



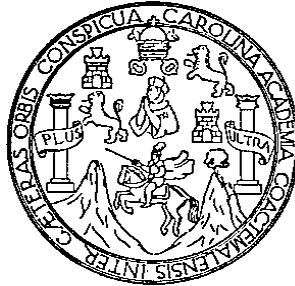
Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**LAS PRUEBAS DE FABRICACIÓN DE LOS
TRANSFORMADORES DE POTENCIA, DE 501 KVA Y
MAYORES, SU PROPÓSITO E IMPORTANCIA. DESCRIPCIÓN Y
ANÁLISIS DE NORMAS Y PROTOCOLOS APLICABLES**

Wilfred Omar Cruz Arreaga
Asesorado por el Ing. Adolfo René Hernández Hernández

Guatemala, julio de 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**LAS PRUEBAS DE FABRICACIÓN DE LOS
TRANSFORMADORES DE POTENCIA, DE 501 KVA Y
MAYORES, SU PROPÓSITO E IMPORTANCIA. DESCRIPCIÓN Y
ANÁLISIS DE NORMAS Y PROTOCOLOS APLICABLES**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

WILFRED OMAR CRUZ ARREGA

ASESORADO POR EL ING. ADOLFO RENÉ HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ
A CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Luis Pedro Ortíz de León
VOCAL V	Br. José Alfredo Ortíz Herincx
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Carlos Anibal Chicojay Colomá
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

LAS PRUEBAS DE FABRICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA, DE 501 KVA Y MAYORES, SU PROPÓSITO E IMPORTANCIA. DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE NORMAS Y PROTOCOLOS APLICABLES,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 23 de octubre de 2008.



WILFRED OMAR CRUZ ARREAGA

Guatemala, 18 de Enero de 2010

Ingeniero
José Guillermo Bedoya
Coordinador Área de Potencia
Escuela Ingeniería Mecánica Eléctrica
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Bedoya:


Por medio de la presente hago de su conocimiento que he asesorado el trabajo de graduación del estudiante WILFRED OMAR CRUZ ARREAGA, titulado: ***“Las pruebas de Fabricación de los Transformadores de Potencia, de 501 kVA y mayores, su propósito e importancia. Descripción y Análisis de Normas y Protocolos aplicables”***.

Después de haber revisado y corregido dicho trabajo, considero que llena los requisitos para su aprobación final.

Sin otro particular me suscribo de usted.

Cordialmente,

“ID Y ENSEÑAD A TODOS”



Ing. Adolfo René Hernández Hernández

Ingeniero Electricista

Colegiado No. 6366

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 23.. 2010
Guatemala, 11 de junio 2010.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"LAS PRUEBAS DE FABRICACIÓN DE LOS
TRANSFORMADORES DE POTENCIA, DE 501 kVA Y MAYORES,
SU PROPÓSITO E IMPORTANCIA, DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS
DE NORMAS Y PROTOCOLOS APLICABLES, del estudiante,
WILFRED OMAR CRUZ ARREAGA, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. José Guillermo Benjaya Barrios
Coordinador del Área de Potencia

JGBB/sro

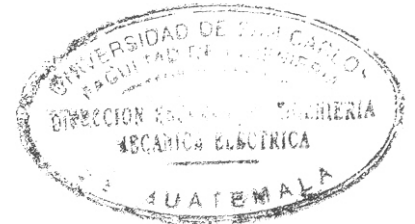




REF. EIME 26. 2010.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; WILFRED OMAR CRUZ ARREAGA titulado: “LAS PRUEBAS DE FABRICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA, DE 501 kVA Y MAYORES, SU PROPÓSITO E IMPORTANCIA, DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE NORMAS Y PROTOCOLOS APLICABLES”, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 01 DE JULIO 2,010.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **LAS PRUEBAS DE FABRICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA, DE 501 KVA Y MAYORES, SU PROPÓSITO E IMPORTANCIA, DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE NORMAS Y PROTOCOLOS APLICABLES**, presentado por el estudiante universitario **Wilfred Omar Cruz Arreaga**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, julio de 2010

/gdech



AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por todo cuanto soy y tengo, por su infinita gracia, sabiduría y porque siempre me ha guiado.
Ingeniero	Adolfo René Hernández Hernández, por su dedicación, profesionalismo, amistad y asesoría para la elaboración de este documento.

RECONOCIMIENTOS

Universidad de San Carlos de Guatemala

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Facultad de Ingeniería, USAC.

ABB S. A. – Guatemala y ABB Limitada – Colombia

Claustro de catedráticos de la Facultad de Ingeniería, quienes contribuyen a la formación de profesionales día a día.

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS	Por la gratitud de regalarme vida.
MIS PADRES	Verónica Arreaga Marvin Cruz Por su gran amor y apoyo incondicional.
MIS HERMANOS	Marvin Steve, Lisbeth Jeannette y Andy Milson Por ayudarme a que cada día sea mejor.
MI FAMILIA	Por acompañarme en la búsqueda de mis objetivos.
VICKY ARACELY	Por ser mi compañera de viaje.
MIS AMIGOS	Por apoyo y solidaridad.
MIS PADRINOS PROFESIONALES	Ing. Adolfo Hernández y Lic. Juan Chamalé Por encausarme en el desarrollo de la vida profesional.
MIS CATEDRÁTICOS	Por su enseñanza a lo largo de mi vida.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	XI
LISTA DE ABREVIATURAS	XV
GLOSARIO	XVII
RESUMEN	XIX
OBJETIVOS	XXI
INTRODUCCIÓN	XIX
1. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	1
1.1 Leyes fundamentales	1
1.1.1 Ley de Oersted	1
1.1.2 Ley de Faraday	2
1.1.3 Ley de Lenz	3
1.1.4 Ley de Kirchoff	3
1.2 Principios de funcionamiento	3
1.2.1 Teoría del transformador	4
1.2.1.1 Teoría del transformador monofásico	4
1.2.1.2 Circuito eléctrico y equivalente	5
1.2.1.3 Diagrama fasorial	6
1.2.1.4 El transformador en vacío	7
1.2.1.5 El transformador con carga	7
1.2.2 Ensayos y características del transformador	9
1.2.2.1 Característica en circuito abierto	9
1.2.2.2 Característica en cortocircuito	10
1.2.2.3 Característica con carga	10

1.2.2.4	Corriente de excitación	11
1.2.2.5	Corriente de entrada para magnetización	12
1.2.2.6	Pérdida en la carga	12
1.2.2.7	Datos de impedancia	12
1.2.2.8	Regulación del transformador	13
1.2.2.9	Eficiencia del transformador	13
1.2.3	Pérdidas en el transformador	14
1.2.3.1	Pérdidas por efecto Joule o en cobre	14
1.2.3.2	Pérdidas por histéresis	15
1.2.3.3	Pérdidas por corrientes de Foucault o parásitas	16
1.2.3.4	Pérdidas por saturación	16
1.2.3.5	Pérdidas por flujo de dispersión	17
1.2.4	El Autotransformador	17
1.3	Clasificación de los transformadores	18
1.3.1	Por su operación	18
1.3.2	Por su punto de utilización	19
1.3.3	Por su número de fases	20
1.3.4	Por su número de devanados	20
1.4	Conexiones del transformador	20
1.4.1	Conexión estrella – estrella	20
1.4.2	Conexión estrella – estrella con terciario	21
1.4.3	Conexión delta – delta	22
1.4.4	Conexión delta – estrella	23
1.4.5	Conexión estrella – delta	24
1.4.6	Conexión delta abierta	24
1.4.7	Conexión T – T	25
1.4.8	Conexión zig zag	25
1.4.9	Autotransformador	26

2. PRINCIPIOS DE DISEÑO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	27
2.1 Proceso de diseño y pasos de verificación	27
2.2 Tipos y características constructivas de núcleos	28
2.2.1 Tipos de núcleos	28
2.2.2 Núcleos tipo columna	29
2.2.3 Núcleos tipo acorazado	29
2.2.4 Formas de laminaciones	30
2.2.5 Tolerancias en los núcleos	
2.2.6 Comparación entre un transformador tipo columna y tipo acorazado	31
2.2.6.1 Capacidad para resistir una falla del diseño tipo Columna	32
2.2.6.1 Capacidad para resistir una falla del diseño tipo Columna	32
2.3 Tipos y características constructivas de las bobinas	33
2.3.1 Bobinas tipo capa	33
2.3.2 Bobinas tipo helicoidales	34
2.3.3 Bobinas tipo disco	34
2.3.4 Bobinas tipo foil	35
2.3.5 Bobinas de regulación	36
2.4 Tipos de Aislamientos	36
2.4.1 Aislamientos sólidos	37
2.4.1.1 Funciones	37
2.4.1.2 Materiales	37
2.4.1.3 Clasificación	38
2.4.2 Aislamientos líquidos	38
2.4.2.1 Funciones	39
2.4.2.2 Tipos de aceites aislantes	39
2.4.2.3 Procesos de fabricación	40

2.4.3	Aislamientos gaseosos	41
2.5	Tipos y características constructivas de sistemas de enfriamiento	41
2.5.1	Temperaturas y elevación de temperaturas en el transformador	42
2.5.2	Tipos y descripción de sistemas de enfriamiento	42
2.5.2.1	ONAN	42
2.5.2.2	ONAF	43
2.5.2.3	OFAF	45
2.5.5.4	ONWF	46
2.5.5.5	OFWF	46
2.6	Consideraciones del sonido audible	47
2.6.1	Medición del sonido	48
2.6.2	Nivel normal de sonido de los transformadores	48
2.6.3	Atenuación de los sonidos con la distancia	49
2.6.3	Medidas de diseño	49
2.7	Consideraciones de sistemas de preservación de aceite	50
2.7.1	Respiración libre a través de silica gel	50
2.7.2	Sello de gas nitrógeno	51
2.7.3	Preservación con celda (bolsa) de aire	51
2.8	Accesorios del transformador	52
2.8.1	Cambiador de derivaciones	52
2.8.2	Relevador de flujo	53
2.8.3	Relé Buchholz	53
2.8.4	Termómetros	54
2.8.5	Relevador de presión súbita	54
2.8.6	Relevador de sobrepresión	55
2.8.7	Indicadores de nivel de líquido	55
2.8.8	Secadores de aire	56
2.8.9	Boquillas	56

2.8.10	Transformadores de corriente tipo boquilla	57
2.8.11	Bombas e indicadores de flujo	57
2.8.12	Ventiladores	57
2.8.13	Radiadores	57
3.	LA NORMA IEEE Std. 57.12.00-2000	59
3.1	Introducción a la norma	59
3.2	Alcance de la norma	60
3.3	Definición de las condiciones de servicio	61
3.2.1	Condiciones normales de servicio	61
3.2.2	Cargabilidad a otras condiciones fuera de las normales	62
3.2.3	Condiciones de servicio fuera de lo normal	63
3.4	Parámetros de servicio	65
3.4.1	Clases de ventilación en los transformadores	65
3.4.2	Frecuencia	66
3.4.3	Fases	67
3.4.4	Kilovoltioamperios	67
3.4.5	Voltajes normalizados y derivaciones	69
3.4.6	Conexiones	69
3.4.7	Polaridad, desplazamiento angular y marcas en las terminales	70
3.4.8	Impedancia	71
3.4.9	Pérdidas totales	71
3.4.10	Niveles de aislamiento	72
3.4.11	Incremento de temperatura y condiciones de carga	80
3.4.12	Placas informativas	83
3.5	Construcción	85
3.5.1	Boquillas pasatapas	85
3.5.2	Accesorios	85
3.5.3	Transformadores de corriente en los pasatapas	85

3.5.4	Termopozos	85
3.5.5	Requerimientos de presión en el tanque	86
3.5.6	Sistema de aislamiento líquido	86
3.5.7	Puesta a tierra	88
3.5.8	Distancias de seguridad externas mínimas entre las partes vivas del transformador de diferente fase del mismo voltaje	88
3.6	Características de cortocircuito	90
3.6.1	Requerimientos generales	90
3.6.2	Componentes	95
3.6.3	Kilovoltioamperios base	95
3.6.4	Cálculo de la temperatura de la bobina durante el cortocircuito.	96
3.7	Pruebas y cálculos	97
3.7.1	General	97
3.7.2	Pruebas de rutina, diseño y otras pruebas del transformador	97
3.7.3	Pruebas de rutina adicionales para transformadores con cambiador de derivaciones bajo carga o transformadores reguladores	99
3.7.4	Determinación de la regulación del transformador	100
3.8	Tolerancias	101
3.8.1	Tolerancias para la relación	101
3.8.2	Tolerancias para la impedancia	101
3.8.3	Tolerancias para las pérdidas	102
3.8.4	Exactitud requerida para la medición de pérdidas	103
3.9	Conexión de transformadores para embarque	104
4.	PROTOCOLOS DE PRUEBAS DE RUTINA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA	105
4.1	Medición de resistencias de los devanados	105

4.1.1	Referencias y/o estándares	105
4.1.2	Propósito de la prueba	105
4.1.3	Generalidades	105
4.1.4	Principio y métodos de la medición de resistencia	106
4.1.5	Procedimiento de medición	108
4.1.5.1	Método del amperímetro-voltímetro	108
4.1.5.2	Método del puente Kelvin	109
4.1.6	Interpretación de los valores medidos	109
4.1.7	Incerteza en la medición de resistencia	109
4.2	Verificación de la relación de voltajes y el grupo vectorial o desplazamiento de fase	110
4.2.1	Referencias y/o estándares	110
4.2.2	Propósito de la medición	110
4.2.3	Generalidades	110
4.2.4	Medición de relación de voltajes	111
4.2.5	Circuito de pruebas	113
4.2.6	Procedimiento de medición	115
4.2.7	Incerteza en la medición	116
4.3	Medición de las pérdidas sin carga y corriente de excitación	117
4.3.1	Referencias y/o estándares	117
4.3.2	Propósito de la medición	117
4.3.3	Generalidades	117
4.3.4	Circuito de pruebas	119
4.3.5	Procedimiento de medición	123
4.3.6	Evaluación de los resultados de medición	124
4.3.7	Incerteza en la medición	125
4.4	Medición de las pérdidas con carga e impedancia de cortocircuito	126
4.4.1	Referencias y/o estándares	126
4.4.2	Propósito de la prueba	126

4.4.3	Generalidades	127
4.4.4	Circuito de pruebas	129
4.4.5	Procedimiento de medición	130
4.4.6	Evaluación de los resultados de medición	133
4.4.7	Incerteza en la medición	134
4.5	Prueba de voltaje aplicado	134
4.5.1	Referencias y/o estándares	134
4.5.2	Propósito de la prueba	134
4.5.3	Generalidades	135
4.5.4	Principio y circuito de medición	135
4.5.5	Procedimiento de medición	136
4.5.6	Incerteza en la medición	138
4.6	Prueba de voltaje inducido	138
4.6.1	Referencias y/o estándares	138
4.6.2	Propósito de la prueba	138
4.6.3	Generalidades	139
4.6.4	Principio y circuito de prueba	140
4.6.5	Procedimiento de medición	140
4.6.6	Incerteza en la medición	143
4.7	Prueba de impulso de rayo	144
4.7.1	Referencias y/o estándares	144
4.7.2	Propósito de la prueba	144
4.7.3	Generalidades	144
4.7.4	Forma de la onda de impulso	146
4.7.5	Conexiones para la prueba	147
4.7.6	Procedimiento de medición y registros	149
4.7.7	Evaluación de los resultados de las pruebas y detección de fallas	151

4.7.8	Calibración – sistema de medición del impulso / incerteza en la medición	152
4.8	Prueba de calentamiento	153
4.8.1	Referencias y/o estándares	153
4.8.2	Propósito de la prueba	153
4.8.3	Temperatura e incremento de temperatura	153
4.8.4	Medición de temperaturas	154
4.8.5	Principio y métodos de prueba	155
4.8.6	Procedimiento y circuito de medición	156
4.8.7	Temperaturas de punto caliente	162
4.8.8	Incerteza en la medición	162
4.9	Prueba de medición impedancia de secuencia cero en transformadores trifásicos	163
4.9.1	Referencias y/o estándares	163
4.9.2	Propósito de la prueba	163
4.9.3	Generalidades	163
4.9.4	Definición de la impedancia de secuencia cero	164
4.9.5	Procedimiento de medición	166

5.	PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE UNA RUTINA DE PRUEBAS, EN UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA 14/28 MVA	169
5.1	Presentación general del protocolo	169
5.2	Presentación, descripción y análisis de la prueba de resistencia de devanados	171
5.3	Presentación, descripción y análisis de la prueba de relación	173
5.4	Presentación, descripción y análisis de la prueba de pérdidas e intensidad de vacío	174
5.5	Presentación, descripción y análisis de la prueba de pérdidas con carga y tensión de corto circuito	176

5.6	Presentación, descripción y análisis de la prueba de sobretensión aplicada	178
5.7	Presentación, descripción y análisis de la prueba de sobretensión inducida	179
5.8	Presentación, descripción y análisis de la prueba de impulso de rayo	181
5.9	Presentación, descripción y análisis de la prueba de calentamiento	183
	CONCLUSIONES	189
	RECOMENDACIONES	191
	BIBLIOGRAFÍA	193

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Ley de Oersted	2
2	Ley de Faraday	2
3	Ley de Kirchoff de voltajes y corrientes	3
4	Transformador monofásico básico	4
5	Circuito eléctrico	5
6	Diagrama fasorial, factor de potencia en atraso	6
7	Circuito equivalente de un transformador con carga	9
8	Ciclo de histéresis	16
9	Pérdidas por flujo de dispersión	17
10	Etapas de mayor influencia sobre el costo de vida de un equipo	27
11	Núcleo tipo columna	29
12	Núcleo tipo acorazado	30
13	Dimensiones del termopozo	86
14	Circuito de medición del método amperímetro-voltímetro	108
15	Método del Puente Kelvin	109
16	Medición de resistencia por conexión estrella o delta	110
17	Medición de voltaje usando dos voltímetros	114
18	Prueba de conexión por polaridad aditiva	114
19	Prueba de conexión por polaridad sustractiva	115
20	Circuito puente básico para determinar la relación	115
21	Diagrama a bloques de un puente digital de relación	116
22	Diagrama oscilográfico	118

23	Circuito para la medición y su equivalente	120
24	Combinaciones de conexiones para transformadores trifásicos	120
25	Conexiones para transformadores trifásicos del grupo vectorial Yd, YNd y Dd	121
26	Conexiones para transformadores trifásicos del grupo vectorial Dyn	121
27	Conexiones para transformadores trifásicos del grupo vectorial Yyn y YNyn	122
28	Conexiones para transformadores trifásicos del grupo vectorial Yy y YNy	122
29	Diagrama de cortocircuito equivalente	127
30	Circuito de pruebas para la medición de pérdidas con carga para transformadores monofásicos	129
31	Circuito de pruebas para la medición de pérdidas con carga para transformadores trifásicos	129
32	Diagrama de bloques para el cálculo de valores de medición	133
33	Circuito de medición para prueba de voltaje aplicado	136
34	Circuito de la prueba de voltaje aplicado para transformadores trifásicos	137
35	Circuito de prueba simplificado de voltaje inducido	140
36	Circuito de medición de la prueba de voltaje inducido	141
37	Tiempo de secuencia de la prueba de voltaje inducido	142
38	Onda de impulso completa	146
39	Ondas de impulso recortadas	147
40	Circuito de prueba para la onda de impulso	148
41	Diagrama de bloques la evaluación de los resultados	152
42	Distribución de temperatura simplificada en un transformador	155
43	Circuito básico de medición para la prueba de calentamiento	157
44	Temperaturas desarrolladas durante la prueba	160
45	Extrapolación de la resistencia	161

46	Circuito de medición para la impedancia de secuencia cero	166
47	Conexiones para la medición de impedancia de secuencia cero	167

TABLAS

I	Formas de laminaciones para el núcleo	30
II	Comparación entre los núcleos tipo columna y tipo acorazado	31
III	Clasificación de los materiales sólidos	38
IV	Factores de corrección para alturas superiores a 1000m (3300 pies)	64
V	Designaciones de ventilación	66
VI	Kilovoltioamperios nominales preferidos	68
VII	Voltajes nominales de sistema, máximos su BIL respectivo	69
VIII	Niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores clase I	73
IX	Niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores clase II	74
X	Niveles mínimos de prueba de aislamiento de baja frecuencia en el neutral para transformadores de potencia clase I	76
XI	Coeficientes para la prueba de aislamiento de baja frecuencia	78
XII	Información de la placa de datos	83
XIII	Distancias mínimas entre partes viva de diferentes fases del mismo voltaje	89
XIV	Categorías de transformadores según capacidad de cortocircuito	91
XV	Potencia de cortocircuito del sistema, a menos que otra se especifique	92

XVI	Reactancia Subtransitoria de máquinas síncronas trifásicas	93
XVII	Valores de K, de acuerdo a la relación r/x	94
XVIII	Factores de cálculo para corrientes base	96
XIX	Pruebas de rutina, diseño y otras para transformadores inmersos en líquido	97
XX	Pruebas adicionales a los transformadores con cambiadores de derivación	100
XXI	Requerimientos de precisión de los sistemas de prueba	104
XXII	Arreglos de medición de los devanados para las pérdidas con carga	132
XXIII	Prueba de voltaje inducido para transformadores trifásicos de acuerdo a las normas IEC e IEEE	139
XXIV	Tiempo de duración de las ondas de prueba	151

LISTA DE ABREVIATURAS

F.E.M.	Fuerza Electro Motriz
1ϕ	Electricidad monofásica
3ϕ	Electricidad trifásica
A	Amperios, unidad de medición de corriente eléctrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i> , por sus siglas en inglés
ASTM	<i>American Society of Testing Materials</i> , por sus siglas en inglés
CA	Corriente alterna
CD	Corriente directa
dB	Decibeles
HV	Alto voltaje
Hz	Hertz, unidad de frecuencia
I	Corriente eléctrica
IEC	Comité Internacional de Electricidad, por sus siglas en francés
IEEE	Instituto de Ingenieros Electricistas Electrónicos, por sus siglas en inglés
in	Pulgadas
kg/cm²	Kilogramos por centímetro cuadrado
kPa	Kilopascal
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltioamperios, Potencia eléctrica
LV	Bajo voltaje
m	Metros
mm	Milímetros

MVA	Mega voltiamperios, potencia eléctrica
NBI	Nivel básico de aislamiento al impulso de rayo
p	Pies
psig	Libras por pulgada cuadrada manométrica
PT100	Instrumento para medir temperatura
R	Resistencia eléctrica
rms	Valor medio cuadrático, parámetro eléctrico
RS232	Protocolo de comunicaciones
SF6	Hexafluoruro de azufre
TT	Transformador bajo brueba, por sus siglas en inglés
V	Voltios, unidad de medición de potencial eléctrico
VCA	Voltios de corriente alterna
VCD	Voltios de corriente directa
X	Reactancia eléctrica
Z	Impedancia eléctrica
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
°K	Grados Kelvin
Ω	Ohm, unidad de medición de resistencia eléctrica
Σ	Sumatoria
μs	Microsegundos

GLOSARIO

Asíncrona	Dícese de la velocidad de rotación que es diferente a la velocidad de sincronismo.
Autoinductancia	Es la variación en la corriente de un devanado que produce una variación en el flujo magnético.
Axial	Que hace referencia al eje; situado en él o sobre él.
Capacitancia	Se define como la razón entre la magnitud de la carga de cualquiera de los conductores y la magnitud de la diferencia de potencial entre ellos.
Descarga electroatmosférica	Conocida como rayo, es la igualción violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o, entre nubes.
Devanado	Es el conjunto de espiras destinado a producir el flujo magnético, al ser recorrido por la corriente eléctrica.
Extrapolada	Deducción del valor de una variable en una magnitud a partir de otros valores no incluidos en dicha magnitud.

Ferromagnético	Material ferroso en el que se produce ordenamiento magnético de todos los momentos magnéticos de una muestra, en la misma dirección y sentido.
Helicoidal	Que tiene forma de hélice.
Ignición	Acción y resultado de estar un cuerpo encendido o incandescente.
Implosión	Acción de romperse hacia dentro en cuyo interior existe una presión inferior a la exterior.
Magnetoestricción	Elongación elástica que experimentan determinados compuestos ferromagnéticos, ante la presencia de un campo magnético.
Pararrayos	Instrumento cuyo objetivo es atraer un rayo ionizando del aire para llamar y conducir la descarga hacia tierra, de tal modo que no cause daños a construcciones o personas.
Pasatapa	Componente que aísla a un conductor de alto voltaje que pasa a través de una caja metálica.
Polaridad	Cualidad que permite distinguir cada uno de los terminales de máquinas o dispositivos eléctricos.
Termopozo	Artefacto para la instalación de sensores de temperatura que impide el contacto directo del mismo con el proceso.

RESUMEN

Debido a la importancia que tiene un transformador de potencia en una red eléctrica, es un conocimiento vital para un ingeniero electricista y mecánico electricista conocer las normas internacionales que se aplican a las pruebas de fabricación. Dado que los transformadores de potencia son equipos de alto costo y que las fallas son críticas, la utilidad de hacer una revisión como parte formal del proceso de adquisición de los mismos ha sido reconocida a nivel de la normalización internacional.

Dentro de este trabajo de graduación se realiza un estudio sistemático del transformador de potencia, así como una descripción de la Norma ANSI/IEEE C57.12.00-2000, que se refiere a IEEE estándar de requerimientos generales para transformadores inmersos en líquido de distribución, potencia y regulación del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos. Esta norma describe todos los requerimientos eléctricos, mecánicos y de seguridad de los transformadores inmersos en líquido de distribución y potencia, y los autotransformadores y transformadores de regulación.

De esta manera, con el estudio y descripción de las normas y protocolos aplicables a la fabricación de los transformadores de potencia se proveerá a las personas que consultan el presente trabajo de graduación, ya que es una herramienta de gran utilidad para comprender y entender las pruebas y protocolos que se realizan a los transformadores de potencia, para poder seleccionar el equipo y las pruebas necesarias en fábrica, y así certificar el correcto funcionamiento en la aplicación específica que se diseñe.

OBJETIVOS

General

Describir la normalización y los protocolos de pruebas aplicables al diseño y fabricación de los transformadores de potencia, para fomentar el conocimiento de cada uno de ellos, su importancia y propósito, y de esta manera diseñar mejores sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Específicos

1. Describir los principios y leyes en que se fundamenta el funcionamiento de los transformadores de potencia, así como sus elementos de construcción.
2. Describir los protocolos que se deben seguir dentro de las pruebas de fabricación de los transformadores de potencia indicando procedimientos y resultados, previo a su aprobación, salida y embarque de la fábrica.
3. Promover el estudio de la normalización, en su forma práctica y de aplicación, para especificar equipos y proyectos, y así crear un mejor sistema eléctrico.

INTRODUCCIÓN

Anteriormente, las fuentes de generación de energía eléctrica estaban a las afueras de las ciudades y era casi imposible transportar la energía a largas distancias sin perder la mayoría durante el trayecto; la electrificación a gran escala se inició cuando se descubrió y demostró el funcionamiento del transformador eléctrico, porque éste al elevar el voltaje reducía la corriente y por ende, la pérdida de energía en el trayecto, de esta manera inclusive se pudo transportar grandes cantidades de energía. Al llegar al punto donde se necesita, con otro transformador, se reduce el voltaje a niveles manejables por los aparatos que realizan los procesos productivos de nuestra sociedad.

