundables y separados de otros edificios y/o depósitos de alimentos, agua potable, medicamentos y de elementos de fácil combustibilidad.

- El depósito se construirá totalmente con materiales incombustibles.

- El local será de una sola planta, apto para estibar a un solo nivel y contará con pasillos interiores apropiados para transporte.

- Contará con un techo adecuado a fin de evitar la incidencia directa de la radiación solar y el ingreso de agua sobre los elementos almacenados.
- Tendrá ventilación natural por medio de aberturas en la parte superior e inferior del depósito y contará con ventanas.
- La altura de las paredes será tal que impedirá la incidencia del sol y/o la proyección de agua de lluvia sobre los elementos almacenados.

- Las paredes, el piso, los muros de contención y canaletas de evacuación serán impermeabilizados con pintura epoxi.

- El piso del área de almacenamiento estará construido de manera tal que no permita que ante un derrame o pérdida del líquido, éste se expanda fuera del depósito, por tanto, el piso contará con canaletas colectoras, con pendiente hacia un tanque colector de PCB, con mayor capacidad que la del contenedor más grande, con tapa, a fin de contener posibles derrames o pérdidas de PCB.

- Se contará con una bomba destinada exclusivamente a transvasar este producto.

- En el exterior y próximo al acceso de este depósito se construirá un cuarto de vestuario, el que deberá contar con:
 - 1.- Instalación sanitaria.
 - 2.- Ducha, lava ojos y piletas para casos de emergencia.
 - 3.- Armarios que deben poseer los elementos de seguridad personal y ropa desechable destinada a los operarios que realicen tareas en el lugar.