Entendiendo lo anterior, el transformador es la parte medular y más sensible de un sistema eléctrico de potencia, y por lo tanto, se deben considerar los mejores aspectos y cuidados a la hora de seleccionar y especificar un transformador que opere en nuestro sistema. Conocer las normas y procedimientos internacionalmente aceptados ayudan a definir el mejor transformador para la aplicación que se está buscando.

En este trabajo se explora brevemente los principios de funcionamiento y los componentes fundamentales de un transformador, para luego concentrarse en la normativa internacional que regula la construcción de los mismos y sobre todo, en los protocolos y pruebas que se realizan en fábrica para asegurarse que el transformador que se adquiere se encuentra en las mejores condiciones y que se ajusta a las necesidades y requerimientos.

A través de la lectura del documento, se busca brindar herramientas que ayudarán a quien consulta el documento a definir e identificar los parámetros que se desarrollan durante un protocolo de pruebas de los transformadores después de su fabricación. De la misma manera, se anima a las personas involucradas con los transformadores que se involucren de lleno en la especificación y revisión de los diseños de los transformadores, para lograr mejores aplicaciones y mayores eficiencias dentro del sistema eléctrico de potencia.

1. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Los transformadores son los elementos principales que se encuentran invariablemente en un sistema eléctrico por grande o pequeño que este sea; estos equipos han contribuido de manera muy importante al desarrollo de la industria eléctrica hasta las magnitudes en que actualmente se encuentra. Debido a que es posible la transformación de los parámetros de tensión y corriente, se tiene la posibilidad de transmitir a grandes distancias, grandes volúmenes de energía eléctrica, permitiendo esto disponer las fuentes (centrales generadoras) por retiradas que se encuentren de los centros de consumo. Son también los equipos eléctricos más eficientes que se conocen, ya que al no tener partes en movimiento, no existen pérdidas por fricción o rozamiento y, por otra parte, la calidad de los materiales ferromagnéticos que componen el núcleo se ha incrementado, lo cual contribuye a que las eficiencias sean del orden del 98 al 99%.

1.1 Leyes fundamentales

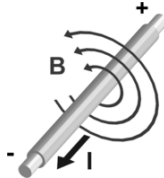
El principio de operación de los transformadores puede comprender muy fácilmente si se consideran las siguientes leyes fundamentales.

1.1.1 Ley de Oersted

Cuando por un conductor circula una corriente, alrededor de éste se origina un campo magnético, cuyo sentido depende del sentido de la corriente.

En la figura 1 se muestra el campo magnético producido por la corriente que fluye por un conductor; el dedo pulgar de la mano derecha muestra la dirección de la corriente y el resto de los dedos indican la dirección del campo.

Figura 1. **Ley de Oersted**



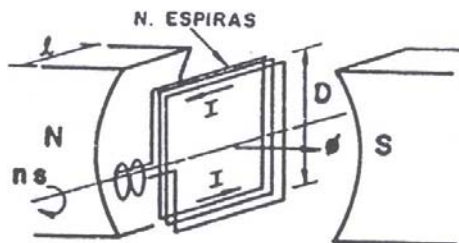
Fuente: **Operación y mantenimiento de transformadores de potencia.**
CFE México. Pág. 1-1

1.1.2 Ley de Faraday

Cuando se mueve un conductor cortando las líneas de un campo magnético (movimiento relativo entre campo y conductor), se genera una F.E.M. en las terminales del conductor cuya magnitud depende de la intensidad del campo, de la velocidad con que el conductor corta las líneas de flujo y por supuesto es función directa del número de conductores, lo cual matemáticamente se expresa como:

$$E = \frac{-N \cdot d\phi}{dt} = B \cdot l \cdot v$$

Figura 2. **Ley de Faraday**



Fuente: **Operación y mantenimiento de transformadores de potencia.**
CFE México. Pág. 1-2

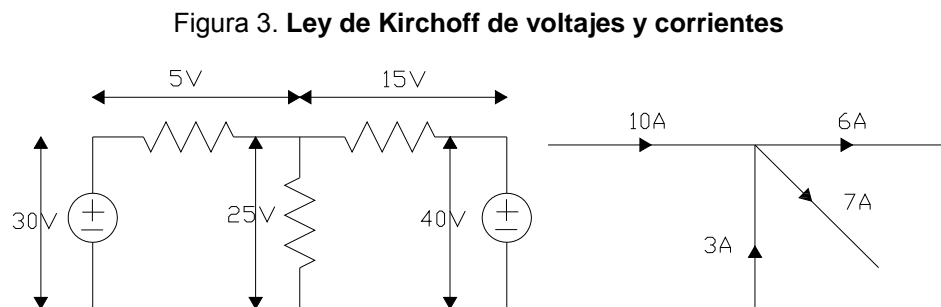
1.1.3 Ley de Lenz

Establece que para una corriente inducida tiene una dirección tal que se opone a la causa que la produce.

1.1.4 Ley de Kirchoff

Voltajes: la suma vectorial de las caídas de voltaje en un circuito es igual a la suma de las fuentes que se encuentran en él.

Corrientes: la suma vectorial de las corrientes que entran en el nodo de un circuito eléctrico es igual a la suma de las corrientes que salen de él. Ambas leyes se ejemplifican en la figura 3.



Fuente: **Operación y mantenimiento de transformadores de potencia.**

CFE México. Pág. 1-3

1.2 Principios de funcionamiento

Un transformador es un elemento estático con dos o más devanados que están ligados por medio de un fuerte campo magnético. Los transformadores son diseñados para propósitos específicos, tales como medición de voltajes y corrientes, transferencia de potencia eléctrica, entre otros.

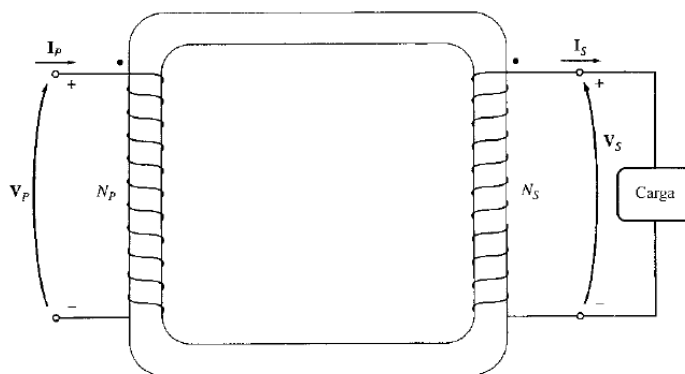
1.2.1 Teoría del transformador

1.2.1.1 Teoría del transformador monofásico

El principio del transformador se basa en la transferencia de la energía eléctrica por inducción de un arrollamiento a otro, lo cual puede comprenderse si se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- Cuando por un conductor arrollado en espiras se hace circular una corriente, se produce un flujo magnético.
- Si el mismo conductor es arrollado sobre un núcleo de material ferromagnético, se produce un campo concentrado cuyo camino principal está determinado por el circuito de material magnético. Dicho campo es alterno y su frecuencia depende de la frecuencia de la fuente.
- De acuerdo a la ley de Faraday, si se arrolla un segundo conductor en el núcleo de material ferromagnético se obtendrá una F.E.M. inducida en las terminales de dicho conductor. Como muestra la figura 4.

Figura 4. Transformador monofásico ideal

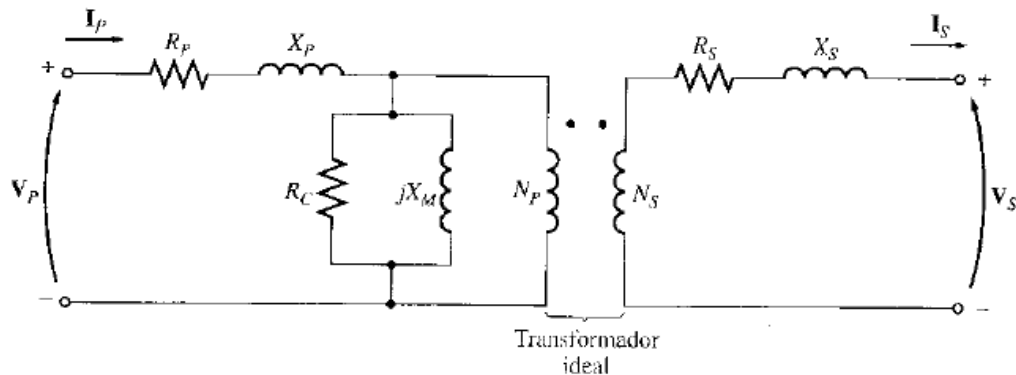


Fuente: Chapman, Stephen, Máquinas eléctricas. Pág. 82

1.2.1.2 Circuito eléctrico y equivalente

Las pérdidas que ocurren en los transformadores reales tienen que explicarse en cualquier modelo confiable de comportamiento de transformadores. Los detalles principales que se debe tener en cuenta para la construcción de tal modelo, se muestran en la figura 5.

Figura 5. Circuito eléctrico



Fuente: Chapman Stephen, Máquinas eléctricas. Pág. 85

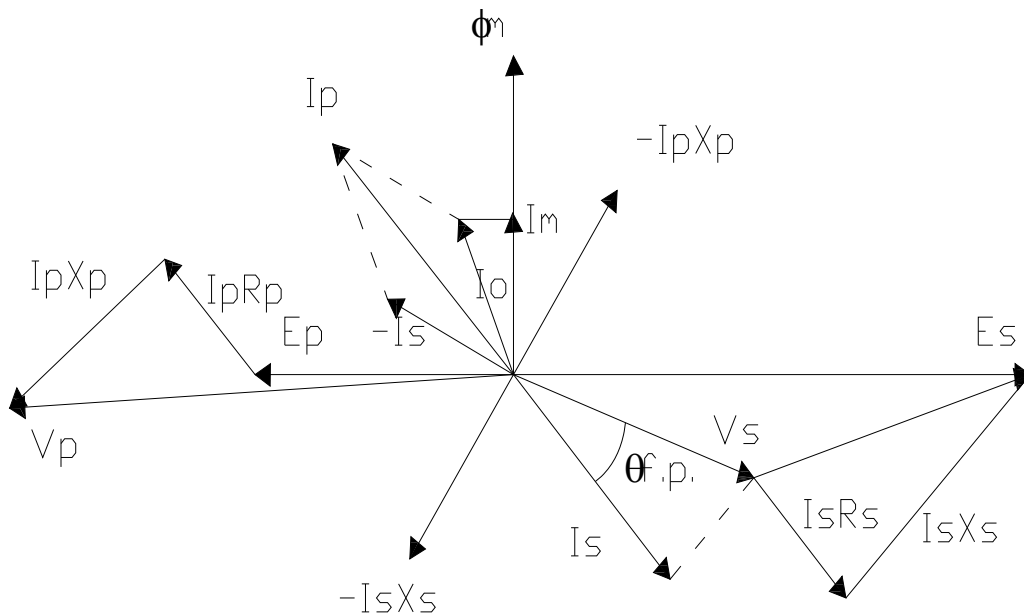
- Pérdidas en el cobre (I^2R) R_p y R_s .* Son pérdidas por calentamiento resistivo en los devanados primario y secundario del transformador. Son proporcionales al cuadrado de la corriente de dichos devanados.
- Pérdidas de corrientes parásitas R_c .* Son pérdidas por calentamiento resistivo en el núcleo del transformador. Ellas son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador.
- Pérdidas por histéresis X_m .* Estas pérdidas están asociadas con los reacomodamientos de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada semiciclo. Ellos son una función compleja, no lineal, del voltaje aplicado al transformador.

- d) *Flujo de dispersión X_p y X_s .* Los flujos que salen del núcleo y pasan solamente a través de una de las bobinas de transformador son flujos de dispersión. Estos flujos escapados producen una autoinductancia en las bobinas primaria y secundaria, y los efectos de esta inductancia deben tenerse en cuenta.

1.2.1.3 Diagrama Fasorial

La figura 6 muestra el diagrama vectorial de un transformador cuando se conecta a una carga en el secundario, cuya característica es predominantemente inductiva.

Figura 6. **Diagrama fasorial, factor de potencia en atraso**



Fuente: **Operación y mantenimiento de transformadores de potencia.**

CFE México. Pág. 1-7

1.2.1.4 El transformador en vacío

Cuando se aplica un voltaje V_p al devanado primario, mientras está abierto al secundario, circulará una corriente I_o por el devanado primario, la cual por ser un circuito altamente inductivo, se encuentra atrasada casi 90° con respecto al voltaje V_p .

El hecho que el desplazamiento no sea de 90° , se debe a la corriente de magnetización, la cual origina las pérdidas en el núcleo del transformador, la componente I_m , es la que origina el flujo magnético ϕ_m , el cual corta tanto a las bobinas del primario como a las del secundario. Por la acción de este flujo y de acuerdo con la Ley de Faraday se inducirán las fuerzas electromotrices E_p y E_s en los devanados correspondientes, el sentido de las cuales y de acuerdo a la Ley de Lenz, deberá ser de 180° . Debido a la resistencia del cobre del devanado, se tiene una caída de voltaje $I_o R_p$, la cual se encuentra en fase con I_p a 90° adelante con respecto a $I_o X_p$, misma que es originada por el flujo de dispersión, que solo afecta a este devanado.

1.2.1.5 El transformador con carga

Al cerrar el circuito del secundario por medio de una carga circulará una corriente I_s cuyo sentido, de acuerdo con la Ley de Lenz, tendrá que ser tal que el flujo que genere esta corriente I_s se debe oponer al flujo principal que originó la corriente I_p , a ese efecto que origina el sentido de la corriente, se le conoce como polaridad.

El flujo producido por I_s provoca una disminución en el flujo ϕ_m y por lo tanto una reducción en las FEMS E_p y E_s , por lo que al aumentar la diferencia entre V_p y E_p entra al transformador una corriente mayor a I_p que se compone de la corriente original I_o y una corriente I_p , la cual forma una FMM $I_p N_p$ que es igual y opuesta a $I_s N_s$ llevando el flujo ϕ_m a su valor original.

Esto sucede durante todo el rango de trabajo del transformador. Si I_s disminuye, crece el flujo ϕ_m y aumenta E_p y E_s , al disminuir la diferencia entre V_p y E_p disminuye I_p , de tal manera que ϕ_m se conserva en el mismo valor.

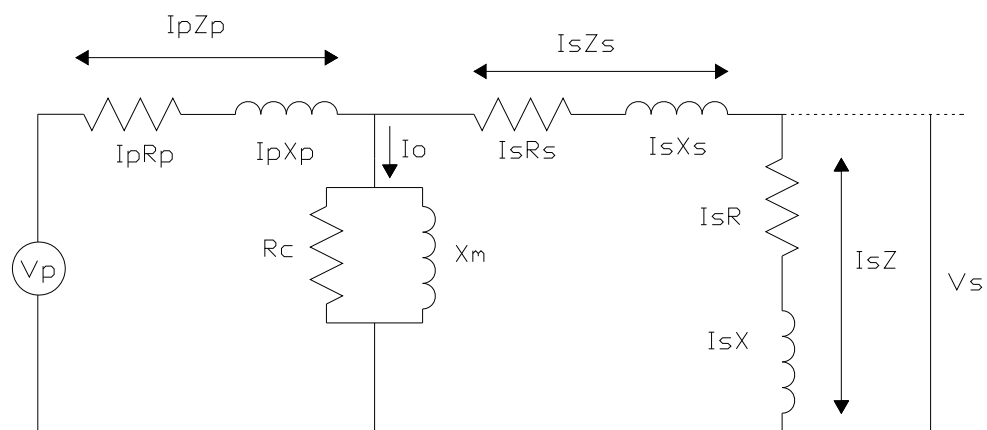
Esta regulación automática de los amperios-vueltas primarios y secundarios, es el mecanismo de la transferencia de energía que permite conservar prácticamente constante los voltajes inducidos y por tanto los voltajes en las terminales.

Como se mencionó anteriormente, cuando se energiza el primario de un transformador y el secundario se encuentra en vacío, aparece una FEM E_s en las terminales del secundario; en el momento en que se aplica carga al secundario, el voltaje en las terminales del secundario irá variando de acuerdo con las características de la carga y la impedancia propia del transformador.

Las características de la carga (R , X), definirán el ángulo θ que existe entre el voltaje aplicado a la carga y la corriente que circulará por ésta. Al coseno del ángulo θ se le conoce como factor de potencia (f.p.); $I_s R_s$ se encuentra en fase con la corriente I_s , en donde R_s es la resistencia óhmica del devanado secundario, la caída $I_s X_s$ depende del flujo de dispersión ϕ_a^2 .

Para fines de cálculo se puede establecer el diagrama equivalente que considera a los dos devanados en un solo circuito eléctrico, ver Figura 7, no obstante que la conexión entre ellos es magnética y no eléctrica. Este diagrama es el general y se debe considerar de acuerdo con el estudio que se esté realizando, pues dependiendo de dicho estudio, se pueden despreciar algunos de estos parámetros.

Figura 7. Circuito equivalente de un transformador con carga



Fuente: **Operación y mantenimiento de transformadores de potencia.**
CFE México. Pág. 1-8

1.2.2 Ensayos y características del transformador

1.2.2.1 Característica en circuito abierto

La pérdida en el núcleo (pérdida sin carga) de un transformador de potencia puede obtenerse de una curva empírica. El nivel básico de pérdida lo determina el grado o calidad del acero del núcleo que se ha usado, y además tiene influencia del número y tipo de uniones que se empleen en la construcción del núcleo.

La característica de corriente de excitación se ve influida en primer término por el número, tipo y calidad de las uniones del núcleo, y sólo de manera secundaria por el grado del acero. Por la mayor complejidad de las juntas en el núcleo trifásico, los voltamperes de excitación son aproximadamente 50% más altos que para el núcleo monofásico.

Los resultados de interés práctico que proporciona el Ensayo del transformador en circuito abierto o vacío, son: La relación de transformación, las pérdidas en el hierro y la corriente de vacío I_0 .

1.2.2.2 Característica en cortocircuito

Consiste en unir los bornes secundarios del transformador en cortocircuito (mediante impedancia despreciable). En esta disposición se aplica al devanado primario una tensión de ensayo V_{cc} (tensión de cortocircuito) tal que, por dicho arrollamiento, circula la intensidad nominal.

El ensayo de cortocircuito proporciona como dato, más importante, las pérdidas en el cobre del transformador a plena carga, ya que circulan las corrientes nominales.

1.2.2.3 Característica con carga

La corriente de excitación en el devanado primario produce flujo mutuo principalmente en el núcleo. Las corrientes en oposición que pasan por los devanados primario y secundario ocasionan flujo de fuga, el cual pasa entre los dos devanados y completa su trayectoria a través del núcleo.

La magnitud y la fase del flujo mutuo dependen del voltaje, y la magnitud y la fase del flujo de fuga dependen de la corriente. Los flujos mutuos y de fugas juntos generan en el primario un contravoltaje igual al voltaje aplicado menos la caída de resistencia en el primario, y generan en el secundario un voltaje igual al voltaje entre terminales más la caída de resistencia del secundario.

Para casi todos los fines, el efecto del flujo de fuga puede representarse por el efecto de la reactancia en serie en el circuito del devanado secundario.

1.2.2.4 Corriente de excitación

La corriente de excitación de un transformador contiene muchas componentes armónicas a causa de la gran variabilidad de la permeabilidad del acero. Para la mayoría de los fines pueden despreciarse las armónicas y suponer una corriente de excitación senoidal del mismo valor efectivo. Esta corriente puede considerarse como compuesta por una componente de pérdida en el núcleo en fase con el voltaje inducido (90° adelante del flujo) y una componente magnetizante en fase con el flujo

La componente armónica más grande de la corriente de excitación es la tercera. Las armónicas de orden más alto son progresivamente menores. En bancos de transformadores trifásicos balanceados las componentes de tercera armónica (o múltiplos de la tercera) están desplazadas en 120 grados fundamentales (o múltiplos de 120 grados fundamentales) o en 360 grados de armónica, y por tanto constituyen un sistema de secuencia en fase cero.

1.2.2.5 Corriente de entrada para magnetización

Si se energiza un transformador ocioso en un momento del ciclo de voltaje en que el flujo en el núcleo sería normalmente diferente del flujo residual real en el núcleo, se desplaza inicialmente la curva de flujo senoidal, y su desplazamiento disminuye gradualmente con el tiempo. En casos extremos, el flujo de pico puede llegar a ser mayor del doble, sobrepasar la saturación del núcleo, y hacer que la corriente magnetizante sea igual a varias veces la corriente de carga nominal. La corriente de entrada para magnetización es importante, principalmente, por razón de la posibilidad de falsa operación de los relevadores de protección del transformador.

1.2.2.6 Pérdida en la carga

La pérdida en la prueba de cortocircuito a la corriente nominal es la pérdida en la carga a los kVA nominales.

1.2.2.7 Datos de impedancia

La resistencia y la reactancia de los transformadores tienden a seguir patrones normales de acuerdo con la capacidad. Las unidades específicas pueden variar hasta $\pm 30\%$ dependiendo en gran parte de la evaluación de las pérdidas en comparación con el costo de inversión.

Los equipos de diseño especial (transformadores con todos los devanados de alto voltaje, los autotransformadores, los modelos con capacidad de sobrecarga, etc.) pueden tener reactancias por afuera de los límites que se esperan.

1.2.2.8 Regulación del transformador

Puesto que el transformador real tiene impedancias en serie en su interior, su tensión de salida varía con la carga, aún si la tensión de alimentación se mantiene constante. Para comparar cómodamente los transformadores, en cuanto a esto, se acostumbra definir una cantidad llamada Regulación de Voltaje (RV). La Regulación de Voltaje a plena carga es una cantidad que compara el voltaje de salida del transformador en vacío con el voltaje de salida a plena carga:

$$RV = \frac{V_{S_{sc}} - V_{S_{cc}}}{V_{S_{cc}}} \cdot 100\%$$

Donde:

- RV = Regulación de voltaje
- $V_{S_{sc}}$ = Voltaje secundario sin carga
- $V_{S_{cc}}$ = Voltaje secundario con carga

Este efecto debido a que la corriente de la carga y el voltaje secundario se encuentran en un valor nominal, el voltaje primario será mayor que su valor nominal, debido a la energía utilizada para la magnetización del núcleo y sus respectivas pérdidas. Generalmente se considera conveniente tener una regulación de voltaje tan pequeña como sea posible. Para un transformador ideal, $RV = 0\%$.

1.2.2.9 Eficiencia del transformador

Los transformadores también se comparan y valoran de acuerdo con su eficiencia. La eficiencia o rendimiento de un artefacto se puede conocer por medio de la siguiente ecuación:

$$F_r = \frac{V_S I_S \cos \theta}{V_S I_S \cos \theta + L_{NS} + L_{LS}}$$

Donde:

- F_r = Eficiencia por unidad
- V_S = Voltaje secundario en las terminales rms
- I_S = Corriente secundaria rms
- θ = Ángulo de carga de impedancia
- L_{NS} = Pérdida sin carga
- L_{LS} = Pérdida en la carga

1.2.3 Pérdidas en el transformador

De los equipos que integran una red eléctrica, el transformador es de los más eficientes, ya que actualmente se han construido unidades de gran capacidad y extra alta tensión con eficiencias que fluctúan entre el 98 y 99%. Por el contrario, sus pérdidas son muy bajas y entre ellas se consideran las descritas a continuación.

1.2.3.1 Pérdidas por Efecto Joule o en cobre

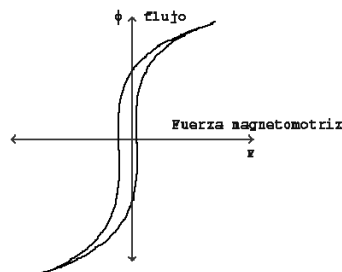
Se presentan debido a la resistencia del conductor que forma los bobinados del transformador cuando por estos circulan las corrientes primaria y secundaria. Dichas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente y a la resistencia, se manifiestan por la potencia disipada en forma de calor. Una manera de reducirlas al mínimo es devanando el primario y secundario del transformador utilizando conductor que tenga área transversal amplia, pero esto aumenta el tamaño, pero y por consecuencia el costo del transformador.

1.2.3.2 Pérdidas por histéresis

Es un transformador de núcleo de hierro, la dirección de la magnetización del núcleo es la misma que la dirección del campo magnético que lo hace magnetizarse. Por lo tanto, cada vez que en el campo magnético de los devanados se expande y se contrae, también cambia la dirección en que se magnetiza el núcleo. Se recordará que cada molécula de hierro se comporta como un pequeño imán. Por lo tanto, cada vez que se invierte la dirección de magnetización del núcleo, las moléculas del núcleo giran para alinearse en la nueva dirección de las líneas de flujo. Sin embargo, las moléculas no siguen exactamente las inversiones del campo magnético.

El atraso en la orientación de las moléculas con respecto a la fuerza magnetizante, recibe el nombre de histéresis. La energía que debe alimentarse a las moléculas para que giren y traten realmente de alinearse con el campo magnético, recibe el nombre de pérdida por histéresis del núcleo. Cuanta más energía se necesite, mayor será la pérdida por histéresis. Estas pérdidas dependen principalmente del tipo de material del que se componga el núcleo y son directamente proporcionales a la frecuencia de la corriente en el transformador, debido a esta relación no pueden utilizarse núcleos de hierro en aplicaciones de alta frecuencia. La figura 8 muestra un ciclo de histéresis tipo.

Figura 8. Ciclo de histéresis tipo



Fuente: **Operación y mantenimiento de transformadores de potencia.**

CFE México. Pág. 1-16

1.2.3.3 Pérdidas por corrientes de foucault o parásitas

Puesto que el núcleo de hierro de un transformador es un material conductor, el campo magnético del transformador induce una tensión en el núcleo. Entonces está hace que circulen pequeñas corrientes dentro del núcleo. A estas corrientes se les llama corrientes parásitas o corrientes de remolino. Estas corrientes parásitas se pueden considerar como corrientes de cortocircuito, ya que la única resistencia que encuentran es la pequeña resistencia del material del núcleo. Igual que las pérdidas por histéresis las corrientes parásitas toman energía de los devanados del transformador, por lo que representan perdidas de potencia.

Las corrientes parásitas en un núcleo de transformador se reducen dividiendo el núcleo en muchas secciones planas o laminaciones y aislando estas laminaciones entre sí por medio de un revestimiento aislante aplicado en ambos lados de la laminación. Por otra parte, puesto que las laminaciones tienen áreas transversales muy reducidas, la resistencia que ofrecen a las corrientes parásitas aumenta considerablemente. Las pérdidas de potencia debida a corrientes parásitas son proporcionales a la frecuencia y a la magnitud de la corriente en el transformador.

1.2.3.4 Pérdidas por saturación

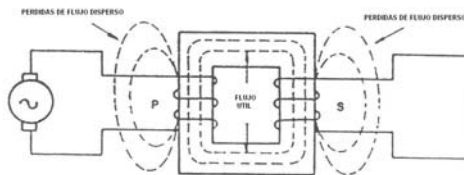
Cuando la corriente aumenta el primario de un transformador de núcleo de hierro, las líneas de flujo generadas siguen una trayectoria del núcleo al devanado secundario, regresando al devanado primario a través del propio núcleo. Cuando empieza a aumentar la corriente, el número de líneas de flujo en el núcleo aumenta rápidamente. Cuando la corriente ha aumentado hasta el punto en que haya gran número de líneas de flujo en el núcleo (alta densidad

de flujo), aumentar más la corriente solo producirá otras pocas líneas de flujo. Entonces, se dice que el núcleo está saturado. Todo aumento después de que se ha alcanzado la saturación en el núcleo, produce pérdida de potencia, ya que el campo magnético no puede acoplar la potencia adicional al secundario.

1.2.3.5 Pérdidas por flujo de dispersión

Una causa que contribuye a disminuir la eficiencia en los transformadores de núcleo de hierro es el hecho de que no todas las líneas de flujo producidas por los devanados primario y secundario pasan a través del núcleo de hierro. Algunas de las líneas se fugan de los devanados hacia el tanque y al espacio mismo que rodea a estos y, por lo tanto, no enlazan al primario con el secundario. Esta fuga de líneas representa una cantidad de energía no utilizada y su representación se muestra en la figura 9.

Figura 9. Flujos de Dispersión



Fuente: Máquinas Eléctricas. Chapman S. 3ra edición. Pág. 76

1.2.4 El autotransformador

Existe un tipo especial de transformador con núcleo de hierro, que físicamente solo tiene un devanado. Funcionalmente, sin embargo, este devanado sirve como primario así como secundario. Este tipo de transformador recibe el nombre de AUTOTRANSFORMADOR. La acción de un autotransformador es básicamente la misma que la del transformador común de dos devanados. La potencia se transfiere del primario al secundario por medio

del campo magnético cambiante y la acción necesaria de potencias iguales en el primario y el secundario. La cantidad de elevación o reducción en la tensión depende de la relación de espiras entre el primario y el secundario, considerando a cada devanado por separado, aunque algunas de las espiras sean comunes al primario y al secundario.

Una desventaja del autotransformador es la falta de aislamiento entre los circuitos primario y secundario. Esto resulta del hecho de que el primario y secundario usan mancomunadamente algunas de las espiras. A pesar de esta desventaja el autotransformador se usa en muchos circuitos debido a su bajo costo.

1.3 Clasificación de los transformadores

Considerando la versatilidad de los transformadores, se pueden clasificarlos, tomando en cuenta diversos factores que a continuación se describen:

1.3.1 Por su operación

Se refiere a la energía que manejan dentro del sistema eléctrico y se clasifican en:

- *TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN*: Los que tienen capacidad desde tres KVA y voltajes hasta 34.5 KV.
- *TRANSFORMADORES DE POTENCIA*: Los que tienen capacidad superior a 500 KVA y voltajes hasta 400 KV.

1.3.2 Por su punto de utilización

De acuerdo a la posición que ocupan dentro del sistema eléctrico, se tiene lo siguiente:

- *TRANSFORMADOR PARA GENERADOR*: Son transformadores de potencia que van conectados a la salida del generador elevando el voltaje producido por éste para enviar la energía a través de las líneas de transmisión.
- *TRANSFORMADOR DE SUBESTACIÓN*: Son transformadores de potencia que se conectan en diferentes puntos de las líneas de transmisión, para reducir el voltaje a niveles requeridos por la red eléctrica (Subtransmisión).
- *TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN*: Reducen el voltaje de Subtransmisión a valores utilizables en zonas de consumo comercial y doméstico.
- *TRANSFORMADORES ESPECIALES*: Son de potencia o de distribución diseñados para aplicaciones no incluidas en las anteriores, éstas pueden ser:
 - Transformadores para rectificador
 - Transformadores para horno de arco eléctrico o de inducción
 - Transformadores defasadores
 - Transformadores para la industria minera
 - Transformadores para pruebas
 - Autotransformadores
 - Reguladores de voltaje
 - Reactores limitadores de corriente
 - Otros

1.3.3 Por su número de fases

Dependiendo de las características del sistema al que se conectarán, pueden ser:

- *MONOFÁSICOS*: Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a una línea o fase y a un neutro o tierra. Tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión. Se representan por el símbolo 1Φ .
- *TRIFÁSICOS*: Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a tres líneas o fases y pueden estar o no conectados a un neutro o tierra común. Tienen tres devanados de alta tensión y tres devanados de baja tensión. Se representan por el símbolo 3Φ .

1.3.4 Por su número de devanados

- Un devanado (Autotransformador)
- Dos devanados (Transformador)
- Tres o más devanados.

1.4 Conexiones del transformador

1.4.1 Conexión estrella – estrella

Ventajas:

- Mayor utilización del cobre (vueltas mínimas).
- Aislamiento mínimo.
- Conexión más económica para pequeñas cargas de alto voltaje.
- Ambos neutros accesibles para aterrizamiento, o para formar un sistema balanceado de cuatro hilos.

- Si una fase resulta fallada, es posible utilizar las dos restantes.
- Bajo condiciones de operación normal, el voltaje máximo a tierra en cada fase es solo $1/\sqrt{3}$ del voltaje de línea, graduándose hasta cero en el neutro.

Desventajas:

- Los neutros son inestables a menos que se aterricen sólidamente.
- Unidades trifásicas de polaridad opuesta no pueden operar en paralelo.
- La falla de una fase en un sistema trifásico, lo hará inoperante hasta ser reparado.

Aplicaciones:

- Alimentación de cargas trifásicas balanceadas relativamente pequeñas.
- Para distribución, si es del tipo columnas, ya que el tipo acorazado introduce distorsión debido al contenido de armónicas.

1.4.2 Conexión estrella – estrella con terciario

El devanado terciario es un devanado adicional, auxiliar en ciertas condiciones y es separado y distinto de los devanados primario y secundario.

Ventajas:

- El devanado terciario proporciona un camino cerrado para los componentes de terceras armónicas de la corriente magnetizante, lo cual elimina voltaje de terceras armónicas en los devanados principales, logrando tener estabilidad de neutros, y pueden ser aterrizados sin ninguna consecuencia.

- Puede utilizarse el devanado terciario para alimentar pequeñas cargas, tales como alumbrado, motores, servicio en general.

Desventajas:

- Incremento del tamaño y costo del transformador.
- El terciario puede alcanzar valores peligrosos de voltajes debido a la inducción electrostática de los otros devanados, por lo que se recomienda aterrizar el Neutro.

Aplicaciones:

- Cuando se requiere proporcionar un devanado estabilizador para circulación de corriente de terceras armónicas.

1.4.3 Conexión delta - delta

Ventajas:

- Con una fase dañada, se puede operar en conexión Delta Abierta para suministrar el 57.7% ($1/\sqrt{3}$) de la potencia total.
- Es la conexión más económica para transformadores de alta corriente y bajo voltaje.
- Los voltajes de terceras armónicas, se eliminan por la circulación de corrientes armónicas a través de la delta.

Desventajas:

- No se dispone de puntos neutros, a menos que se utilicen aparatos auxiliares.
- No se puede alimentar un sistema de cuatro hilos a menos que se utilicen aparatos auxiliares.

- El número de vueltas y la cantidad de aislamiento por fase es máximo.

Aplicaciones:

- Esta conexión es raramente usada en nuestros sistemas.

1.4.4 Conexión delta - estrella

Ventajas:

- Voltajes de terceras armónicas se eliminan por la circulación de corrientes armónicas en la delta del primario.
- El neutro del secundario puede ser aterrizado o aislado para alimentar un sistema de 4 hilos.
- Es posible alimentar un sistema desbalanceado de cuatro hilos y los desbalances en voltaje son relativamente pequeños, siendo proporcional sólo a la impedancia interna de los devanados.

Desventajas:

- La falla de una fase excluye de servicio al transformador.

Aplicaciones:

- Es comúnmente usada para transformadores reductores para alimentar sistema de cuatro hilos. Es también ampliamente usada en transformadores elevadores.
- Al aterrizar el neutro del secundario, esta conexión proporciona aislamiento para la corriente de tierra de secuencia cero, lo cual permite controlar el circuito de secuencia cero desde el secundario, siendo totalmente independiente del primario.

1.4.5 Conexión estrella – delta

Ventajas:

- Voltajes de terceras armónicas se eliminan por la circulación de corrientes de terceras armónicas en la delta del secundario.
- El neutro del primario se mantiene estable por la delta del secundario, y por lo tanto puede ser aterrizado.
- Es la conexión más deseable para grandes transformadores reductores, ya que tiene las ventajas del devanado estrella para altos voltajes y delta para bajos voltajes.

Desventajas:

- No se dispone de neutro en el secundario, a menos que se utilice un aparato auxiliar.
- La falla de una fase excluye de servicio al transformador.

Aplicaciones:

- Grandes transformadores reductores de un sistema de alto voltaje.

1.4.6 Conexión delta abierta

Ésta es una conexión asimétrica que se utiliza cuando tiene que sacarse de operación un transformador de un banco de tres unidades monofásicas conectadas en delta, por tener alguna falla. Es una conexión a la que se recurre en ocasiones como una medida expedita de emergencia o una de tipo temporal, con la intención de completar la delta cuando las condiciones de carga no justifican la adición inmediata de una tercera unidad. La capacidad normal del banco en delta abierta se reduce a 57.7% de la capacidad en delta.

1.4.7 Conexión T - T

Ventajas:

- Características de voltaje y devanados prácticamente igual a la conexión estrella - estrella.
- Pueden alimentarse simultáneamente cargas trifásicas, bifásicas y monofásicas.
- Ambos neutros disponibles.
- Voltajes y corrientes de terceras armónicas son despreciables.

Desventajas:

- Se necesitan dos transformadores monofásicos para hacer esta conexión.
- Su capacidad debe ser 15.5% mayor que la carga real a alimentar.

Aplicaciones:

- Su aplicación es muy reducida, ya que no es común encontrar cargas trifásicas, bifásicas y monofásicas juntas.

1.4.8 Conexión zig zag

Aplicaciones:

- Para transformadores de "tierra".
- Se utiliza cuando se desea tener un punto de tierra donde no hay ningún transformador que pueda ser aterrizado.
- El transformador de tierra no alimenta ninguna carga y proporciona corriente sólo cuando alguna línea se aterriza por falla.

1.4.9 Autotransformador

Ventajas:

- Menor costo inicial.
- Menor tamaño y peso para iguales KVA transformados.

Desventajas:

- Siendo la reactancia entre primario y secundario pequeña, un autotransformador está más expuesto a fallar ante un corto circuito externo que un transformador de dos devanados independientes.
- Debido a la continuidad eléctrica entre primario y secundario, el devanando de bajo voltaje debe diseñarse para soportar sobretensiones que pueda recibir el devanado de alta tensión.
- La conexión entre primario y secundario forzosamente debe ser la misma, esto es estrella-estrella o delta-delta.

Aplicaciones:

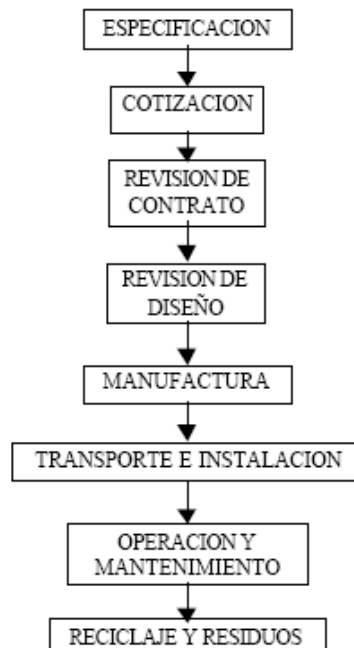
- El auto-transformador tiene ventajas cuando la relación de transformación es menor o igual a dos, teniendo en cuenta que debe ser protegido por reactores externos.

2. PRINCIPIOS DE DISEÑO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

2.1 Proceso de diseño y pasos de verificación

La posibilidad de administrar es tener influencia sobre el costo total de vida de los equipos, es un concepto de aplicación relativamente reciente. Involucra la integración de los costos que el equipo tendrá desde su especificación y adquisición, los costos de operación y mantenimiento, hasta los costos de reciclaje y desecho de materiales, al finalizar su vida útil. Con la intención de asegurar la adecuación del producto por fabricar a la especificación del usuario.

Figura 10. Etapas de mayor influencia sobre el costo de vida de un equipo



Fuente: CIGRE WG 12.22, Bienal 2001. Pág. 1

Una revisión temprana del diseño es de gran valor para asegurar el entendimiento de la especificación y los requerimientos, para fabricar un transformador. La revisión de diseño es un ejercicio provechoso para usuarios y fabricantes, al promover un entendimiento de la especificación y normativa aplicable, para asegurar que el transformador adquirido sea construido y de diseño adecuado para las necesidades de los usuarios, administradores de una red y procesos relacionados en el flujo de potencia de un Sistema Eléctrico.

2.2 Tipos y características constructivas de núcleos

El núcleo es la parte del transformador en la cual oscila el campo magnético. El material denominado “acero de núcleo” está constituido por un alto porcentaje de hierro al que se le ha agregado un pequeño porcentaje de silicio. Actualmente, se está utilizando acero orientado o acero con granos orientados. Éstos tienen características notables ya que las pérdidas en calor son más bajas. La mayoría de núcleos están rolados en láminas de 0.014 pulgadas de espesor y ambos lados de la lámina están recubiertos con un material aislante, carlite, barnices especiales, con papel de seda, o simplemente oxidando las chapas con un chorro de vapor.

2.2.1 Tipos de núcleos

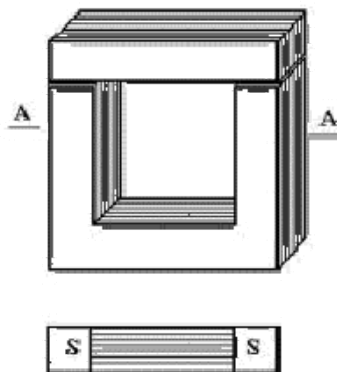
De acuerdo con la posición que guardan los devanados con respecto al núcleo en la construcción de un transformador, se tienen dos tipos de núcleos:

- a) Tipo columna
- b) Tipo acorazado

2.2.2 Núcleos tipo columna

Conocidos también como tipo “Core”. En esta construcción, el núcleo proporciona un solo circuito magnético formado por un yugo superior y dos o tres columnas verticales o piernas, para la uno o tres fases que tenga el transformador. Este núcleo no es macizo, sino que está formado por un paquete de chapas superpuestas, y aisladas eléctricamente entre sí. Para colocarlas y poder ubicar el devanado terminado alrededor del núcleo, se construyen cortadas, colocando alternadamente una sección U con una sección I. La capa siguiente superior cambia la posición I con respecto a la U, como se muestra en la figura 11.

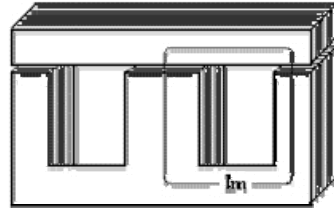
Figura 11. Núcleo tipo columna



2.2.3 Núcleos tipo acorazados

Conocido también como tipo “Shell”. En esta construcción los devanados forman uno o tres anillos para uno o tres fases respectivamente y el núcleo se ensambla alrededor de ellos, formando dos o más circuitos magnéticos que envuelven al circuito eléctrico. Este tipo de núcleo es más perfecto, pues se reduce la dispersión, y se representa en la figura 12. Para armar el núcleo acorazado también se lo construye en trozos, unos en forma de E y otros en forma de I, y se colocan alternados, para evitar que las juntas coincidan.

Figura 12. Núcleo tipo acorazado



2.2.4 Formas de laminaciones

La tabla I muestra los tipos de laminaciones que se pueden construir para formar los núcleos e incorpora una letra para designar cada tipo. Todos los cortes son de 45° respecto a la horizontal.

Tabla I. Formas de laminaciones

Forma de laminación	Designación
	A
	B
	C
	D
	E
	F
	G
	H
	J
	K

2.2.5 Tolerancias en los núcleos

Durante la fabricación de los núcleos las tolerancias que se deben tomar en cuenta son:

- a) Peso del núcleo
- b) Longitud de la lámina
- c) Cuadratura del núcleo
- d) Ángulo de corte de 45°
- e) Ancho del núcleo
- f) Altura del apilamiento durante la fabricación
- g) Diámetro del núcleo
- h) Gaps o entrehierros

2.2.6 Comparación entre un transformador tipo columna y tipo acorazado

La tabla II muestra una comparación técnica de dos transformadores de iguales capacidades eléctricas, construidos con núcleos diferentes.

Tabla II. Comparación técnica entre los núcleos tipo columna y tipo acorazado

No.	Diseño tipo columna	Diseño tipo acorazado
1	Menor número voltios / vuelta	Mayor número voltios / vuelta
2	Mayor número de vueltas	Menor número de vueltas
3	Las bobinas están más cerca de la pared del tanque, por lo cual se requiere de una distancia muy grande entre bobinas y tanque	El núcleo está más cerca de la pared del tanque, por lo cual se requiere de una distancia muy pequeña entre núcleo y tanque
4	La disposición de los cambiadores de derivaciones en las tres fases es montada a un lado de las bobinas, por lo tanto, las guías de las derivaciones son relativamente cortas	La disposición de los cambiadores de derivaciones en las tres fases es montada en la parte superior de las bobinas, por lo tanto, las guías de las derivaciones son relativamente largas

Tabla II. **Comparación técnica entre los núcleos tipo columna y tipo acorazado**
continuación

No.	Diseño tipo columna	Diseño tipo acorazado
5	Cuando se extrae del tanque la unidad, las bobinas son visibles para su inspección	Cuando se extrae del tanque la unidad, solo la parte superior de las bobinas son visibles para inspección
6	El número de grupos alta-baja (espacios H-L) está limitado	Diseño bastante flexible para formar varios grupos alta-baja
7	Las bobinas de alta tensión se devanan continuamente lo cual minimiza las soldaduras para conectar bobina a bobina	Cada bobina se devana separadamente por lo cual se requieren de más soldaduras entre bobinas
8	Solo una pequeña parte del núcleo soporta el ensamble de bobinas	Una gran parte de las bobinas es soportada por el núcleo y la estructura aislante
9	Se requiere de ductos especiales y barreras para dirigir el flujo de aceite y asegurar un buen enfriamiento	Las bobinas están dispuestas verticalmente lo cual permite un eficiente flujo de aceite en ambas caras de las mismas

2.2.6.1 Capacidad para resistir una falla del diseño tipo columna

Las fuerzas creadas por las corrientes de falla tienden a separar los devanados cilíndricos, forzando el devanado exterior hacia afuera de las piernas del núcleo y comprimiendo el devanado interior. Cualquier desbalance entre los circuitos eléctricos tiende a desplazar verticalmente ambos devanados. Las bobinas están soportadas por anillos de presión devanados en ambos extremos los cuales a su vez están sobre los bastidores, manteniendo sujeto al conjunto de bobinas por medio de placas seguro.

2.2.6.2 Capacidad para resistir una falla del diseño tipo acorazado

La fuerza total entre los grupos de devanados de alta y baja tensión durante condiciones de falla, varía con el cuadrado de los amperes-vuelta por grupo. Los amperes-vuelta por grupo de devanado se pueden reducir incrementando los espacios de alta-baja. Las fuerzas que existen entre dichos

grupos (alta y baja tensión) de devanado están en direcciones opuestas y tienden a cancelarse unas a otras. Además, para controlar la magnitud de la fuerza total, los grupos de aislamientos y bobinas están soportados con estructuras de acero alrededor del núcleo y bobina.

2.3 Tipos y características constructivas de las bobinas

La forma del conductor de la bobina en los transformadores de potencia suele ser rectangular, con el fin de utilizar eficazmente el espacio disponible. Incluso en pequeños transformadores para distribución donde la sección transversal del conductor se puede obtener fácilmente por medio de un cable circular. Este cable es a menudo aplanado en ambos lados para aumentar el factor de espacio en el núcleo ventana.

2.3.1 Bobinas tipo capa

Las espiras se disponen axialmente a lo largo de la bobina. Las espiras consecutivas son embobinadas cerca una de la otra sin ningún espacio intermedio. La bobina podrá efectuarse en una sola capa o multicapa. Dentro de los fabricantes las bobinas en una sola capa o multicapa se utilizan principalmente para los transformadores pequeños y medianos. Para los transformadores grandes, este tipo de solución se utiliza para las bobinas de regulación.

2.3.2 Bobinas tipo helicoidales

Las bobinas helicoidales pueden ser utilizadas como variante de las bobinas multicapa, pero con separadores entre cada espira. El bobinado helicoidal es adecuado para altas corrientes, donde la corriente es compartida entre muchas capas paralelas. Entonces las dimensiones de cada capa pueden mantenerse razonablemente pequeñas, a fin de mantener las pérdidas por corrientes de Foucault bajas. La bobina puede ser solo hilo o con muchos hilos con dos o más discos eléctricamente en paralelo.

La bobina helicoidal es el concepto preferido cuando el número de vueltas y el total de la corriente lo permitan. La cantidad de material conductor que pueda ser ajustado dentro de un volumen dado es alta en comparación con otros tipos de bobinado. Se dice las bobinas helicoidales tienen un alto factor de espaciamiento, que es beneficiosa para la relación masa total y la pérdida total. Además, es mecánicamente robusta y de fácil fabricación, en particular cuando se utiliza la transposición de cable conductor de forma continua.

2.3.3 Bobinas tipo disco

El concepto de las bobinas tipo disco es utilizado para bobinas con un gran número de vueltas y relativamente pequeñas corrientes. La bobina tipo Disco está construida de un número de discos conectados en serie. En cada disco, la espira es enrollada en dirección radial, como en una espiral hacia el interior y hacia el exterior en discos adyacentes.

En general se prefieren las bobinas tipo disco en lugar de las bobinas helicoidales, cuando el número de vueltas es elevado. Las bobinas tipo disco ofrecen la libertad para elegir el número de discos y el número de vueltas por disco, siempre y cuando el producto de los dos es igual al número total de vueltas deseadas. Las propiedades mecánicas de las bobinas tipo disco son similares a las bobinas helicoidales.

Un tipo especial de bobina tipo disco es la bobina de doble disco. Esta bobina se utiliza para corrientes altas, en la magnitud de 100 kA como en los transformadores de horno y transformadores rectificadores para aplicaciones industriales.

2.3.4 Bobinas tipo foil

Las bobinas tipo foil son hechas de hojas amplias de cobre o de aluminio, de algunas décimas de milímetro hasta unos pocos milímetros de espesor. La principal ventaja técnica es que las fuerzas mecánicas axiales que actúan sobre las bobinas de los transformadores durante un corto circuito se convierten en insignificantes porque las corrientes Eddy inducidas en la lámina debilitan la componente radial de la fuga de campo magnético en la parte superior y la parte inferior de la bobina. Las bobinas tipo foil tiene otra ventaja, que el tiempo de manufactura es corto.

Las bobinas tipo foil se aplican ampliamente en bobinas de baja tensión de los transformadores de distribución. También se utilizan en grandes transformadores y no sólo en los transformadores que en condiciones normales de servicio están expuestos frecuentemente a altas sobre corrientes de corta duración.

2.3.5 Bobinas de regulación

Derivaciones en las bobinas pueden suministrarse para la regulación de la relación de vueltas, cuando la corriente en los bobinados no es demasiado alta y el rango de regulación no es demasiado amplio. Para rangos de regulación más grandes, las vueltas de regulación están organizadas en un soporte separado.

La altura de la bobina de regulación es aproximadamente igual a la de las otras bobinas y se distribuyen a lo largo de la totalidad o cerca de la altura total del bobinado. La solución de diseño más económica es colocar las bobinas de regulación (eléctricamente) en el punto del neutral para las conexiones estrella, donde la diferencia de potencial entre las fases es pequeña. Esto facilita un cambiador de derivaciones más simple y barato.

2.4 Tipos de aislamientos

Los sistemas o estructuras aislantes de la mayoría de los transformadores consisten en casi completamente en la combinación de cartón comprimido, papel y aceite mineral. En el caso de los transformadores de potencia que es en donde se presentan las condiciones de operación más críticas es necesario seleccionar un líquido que posea no sólo características aislantes sino también que sirva como medio de transmisión de calor para transportarlo hacia el exterior.

2.4.1 Aislamientos sólidos

2.4.1.1 Funciones

Las funciones que realizan los aislamientos sólidos en un transformador son las siguientes:

- Aislar entre sí las espiras de una misma bobina.
- Aislar entre sí a los devanados.
- Aislar contra tierra los devanados.
- Soportar sin daño los esfuerzos eléctricos a que son sometidos los devanados.
- Soportar sin daño los esfuerzos mecánicos a que son sometidos los devanados.
- Soportar sin daño los esfuerzos térmicos a que son sometidos los devanados.

2.4.1.2 Materiales

Los aislantes que más se emplean son:

- Papel kraft
- Papel kraft boad
- Papel crepé
- Papel press borrado
- Cartón comprimido
- Fibra de vidrio
- Porcelana
- Aislantes termoplásticos
- Cintas de algodón

Las pruebas de laboratorio han demostrado en los ensayos de impulso que el mayor esfuerzo dieléctrico en las bobinas se produce en los extremos de las mismas, por lo cual las terminales deben ser reforzadas.

2.4.1.3 Clasificación

Los materiales aislantes de uso más común han sido clasificados por IEEE de acuerdo a valores de punto caliente *hot spot*, de la manera que muestra la tabla III:

Tabla III. **Clasificación de los materiales sólidos**

AISLAMIENTO	TEMPERATURA MÁXIMA	EJEMPLOS
CLASE O	90°C	Algodón, seda, papel y materiales orgánicos, sin contacto de líquido dieléctrico
CLASE A	105°C	Algodón, seda, papel y materiales orgánicos, con contacto de líquido dieléctrico. Materiales con celulosa, resina fenólica y otras resinas. Barnices.
CLASE B	130°C	Mica, amianto, fibra de vidrio y materiales inorgánicos, con sustancias aglutinantes en pequeñas cantidades.
CLASE C	No se señala límite	Mica, porcelana, vidrio, cuarzo y materiales inorgánicos.

Fuente: **Operación y mantenimiento de transformadores de potencia.**

CFE México. Pág. 4-3

2.4.2 Aislamientos líquidos

Los líquidos aislantes para usos eléctricos son obtenidos por destilación fraccionada del petróleo y es comúnmente conocido como aceite dieléctrico.

2.4.2.1 Funciones

El aceite aislante en un transformador tiene las siguientes funciones:

- Actúa como aislante eléctrico.
- Actúa como refrigerante.
- Protege los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire.

Durante la operación de los transformadores, las pérdidas de energía aparecen en forma de calor principalmente en los devanados y el núcleo, debido a las pérdidas de efecto Joule, RI^2 , pérdidas de excitación o pérdidas en el hierro y las corrientes parásitas en los herrajes y el tanque.

Este calor generado debe ser disipado antes que los devanados lleguen a una temperatura que ocasione degradación del aislamiento. La alteración en la magnitud y localización de las fuentes de calor modifican la distribución de sus temperaturas internas, que puede originar puntos calientes que deterioran permanentemente los aislamientos, debido a fallas en el diseño o manufactura del transformador.

2.4.2.2 Tipos de aceites aislantes

Existen dos tipos de aceites aislantes, que se describen a continuación:

- *Aceites artificiales.* Comúnmente se les llama askareles y son compuestos sintéticos no flamables, los cuales una vez descompuestos por arqueo eléctrico, producen mezclas gaseosas no flamables. Son muy estables y difíciles de destruir, son contaminantes ambientales y tóxicos; además producen acné por contacto o disturbios al hígado o riñones por inhalación de los gases producidos. Los más comunes son el tricloro difenil, pentacloro difenil y triclorobenceno.

- *Aceites derivados del petróleo.* Básicamente son dos, los de base nafténica, que tienen un bajo punto de congelación ideal para usarlos en lugares donde la temperatura ambiente es muy baja y los de base parafínica. Hasta hace poco tiempo con sólo determinar el tipo básico, indicaba ya la calidad del aceite, con esto se decía que el aceite nafténico era de mejor calidad y por lo tanto, se podía usar en equipo de alto voltaje y que el parafínico era de inferior calidad y que solo podía usarse en equipo de bajo voltaje o en transformadores de distribución. Actualmente se considera que es la forma de fabricación la que proporciona al aceite su calidad, por lo que el análisis final indicará si es o no adecuado para el nivel de tensión en donde se quiere utilizar.

2.4.2.3 Procesos de fabricación

Los aceites aislantes naturales son derivados de la destilación fraccionada del petróleo. La materia prima para su elaboración consiste de fracciones obtenidas en una torre de destilación a presión absoluta entre los 260 °C y 371 °C, las cuales poseen las características físicas adecuadas, como lo son: viscosidad, punto de ignición, peso específico, etc. Esta materia prima está constituida por hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos; además de bajas concentraciones de productos orgánicos de azufre, oxígeno nitrógeno. La cantidad de los diferentes tipos de compuestos depende del tipo de crudo refinado y en menor proporción del proceso de refinación.

Los procesos de elaboración básicamente están encaminados a eliminar los compuestos indeseables, como el oxígeno, nitrógeno y azufre, y conservar los deseables en las materias primas. Los principales procesos son el de hidrogenación, el de ácido sulfúrico y el de furfural.

2.4.3 Aislamientos gaseosos

Los gases aislantes más utilizados en los transformadores son el aire y el nitrógeno, este último a presión de una atmósfera. Estos transformadores son generalmente de construcción sellada. El aire y otros gases tienen elevadísima resistividad y están prácticamente exentos de pérdidas dieléctricas.

El SF₆ (hexafluoruro de azufre) es otro gas aislante que se caracteriza por ser incoloro, inodoro, no tóxico, química y fisiológicamente inerte, no corrosivo no inflamable y no contaminante. Por sus características dieléctricas es ideal como medio aislante, tiene una rigidez dieléctrica muy elevada, tanto a la frecuencia industrial como a impulso. La rigidez dieléctrica del SF₆ a la frecuencia industrial es por lo menos dos veces y media la del aire a la presión de 5 kg/cm², condición que permite lograr un dado nivel de aislamiento con presiones relativamente bajas. Este gas tiene menor capacidad de disipación de calor que el aceite mineral, situación que se puede mejorar aumentando la presión del SF₆ en el tanque del transformador.

2.5 Tipos y características constructivas de sistemas de enfriamiento

Las pérdidas en los transformadores de potencia generan calor. La función de los sistemas de enfriamiento es la de disipar este calor y mantener la elevación de temperatura promedio de las bobinas así como la elevación de temperatura superior del aceite de transformador en un valor menor a 55°C ó 65°C (según lo requiera el cliente) sobre la temperatura ambiente del medio enfriante. Con estas elevaciones de temperatura generalmente es aceptado que la vida de los aislamientos en el transformador sea “normal”, si es que no existen sobrecargas significantes en la unidad durante su vida.

En transformadores de potencia, casi todo el calor es generado por el núcleo y las bobinas, este calor es transmitido al medio refrigerante (generalmente aire o agua) a través del aceite interno del tanque a los intercambiadores de calor montado exteriormente en el tanque.

2.5.1 Temperaturas y elevación de temperaturas en el transformador

La corriente que circula a través de los devanados del transformador incrementa la temperatura en su interior, dado esto, la diferencia entre la temperatura de los devanados en operación y la temperatura ambiente se le conoce como elevación de temperatura en el transformador.

2.5.2 Tipos y descripción de sistemas de enfriamiento

El tipo de sistema de enfriamiento (así como el tipo de intercambiador de calor) es especificado por el cliente, el cual generalmente es uno de los tipos siguientes:

2.5.2.1 ONAN

Este sistema se basa por un lado en una circulación de aire sin restricción y por el otro en una circulación de aceite también sin restricción. El tanque del transformador es por sí solo el más eficiente enfriador tipo ONAN.

El tanque disipa calor por convección natural y por radiación, desafortunadamente el tanque no tiene el área suficiente para disipar todas las pérdidas. Para transformadores de potencia grande es necesario aumentar la superficie de radiación, por lo que requiere colocar radiadores, los cuales pueden estar montados directamente al tanque o en forma de bancos separados cuando no es posible colocarlos directamente al tanque.

El aspecto importante de construcción de estos sistemas es el de obtener la suficiente circulación de aceite por los radiadores. El centro (Longitudinal) de los radiadores (llamado el Centro de Enfriamiento) debe estar arriba del Centro de las Bobinas (llamado el Centro del Calor). Entre mayor sea la distancia entre el Centro del Calor y el Centro del Enfriamiento, más rápida será la circulación del Aceite, menor será la diferencia de temperatura entre el aceite superior y la temperatura promedio del transformador, se tendrán menos puntos calientes en el Transformador y una mayor vida de los aislantes.

Hay dos tipos básicos de radiadores en uso que son:

- a) *Tipo tubo*: Es un tubo de paredes delgadas (un mm o dos mm espesor) aplanadas. Esto se hace para reducir la cantidad de aceite en el radiador. Los tubos son soldados manualmente a un colector (cabeza) en ambos extremos.

- b) *Tipo plato*: Es fabricado usando soldadora automática para la unión de dos láminas de acero delgado (un mm a uno punto cinco mm espesor) troqueladas. El ancho de las obleas varía entre 300mm a 500mm y como tal son mucho más usados los de obleas que los de tipo tubo. Los colectores (cabezales) son colocados a presión dentro de las obleas y luego son soldados manualmente por la parte interna.

2.5.2.2 ONAF

Es muy poco común tener transformadores mayores de 20 MVA enfriados únicamente con el sistema ONAN. En unidades mayores generalmente son usados motoventiladores con lo que se incrementa la eficiencia del enfriamiento hasta en cuatro veces al circular aire entre los radiadores, lo cual hace más compacta la unidad. Las desventajas mayores al usar ventiladores son:

- Un incremento en el nivel de ruido.
- Agregar los dispositivos de control y protecciones eléctricas.
- Aumenta el mantenimiento.
- La necesidad de alimentaciones auxiliares de energía.

Las consideraciones más importantes de construcción para el uso de ventiladores son:

- a) Montarlos verticalmente soplando de bajo hacia arriba o soplando horizontalmente. La selección de la ventilación horizontal con respecto a la vertical depende de la cantidad de velocidades de aire requerida sobre la superficie de los radiadores. Para soplado horizontal, la posición de los grupos de ventiladores debe ser tal que dichos grupos soplen solamente en frío y que no recirculen en aire caliente de otros grupos de ventiladores.
- b) Conjugación de las características del ventilador para el arreglo del radiador. En las curvas de varios números de radiadores montados en series superpuestos, la relación del aire real liberado es el punto de intersección de la curva de carga del número de radiadores en serie con la curva del ventilador.
- c) Espacio entre los Radiadores. Para los transformadores enfriados con ventiladores, la separación más pequeña entre los radiadores individuales, es la más eficiente porque se tienen menos fugas de aire entre los radiadores. Debido a que los radiadores son lo suficientemente anchos, no permiten tantas fugas de aire y así son más eficientes bajo las condiciones de ONAF.

2.5.2.3 OFAF

Para transformadores grandes y de altas pérdidas es con frecuencia necesario mejorar la eficiencia del enfriamiento más allá que el sistema ONAF. Esto puede lograrse en dos formas:

- a) *Agregando bombas al sistema ONAF.* Para el caso de agregar bombas al arreglo de enfriamiento radiador ventilador, la mejora principal en la eficiencia del enfriamiento no es por la relación de un mayor flujo de aceite a través de los radiadores, sino una mayor relación de flujo a través de los devanados. Esto incrementa la relación de flujo dentro de los devanados y reduce la diferencia de temperatura entre el conductor y el aceite, y de esta manera nos permite operar el aceite a una temperatura más elevada y mayor que la ambiental. El resultado es que necesitamos usar pocos radiadores y ventiladores cuando las bombas están en uso. El beneficio de usar bombas con radiadores y ventiladores es que todavía hay un rango alto ONAN cuando ventiladores y bombas no están operando.

- b) *Los enfriadores FOA “compactos”* son usados cuando no se requiere un rango extendido de ONAN o ONAF. Este tipo de enfriador usa tubos de aleta (con frecuencia de aluminio), ventiladores de un alto volumen de aire, por lo que el aceite es bombeado a través de los tubos de aleta mediante bombas de alto volumen. Con frecuencia, el interior de los tubos está provisto de *provocadores de turbulencias* para el aceite, de esta manera se mejora la eficiencia del enfriador. El enfriador FOA “compacto” es muy pequeño dimensionalmente y muy fácil de montar directamente al tanque del transformador sin las restricciones que tienen los sistemas ONAN y ONAF. La recirculación del aire caliente tiene que ser evitada como se discutió para el sistema ONAF.

2.5.5.4 ONWF

El principio de este tipo de enfriador es que la circulación se realiza mediante el bombeo de agua fría a través del interior de tubos mientras pasa el aceite caliente haciendo contacto con el exterior de los tubos.

El “centro de enfriamiento” tiene que estar más alto que el “centro de calentamiento” como en el caso de los enfriadores ONAN y ONAF, para asegurar que hay una circulación de aceite adecuada en la unidad sin el uso de bombas de aceite. Una fuga de agua del enfriador al transformador podría provocar un desastre, por esta razón los tubos están doblemente reforzados. La entrada y salida del agua está arreglada de tal manera que cualquier fuga de agua en el espacio entre las dos paredes de los tubos sea visible y detectada inmediatamente. El material del tubo de entrada de agua está seleccionado desde el punto de vista de sus propiedades químicas del agua, para evitar problemas de corrosión.

2.5.5.5 OFWF

La única diferencia entre este tipo de enfriador y el ONWF es que, el aceite es impulsado por bombas potentes a través del enfriador. Esto hace al enfriador más eficiente y más compacto. El enfriador puede estar montado en cualquier posición, puede estar en posición horizontal o vertical, a nivel del suelo o cualquier otro nivel.

Estos enfriadores son siempre usados en transformadores tipo horno, donde el espacio está limitado y la circulación de aire está limitada. Otra aplicación usual de estos tipos de enfriadores es en los transformadores que operan en estaciones hidroeléctricas de potencia donde hay abastecimiento confiable de agua fría no corrosiva.

Uno de los problemas con los enfriadores ONWF y OFWF es que se necesita limpiar los tubos periódicamente para evitar depósitos de lodo o calcio, ya que esto reduce la eficiencia del enfriador con el tiempo. El fabricante del enfriador siempre da un *factor de suciedad* en el diseño; esto significa que una cierta acumulación de depósitos es permitida antes que se requiera la limpieza. También, el fabricante del Transformador siempre permite un buen acceso a los cabezales de los tubos para facilitar, el uso de varillas para la limpieza.

2.6 Consideraciones del sonido audible

Los transformadores, aunque se clasifican como aparatos estáticos, vibran e irradian energía sonora audible. En general, hay tres fuentes diferentes de ruido en ellos:

- a) Vibración del núcleo debido a magnetoestricción, dado que las laminaciones del núcleo se expanden y contraen al variar el flujo.
- b) Ruidos provenientes del equipo de enfriamiento, dependen del diseño de los ventiladores y bombas, como máquinas rotativas, y de su disposición.
- c) Vibración de las bobinas por la energización, dado que las bobinas están bajo esfuerzo cíclicos, el movimiento resultante asemeja un resorte en vibración

2.6.1 Medición del sonido

El equipo para medir el sonido que especifica la Norma ANSI S1.4-1971 consta de un micrófono, un amplificador, una red de ponderación de frecuencia y un medidor indicador. El tipo más común es el de ponderación A. Éste representa la sensibilidad del oído de un adulto joven a niveles moderados de sonido en la mayor parte del espectro audible. Se emplean mediciones de nivel del sonido de una tercera de octava y banda angosta para intensificar el origen en un transformador que se vuelve inesperadamente ruidoso.

2.6.2 Nivel normal de sonido de los transformadores

La norma ANSI/IEEE C57.12.90-1980 especifica el método para medir el nivel promedio del sonido de un transformador. El nivel de sonido medio es el promedio aritmético de un número de lecturas tomadas alrededor de la periferia de la unidad. Para transformadores con altura de tanque menor de ocho pies, las mediciones se toman a la mitad de la altura del tanque. Las lecturas se toman a intervalos de tres pies en torno a la periferia del transformador, con el micrófono situado a un pie de la periferia de la cadena de aisladores y a seis pies de las superficies enfriadas por ventilador.

El ambiente debe estar a por lo menos cinco y de preferencia 10 dB abajo del ruido de la unidad que se esté midiendo. No debe haber una superficie acústicamente reflejante, que no sea el terreno, dentro de 10 pies del transformador. La red de ponderación A se emplea para todas las mediciones de transformadores normales, cualquiera que sea el nivel de sonido.

2.6.3 Atenuación del sonido con la distancia

Una fuente puntual en un campo abierto radia sonido en ondas esféricas. La presión del sonido resultante varía en razón inversa del cuadrado de la distancia a la fuente; así, el nivel del sonido se reduce en 6 dB por cada duplicación de la distancia. El sonido del equipo auxiliar de enfriamiento sigue esta relación de disminución con la distancia, ya que la suma de las contribuciones de sonido de la fuente puntual. El tanque del transformador, que radia energía vibratoria desde el núcleo, es una fuente de sonido más compleja y no aparece como fuente puntual excepto a una distancia sustancial del tanque.

2.6.4 Medidas de diseño

Los fabricantes tienen a su disposición una variedad de medios para obtener reducción del sonido. Casi todas las medidas se dirigen a reducir la generación de ruido.

- a) *Reducción de la vibración del núcleo.* Como la magnetoestricción es una función de intensidad del flujo, una primera opción del fabricante es reducir los niveles de inducción de los transformadores. Esto tiene la ventaja adicional de reducir las pérdidas al operar sin carga.

- b) *Reducción del ruido de los equipos de enfriamiento.* La medida más significativa de reducción de ruido para el equipo de enfriamiento es reducir la velocidad de rotación del ventilador o ajustar sus aspas a un ángulo de incidencia. Existen muchos diseños de bajo ruido, que van desde los de baja velocidad hasta los ventiladores encerrados en carcasa, de los cuales pueden escoger los fabricantes.

Cuando se han agotado todas las posibilidades de reducir la emisión de ruido y se requiere todavía una mayor reducción, tiene que incorporarse alguna especie de sistema amortiguador de masas o de absorción, sobre o fuera de la estructura del tanque. Para obtener grandes reducciones del sonido (hasta de 25 a 30 dB), algunos fabricantes emplean alojamientos o carcasas externos completos de acero.

2.7 Consideraciones de sistemas de preservación de aceite

Su función es mantener el nivel normal del aceite principal del transformador y, de acuerdo con su forma, será diseñado para contener el 10% ó 20% del volumen total del transformador. Lo anterior permite compensar las variaciones del nivel de aceite originadas por cambios en la temperatura.

Existen diferentes tipos de tanques conservadores y se clasifican por la forma de preservar el aceite dieléctrico. Además, antes de decidir hacer vacío a un tanque conservador deberá tenerse plena seguridad de que fue diseñado para soportar la presión de vacío, ya que en caso contrario se corre el riesgo de destruirlo por implosión.

2.7.1 Respiración libre a través de silica gel

Los tanques conservadores con respiración libre, lo deben hacer a través de silicagel para evitar la entrada de aire húmedo. Este tipo de tanque con respiración libre tiene el inconveniente de que el aire (húmedo o seco) está en contacto directo con el aceite y por ende en el transcurso del tiempo lo oxidará.

2.7.2 Sello de gas nitrógeno

Para preservar la calidad del aceite se aprovecha el espacio libre en el tanque conservador para inyectar gas inerte o bien instalar una bolsa de neopreno.

Los tanques conservadores con sello de gas inerte (nitrógeno, por su abundancia y bajo costo) deben estar provistos de un equipo para regular la presión del gas en el interior del tanque conservador utilizando un cilindro de gas externo, por lo general en tres etapas de regulación. El equipo regulador cuenta con interruptores de presión, uno de ellos supervisa la presión en el cilindro y dos de ellos la presión en el tanque conservador. La función principal de este sistema es la de mantener, dentro de límites seguros, las variaciones de nivel por efecto de las variaciones de temperatura. Es decir, dentro de los límites seguros para la operación del propio transformador.

2.7.3 Preservación con celda (bolsa) de aire

El tanque conservador del tipo de sello de aire, *atmoseal*, mantiene la presión constante (presión atmosférica) sobre el aceite aislante y lo preserva del contacto con la atmósfera, por lo tanto, protege al aceite del contacto con la humedad y con el oxígeno del aire.

En los tanques conservadores de este tipo y que sean sometidos a vacío (previa certeza de su diseño para vacío) deberán de contar con las conexiones suficientes que permitan que en ambos lados de la bolsa exista la misma presión. Si no se tiene cuidado con esto, la bolsa puede quedar sometida a esfuerzos tales que se llegue a romper.

Al inflar la bolsa se tendrá en cuenta la presión de inflado que el fabricante establece para cada diseño. En general el volumen de aceite que debe contener un tanque conservador oscila entre el 8 y 10% del volumen de aceite que contiene el tanque principal.

2.8 Accesorios del transformador

2.8.1 Cambiador de derivaciones

Los cambiadores de derivaciones permiten modificar la relación de transformación de un transformador. Los cambiadores son conectados generalmente en el devanado de alta tensión, por ser este el devanado exterior en las bobinas y, consecuentemente, la conexión de derivaciones puede hacerse fácilmente y sin dificultad de aislamiento. Los cambiadores en el devanado de baja tensión no son recomendables, porque los conductores son de mayor sección y transportan más corriente lo que podría provocar arcos eléctricos.

Los cambiadores se clasifican en dos grandes grupos, cambiadores de derivaciones sin carga, aquellos diseñados para ajustar la relación de transformación desconectando por completo el transformador y operan de manera manual. Y cambiadores de derivaciones con carga, aquellos diseñados para trabajar continuamente, sin desconectar el transformador y operan de manera motorizada.

2.8.2 Relevador de flujo

Este relevador opera por el movimiento brusco de un líquido, en este caso el aceite aislante dentro del transformador. Éste se coloca entre el cambiador de cambiador de derivaciones bajo carga y su tanque conservador. Esta formado por una cámara donde se encuentra un interruptor de mercurio instalado en una placa, misma que tiene un orificio al centro, los pasamuros y los botones de prueba y reposición.

2.8.3 Relé Buchholz

Las fallas que se producen en el interior de los transformadores siempre dan origen a la producción de gases, y estos gases accionarán el Relé Buchholz. La caja esta normalmente llena de aceite y contiene en su interior flotadores que se mueven alrededor de ejes fijos. Por causa de una falla se producirán burbujas de gas, las que se elevarán hacia el tanque conservador, pero serán atrapadas y detectadas por el Relé Buchholz; por lo que se puede decir es que de la cantidad de gas atrapada en el Relé Buchholz depende la magnitud de la falla.

Existen dos tipos de Relé Buchholz, los antisísmicos y los normales. Los primeros están diseñados de tal forma que para sismos de baja y mediana intensidad no desconectarán al transformador de servicio. Los normales no aseguran que con sismos de baja intensidad el transformador continuará en servicio.

2.8.4 Termómetros

Sabemos que los aislamientos sólidos y líquidos se deterioran con más rapidez si su temperatura sobrepasa constantemente el límite admisible. El dispositivo llamado imagen térmica evita que los transformadores sean sometidos a sobrecargas y por ende a elevaciones de temperaturas inadmisibles.

La imagen térmica es un termómetro con elemento de resistencia con cuerpo de caldeo. El principio de funcionamiento parte del hecho de que la temperatura del cobre depende de la que tiene el aceite y de la cantidad de calor producido por las pérdidas, de tal forma que es posible reproducir en imagen las mismas condiciones de temperatura que el transformador. Para esto, es preciso que la resistencia se encuentre sumergida en aceite y que el cuerpo de caldeo este alimentado por una corriente proporcional a la carga del transformador, un transformador de corriente.

La temperatura indicada por la imagen térmica nos mostrará la temperatura del punto más caliente de un transformador, es decir, la temperatura de los devanados.

El termómetro que indica la temperatura del aceite, básicamente puede ser un sensor de cualquier tipo, por ejemplo una PT100.

2.8.5 Relevador de presión súbita

El relevador de presión súbita esta habilitado para recoger la ola de presión del aceite en el tanque del transformador cuando una falla seria ocurre. Este dispositivo es capaz de distinguir entre incrementos rápidos y lentos de

presión, e indicará si el incremento de presión fue más rápido que la tasa especificada. En transformadores sin tanque conservador independiente este dispositivo puede ser sustituido por la función de rápido incremento de flujo en el aceite de un relevador de actuación por gas.

2.8.6 Relevador de sobrepresión

Los dispositivos de sobrepresión protegen el resto de los elementos del transformador contra los esfuerzos mecánicos, que se producen al elevarse la presión del aceite producto de una falla interna o de la operación anormal de un transformador. Estos dispositivos generalmente se instalan sobre la tapa o pared lateral de un transformador, y puede ser de dos tipos: de Resorte o de Diafragma.

2.8.7 Indicadores de nivel de líquido

Los indicadores de nivel de líquido son utilizados para mostrar el nivel de aceite en el tanque conservador, normalmente con un instrumento analógico ubicado directamente sobre el tanque conservador. En transformadores grandes el tamaño del dispositivo indicador es adecuado para ser leído desde el suelo. En general están provistos de contactos auxiliares para fines de señalización o disparo, según esté dispuesta la operación del transformador en particular, y equipados con interruptores para bajo o alto nivel de aceite.

Los indicadores de nivel pueden ser de indicación directa o indicación Indirecta. Los primeros indicadores son los que transmiten el movimiento de flotadores mecánicos para la señalización y los segundos indicadores muestran la señalización sin un contacto directo con el aceite, por ejemplo indicadores magnéticos.

2.8.8 Secadores de aire

Al calentarse el aceite expulsará aire por el respiradero y al enfriarse el aceite, el aire penetrará en él. Es decir el transformador respira. Si el transformador no cuenta con secadores de aire instalados en el respiradero, bajo circunstancias críticas de humedad, presión atmosférica y temperatura, se condensará la humedad contenida en el tanque conservador y se contaminará el aceite. Para evitar esta condición, los transformadores cuentan con secadores de aire, por los cuales se hace pasar el aire que respira a través de un compuesto secante.

El compuesto secante más utilizado es el óxido de sílice amorfo, tratado químicamente para formar un gel que varía de color y se conoce comúnmente como sílica gel. Este varía con los aumentos de humedad contenidos en el mismo, azul para sílica gel completamente seco y rosado para una humedad del 100%.

2.8.9 Boquillas

Su función es permitir la conexión eléctrica entre las terminales de los devanados y el circuito exterior al transformador, manteniendo el aislamiento y la hermeticidad. Los tipos de boquillas más utilizados son; sólidas, en aceite y condensador. Su elección dependerá del voltaje de operación y capacidad de corriente, como parámetros más importantes. Actualmente se están utilizando boquillas de aceite-gas SF6 en algunos diseños especiales.

2.8.10 Transformadores de corriente tipo boquilla

Su función es traducir la corriente que circula por los devanados del transformador de potencia a valores mínimos, entre uno y cinco amperios. Esta señal se utiliza para alimentar los dispositivos de protección y medición del propio transformador.

2.8.11 Bombas e indicadores de flujo

Sirven para incrementar el flujo del aceite a través de los radiadores, con el fin de acelerar la disipación del calor generado en el transformador. Cada bomba tiene un indicador de flujo para verificar su funcionamiento y el sentido del flujo. Los dos tipos de bombas más utilizados son: axiales y centrifugas, dependiendo su aplicación del sistema de enfriamiento específico utilizado.

2.8.12 Ventiladores

Tienen la función de dirigir un flujo de aire sobre la superficie de los radiadores, con el propósito de incrementar la disipación de calor.

2.8.13 Radiadores

Son los intercambiadores de calor que permiten incrementar la disipación de calor generado dentro del transformador. Los tipos más utilizados son: tubo, plato o con aletas.

3. LA NORMA IEEE Std. 57.12.00-2000

3.1 Introducción a la norma

Esta norma es una base para establecer los requerimientos mínimos que deben cumplir los transformadores inmersos en líquido de distribución, potencia y reguladores, exceptuando los siguientes: transformadores de medida, transformadores reguladores de voltaje de inducción, transformadores rectificadores, transformadores especiales, de horno de arco, de puesta a tierra, móviles, y de mina.

El uso de una norma de IEEE es totalmente voluntario. La existencia de una norma de IEEE no implica que no haya ninguna otra manera para producir, probar, examinar, comprar, vender, o proporcionar otras mercancías y servicios relacionado al alcance de la norma de IEEE. Además, el punto de vista expresado en esta norma está aprobado y sujeto a cambiar debido a nuevos desarrollos de las actividades y los comentarios recibidos de los usuarios de la misma.

Cada norma de IEEE está sujeta a revisión por lo menos cada cinco años para su modificación o reafirmación. Cuando un documento tiene más de cinco años y no ha sido reafirmado, es razonable concluir que sus contenidos, aunque todavía tienen cierto valor, no reflejan totalmente la realidad actual, por lo que los usuarios deben verificar que tienen la última edición de la norma de IEEE.

3.2 Alcance de la norma

Esta norma es la base para el establecimiento del desempeño, intercambiabilidad limitada eléctrica y mecánicamente, y los requerimientos de seguridad para el equipo. Además es una guía para la correcta selección de los equipos.

Esta norma describe los requerimientos eléctricos, mecánicos y de seguridad para los transformadores inmersos en líquido, de distribución y potencia, los autotransformadores y los transformadores reguladores, monofásicos y polifásicos, con voltajes superiores a 601 V en el devanado de alto voltaje.

Esta norma aplica a todos los transformadores inmersos en líquido de distribución, potencia y reguladores, que no pertenecen a las siguientes clases de aparatos:

- Transformadores de instrumento
- Reguladores de voltaje de inducción
- Transformadores para fundición de arco
- Transformadores rectificadores
- Transformadores especiales
- Transformadores de puesta a tierra
- Transformadores móviles
- Transformadores de minas

3.3 Definición de las condiciones de servicio

Los transformadores de acuerdo a esta norma serán acordes para operación a ciertos kVA nominales bajo las siguientes condiciones descritas.

3.2.1 Condiciones normales de servicio

La Temperatura tendrá influencia en tres límites de acuerdo a los parámetros de ciertas condiciones. La primera condición será la temperatura del aire de ventilación, el cual no excederá 40 °C y la temperatura promedio del aire de ventilación durante un período de 24 horas no excederá 30 °C. La segunda condición de temperatura aplicará al líquido, de tal manera que la temperatura del líquido en la parte más alta del transformador, cuando este operando, no deberá ser menor a -20 °C, cualquier temperatura debajo de ésta, será considerada como una condición inusual de servicio. La tercera condición será aplicada al agua de ventilación, si existiera, ésta no debe exceder los 30 °C y la temperatura promedio en un período de 24 horas de servicio no excederá los 25 °C y no deberá ser menor de 1 °C, a menos que incluya anticongelante para operar hasta -20 °C.

La altura no deberá exceder 1000 metros sobre el nivel del mar. La forma de onda del voltaje a suministrar será aproximadamente sinusoidal, y los voltajes de fase a ser suministrados a un transformador polifásico serán aproximadamente iguales en magnitud y desplazamiento de tiempo. La corriente de carga a suministrar será sinusoidal y el factor de armónicos no excederá cero punto cero cinco por unidad del factor armónico definido en la norma IEEE Std. C57.12.80-1978.

Los transformadores deben ser capaces de operar continuamente por arriba del voltaje nominal o por debajo de la frecuencia nominal, a un máximo nominal de kVA para cualquier derivación, sin exceder los límites observables de incremento de temperatura de acuerdo al apartado 3.4.11 siguiente, cuando todas las condiciones siguientes prevalezcan:

- a. Voltaje secundario y voltios por Hertz no excedan el 105% de los valores nominales.
- b. Factor de potencia de la carga sea de 80% o mayor.
- c. Frecuencia es al menos el 95% del valor nominal.

Así mismo deberán operar continuamente arriba del voltaje nominal o debajo de la frecuencia nominal, en cualquier derivación sin carga, sin exceder los límites observables de incremento de temperatura de acuerdo al apartado 3.4.11 siguiente, cuando ni el voltaje ni los voltios por Hertz excedan el 110% de los valores nominales.

En el caso de los transformadores multidevanados o autotransformadores, lo anterior aplica solamente a condiciones de carga específicas usadas como base en el diseño.

3.2.2 Cargabilidad a otras condiciones fuera de las normales

La norma IEEE C57.91-1995 proporciona la guía para proveer otras condiciones evaluadas, incluyendo:

- a) Un ambiente de temperaturas mayores o menores que la base valuada
- b) La carga en exceso de tiempo corto, descrita en kVA en la placa, con una expectativa de vida normal
- c) La carga que resultará en un reducción de expectativa de vida

Las guías no son normas. Éstas proporcionan la mejor información general conocida sobre la carga de transformadores bajo varias condiciones basadas en los sistemas de aislamiento de los devanados típicos, y están basados sobre la mejor información de ingeniería disponible en el tiempo de la preparación. Las guías exponen limitaciones de componentes auxiliares, aparte de los devanados, que puedan limitar la capacidad de los transformadores. Cuando se especifique, los componentes auxiliares y otras características de construcción (cables, boquillas, tapas cambiadoras, aceite el espacio de expansión, etc.) deben ser suministradas de modo que no limiten la cargabilidad para disminuir la capacidad de los devanados.

3.2.3 Condiciones de servicio fuera de lo normal

Las condiciones fuera de las ya descritas, son consideradas condiciones inusuales de servicio y frecuentemente, atraen la atención de los responsables del diseño y aplicación de los aparatos.

Los transformadores pueden ser usados a temperaturas ambientes mayores o menores, pero especial consideración se debe proveer para estas aplicaciones. La norma IEEE C57.91-1995 proporciona información de las prácticas recomendadas.

La rigidez dieléctrica de los transformadores depende, del todo o en parte, del aire para el aislamiento que se ve disminuido con los aumentos de altura debido al efecto de disminución de la densidad del aire. Los transformadores deberán ser diseñados con los espaciamientos de aire más grandes entre terminales usando los factores de corrección, para obtener la adecuada fortaleza en altitudes sobre 1000 metros (3300 pies).

El requisito mínimo de aislamiento necesario requerido de altitud puede obtenerse del resultado de la división del nivel estándar del aislamiento a 1000 metros (3300 pies) por el factor apropiado de corrección de la siguiente tabla IV.

Tabla IV. Factores de corrección para alturas superiores a 1000m (3300p)

Altura (m)	Altura (pies)	Factor de corrección de altura para la rigidez dieléctrica
1000	3300	1.00
1200	4000	0.98
1500	5000	0.95
1800	6000	0.92
2100	7000	0.89
2400	8000	0.86
2700	9000	0.83
3000	10000	0.80
3600	12000	0.75
4200	14000	0.70
4500	15000	0.67

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 1. Pág. 6

NOTA: Una altura de 4500m (15000 pies) es considerada un máximo para transformadores conforme con esta norma.

Adicionalmente a la corrección del nivel de aislamiento, habrá que corregir la distancia de fuga en los pasatapas operando arriba de los 1000m (3300p)

También se consideran como condiciones inusuales de servicio:

- Humos perjudiciales o vapores, polvo excesivo o abrasivo, mezclas explosivas de polvo o gases, vapor de agua, ambiente salino, excesiva humedad.
- Vibraciones anormales, inclinaciones o condiciones sísmicas especiales.

- Temperaturas ambiente fuera de los límites normales
- Condiciones inusuales de transporte o almacenaje, limitaciones de espacio, problema de mantenimiento, trabajo o frecuencia de operación.
- Condiciones eléctricas diversas como voltajes desbalanceados, forma de onda, regimenes de carga, excitación, cortocircuito, campos magnéticos.
- Cuando no sea común la operación en paralelo pero eventual, se necesita informar para tener las previstas las condiciones necesarias.

3.4 Parámetros de servicio

3.4.1 Clases de ventilación en los transformadores

Los transformadores deberán ser identificados de acuerdo al método empleado de ventilación. Para los transformadores inmersos en líquido, esta identificación es expresada por cuatro letras. Estas designaciones son consistentes con IEC 60076-2: 1993.

Primera letra: los medios internos de ventilación en contacto con los devanados:

- O Aceite mineral o sintético con punto de ignición ≤ 300 °C
- K Líquido aislante con punto de ignición > 300 °C
- L Líquido aislante con punto de ignición no medible

Segunda letra: mecanismo de circulación para ventilación interna media:

- N Flujo de transmisión natural para ventilación del equipo y devanados
- F Circulación forzada para ventilación de equipo (por medio de bomba), flujo de transmisión natural en los devanados (también llamado flujo no directo)
- D Circulación forzada para ventilación de equipo, dirigido del equipo de ventilación hacia los devanados principales

Tercera letra: medios de ventilación externos:

A Aire

W Agua

Cuarta letra: mecanismo de circulación para los medios externos de ventilación:

N Transmisión natural

F Circulación forzada, ventiladores (aire) o bombas (agua)

Las designaciones que se utilizan actualmente se indican en la tabla V

Tabla V. **Designaciones de ventilación**

DESIGNACIONES PRESENTES	DESIGNACIONES PREVIAS
ONAN	OA
ONAF	FA
ONAN/ONAF/ONAF	OA/FA/FA
ONAN/ONAF/OFAF	OA/FA/FAO
ONAN/ODAF	OA/FOA ^a
ONAN/ODAF/ODAF	OA/FOA ^a /FOA ^a
OFAF	FOA
OFWF	FOW
ODAF	FOA ^a
ODWF	FOW ^a

Fuente: **Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 2. Pág. 9**

3.4.2 Frecuencia

A menos que se especifique de otra manera, los transformadores deberán ser diseñados para la operación a una frecuencia de 60 Hz.

3.4.3 Fases

Los transformadores descritos en esta norma son monofásicos o trifásicos. Las clasificaciones estándares están incluidas en las normas de producto para los tipos particulares de transformadores. Cuando se especifique otro arreglo de fases, éste deber ser claramente proporcionado.

Un ejemplo de arreglo especial podrían ser los transformadores con conexión Scott-unido o de T, los cuales pueden ser suministrados para realizar transformación trifásica a bifásica, o viceversa; o para realizar transformación trifásica.

3.4.4 Kilovoltioamperios

La clasificación de kilovoltioamperios, kVA, de un transformador será la potencia que puede ser entregada por el tiempo especificado a los valores nominales de voltaje secundario y frecuencia, sin excederse de los límites específicos de aumento de temperatura bajo las condiciones prescritas, y dentro de los límites estándares establecidos.

Los valores nominales de kVA continuos preferidos para los transformadores de distribución potencia, tanto monofásicos como trifásicos, basados en el aumento promedio de los devanados por la resistencia de 65°C, de acuerdo al apartado 3.4.11 siguiente, aparecen en la siguiente tabla VI. Para los transformadores con los valores arriba de 10 000 kVA, el incremento preferido para la primera etapa de ventilación forzada (ONAF) es del 33% y del 66% para la segunda etapa (ONAF/ONAF u OFAF), referidos al valor nominal ONAN.

Tabla VI. Kilovoltioamperios nominales preferidos

Transformadores monofásicos	Transformadores trifásicos
5	15
10	30
15	45
25	75
37.5	112.5
50	150
75	225
100	300
167	500
250	750
333	1 000
500	1 500
--	2 000
833	2 500
1 250	3 750
1 667	5 000
2 500	7 500
3 333	10 000
--	12 000
5 000	15 000
6 667	20 000
8 333	25 000
10 000	30 000
12 500	37 500
16 667	50 000
20 000	60 000
25 000	75 000
33 333	100 000

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 3. Pág. 10 y 11

3.4.5 Voltajes normalizados y derivaciones

Los voltajes nominales de sistema estándar, los voltajes máximos de sistema y su respectivo NBI se listan en la siguiente tabla VII:

Tabla VII. Voltajes nominales de sistema, máximos su BIL respectivo

Aplicación	Voltaje nominal del Sistema (kV rms)	Sistema de voltaje máximo (de ANSI C84-1-1995) (kV rms)	Niveles básicos de aislamiento de impulso de rayo (NBI) de uso común (kV crest)			
Distribución	1.2	--	30	--	--	--
	2.5	--	45		--	--
	5.0	--	60		--	--
	8.7	--	75		--	--
	15.0	--	95		--	--
	25.0	--	150	125	--	--
	34.5	--	200	150	125	--
	46.0	48.3	250	200	--	--
	69.0	72.5	350	250	--	--
Potencia	1.2	--	45	30	--	--
	2.5	--	60	45	--	--
	5.0	--	75	60	--	--
	8.7	--	95	75	--	--
	15.0	--	110	95	--	--
	25.0	--	150	--	--	--
	34.5	--	200	--	--	--
	46.0	48.3	250	200	--	--
	69.0	72.5	350	250	--	--
	115.0	121.0	550	450	350	--
	138.0	145.0	650	550	450	--
	161.0	169.0	750	650	550	--
	230.0	242.0	900	825	750	650
	345.0	362.0	1175	1050	900	--
	500.0	550.0	1675	1550	1425	1300
765.0	800.0	2050	1925	1800	--	

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 4. Pág. 12

Los voltajes nominales serán sin carga, éstos deberán estar basados en la relación de vueltas.

3.4.6 Conexiones

Los arreglos de conexiones estándar están incluidos en las normas para tipos particulares de transformadores en ANSI C57.12.70-1978.

3.4.7 Polaridad, desplazamiento angular y marcas en las terminales

Los transformadores monofásicos en los tamaños 200 kVA y menores, y teniendo alto voltaje en los rangos de 8660 V y menores (voltaje de la bobina) deben tener polaridad aditiva. Todos los demás transformadores monofásicos tendrán polaridad sustractiva.

El desplazamiento angular entre los voltajes de las fases de los transformadores trifásicos con conexiones Delta-Delta y Estrella-Estrella será de cero grados.

El desplazamiento angular entre los voltajes de las fases en los transformadores trifásicos con conexiones Estrella-Delta y Delta-Estrella será de 30°, con el bajo voltaje en atraso respecto del alto voltaje. El desplazamiento angular de un transformador polifásico es en ángulo de tiempo expresado en grados entre los voltajes de línea a neutro de la terminal de alto voltaje identificada como H1 y el voltaje de línea neutro de la terminal correspondiente de bajo voltaje identificada como X1.

3.4.8 Impedancia

La impedancia será referida a la temperatura igual a la suma del incremento de temperatura de las bobinas promedio por resistencia más 20 °C. Los valores estándar preferidos de impedancia están incluidos en los productos estándar para los tipos de transformadores particulares.

3.4.9 Pérdidas totales

Las pérdidas totales de un transformador serán la suma de las pérdidas sin carga y las pérdidas con carga. Las pérdidas de los ventiladores, bombas de aceite, calentadores de espacio y otros equipos auxiliares no están incluidas dentro de las pérdidas totales. Cuando se ha especificado, los datos de pérdidas en los equipos auxiliares serán suministrados.

La temperatura estándar de referencia para las pérdidas con carga en transformadores de potencia y distribución será del 85 °C. La temperatura estándar de referencia para las pérdidas sin carga en transformadores de potencia y distribución será del 20 °C.

Para los transformadores clase II, las pérdidas de los equipos de control y auxiliares serán medidas y guardadas. Los equipos asociados y de control, ventiladores, bombas y calentadores serán energizados, proveyendo estos componentes como partes integrales del transformador.

3.4.10 Niveles de aislamiento

Los transformadores serán diseñados para proveer niveles de aislamiento coordinados de baja frecuencia e impulso en las líneas terminales, y niveles de aislamiento de baja frecuencia en las terminales del neutro. El valor de referencia del conjunto de los niveles coordinados será su respectivo Nivel de aislamiento básico al impulso de rayo (por sus siglas “NBI”).

El voltaje del sistema y el tipo de transformador también pueden influenciar los niveles de aislamiento y los procedimientos de prueba. En relación a esto, los transformadores de potencia están separados en dos diferentes clases, como se muestra a continuación:

- a) Transformadores de potencia clase I, serán incluidos los transformadores de potencia con bobinas de alto voltaje de 69 kV y menores.
- b) Transformadores de potencia clase II, serán incluidos los transformadores de potencia con bobinas de alto voltaje desde 115 kV a 765 kV.

La tabla VIII y IX listan los niveles de “NBI” de uso corriente en varios voltajes de sistema de acuerdo a su clasificación, Clase I y II; sin embargo, el uso de cualquier “NBI” escogido requiere de una atención cuidadosa para la coordinación adecuada de aislamiento y la asignación adecuada del coeficiente de puesta a tierra.

Tabla VIII. Niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores Clase I

Aplicación	Nivel de aislamiento Básico de Impulso de Rayo (NBI) (kV cresta)	Niveles de impulso de onda recortada		Niveles de impulso de frente de onda		
		Voltaje mínimo (kV cresta)	Tiempo mínimo de descarga (μ s)	Voltaje mínimo (kV cresta)	Tiempo específico para el arco (μ s)	Nivel de la prueba de baja frecuencia (kV rms)
	Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6
Distribución	30	36	1.0	--	--	10
	45	54	1.5	--	--	15
	60	69	1.5	--	--	19
	75	88	1.6	--	--	26
	95	110	1.8	--	--	34
	125	145	2.25	--	--	40
	150	175	3.0	--	--	50
	200	230	3.0	--	--	70
	250	290	3.0	--	--	95
	350	400	3.0	--	--	140
Potencia	45	50	1.5	--	--	10
	60	66	1.5	--	--	15
	75	83	1.5	--	--	19
	95	105	1.8	165	0.5	26
	110	120	2.0	195	0.5	34
	150	165	3.0	260	0.5	50
	200	220	3.0	345	0.5	70
	250	275	3.0	435	0.5	95
	350	385	3.0	580	0.58	140

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 5. Pág. 15

Tabla IX. Niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores Clase II

Voltaje nominal del sistema (kV)	Nivel de aislamiento básico de impulso de rayo (NBI) (kV cresta)	Nivel de onda recortada (kV cresta)	Nivel de impulso de maniobra (NBIM) (kV cresta)	Niveles de prueba de baja frecuencia		
				Prueba de voltaje inducido (fase a tierra)		Nivel de prueba de voltaje aplicado (kV rms)
				Nivel de una hora (kV rms)	Nivel incrementado (kV rms)	
Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6	Columna 7
15 y menos	110	120	--	--	--	34
25	150	165	--	--	--	50
34.5	200	220	--	--	--	70
46	250	275	--	--	--	95
69	250	275	--	--	--	95
	350	385	--	--	--	140
115	350	385	280	105	120	140
	450	495	375	105	120	185
	550	605	460	105	120	230
138	450	495	375	125	145	185
	550	605	460	125	145	230
	650	715	540	125	145	275
161	550	605	460	145	170	230
	650	715	540	145	170	275
	750	825	620	145	170	325
230	650	715	540	210	240	275
	750	825	620	210	240	325
	825	905	685	210	240	360
	900	990	745	210	240	395
345	900	990	745	315	360	395
	1050	1155	870	315	360	460
	1175	1290	975	315	360	520
500	1130	1430	1080	475	550	--
	1425	1570	1180	475	550	--
	1550	1705	1290	475	550	--
	1675	1845	1390	475	550	--
765	1800	1980	1500	690	800	--
	1925	2120	1600	690	800	--
	2050	2255	1700	690	800	--

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 6. Pág. 16

a) Nivel de aislamiento para terminales de línea

- A cada terminal de línea de un devanado deberá ser asignado un nivel básico de aislamiento al impulso de rayo (NBI) de la tabla VII. Los niveles de aislamiento asociados serán provistos sin importar las pruebas que se harán o no.
- Los devanados para voltaje de sistema de 115 kV y superiores serán diseñados para el nivel de aislamiento de impulso de maniobra (NBIM) asociados con el NBI asignado. Adicionalmente, los devanados de bajo voltaje serán diseñados para soportar el estrés resultante de las pruebas de impulso de maniobra sobre los devanados de alto voltaje sin importar que estas pruebas sean especificadas.
- Las pruebas y niveles de aislamiento con la forma de frente de onda, cuando se desee, serán especificados, de otra manera esta capacidad de aislamiento no será requerida.
- Cada terminal de línea de una conexión estrella será especificada como adecuada o no adecuada para la operación sin puesta a tierra del neutral.

b) Nivel de aislamiento para terminales del neutral

- Para un devanado de transformador diseñado para una conexión estrella y con la terminal del neutral accesible y externa al tanque le será asignado un nivel para la prueba de baja frecuencia. Este nivel asignado puede ser menor al de las terminales de línea.
- El nivel de aislamiento de la terminal del neutral de un devanado puede diferir del nivel de aislamiento del pasatapas del neutral. En este caso la prueba dieléctrica sobre el neutral será determinada por el menor nivel.
- Cuando se especifique las terminales neutrales serán diseñadas para un NIB específico en lugar del nivel de prueba de baja frecuencia.

- El nivel para la prueba de baja frecuencia para la terminal neutral que esté sólidamente aterrizada directamente o a través de un transformador de corriente no será menor que el especificado en la columna 2 de la tabla X. El nivel de prueba asignado para los otros casos serán coordinados con los voltajes que puedan ocurrir entre el neutral y tierra durante la operación normal o durante condiciones de falla, pero no serán menores a los especificados en las columnas 2 y 3 de la tabla X.
- Para las terminales del neutral que no salgan del tanque no serán asignados niveles de aislamiento. En tales casos la terminal neutral del devanado estará directamente conectado al tanque y éste a su vez sólidamente aterrizado.

Tabla X. Niveles mínimos de prueba de aislamiento de baja frecuencia en el neutral para transformadores de potencia clase I

Nivel de aislamiento mínimo para baja frecuencia (kV rms)			
Aplicación	Voltaje nominal de sistema (kV)	Solidamente aterrizado, o a través de un transformador de corriente, o a través de un transformador regulador	Aterrizado a través de un neutralizar de falla a tierra, o aislado pero protegido ante impulso
	Columna 1	Columna 2	Columna 3
Distribución o Potencia	1.2	10	10
	2.5	15	15
	5.0	19	19
	8.7	26	26
	15.0	26	26
	25.0	26	34
	34.5	26	50
	46.0	34	70
	69.0	34	95

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 8. Pág. 17

c) Coordinación de los niveles de aislamiento

- El nivel básico de aislamiento al impulso de rayo (NBI) escogido para cada terminal será el nivel para todo el aislamiento (impulso de rayo, de maniobra y de onda recortada), el cual incluirá un margen en exceso adecuado para el estrés dialéctico al que se someterá la terminal en servicio. Se debe notar que es recomendado la provisión de pararrayos para las terminales exteriores del devanado terciario.
- Cuando ocurra un impulso generado por una maniobra en una terminal durante la prueba o en servicio, éste será transferido a la otra terminal con una magnitud aproximadamente proporcional a la relación de vueltas involucradas. Esta interacción debe ser considerada al momento de evaluar la aplicación de pararrayos con lo que se podrá establecer la coordinación de los niveles de aislamiento.
- Es necesario verificar la habilidad del transformador para soportar sobrevoltajes temporales sobre las terminales sin falla durante alguna falla monofásica o bifásica a tierra, en la mayoría de los casos, la prueba de baja frecuencia es usada para esta verificación. Cuando el neutral de una estrella esta sólidamente aterrizada al tanque, no habrá este problema porque la terminal neutral del devanado no cambiará con respecto del tanque por lo que no habrán incrementos de voltaje línea a tierra durante este tipo de fallas. Para el caso de los transformadores de potencia clase II, los niveles para la prueba de baja frecuencia y sus coeficientes aparecen en la tabla XI, la cual no aplica a menos que los devanados hayan sido especificados para trabajar en sistemas no aterrizados; debido a esto la aplicación de puesta a tierra de todo el sistema del transformador es utilizado.

Tabla XI. Coeficientes para la prueba de aislamiento de baja frecuencia

Voltaje nominal del sistema (kV)	Nivel básico de aislamiento de impulso de rayo (kV cresta)	Nivel de la prueba de baja frecuencia (kV rms)	Coeficiente de la prueba de baja frecuencia
Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4
46	200	70	1.449
	250	95	1.697
69	250	95	1.310
	350	140	1.931
115	350	140	1.157
	450	185	1.529
	550	230	1.901
138	450	185	1.276
	550	230	1.586
	650	275	1.897
161	550	230	1.361
	650	275	1.627
	750	325	1.923
230	650	275	1.136
	750	325	1.343
	825	360	1.488
	900	395	1.632
345	900	395	1.091
	1050	460	1.271
	1175	520	1.436

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 9. Pág. 20

- d) Prueba de voltaje de baja frecuencia sobre las terminales de línea para transformadores de distribución y transformadores de potencia clase I
- Los requerimientos para la prueba de baja frecuencia en transformadores de distribución y transformadores de potencia clase I será completada por el uso de las pruebas de voltaje aplicado y voltaje inducido.
 - Para realizar esta prueba se debe cumplir con: voltaje a tierra (no necesariamente al neutral) de acuerdo a la columna 6 de la tabla VIII ó voltaje de fase a fase de acuerdo con la columna 6 de la tabla VIII, cualquiera que sea aplicable.
 - Se toma como excepción los devanados en delta, dado que el voltaje a tierra desarrollado en cada terminal puede ser reducido al 87% del valor especificado en la tabla VIII.
- e) Prueba de voltaje de baja frecuencia sobre las terminales para transformadores de potencia clase II
- Con el transformador conectado y excitado como si estuviera en servicio, se realizará la prueba de voltaje inducido, a los valores indicados en la columna 5 y 6 de la tabla IX. Esta prueba se describe en la sección 4.6 más adelante.
 - Las terminales de línea de devanados en delta y todas las terminales de los devanados en Estrella para aplicaciones en sistemas no aterrizados recibirán la prueba de voltaje aplicado, a los valores indicados en la columna 7 de la tabla IX. Esta prueba se describe en la sección 4.5 más adelante.
- f) Prueba de voltaje de baja frecuencia sobre los terminales del neutral
- Cada terminal del neutral recibirá la prueba de voltaje aplicado al nivel de aislamiento de baja frecuencia asignada.

g) Pruebas de impulso

- La prueba de impulso de rayo incluirá los niveles de onda completa reducida, onda recortada y onda completa para los transformadores de potencia clase II. Esta prueba no será realizada a los devanados que no tengan terminales exteriores.
- Se realizarán las pruebas de impulso de maniobra cuando sean requeridas, las pruebas sobre terminales de alto voltaje serán controladas y el nivel de voltaje se seleccionará en la columna 4 de la tabla IX. Donde se aplica la prueba de impulso de maniobra sobre las terminales de alta tensión ya no serán necesarias otras pruebas donde el nivel de aislamiento sea menor para comprobar la capacidad de éste.

3.4.11 Incremento de temperatura y condiciones de carga

El incremento de temperatura promedio en los devanados arriba de la temperatura ambiente no deberá exceder de 65 °C a los kVA nominales cuando sea probado de acuerdo con la norma C57.12.90-1999 usando la combinación particular de conexiones y derivaciones que dan el mayor incremento de temperatura promedio en los devanados. Esto generalmente involucrará a aquellas conexiones y derivaciones que resulten en las pérdidas más grandes.

El máximo incremento de temperatura en los devanados (el punto más caliente) arriba de la temperatura ambiente no excederá los 80 °C a los kVA nominales para la combinación particular de conexiones y derivaciones que dan el máximo incremento de temperatura en los devanados (el punto más caliente). Esto generalmente involucrará a aquellas conexiones y derivaciones que resulten en las pérdidas más grandes.

El máximo incremento de temperatura en los devanados (el punto más caliente) arriba de la temperatura ambiente será determinado por una de las siguientes condiciones:

- a) Medición directa durante la prueba térmica en concordancia con IEEE Std C57.12.90-1999. Un suficiente número de sensores de lectura directa deberán ser usados en ubicaciones específicas del máximo incremento de temperatura de acuerdo a lo indicado por pruebas anteriores o cálculos de pérdidas y transferencia de calor.
- b) Medición directa en un diseño del transformador duplicado de acuerdo al inciso a).
- c) Cálculos de temperatura a través de cada devanado activo. El método de cálculo estará basado en las pérdidas fundamentales y principios de transferencia de calor por medio de pruebas en transformadores o bobinas de producción o prototipos.

El máximo incremento de temperatura de los devanados será incluido en el reporte de pruebas con los datos de otros incrementos de temperatura. En una anotación se indicará cuál de los métodos anteriores fue usado para determinar este valor.

Las partes metálicas en contacto con el aislamiento de los conductores portadores de corriente no estarán sujetas a un incremento de temperatura que exceda el punto más caliente del incremento de temperatura de los devanados. Otras partes metálicas, que están descritas arriba, no serán sujetas a incrementos de temperaturas a la máxima carga nominal.

El incremento de temperatura del líquido aislante no excederá los 65 °C cuando sea medida cerca del punto más alto de la cuba principal.

Los límites de temperatura no serán excedidas cuando el transformador está operando en la conexión que producirá el mayor incremento de temperatura de los devanados arriba de la temperatura ambiente y está entregando:

- a) Los kVA nominales de salida al voltaje secundario nominal cuando no hay derivaciones.
- b) Los kVA nominales de salida al voltaje secundario nominal para aquella conexión cuando está a los kVA nominales de la derivación.
- c) Al voltaje secundario nominal de aquella conexión, los kVA de salida correspondiente a la corriente nominal de la derivación cuando la conexión está a los kVA reducidos de esa derivación.
- d) A la combinación específica de los kVA de salida a los factores de potencia especificados (para cada devanado) para transformadores multidevanados.
- e) Los kVA nominales de salida a los Voltios / Hertz nominales.

Se debe notar que, acá se usa, los términos *voltaje secundario nominal* o *corriente nominal* significa los valores asignados por el constructor y mostrados en la placa de datos.

3.4.12 Placas Informativas

Una placa de datos de metal duradero será confeccionada para cada transformador por el fabricante. A menos que otra cosa sea especificada, deberá ser hecha de material anticorrosivo, deberá mostrar la información nominal y otra especial según lo especificado en la tabla XII. Se debe notar que a pesar que esta norma reconoce la posibilidad de usar las unidades del Sistema Internacional como una alternativa al sistema de unidades usadas en el pasado, no está intencionado que ambos aparezcan en la placa de datos específica.

Tabla XII. Información de la placa de datos

Placa de datos A	Placa de datos B	Placa de datos C
Número de serie	Número de serie	Número de serie
Mes/año de fabricación	Mes/año de fabricación	Mes/año de fabricación
Clase (ONAN, ONAF, etc.)	Clase (ONAN, ONAF, etc.)	Clase (ONAN, ONAF, etc.)
Número de fases	Número de fases	Número de fases
Frecuencia	Frecuencia	Frecuencia
Potencia nominal	Potencia nominal	Potencia nominal
Voltaje nominal	Voltaje nominal	Voltaje nominal
Voltajes de derivación	Voltajes de derivación	Voltajes de derivación
Incremento de temperatura, °C	Incremento de temperatura, °C	Incremento de temperatura, °C
Polaridad (transformadores monofásicos)	Polaridad (transformadores monofásicos)	Polaridad (transformadores monofásicos)
Diagrama de fasores (transformadores polifásicos)	Diagrama de fasores (transformadores polifásicos)	Diagrama de fasores (transformadores polifásicos)
Impedancia en porcentaje	Impedancia en porcentaje	Impedancia en porcentaje
Masa total aproximada en kg (libras)	Nivel básico de aislamiento al impulso de rayo (BIL)	Nivel básico de aislamiento al impulso de rayo (BIL)
Diagrama de conexión	Masa total aproximada en kg (libras)	Masa total aproximada en kg (libras)
Nombre del fabricante	Diagrama de conexión	Diagrama de conexión
Referencia a las instrucciones de instalación y operación	Nombre del fabricante	Nombre del fabricante

Tabla XII. Información de la placa de datos
Continuación

Placa de datos A	Placa de datos B	Placa de datos C
Referencia a las instrucciones de instalación y operación	Nombre del fabricante	Nombre del fabricante
La palabra transformador o autotransformador	Referencia a las instrucciones de instalación y operación	Referencia a las instrucciones de instalación y operación
Tipo de líquido aislante (se prefiere el nombre genérico)	La palabra transformador o autotransformador	La palabra transformador o autotransformador
Número de serie	Número de serie	Número de serie
Material del conductor (de cada devanado)	Tipo de líquido aislante (se prefiere el nombre genérico)	Adecuado para la operación elevadora
	Material del conductor (de cada devanado)	Los datos del tanque, presión y líquido
		Tipo de líquido aislante (se prefiere el nombre genérico)
		Material del conductor (de cada devanado)

Fuente: **Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Pág. 24 y 25**

A menos que otra cosa sea especificada, la información mínima mostrada en la placa de datos será la especificada en la tabla XII y sus notas asociadas, de acuerdo a las siguientes categorías:

- a) Placa de datos A, será usada en los transformadores de potencia nominal de 500 kVA o menos, con nivel básico de aislamiento (por sus siglas en inglés BIL) menor a 150 kV.
- b) Placa de datos B, será usada en los transformadores con potencia nominal de 500 kVA o menos, que no estén cubiertas en el inciso anterior.
- c) Placa de datos C, será usado en los transformadores de potencia nominal mayor a 500 kVA.

3.5 Construcción

3.5.1 Boquillas pasatapas

Los transformadores deberán estar equipados con pasatapas con un nivel de aislamiento no menor que la terminal de la bobina a la cual están conectados, a menos que otra cosa sea especificada. Los pasatapas para uso en transformadores tendrán niveles de aislamiento al impulso y baja frecuencia de acuerdo a la norma IEEE Std. C57.19.01-1991.

3.5.2 Accesorios

La información específica sobre accesorios está contenida en las normas aplicables a cada tipo particular de transformador.

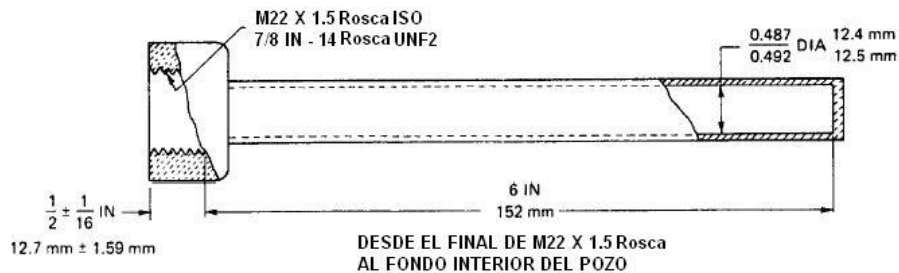
3.5.3 Transformadores de corriente en los pasatapas

Los transformadores de corriente en los pasatapas que tienen dimensiones en concordancia con la norma IEEE Std. C57.19.01-1991 tendrán un diámetro interior adecuado para acomodarse en las máximas dimensiones permitidas en esos pasatapas.

3.5.4 Termopozos

A menos que otro sea especificado en la norma aplicable para los tipos de transformadores particulares, las dimensiones para los termopozos serán como las mostradas en la figura 13.

Figura 13. Dimensiones del termopozo



Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Pág. 32

El termopozo será posicionado de manera en la cual se ubique al menos 25.4 mm (1 pulgada) por debajo del nivel del líquido a la mínima temperatura de operación (-20 °C u otra especificada por el usuario).

3.5.5 Requerimientos de presión en el tanque

La presión del tanque bajo las condiciones normales de los transformadores sellados no excederá dos atmósferas (203 kPa, 14.74 psig) absolutas de presión, a menos que los requerimientos de las secciones aplicables de la norma ASME “*Boiler and Pressure Vesselt Code*” sean cumplidos. Límites específicos de presión y pruebas están incluidos en las normas aplicables a los tipos de transformador particulares.

3.5.6 Sistema de aislamiento líquido

Los transformadores estarán llenos de líquido de aislamiento adecuado de acuerdo a:

- a) Aceite mineral, nuevo y sin ser usado el aceite mineral que cumpla los requerimientos de ASTM D3487-1998.

- b) Fluido menos inflamable hidrocarbónico, nuevo y sin ser usado el fluido menos inflamable hidrocarbónico deberá cumplir los requerimientos de ASTM D5222-92.
- c) Fluidos de silicona, nuevo y sin ser usados los fluidos deberán cumplir los requerimientos de ASTM D2225-92.

Existen otros fluidos aislantes que pueden ser adecuados y están comercialmente disponibles, los cuales no cuentan con especificaciones ASTM o IEEE para uso en transformadores.

Los transformadores serán equipados con un sistema de preservación de líquidos aislantes, de acuerdo a:

- a) Tanque sellado
- b) Sello de gas – aceite
- c) Conservador
- d) Conservador/diafragma

Debe ser notado que varios sistemas de preservación de líquido aislante son descritos y definidos en la norma IEEE Std. C57.12.80-1978.

El nitrógeno para uso en los transformadores protegidos por gas inerte estarán de acuerdo con la norma ASTM D1933-1997, tipo 3, y deberá ser suministrado en cilindros de 5.66 m³ (200 pie³) equipados con conexiones no. 580 de ANSI/CGA-V-1-1994. La presión de llenado será de 15.2 MPa (2200 psi) a 21.1 °C (70 °F).

3.5.7 Puesta a tierra

Los accesorios del transformador para puesta a tierra serán suministrados de acuerdo a los estándares para los tipos de transformadores particulares.

El núcleo del transformador será aterrizado para propósitos electrostáticos al tanque del transformador.

3.5.8 Distancias de seguridad externas mínimas entre las partes vivas del transformador de diferente fase del mismo voltaje

La tabla XIII describe las distancias mínimas externas entre las partes vivas del transformador de diferentes fases. En el establecimiento de estas distancias, fue reconocido que la terminal de los pasatapas normalmente tiene formas de electrodo redondeados. También fue asumido que los conectores de los conductores serían de forma adecuada para no reducir la fortaleza dieléctrica, y el arreglo de los conductores entrantes no reducirían la distancia efectiva proveída por los pasatapas del transformador. En otras palabras, las distancias fueron establecidas basándose a los campos electrostáticos que usualmente no son divergentes.

Tabla XIII. Distancias mínimas entre partes viva de diferentes fases del mismo voltaje

Voltaje nominal de sistema	Voltaje máximo de sistema	Distancias mínimas entre partes vivas de diferentes fases				Distancia mínima entre los bordes superiores del aislador del pasatapas de diferentes fases			
		Transformador de Distribución		Transformador de Potencia		Transformadores de Distribución		Transformadores de Potencia	
	(kV rms)	mm	in	mm	in	mm	in	mm	in
1.2	--	25.4	(1)	50.8	(2)	25.4	(1)	25.4	(1)
2.5	--	50.8	(2)	76.2	(3)	25.4	(1)	38.1	(1.5)
5.0	--	63.5	(2.5)	102	(4)	38.1	(1.5)	50.8	(2)
8.7	--	102	(4)	127	(5)	50.8	(2)	63.5	(2.5)
15	--	140	(5.5)	165	(6.5)	76.2	(3)	88.9	(3.5)
25	--	178	(7)	229	(9)	114	(4.5)	152	(6)
34.5	--	330	(13)	330	(13)	203	(8)	203	(8)
46	48.3	432	(17)	432	(17)	305	(12)	305	(12)
69	72.5	635	(25)	635	(25)	483	(19)	483	(19)
115	121.0			1041	(41)			914	(36)
138	145.0			1245	(49)			118	(44)
161	169.0			1448	(57)			1321	(52)
230	242.0			1778	(70)			1651	(65)
345	362.0			2286	(90)			2159	(85)
500	550.0			4064	(160)			3937	(155)
765	800.0			*	*			*	*
1100	1200.0			*	*			*	*

* Para los niveles de 765 y 1100 kV, los transformadores de potencia usualmente son monofásicos por lo que las distancias mínimas no aplica.

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 13. Pág. 34

Donde sea adecuado, la experiencia previa ha indicado que distancias mínimas son aceptables, las distancias mínimas pueden ser aplicadas. Las condiciones de fábrica para las pruebas dieléctricas pueden requerir distancias mayores que las definidas acá.

Las distancias indicadas para los voltajes nominales de sistema de 345kV y 500kV están basadas en el máximo voltaje de impulso de maniobra fase a fase igual a 3.8 veces por unidad al máximo voltaje pico línea a tierra para cada voltaje nominal de sistema a usar. El valor de 3.8 veces por unidad está basado sobre el uso de resistores de cierre en el interruptor de potencia. Las maniobras de bancos de capacitores de extra alto voltaje podrían resultar en voltajes mayores, hasta 4.2 por unidad del voltaje pico línea a tierra y podría requerir espacios más grandes que los establecidos en la tabla XIII.

La aplicación de pararrayos de óxido metálico conectados en la proximidad de un pasatapas de línea de extra alto voltaje puede reducir los voltajes de impulso de maniobra fase a fase a un nivel menor de 3.8 por unidad, por lo tanto permitiendo distancias menores a las dadas en la tabla XIII. Para los voltajes fase a fase diferentes del 3.8 por unidad, referirse a la nota uno de la tabla XIII.

Cualquier reducción en las distancias deberá estar basada en un acuerdo entre el usuario y el fabricante. Los valores de distancia nominales indicados están sujetos a las tolerancias normales de fabricación, que no incrementarán significativamente la posibilidad de una descarga.

3.6 Características de cortocircuito

3.6.1 Requerimientos generales

Los transformadores con aislante líquido serán diseñados y construidos para soportar el estrés mecánico y térmico, debido a cortocircuitos externos bajo ciertas condiciones especificadas más adelante. Los cortocircuitos externos incluirán fallas trifásicas, monofásicas a tierra, dos fases a tierra y fase a fase, sobre cualquier conjunto de terminales en cualquier instante.

Es sabido que la capacidad de soportar un cortocircuito puede ser afectada adversamente por la acumulación repetida de sobreesfuerzos tanto mecánicos como térmicos, como los producidos por los mismos cortocircuitos y sobrecargas por arriba de la potencia nominal. Dado lo anterior, las pruebas de cortocircuito, cuando se requieran, deben ser realizadas antes de colocar los transformadores en servicio. Para demostrar su adecuado diseño y construcción no es necesario que se pruebe cada transformador a través de la prueba de cortocircuito.

La tabla XIV define cuatro categorías de transformadores para las cuales se diseñará su capacidad de cortocircuito.

Tabla XIV. **Categorías de transformadores según capacidad de cortocircuito**

Categoría	Monofásicos (kVA)	Trifásicos (kVA)
I	5 a 500	15 a 500
II	501 a 1667	501 a 5000
III	1668 a 10000	5001 a 30000
IV	Arriba de 10000	Arriba de 30000

Fuente: **Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Pág. 36**

Las condiciones para las que se debe especificar el cortocircuito son:

a) Duración de la corriente de cortocircuito

La duración de cada prueba de cortocircuito será de 0.25 segundos, excepto que una prueba sea realizada para satisfacer el requerimiento de corriente simétrica, para estos casos la duración estará limitada a dos segundos, a menos que otra sea la especificación del usuario. Para aplicaciones donde las fallas de larga duración son comunes en servicio, estos tiempos especiales

deben ser especificados al momento del diseño y si se realizarán las pruebas en forma consecutiva sin permitir la refrigeración de las bobinas, se debe tener particular cuidado de no exceder los límites de temperatura del transformador.

b) La magnitud de la corriente de cortocircuito

Tomando como base los MVA de cortocircuito del lugar a instalar el transformador, la magnitud de la corriente simétrica de cortocircuito será calculada:

- Para las Categorías I y II, usando solamente la impedancia del transformador.
- Para las Categorías III y IV, usando la impedancia del transformador más la impedancia del sistema. Cuando la impedancia del sistema no sea especificado se pueden tomar como válidos los datos de las tablas XV y XVI.

Tabla XV. Potencia de cortocircuito del sistema, a menos que otra se especifique

Voltaje máximo del sistema (kV)	Capacidad de falla del sistema	
	(kA rms)	(MVA)
Debajo de 48.3	---	4300
48.3	54	4300
72.5	82	9800
121	126	25100
145	160	38200
169	100	27900
242	126	50200
362	84	50200
550	80	69300
800	80	97000

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 16. Pág. 40

Tabla XVI. Reactancia subtransitoria de máquinas síncronas trifásicas

Tipo de máquina	Reactancia más común por unidad	Rango de reactancia subtransitoria por unidad
Generador turbina de dos polos	0.10	0.07 - 0.20
Generador turbina de cuatro polos	0.14	0.12 – 0.21
Generador de polos salientes y motor con tiro forzado	0.20	0.13 – 0.32
Generador de polos salientes sin tiro	0.30	0.20 – 0.50
Condensadores ventilados por aire	0.27	0.19 – 0.30
Condensadores ventilados por hidrógeno	0.32	0.23 – 0.36

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 17. Pág. 41

Los devanados estabilizadores de transformadores trifásicos (conectadas en Delta) deberán tener la capacidad de soportar las corrientes resultantes de cualquier falla, reconociendo las condiciones de puesta a tierra del sistema.

c) Cálculos de la corriente de cortocircuito

La corriente de cortocircuito para aplicaciones de corriente simétrica se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula

$$I_{SC} = \frac{I_R}{Z_T + Z_S} \quad \text{Corriente de cortocircuito simétrica (A rms)}$$

Donde:

- I_R = Corriente nominal a la derivación dada
- Z_T = Impedancia del transformador a la derivación dada, por unidad sobre la misma base de potencia aparente de I_R
- Z_S = Impedancia del sistema o de los aparatos permanentemente conectados, por unidad sobre la misma base de potencia aparente de I_R

La corriente de cortocircuito para aplicaciones de corriente asimétrica se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula

$$I_{SC} (\text{pico asimétrico}) = K I_{SC} \text{ Corriente de cortocircuito asimétrica (A rms)}$$

$$\text{De donde } K = \left\{ 1 + \left[\varepsilon^{-\left(\phi + \frac{\pi}{2}\right) \frac{r}{x}} \right] \sin \phi \right\} \sqrt{2}$$

x/r = La relación entre la reactancia y la resistencia efectivas C.A., los valores de K aparecen en la siguiente tabla XVII.

Tabla XVII. Valores de K , de acuerdo a la relación r/x

r/x	x/r	K	r/x	x/r	K
0.001	1000.00	2.824	0.060	16.70	2.588
0.002	500.00	2.820	0.070	14.30	2.552
0.003	333.00	2.8115	0.080	12.50	2.518
0.004	250.00	2.811	0.090	11.10	2.484
0.005	200.00	2.806	0.100	10.00	2.452
0.006	167.00	2.802	0.200	5.00	2.184
0.007	143.00	2.798	0.300	3.33	1.990
0.008	125.00	2.793	0.400	2.50	1.849
0.009	111.00	2.789	0.500	2.00	1.746
0.010	100.00	2.785	0.600	1.67	1.669
0.020	50.00	2.743	0.700	1.43	1.611
0.030	33.30	2.702	0.800	1.25	1.568
0.040	25.00	2.662	0.900	1.11	1.534
0.050	20.00	2.624	1.000	1.00	1.509

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Pág. 39 y 40

Los materiales convencionales y la construcción propia del transformador tienen limitaciones inherentes en la capacidad de soportar un cortocircuito. Hay nuevos materiales y técnicas de construcción que mejorarán las capacidades.

Sin embargo, en ciertas circunstancias puede que no sea posible brindar los requisitos de fortaleza en los transformadores, por lo que se hace necesario limitar las corrientes de fallo a través de impedancias externas adicionales para los devanados del transformador. Las siguientes situaciones, que requieren especial atención, afectan las especificaciones de la magnitud y duración de la corriente de fallo y su frecuencia de ocurrencia:

- Transformadores reguladores con extremada baja impedancia.
- Transformadores de generador susceptibles a excesivas sobrecorrientes.
- Terminales del transformador conectadas a máquinas rotatorias.
- Sobrevoltajes permanentes en una terminal sin falla, durante una condición de falla.
- Incremento de sobrecorrientes de manera frecuente debido a la propia operación o de una particular operación.

3.6.2 Componentes

Los componentes del transformador tales como pasatapas, cambiadores de derivaciones y transformadores de corriente que transportan continuamente corriente cumplirán todos los requerimientos de la magnitud de la corriente de cortocircuito. Sin embargo, cuando no estén explícitamente especificado los cambiadores de derivaciones bajo carga no se requerirá que cambien las derivaciones bajo condiciones de cortocircuito.

3.6.3 Kilovoltioamperios base

Los kilovoltioamperios base de una bobina se especifica de acuerdo a su tipo de ventilación, basándose en los kVA de placa y los multiplicadores que se muestran en la tabla XVIII.

Tabla XVIII. Factores de cálculo para corrientes base

Tipo de Transformador	Factor multiplicador
Ventilación por Agua (ONWF)	1.0
Ventilación natural o forzada del líquido ventilación forzada del aire o el agua (ONAF, ODAF ú OFWF, ODWF)	0.60

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 18. Pág. 42

Para los transformadores con dos o más devanados sin incluir conexiones de autotransformador la corriente base se obtiene por la división simple de los kVA base del devanado entre los kV nominales por fase. Para los transformadores que incluyan conexiones de autotransformador la corriente base y los kVA base de cualquier devanado o serie de éstos se determinan de la misma manera que un transformador sin conexiones de autotransformador.

3.6.4 Cálculo de la temperatura de la bobina durante el cortocircuito

La temperatura del material conductor del devanado de un transformador bajo una condición de cortocircuito no debe exceder los 250 °C para el cobre o los 200 °C para el aluminio. Los límites de temperatura se calculan considerando los siguientes factores:

- La generación de gases en el aceite y el aislamiento sólido.
- Alineamiento de los conductores.
- Envejecimiento del aislamiento.

La temperatura final del devanado, al final de la duración de cortocircuito será calculada basándose en todo el calor almacenado por el material del conductor y su aislamiento asociado.

3.7 Pruebas y cálculos

3.7.1 General

A menos que otra cosa sea especificada todas las pruebas están definidas y serán realizadas de acuerdo a la norma IEEE Std. C57.12.90-1999. A menos que otra cosa sea especificada las pruebas serán realizadas sólo en la fábrica.

3.7.2 Pruebas de rutina, diseño y otras pruebas del transformador

Estas pruebas están listadas en la tabla XIX. Las definiciones para varias de estas pruebas están incluidas en la norma IEEE Std. C57.12.80-1978. Las pruebas de rutina, diseño y otras serán realizadas en todos los transformadores de acuerdo a los requerimientos de la tabla XIX. Cuando sea especificado, como pruebas individuales, se realizarán.

Tabla XIX. Pruebas de rutina, diseño y otras para transformadores inmersos en líquido

Pruebas	500 kVA y menores			501 kVA y mayores		
	Rutina	Diseño	Otro	Rutina	Diseño	Otro
Medición de resistencia en todos los devanados en la derivación nominal y los extremos, para la primera unidad fabricada bajo un nuevo diseño		●		●		
Resistencia de aislamiento del devanado			●	●		●
Resistencia de aislamiento del núcleo			●	●		●
Prueba de relación sobre la conexión del voltaje nominal y todas las otras derivaciones (para unidades con OLTC)	●			●		
Prueba de polaridad y relación de fase sobre la conexión del voltaje nominal	●			●		
Factor de potencia del aislamiento			●	●		●
Pérdidas del control (auxiliar) de ventilación			●			●
Prueba de excitación monofásica sobre la conexión del voltaje nominal			●			●

Tabla XIX. Pruebas de rutina, diseño y otras para transformadores inmersos en líquido
Continuación

Pruebas	500 kVA y menores			501 kVA y mayores		
	Rutina	Diseño	Otro	Rutina	Diseño	Otro
Voltaje de impedancia y pérdidas con carga a la corriente y frecuencia nominales, sobre la conexión del voltaje nominal y los extremos para la primera unidad fabricada bajo un nuevo diseño		•	•	•		
Voltaje de impedancia de secuencia cero		•				•
Incremento de temperatura nominal máximo y mínimo para la primera unidad fabricada bajo un nuevo diseño					•	•
Pruebas dieléctricas						
Baja frecuencia	•			•		
Baja frecuencia sobre los dispositivos auxiliares, de control y circuitos de transformadores de corriente		•	•	•		•
Impulso de rayo			•		•	•
Impulso de frente de onda						•
Impulso de maniobra, fase a tierra						•
Prueba de descargas parciales			•	•		•
Nivel de sonido audible		•	•		•	•
Capacidad de cortocircuito		•				•
Prueba de operación de todos los dispositivos				•		
Análisis de gases disueltos en el aceite				•		•
Mecánica						
Dispositivos para izar y movimiento		•			•	
Presión		•			•	
Fugas	•			•		
Factor de influencia telefónica (por sus siglas en inglés TIF)			•			

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 19. Pág. 45 y 46

Las pruebas de rigidez dieléctrica (*high pot*), serán realizadas por un máximo de un minuto a cada terminal o a todas las terminales juntas, del cableado de control de bajo voltaje, circuitos, incluyendo motores y el cableado de control del cambiador de derivaciones cuando éstos terminen en la caja de

control de un transformador completamente armado para los transformadores de potencia clase II, 1,500 VCA serán aplicados a todo el cableado de control, excluyendo los circuitos secundarios de los transformadores de corriente y los equipos de estado sólido y microprocesados. 2,500 VCA serán aplicados a todos los circuitos secundarios de los transformadores de corriente, localizados en cada terminal de derivación en la caja de control.

3.7.3 Pruebas de rutina adicionales para transformadores con cambiador de derivaciones bajo carga o transformadores reguladores

Pruebas de relación

Las pruebas serán hechas en todas las posiciones de conexión del cambiador de derivaciones para la operación desenergizada con el cambiador de derivaciones bajo carga sobre todo las posiciones de los voltajes, y todas las posiciones del cambiador de derivaciones bajo carga con el cambiador de derivaciones, para la operación desenergizada en la posición de voltaje.

Pruebas de voltaje de impedancia y pérdidas bajo carga

Las pruebas de voltaje de impedancia y pérdidas bajo carga están listadas en la tabla XX y serán realizadas sobre una unidad a un valor nominal cuando unidades múltiples son producidas por un fabricante al mismo tiempo.

Tabla XX. Pruebas adicionales a los transformadores con cambiadores de derivación

Número de Prueba	Voltajes para el cual los cambiadores de derivación están dados	
	Cambiador de derivación para la operación desenergizada	Cambiador de derivación bajo carga
1	Posición del voltaje nominal	Posición del máximo voltaje
2	Posición del voltaje nominal	Posición del mínimo voltaje
3	Posición del máximo voltaje	Posición del máximo voltaje
4	Posición del máximo voltaje	Posición del mínimo voltaje
5	Posición del mínimo voltaje	Posición del máximo voltaje
6	Posición del mínimo voltaje	Posición del mínimo voltaje

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Tabla 20. Pág. 48

Pruebas de impedancia en transformadores reguladores

La impedancia en los transformadores reguladores será probada en las posiciones nominales máxima y mínima de voltaje y en la posición neutral del cambiador de derivaciones bajo carga.

3.7.4 Determinación de la regulación del transformador

Cuando sea especificado, la regulación del transformador será determinado para el voltaje, potencia y frecuencia nominales por medio de cálculos basados en la impedancia y las pérdidas bajo carga probadas, de acuerdo con el procedimiento dado en la norma IEEE Std. C57.12.90-1999. Los cálculos de regulación estarán basados en una temperatura de referencia igual a la temperatura promedio de incremento en los devanados más 20 °C.

3.8 Tolerancias

3.8.1 Tolerancias para la relación

La relación de vueltas entre los devanados será con los transformadores sin carga y con el voltaje nominal sobre los devanados con el menor número de vueltas, los voltajes para todos los otros devanados y todas las conexiones de derivación serán con voltajes de 0.5% de la placa de datos. Sin embargo, cuando los volteos por vuelta del devanado excedan 0.5% del voltaje de la placa de datos, la relación de vueltas del devanado en todas las conexiones de las derivaciones serán a la vuelta más cercana.

Para los devanados trifásicos en conexión estrella, esta tolerancia aplica al voltaje de fase a neutro. Cuando el voltaje fase a neutro no está explícitamente marcado en la placa de datos el voltaje nominal fase a neutro será calculado por la división del voltaje fase a fase marcado entre $\sqrt{3}$.

3.8.2 Tolerancias para la impedancia

Las tolerancias para la impedancia serán como sigue:

- a) La impedancia de un transformador de dos devanados con un voltaje de impedancia más grande que 2.5% tendrá una tolerancia de $\pm 7.5\%$ del valor especificado, y para los que cuentan con un voltaje de impedancia de 2.5% o menor tendrán una tolerancia de $\pm 10\%$ del valor especificado. Las diferencias de impedancia entre estos transformadores duplicados cuando dos o más unidades de una potencia dada sean producidos por un mismo fabricante al mismo tiempo, no excederá el 7.5% del valor especificado.

- b) La impedancia de un transformador que tiene tres o más devanados, o con devanados zigzag tendrán una tolerancia de $\pm 10\%$ del valor especificado. Las diferencias de impedancia entre estos transformadores duplicados cuando dos o más unidades de una potencia dada sean producidos por un mismo fabricante al mismo tiempo, no excederá el 10% del valor especificado.
- c) La impedancia de un autotransformador tendrá una tolerancia de $\pm 10\%$ del valor especificado. Las diferencias de impedancia entre estos transformadores duplicados cuando dos o más unidades de una potencia dada sean producidos por un mismo fabricante al mismo tiempo, no excederá el 10% del valor especificado.
- d) Los transformadores serán considerados adecuados para la operación en paralelo cuando sus reactancias estén dentro de los límites especificados de los párrafos anteriores, considerando que la relación de vueltas y otras características controladas son adecuadas para tal operación.

3.8.3 Tolerancias para las pérdidas

A menos que otra cosa sea especificada, las pérdidas representadas por una prueba de un transformador estarán sujetas a las siguientes tolerancias: Las pérdidas sin carga de un transformador no excederán las pérdidas especificadas en más de 10%, y las pérdidas totales no excederán en más del 6% el total especificado.

Las fallas en cumplir las tolerancias de pérdidas no garantizarán el inmediato rechazo de la unidad, pero conllevarán consultas entre el fabricante y el comprador acerca de una futura investigación de las posibles causas y las consecuencias de pérdidas mayores. Es importante hacer notar que esta cláusula sólo es un criterio de aceptación y no pretende el reemplazo de una garantía del fabricante acerca de las pérdidas para propósitos de evaluación económica.

3.8.4 Exactitud requerida para la medición de pérdidas

Los valores medidos de potencia eléctrica, voltajes, corrientes, resistencias y temperaturas son usados en los cálculos para reportar los datos. Para asegurar la suficiente precisión en los datos medidos y calculados, se necesita cumplir los siguientes requerimientos:

- a) Se requiere que los procedimientos de prueba sean de acuerdo a la norma IEEE Std. C57.12.90-1999, cláusulas 5, 8 y 9.
- b) Los equipos de prueba usados para la medición de pérdidas en los transformadores de distribución y potencia cumplirán los requerimientos de la norma IEEE Std. C57.12.90-1999, cláusulas 5, 8 y 9.
- c) La precisión de los sistemas de prueba para cada cantidad medida debe estar dentro de los límites especificados en la tabla xx.
- d) La frecuencia de la fuente de prueba estará dentro de $\pm 0.5\%$ del valor nominal de frecuencia del transformador bajo prueba.

Tabla XXI. Requerimientos de precisión de los sistemas de prueba

Cantidad medida	Precisión del sistema de prueba
Pérdidas	±3.0%
Voltaje	±0.5%
Corriente	±0.5%
Resistencia	±0.5%
Temperatura	±1.0 °C

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00-2000. Pág. 50

3.9 Conexión de transformadores para embarque

Los transformadores monofásicos y trifásicos serán embarcados con ambos devanados, alto voltaje y bajo voltaje, conectados para su voltaje nominal. A menos que otra cosa sea especificada, los transformadores monofásicos diseñados para la operación serie-múltiple y tres hilos serán embarcados conectados en serie con el punto medio para la operación de tres hilos. Los transformadores monofásicos y trifásicos diseñados para la operación serie-múltiple sólo serán embarcados conectados en serie.

A menos que otra cosa sea especificada los transformadores trifásicos diseñados para ambas operaciones, estrella y delta, serán embarcados conectados para el voltaje de estrella.

4. PROTOCOLOS DE PRUEBAS DE RUTINA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

4.1 Medición de resistencias de los devanados

4.1.1 Referencias y/o estándares

La medición de la resistencia de los devanados es una prueba de rutina de acuerdo a la norma IEEE (IEEE Std. C57.12.00-2000 y C57.12.90-1999, cláusula 5).

4.1.2 Propósito de la prueba

La resistencia de los devanados sirve a un número importante de funciones como:

- Proveer el valor base para las pérdidas de carga.
- Proveer una base para un método indirecto para establecer la temperatura de los devanados y el incremento de temperatura dentro de los mismos.
- Inclusión como parte de un programa de aseguramiento de la calidad.

4.1.3 Generalidades

La resistencia de los devanados está definida siempre como la resistencia de CD (resistencia activa o actual), de un devanado en Ohms [Ω].

Se debe notar que la resistividad del material conductor de un devanado (cobre o aluminio) es extremadamente dependiente de la temperatura. Por lo

tanto, cualquier valor de resistencia dado sin una referencia de temperatura es completamente insignificante. Cuando se mide la resistencia el devanado no solo presenta una resistencia, sino también una gran inductancia; por lo que en un núcleo no saturado de un transformador, la inductancia puede ser infinita en una primera aproximación, de acuerdo a la ecuación:

$$V = R * i + C \frac{\partial \Phi}{\partial t} \quad \text{ó} \quad V = R * i + L \frac{\partial i}{\partial t}$$

Donde:

V = Voltaje aplicado, valor instantáneo

i = Corriente aplicada, valor instantáneo

$\frac{\partial \Phi}{\partial t}$ = Derivada parcial del flujo inducido por la corriente en el tiempo

C = Constante

L = Inductancia, notar que L es dependiente de la corriente

$\frac{\partial i}{\partial t}$ = Derivada parcial de la corriente en el tiempo

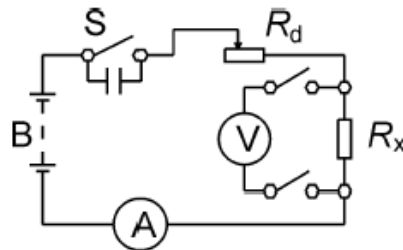
4.1.4 Principio y métodos de la medición de resistencia

Hay básicamente dos métodos diferentes para la medición de resistencia, llamados “método amperímetro-voltímetro” y el “método del puente”.

En el método amperímetro-voltímetro, la medición es llevada a cabo usando corriente CD. Lecturas simultáneas de corriente y voltaje son tomados, la resistencia es calculada basándose en las lecturas usando la ley de Ohm. Esta medición puede ser realizada usando medidores convencionales análogos o digitales, sin embargo, los dispositivos digitales tales como el sistema de adquisición de datos (DAS, por sus siglas en inglés) con despliegues directos

de resistencia están siendo utilizados cada vez más y más. La ventaja de este método es la simplicidad del circuito de prueba, pero por otra parte, este método es impreciso y requiere las lecturas simultáneas de dos instrumentos. Los circuitos de medición son mostrados en la figura 14.

Figura 14. Circuito de medición del método amperímetro-voltímetro.



Fuente: Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 34

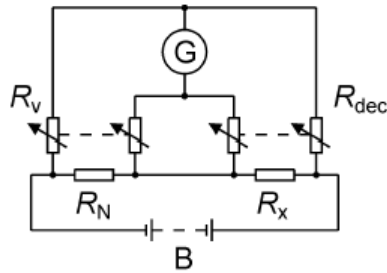
En el método del puente se utiliza el puente Kelvin, la medición está basada en la comparación de la caída de dos voltajes, nombrados la caída de voltaje a través de la resistencia del devanado desconocida R_x comparado con la caída de voltaje a través de resistencia conocida R_n (resistor estándar).

Corriente directa (CD) se hace fluir a través de R_x y R_n y las correspondiente caídas de voltaje son medida y comparadas. El puente es balanceado modificando las dos resistencias R_{dec} y R_v , las cuales tienen valores relativamente altos. La condición de balance se logra cuando el galvanómetro cero, y en ese instante se produce la siguiente relación:

$$R_x = R_{dec} \frac{R_n}{R_v}$$

La ventaja del método del puente Kelvin es que es más exacto, pero por otra parte el circuito de prueba es más complicado y su manejo requiere más experiencia. El circuito de prueba utilizado es mostrado en la figura 15.

Figura 15. Método del puente Kelvin.



Fuente: Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 34

4.1.5 Procedimiento de medición

4.1.5.1 Método del amperímetro-voltímetro

El valor máximo de corriente CD utilizado en la medición es del 10% de la corriente del devanado y el valor mínimo es de 1.2 veces el valor de la corriente de magnetización pico. Los siguientes pasos deben ser realizados:

- El devanado a ser medido debe ser conectado de acuerdo a la anterior figura 15.
- Las lecturas de voltaje y amperaje deben ser llevadas a cabo simultáneamente.
- Los hilos del voltímetro deben ser independientes del amperímetro y deben estar conectados lo más cerca posible a las terminales del devanado en medición.
- Para proteger el voltímetro de algún daño, éste debe ser desconectado del circuito antes de encender o apagar la corriente.

4.1.5.2 Método del puente Kelvin

El puente debe ser conectado al devanado del transformador de acuerdo a la anterior figura 15. El resistor estándar R_N y el resistor variable R_v deben ser

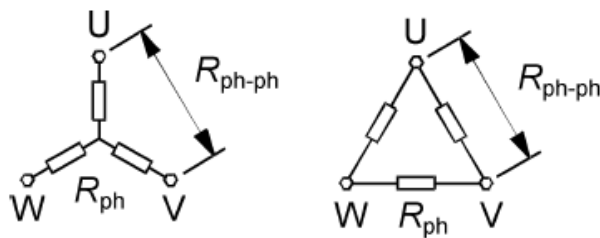
seleccionados de tal manera que el resistor R_{dec} esté dentro del rango de los anteriores. La medición es realizada variando el resistor R_{dec} hasta alcanzar la indicación cero del galvanómetro, entonces la resistencia desconocida será:

$$R_x = R_{dec} \frac{R_n}{R_v}$$

4.1.6 Interpretación de los valores medidos

Para los transformadores trifásicos tanto la resistencia de fase R_{ph} como la resistencia de fase a fase R_{ph-ph} son medidas utilizando este método, de acuerdo a las siguientes relaciones y la figura 16:

Figura 16. **Medición de Resistencia por conexión Estrella o Delta.**



Conexión Estrella $R_{ph-ph} = 2R_{ph}$ Conexión Delta $R_{ph-ph} = \frac{2}{3}R_{ph}$

Fuente: **Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 36**

4.1.7 Incerteza en la medición de resistencia

La norma IEEE requiere de una exactitud del sistema de $\pm 0.5\%$ para la medición de resistencia y de ± 1 °C para la medición de temperatura.

Utilizando el método de voltímetro-amperímetro utilizando instrumentos análogos la incerteza es típicamente de 0.5% (clase de precisión 0.2 para instrumentos y 0.1 para resistores), y utilizando instrumentos digitales la

incerteza es típicamente de 0.15% (clase de precisión 0.025 para instrumentos y 0.1 para resistores).

Utilizando el método del puente normalmente se tiene una incerteza de 0.1%, porque la resistencia está inevitablemente ligada a la temperatura, la cual puede ser medida con una incerteza de ± 1 °C (correspondiente a $\pm 0.4\%$ en resistencia). La incerteza total debe estar entre 0.5 y 0.9%.

4.2 Verificación de la relación de voltajes y el grupo vectorial o desplazamiento de fase

4.2.1 Referencias y/o estándares

La medición de voltajes y el grupo vectorial o desplazamiento de fase es una prueba de rutina de acuerdo a las normas IEEE (IEEE Std. C57.12.00-2000 y C57.12.90-1999, cláusulas 6 y 7).

4.2.2 Propósito de la medición

La medición de la relación de voltaje y el desplazamiento de fases son de interés principalmente para la operación de dos o más transformadores.

4.2.3 Generalidades

Los devanados individuales de un transformador polifásico pueden ser conectados en Estrella, Delta o Zigzag dependiendo de la aplicación.

El desplazamiento de fase entre las bobinas está entre 0° y 360° dependiendo del método de conexión. La operación de transformadores en

paralelo requiere que la relación de voltaje sin carga y el grupo vectorial sean las mismas para evitar corrientes circulantes.

De acuerdo con la norma IEC 60076-1 se describen los grupos vectoriales y sus características definidas para los transformadores trifásicos. Designando Y para Estrella, D para Delta, Z para Zigzag y N para el Neutro, mayúsculas para el alto voltaje y minúsculas para el bajo voltaje. Las relaciones vectoriales entre el lado primario y el secundario se designan en valores de uno a 11, cuyo desplazamiento angular equivale a 30° multiplicados por el valor asignado, por ejemplo la conexión Dyn5 indica conexión Delta en el primario, Estrella con Neutro accesible desplazados 150° ($5 \times 30^\circ$) entre el vector de voltaje primario y el secundario.

Para grupos vectoriales especiales la designación se realiza de acuerdo al diagrama fasorial. Los del grupo de vectoriales pueden ser encontrados en la norma IEEE Std. C57.12.90, figuras siete y ocho, los cuales son esencialmente los mismos descritos por IEC. Las terminales de alto voltaje se designen H_1 , H_2 , y H_3 y las de bajo voltaje X_1 , X_2 , y X_3 , y H_N ó X_N para neutros.

4.2.4 Medición de relación de voltajes

La relación de voltaje puede ser determinada utilizando dos métodos, por medición directa de los voltajes con un voltímetro y por medición utilizando fuentes de relación. Para el primer método el resultado es determinado de dos mediciones de voltaje – el voltaje primario y secundario del transformador bajo prueba. Cuando un puente de relación es usado el error o el valor de relación puede ser leído directamente.

El término “relación de voltaje” está definido como la relación de voltajes o vueltas, de acuerdo a:

$$r = \frac{N_p}{N_s} = \frac{E_p}{E_s}$$

Donde

r	=	Relación de voltaje		
N_p	=	Vueltas primarias	E_p	= Voltaje primario
N_s	=	Vueltas secundarias	E_s	= Voltaje secundario

El máximo error relativo de relación o porcentaje de desviación, está definido en las normas de acuerdo:

- IEC 60076-1 cláusula 9, la relación principal para un específico para de devanados debe ser menor de $\pm 0.5\%$ de la relación de voltaje nominal o 0.1 veces el valor de impedancia de corto circuito.
- IEEE Std. C57.12.00 cláusula 9 indica $\pm 0.5\%$ del valor nominal de voltaje en los devanados y sus derivaciones.

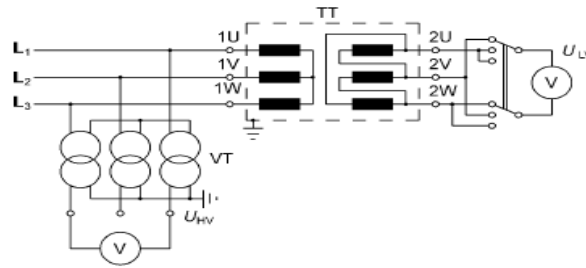
Para prevenir errores de medición, se debe tener cuidado de no cargar excesivamente el transformador bajo prueba con voltímetros y transformadores de voltaje cuando se usa el método de los dos voltímetros; este método puede proveer resultados adecuados para transformadores de arranque y transformadores de fundición de arco.

La medición a través de un puente puede ser aplicada a cualquier método de conexión del transformador y a cualquier voltaje dado, el principio de medición está basado en el método de compensación y es similar al usado según el puente Schering-Alberti.

4.2.5 Circuito de pruebas

El circuito principal es el mismo para todos los grupos vectoriales de transformadores, de acuerdo a la figura 17.

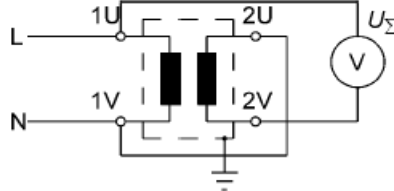
Figura 17. **Medición de voltaje usando dos voltímetros.**



Fuente: **Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 44**

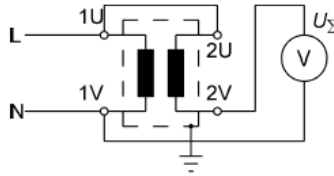
El transformador es alimentado desde el lado de alto voltaje para prevenir niveles de voltaje peligroso, transformadores de voltaje de instrumento podrían ser requeridos. El voltímetro del lado de bajo voltaje debe tener una resistencia de entrada alta para mantener la carga del transformador al mínimo. Para transformadores monofásicos la polaridad puede ser aditiva o sustractiva, el devanado de bajo voltaje es conectado en serie con el devanado de alto voltaje, en fase o fase opuesta; para la determinación de polaridad aditiva si el desplazamiento de fase es correcto se mostrará actividad en la figura 18, y si la polaridad es sustractiva la actividad se mostrará en la figura 19.

Figura 18. **Prueba de conexión por polaridad aditiva.**



Fuente: **Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 45**

Figura 19. Prueba de conexión por polaridad sustractiva.

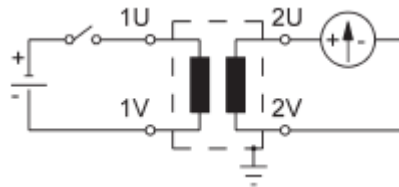


Fuente: Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 45

El grupo vectorial debe ser revisado para transformadores trifásicos. Esto es realizado conectando una terminal del lado de baja tensión a otra de lado de alta tensión, cuando una fuente trifásica es conectada en el lado de alta tensión aparecerá una diferencia de potencial entre las terminales abiertas.

Otro método para establecer la polaridad en los transformadores monofásicos o trifásicos consiste en alimentar brevemente el devanado de alta tensión con una fuente de corriente directa, la polaridad será mostrada en un voltímetro polarizado conectado del lado de baja tensión.

Figura 20. Circuito puente básico para determinar la relación.



Fuente: Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 45

Como regla general la relación de voltaje de transformadores trifásicos puede ser medida usando una fuente monofásica, siempre que la distribución de flujo magnético en el núcleo sea tomada en consideración, solo las bobinas, segmentos de bobina y combinaciones de bobinas que tenga el mismo flujo magnético aplicado. El circuito de medición puede ser derivado del diagrama fasorial de la prueba del grupo vectorial del transformador.

4.2.6 Procedimiento de medición

Referidos en la figura 17 de la sección 4.2.5 para el método de los dos voltímetros, tenemos el circuito de medición. Si el lado de bajo voltaje puede ser medido sin el uso de transformadores de instrumentos, es mejor alimentar desde el lado de alto voltaje, por lo que el voltímetro será la única carga sobre el transformador bajo prueba. Normalmente un voltaje reducido es usado como fuente, las mediciones son llevadas a cabo con un mínimo de cuatro valores de voltaje (Incrementándose en pasos del 10%).

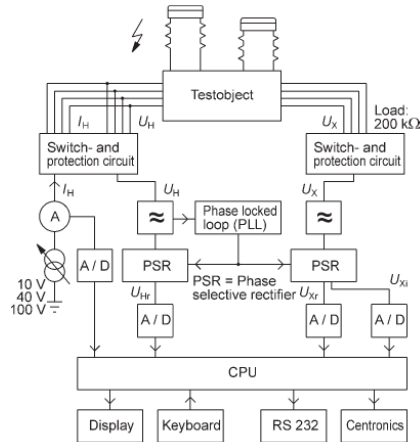
El valor promedio representa el valor de medición correcta y las lecturas deben situarse dentro de un rango del 1%. Instrumentos digitales con la suficiente alta resolución deben ser usados y no deberán presentar carga al transformador debido a su alta resistencia de entrada. Los dos voltímetros deberán ser leídos simultáneamente. Una fuente de voltaje estable es obligatoria para obtener resultados exactos.

Referidos a la sección 4.2.5 y a la figura 17 para el circuito de medición, se puede medir la polaridad usando una corriente directa. Si la polaridad es la correcta, el voltímetro se deflejará al lado positivo cuando la corriente directa sea conectada, una resistencia en serie es conectada al circuito para proteger el instrumento. La dirección de la deflexión es determinada por la breve conexión de la corriente directa.

Para ambos métodos se debe asegurar que ninguna parte de los devanados del transformador esté conectada a tierra para prevenir cortocircuito.

Basándose en la figura 21, se puede medir la relación por medio de un puente digital y más preciso.

Figura 21. Diagrama a bloques de un puente digital de relación.



Fuente: Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 46

4.2.7 Incerteza en la medición

El puente de relación es muy aceptable para la medición de relación de voltaje y cumple las tolerancias de acuerdo a las normas. Es fácil de usar y normalmente solo requiere una fuente de corriente alterna común, el cual simultáneamente prueba la relación de voltaje y la polaridad. Sin embargo, campos magnéticos externos pueden distorsionar los resultados medidos, por lo que se deben operar conductores de alto voltaje o alta corriente en las proximidades del puente. La incerteza en la medición de los puentes de relación es aproximadamente del $\pm 0.1\%$, la cual puede incrementarse mínimamente cuando se utilizan transformadores de potencial adicionales.

Cuando se utiliza el método de los dos voltímetros para determinar la relación de voltaje, no es posible alcanzar incertezas de menos del $\pm 0.5\%$, sin considerar un esfuerzo extra, por lo que no es adecuado para transformadores que deben cumplir con normas internacionales. Este método sólo es utilizado cuando no es posible usar el método del puente, o si las tolerancias definidas arriba no necesitan ser mantenidas.

4.3 Medición de las pérdidas sin carga y corriente de excitación

4.3.1 Referencias y/o estándares

La medición de las pérdidas sin carga y corriente de excitación es una prueba de rutina de acuerdo a las normas IEEE (IEEE Std. C57.12.00-2000 y C57.12.90-1999 cláusula 8).

4.3.2 Propósito de la medición

Las pérdidas sin carga son desarrolladas por la excitación del transformador y representan una cantidad considerable de energía durante la vida del transformador. En general la tabla de pérdidas debe ser garantizada por el fabricante y verificadas por el cliente durante las pruebas de aceptación, para fundamentar la capitalización de pérdidas para su importancia.

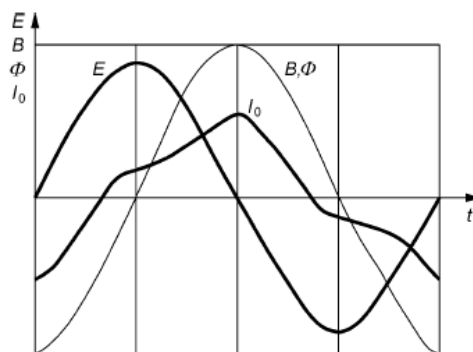
4.3.3 Generalidades

Según lo descrito en la anterior sección 1.2.1.4, un transformador energizado pero sin carga puede ser visto como un núcleo de hierro, por lo que su característica de magnetización se representa como el bien conocido lazo o curva de histéresis. El área dentro del lazo es una medida de la energía requerida para la variación de flujo durante un ciclo. Esto significa que las pérdidas sin carga son iguales a las pérdidas del hierro, para magnetizar el núcleo.

Fundamentalmente, una dependencia de temperatura de las pérdidas sin carga puede ser vista sólo a altas variaciones de temperatura, por lo que la norma IEEE define una temperatura de referencia de +20 °C, y se debe realizar una corrección si las siguientes condiciones no son cumplidas: La temperatura promedio del aceite (temperatura promedio del hierro) está dentro de ± 10 °C de la temperatura de referencia, y si la diferencia de temperaturas del aceite entre la parte superior e inferior no excede 5 °C.

Debido a la característica de magnetización no lineal del núcleo de un transformador y a las pérdidas del hierro, la corriente de excitación resultante será distorsionada cuando un voltaje sinusoidal sea aplicado, como lo muestra la figura 22. Para los transformadores de baja potencia la corriente de excitación es cerca del 1 al 5% de la corriente nominal y para transformadores de gran potencia será del orden del 0.1 al 0.3%. La corriente de excitación es el valor rms de la corriente medida durante las pruebas de pérdida sin carga, generalmente expresada en un porcentaje de la corriente nominal del devanado. Para los transformadores trifásicos el valor es el promedio de las tres fases. La corriente de excitación puede disminuirse a un valor mínimo cuando se incrementa el voltaje y viceversa.

Figura 22. Diagrama oscilográfico.

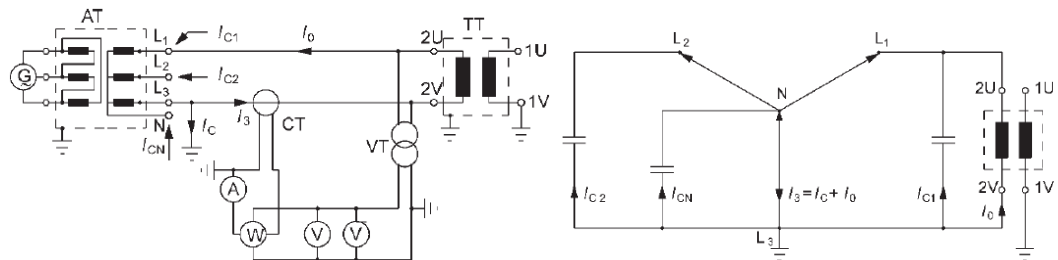


Fuente: Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 84

4.3.4 Circuito de pruebas

Para los transformadores monofásicos la posición del circuito de puesta a tierra puede crear cierto error en la medición de las pérdidas sin carga, la fuente de este error es una corriente capacitiva de tierra causada por capacitancias parásitas de los cables. La conexión a tierra de corrientes individuales es la terminal aterrizada del lado de la fuente. Si las fuentes de voltaje no tienen los mismos potenciales de tierra habrá una corriente residual que puede afectar la corriente de excitación dependiendo de la ubicación del terminal de tierra, este error puede eliminarse situando la puesta a tierra antes de los transformadores de corriente en el lado de alimentación. El circuito para la medición y su equivalente son mostrados en la figura 23.

Figura 23. Circuito para la medición y su equivalente.



Fuente: **Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 86**

Para los transformadores trifásicos cuando se prueban las pérdidas sin carga usando un transformado de acople, se debe tener cuidado en los circuitos primarios y secundarios del circuito principal de medición. La figura 24 muestra el diagrama unifilar del circuito de prueba e incluye una tabla con las combinaciones de conexiones permitidas. Los elementos individuales del circuito tendrán los siguientes requerimientos: El generador debe mantener la frecuencia constante con los cambios de carga y la impedancia de corto circuito tanto del generador como del transformador de acople deben ser lo más pequeñas posibles. Impedancias de cortocircuito bajas resultan en pequeñas distorsiones de voltaje.

Figura 24. **Combinaciones de conexiones para transformadores trifásicos.**

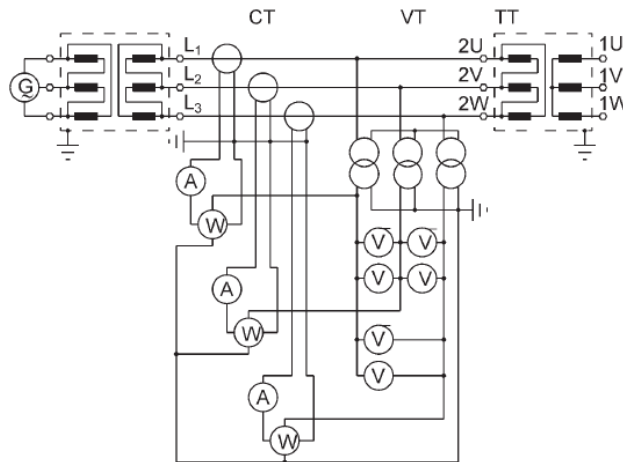
Circuito primario		Circuito secundario						
Figura	Generador de conexión	Conexión del transformador de prueba LV HV		Remarcas	Conexión del transformador de voltaje HV LV		Conexión del transformador bajo prueba LV HV	
	 	 			Todas las conexiones de circuito secundario pueden ser combinadas con conexiones de circuito primario			
4.14	Todas las conexiones de circuito primario pueden ser combinadas con conexiones de circuito secundario			Medición de voltaje entre L1, L2, L3				
4.15				Medición de voltaje entre L1, L2, L3				
4.16				Medición de voltaje entre L, N				
4.17				Medición de voltaje entre L1, L2, L3				

Fuente: **Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 87**

Cuando se prueban los transformadores trifásicos los voltajes inducidos a los devanados individuales (voltajes de fase) deben ser medidos para determinar el factor de forma del voltaje.

El circuito de la figura 25 es adecuada para medir todos los transformadores con grupos vectoriales Yd, YNd o Dd. Los transformadores de voltaje y los vatímetros están conectados en Estrella y los voltímetros conectados entre dos fases y midiendo los voltajes de línea a línea.

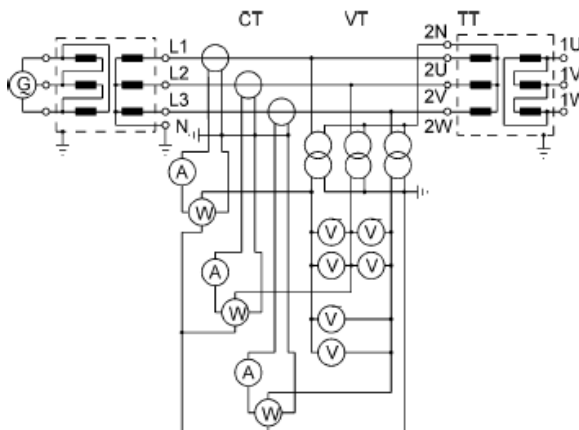
Figura 25. **Conexiones para transformadores trifásicos del grupo vectorial Yd, YNd y Dd**



Fuente: **Prueba de los Transformadores de Potencia. Pág. 88**

La figura 26 muestra las conexiones para transformadores que tienen el grupo vectorial Dyn.

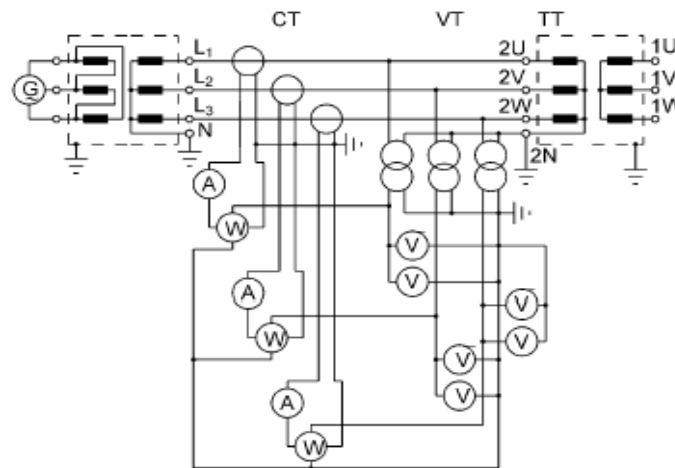
Figura 26. **Conexiones para transformadores trifásicos del grupo vectorial Dyn.**



Fuente: **Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 88**

La figura 27 para los transformadores con grupos vectoriales Yyn y YNyn

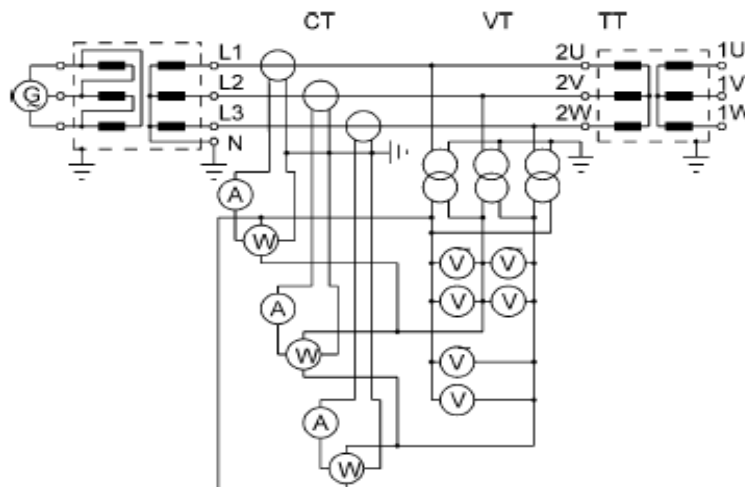
Figura 27. Conexiones para transformadores trifásicos del grupo vectorial Yyn y YNyn.



Fuente: Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 88

Y la figura 28 para los grupos vectoriales Yy y YNy.

Figura 28. Conexiones para transformadores trifásicos del grupo vectorial Yy y YNy.



Fuente: Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 89

4.3.5 Procedimiento de medición

Los transformadores de corriente en los pasatapas deben estar cortocircuitados y los pasatapas tipo condensador deben estar aterrizados. En adelante, se debe tener cuidado de aterrizar los puntos neutrales de los devanados que no estén completamente aislados. Antes de llevar a cabo la prueba de pérdidas sin carga, la relación de voltaje debe ser revisada. Para transformadores aislados en aceite los pasatapas y el relevador Buchholz deben ser ventilados y el nivel de aceite del transformador (y en el cambiador bajo carga si existiera algún) debe ser revisado.

Antes que las mediciones de pérdida se lleven a cabo, el transformador debe ser excitado desde 1.1 hasta 1.15 veces su valor de voltaje nominal, la sobre excitación reduce los efectos de remanencia causados por la corriente de excitación CD durante la medición de resistencia o de la prueba de impulso de maniobra. Las pérdidas sin carga correctas no pueden ser vistas hasta que se hayan hecho varios ciclos de la curva de magnetización, durante este proceso las lecturas de los amperímetros y vatímetros disminuirán, cuando las mediciones se estabilicen, las mediciones de las pérdidas pueden empezar.

Típicamente las mediciones empiezan al 110% y disminuyen a 100, 90 y 80% del valor nominal de voltaje. El voltaje de la fuente es ajustado usando el promedio de lecturas del voltímetro, para transformadores trifásicos se utiliza el promedio de los tres voltajes. Si el voltaje no se puede ajustar con una precisión de cerca del 0.1% de los valores garantizados, la tabla de pérdidas para un voltaje específico se obtiene por interpolación.

Cuando se prueban unidades trifásicas grandes, los tres vatímetros mostrarán diferentes valores, inclusive es posible que un vatímetro muestre su lectura negativa. La potencia de entrada será la suma de las lecturas de los tres vatímetros. La asimetría magnética del núcleo de hierro causa corrientes de excitación asimétricas. Dependiendo de la densidad de flujo en el núcleo el desplazamiento de fase entre la corriente y el voltaje en una de las fases puede ser más grande de 90°, lo que será visto en un vatímetro como potencia negativa.

4.3.6 Evaluación de los resultados de medición

Dependiendo del tipo de distorsión de voltaje, las pérdidas sin carga comparadas a la excitación con una forma de onda sinusoidal puede ser menor o mayor. El voltaje de la fuente será ajustado usando el promedio de los voltímetros y todos los demás valores serán recolectados. Si se requieren correcciones de los errores de los instrumentos y los transformadores de instrumento, las pérdidas sin carga medidas serán recalculadas para una forma de onda sinusoidal usando las siguientes fórmulas:

<p>Para IEC</p> $P_o = P_{om} \cdot \left[1 + \left(\frac{\bar{U} \cdot 1.11 - U}{\bar{U} \cdot 1.11} \right)^2 \right]$	<p>para IEEE</p> $P_o = \frac{P_{om}}{P_1 + P_2 \cdot \left(\frac{U}{\bar{U} \cdot 1.11} \right)^2}$
--	---

En general IEEE requiere que las pérdidas sin carga sean referidas a una temperatura promedio del aceite de +20 °C. El efecto del error de los transformadores de instrumento es más pequeño para las mediciones de pérdidas sin carga que para las pérdidas con carga.

El valor rms de la corriente medida durante la prueba de pérdida sin carga es la corriente de excitación, generalmente presentada como un porcentaje de la corriente nominal del devanado, para los transformadores trifásicos se utiliza el promedio de las tres fases.

4.3.7 Incerteza en la medición

Los transformadores de corriente y voltaje como los instrumentos deben ser adecuados para cumplir los requerimientos especiales para realizar las mediciones de las pérdidas sin carga (por ejemplo la respuesta a la frecuencia debe ser aproximadamente 1,000 Hz para permitir la medición apropiada de las distorsiones). Los transformadores de instrumento también deben tener la relación más pequeña posible de fase-ángulo y la amplitud de los errores a la carga indicada para funcionar entre 80 y 120% del valor nominal.

Esto toma especial relevancia cuando se escogen equipos modernos para la medición de pérdidas, como divisores de voltaje capacitivos, transformadores de corriente de cero flujo y analizadores especiales de potencia para transformadores.

Las incertezas en la medición deben cumplir lo siguiente:

- La estabilidad de la frecuencia en la fuente debe ser de $\pm 0.5\%$
- El sistema de medición de voltaje debe tener $\pm 0.1\%$ para un rango de frecuencia desde 50 a 1,000 Hz.
- El sistema de medición de pérdidas sin carga debe ser $< 0.5\%$ para un factor de potencia de 0.5 y un rango de frecuencia desde 50 a 1,000 Hz.

4.4 Medición de las pérdidas con carga e impedancia de cortocircuito

4.4.1 Referencias y/o estándares

La medición de las pérdidas con carga e impedancia de cortocircuito es una prueba de rutina de acuerdo a las normas IEEE (IEEE Std. C57.12.00-2000 y C57.12.90-1999 cláusula 9).

4.4.2 Propósito de la prueba

Las pérdidas con carga e impedancia de cortocircuito son garantizadas por el fabricante y verificadas por el cliente durante las pruebas de aceptación. El conocimiento exacto de las pérdidas con carga es importante no sólo para la capitalización de las pérdidas sino también para la operación segura en transformadores de gran potencia.

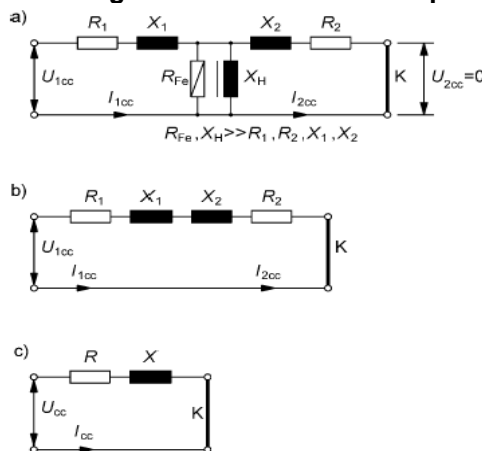
Una comparación de los valores calculados y medidos brinda una indicación acerca de las corrientes Eddy causadas por el flujo disperso en las partes mecánicas y la pared del tanque. Adicionalmente es esencial conocer el voltaje de cortocircuito y las pérdidas con carga para llevar a cabo la prueba de incremento de temperatura. Para los transformadores con devanados de varia posiciones el voltaje que cortocircuito tiene que ser medido en las dos posiciones extremas y en la posición principal, este conocimiento es importante para la operación de los transformadores en paralelo.

4.4.3 Generalidades

La definición de voltaje de cortocircuito es considerada como un voltaje de corriente alterna que debe estar conectado a un par de terminales de un transformador con otro par de terminales cortocircuitadas, lo cual causa que la corriente nominal fluya sobre los dos lados del transformador. La potencia activa absorbida en esta condición corresponde a las pérdidas con carga del transformador.

En realidad una componente de las pérdidas sin carga del transformador puede ser medida pero despreciada la mayoría del tiempo dado que el voltaje de cortocircuito es mínimo comparado con el voltaje nominal. Se toman excepciones en los transformadores de arranque con espacios de aire en el núcleo, reactores, etc. El circuito equivalente generalmente aplicable es el mostrado en la figura 29.

Figura 29. Diagrama de cortocircuito equivalente.



R_1 = Resistencia del devanado 1	R_{Fe} = Resistencia del hierro	K = Cable de cortocircuito
R_2 = Resistencia del devanado 2	X_H = Reactancia principal	R = $R_1 + R_2$
X_1 = Reactancia del devanado 1	I_{cc} = Corriente de cortocircuito	X = $X_1 + X_2$
X_2 = Reactancia del devanado 2	U_{cc} = Voltaje de impedancia de cortocircuito	

Fuente: Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 56

El voltaje de cortocircuito y las pérdidas con carga están referidos a una temperatura promedio en los devanados de 75°C para IEC u 85°C para IEEE. Generalmente, la temperatura en los devanados durante la prueba de laboratorio es significativamente menor, por lo cual, calcular las pérdidas con carga a una temperatura de referencia diferente en los bobinas, se hace necesario separar las pérdidas resistivas de las pérdidas directas. Si la resistencia de los devanados es conocida la separación se lleva a cabo de la siguiente manera:

$$P_L = P_j + P_a = \sum I_r^2 R + P_a$$

$$P_a = P_L - \sum I_r^2 R$$

Donde

R	= Resistencia del devanado	P_j	=	Pérdidas debido a la resistencia
P_L	= Pérdidas con carga	P_L	=	Pérdidas parásitas

Si la frecuencia nominal del transformador durante la prueba no está disponible en el laboratorio de prueba cuando se realice la medición, las pérdidas pueden ser calculadas utilizando la fórmula siguiente, con la limitación que se requiere una prueba tipo adicional a la frecuencia nominal para verificar la incerteza en la medición.

$$P_L = P_j + P_{am} \cdot \left(\frac{f_r}{f_m} \right)^2 + P_{st} \left(\frac{f_r}{f_m} \right)^{0.8}$$

Donde

P_L = Pérdidas con carga a la frecuencia nominal f_r

P_{am} = Pérdidas dispersas en los devanados en la prueba de frecuencia f_m

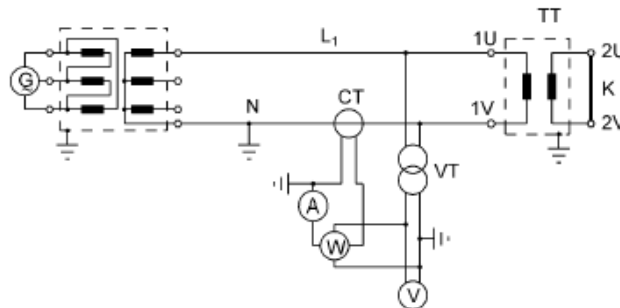
P_{st} = Pérdidas dispersas en las partes de la estructura y el tanque en la prueba de frecuencia f_m

Se debe asegurar una fuente de corriente sinusoidal y libre de armónicos, de otra manera la incerteza en las pérdidas medidas será demasiado grande.

4.4.4 Circuito de pruebas

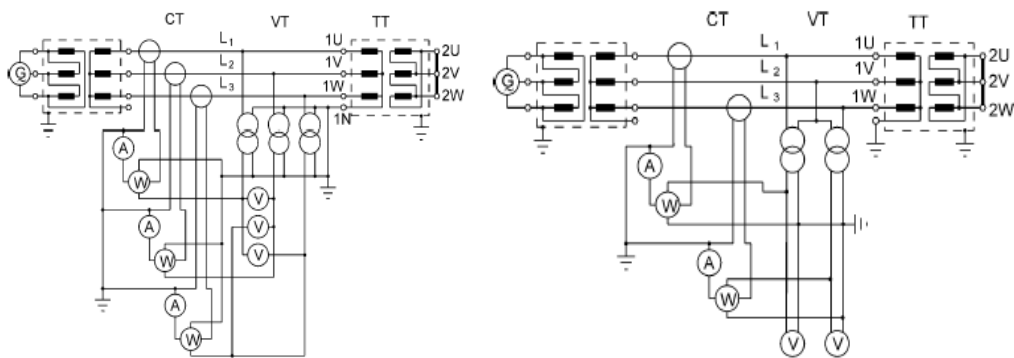
El circuito de pruebas para la medición de pérdidas con carga para transformadores monofásicos se muestra en la figura 30 y para los transformadores trifásicos en la figura 31. El cortocircuito es normalmente aplicado en el lado de bajo voltaje del transformador y es más factible adaptar al equipo de prueba a las bajas corrientes asociados con el voltaje de cortocircuito mayor en el devanado de alto voltaje. Para los transformadores trifásicos existen dos configuraciones de vatímetros posibles: El método de tres vatímetros y el método de dos vatímetros, ambos métodos requieren transformadores de corriente y voltaje.

Figura 30. Circuito de pruebas para la medición de pérdidas con carga para transformadores monofásicos.



Fuente: Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 60

Figura 31. Circuito de pruebas para la medición de pérdidas con carga para transformadores trifásicos.



Fuente: Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 61

El factor de potencia para las mediciones de pérdidas con carga en transformadores de potencia está cerca de 0.01 a 0.05, esto significa que hasta para errores de fase-ángulo pequeños en los transformadores de corriente y potencial se requieren correcciones importantes de los errores en el sistema de medición.

El método de los dos vatímetros es menos adecuado para factores de potencia pequeños, porque ambas lecturas tienen signos opuestos y deben ser restadas una de la otra. Como resultado, los errores pequeños tendrán una influencia mayor que en el método de los tres vatímetros. Por esta razón, el método de los dos vatímetros debe ser evitado para las mediciones de pérdidas con carga.

Si una corriente en el neutral está presente, o si la potencia por fase tiene que ser determinada con propósitos de investigación, sólo el método de los tres vatímetros puede ser utilizado. Para prevenir correcciones debido a los transformadores de instrumento los hilos de corriente del vatímetro deben estar, siempre que sea posible, directamente conectados en el circuito de alimentación y sus entradas de voltaje conectadas usando un resistor en serie.

4.4.5 Procedimiento de medición

Antes de realizar la medición de las pérdidas con carga las mediciones de resistencia de los devanados y su respectiva temperatura deben ser realizadas. Si existen transformadores de corriente en los pasatapas, estos deben ser cortocircuitados durante la prueba, para evitar la saturación de sus núcleos de hierro y sobre voltajes en las terminales secundarias. Los pasatapas deben estar debidamente aterrizados.

Si el transformador bajo prueba está equipado con cambiadores de derivación, desenergizado o bajo carga, la primera medición de pérdidas es llevada a cabo en la derivación principal y seguidamente en la derivación más alta y la más baja. Durante la prueba la corriente será ajustada paulatinamente desde cero hasta la corriente total para prevenir corrientes de arranque. La componente CD de esta corriente puede llevar a los transformadores de instrumento a errores, los cuales no pueden ser corregidos.

La duración de la prueba debe ser lo más corta posible para evitar cualquier calentamiento significativo de los devanados, en general el tiempo de medición a la corriente nominal será cerca de 30 segundos (regla de Dedo).

La medición de la corriente deberá ser lo más cercano posible a la corriente nominal, aunque las normas IEC especifican que la corriente no estará por debajo del 50% de la corriente nominal. Para asegurar que los datos medidos fueron debidamente guardados, se recomienda una segunda medición con corriente aproximadamente 10% menor que la principal, después de una extrapolación de los dos puntos de medición los valores deben ser congruentes. Si el generador de fuente utilizado es una máquina asíncrona o CD se debe mantener la frecuencia constante (± 0.3 Hz.).

Las pérdidas con carga ofrecen la oportunidad de medir la relación de los transformadores de corriente en los pasatapas simplemente conectándoles amperímetros. Se debe considerar hacer este chequeo a su carga nominal, lo cual es particularmente importante para los transformadores de corriente con un secundario nominal un amperio.

Cuando se mide transformadores monofásicos en los laboratorios de prueba se usan principalmente generadores trifásicos o transformadores de acople, por lo que se debe tener cuidado de no medir la corriente capacitiva a tierra de las fases libres con el transformador de corriente, o de conectar el transformador de corriente en la fase energizada. El voltaje de cortocircuito y las pérdidas con carga en transformadores de tres devanados no pueden ser determinados a partir de una única prueba de cortocircuito, estos deben ser calculados usando los resultados de tres diferentes pruebas de cortocircuito, como se describen en la tabla XXII.

Tabla XXII. **Arreglos de medición de los devanados para las pérdidas con carga**

Prueba entre devanados	Devanado de alimentación	Devanado cortocircuito	Devanado abierto
1-2	1	2	3
1-3	1	3	2
2-3	2	3	1

1 = Devanado de alto voltaje

2 = Devanado de voltaje intermedio

3 = Devanado de bajo voltaje

Fuente: **Pruebas de los Transformadores de potencia. Pág. 63**

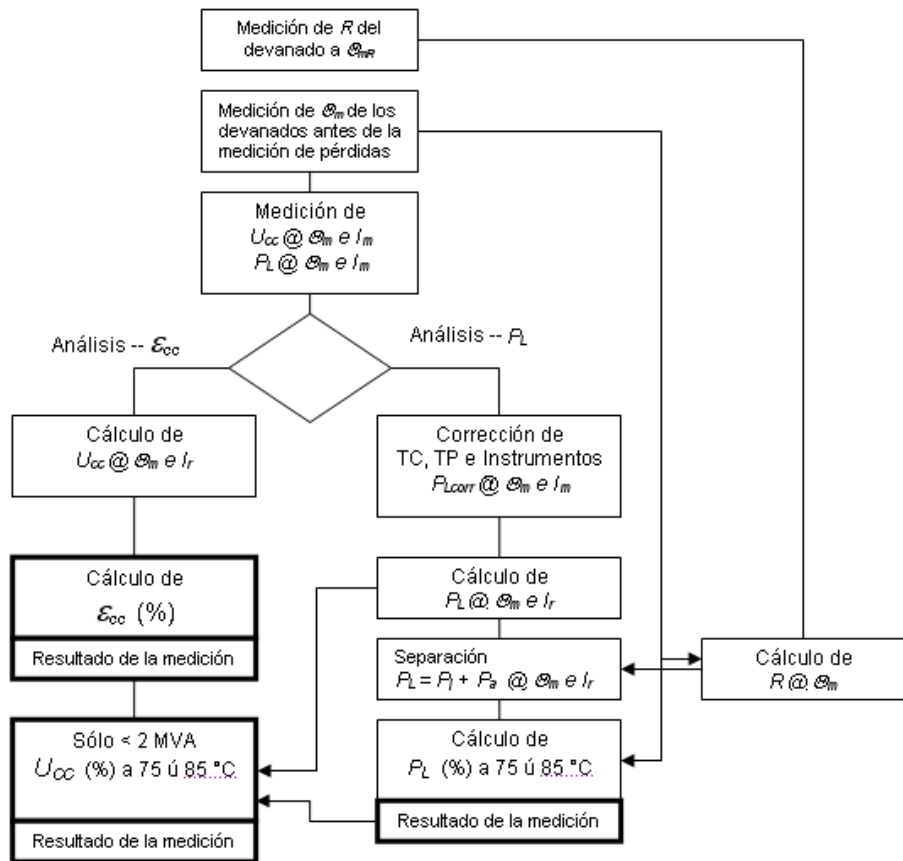
Estas pruebas de cortocircuito deben ser llevadas a cabo para medir pérdidas e impedancias, las cuales deben ser ajustadas a la corriente nominal y a la temperatura de referencia (75 °C u 85 °C). Los resultados de las tres mediciones deben ser referidos a una potencia aparente común, por lo que el voltaje de cortocircuito será recalculado linealmente a la potencia referida. Las pérdidas con carga por devanados pueden ser ahora recalculados a sus correspondientes condiciones de operación; y no siempre serán las mismas durante la operación debido a las diferentes configuraciones de los flujos de fuga, durante las mediciones en pares y las condiciones de operación con los tres devanados.

Para transformadores con más de tres devanados las pruebas de cortocircuito deben ser también realizadas usando el método de mediciones por pares de devanados.

4.4.6 Evaluación de los resultados de medición

La evaluación de los resultados es llevada a cabo en concordancia con la figura 32.

Figura 32. Diagrama de bloques para el calculo de valores de medición



R = Resistencia del devanado
 Θ_{mR} = Temperatura del devanado en la medición de resistencia
 Θ_m = Temperatura del devanado en la medición de pérdidas
 U_{cc} = Voltaje de impedancia de cortocircuito

I_r = Corriente nominal
 ϵ_{cc} = Voltaje relativo de Impedancia en %
 P_L = Pérdidas con carga
 P_{Lcorr} = Pérdidas con carga corregidas

P_j = Pérdidas en la resistencia
 P_a = Pérdidas adicionales
 I_m = Corriente de carga de la medición

Fuente: Pruebas de los Transformadores de Potencia. Pág. 69

4.4.7 Incerteza en la medición

La norma IEEE limita la incerteza permisible para la medición de pérdidas a menos del 3%. Por lo que, los instrumentos de medición deben ser cuidadosamente seleccionados para mantener la incerteza total de la medición lo más pequeño posible en esta prueba. El uso de los mejores equipos de medición (como divisores de voltaje capacitivos, transformadores de corriente de flujo cero, analizadores de potencia, etc.) puede reducir la incerteza total a $\pm 2\%$ ó $\pm 3\%$, para factores de potencia por arriba de 0.01.

4.5 Prueba de voltaje aplicado

4.5.1 Referencias y/o estándares

La prueba de voltaje aplicado es una prueba de rutina de acuerdo a las normas IEEE (IEEE Std. C57.12.00-2000 cláusula 5.10 e IEEE Std. C57.12.90-1999 cláusula 10.6).

4.5.2 Propósito de la prueba

El propósito de la prueba de voltaje aplicado (de acuerdo a IEEE) es verificar la integridad del aislamiento principal. Este aislamiento principal no sólo significa el sistema de aislamiento entre dos devanados (aislamiento mayor) sino también el aislamiento entre un devanado y tierra y todas las conexiones a tierra.

Generalidades

Una fuente separada de corriente alterna es aplicada al transformador, de allí su nombre “voltaje aplicado”. El transformador no es magnetizado para esta prueba, como lo es durante la prueba de voltaje inducido.

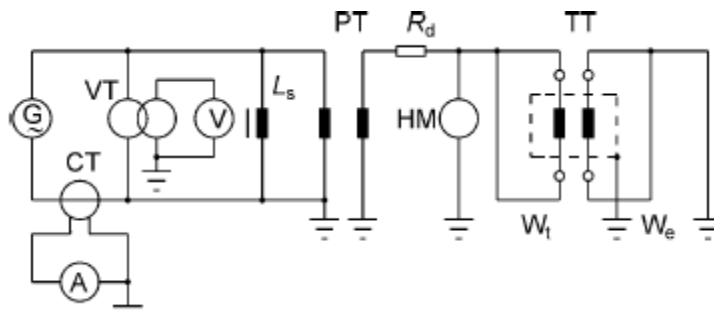
El voltaje de prueba se relaciona al nivel de aislamiento del devanado del transformador para equipos con aislamiento uniforme. Todas las partes del devanado son expuestas por completo al voltaje de prueba, entre el devanado y tierra. Con aislamiento no uniforme el voltaje de prueba se refiere a los requerimientos del final de la bobina, generalmente el neutral, que tiene los menores requerimientos.

El valor del voltaje de prueba está definido en la norma IEEE Std. C57.12.00-2000 tabla 6 y 8, descritas en el presente trabajo en las tablas IX y X. El voltaje de prueba debe ser ajustada usando un voltímetro de valor pico, $V_{\text{pico}}/\sqrt{2}$.

4.5.3 Principio y circuito de medición

La prueba de voltaje aplicado es realizada a la frecuencia nominal, contraria a una frecuencia mayor necesaria en la prueba de voltaje inducido. Para la prueba de voltaje aplicado el diagrama equivalente del transformador bajo prueba es un circuito paralelo RC , donde la resistencia R corresponde a las pérdidas dieléctricas y el capacitor C corresponde a la capacitancia entre el devanado bajo prueba y tierra (incluyendo la capacitancia del pasatapas) o entre los otros devanados. El circuito de medición usado en el laboratorio de prueba es el que se muestra en la figura 33.

Figura 33. Circuito de medición para prueba de voltaje aplicado.



Fuente: **Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 100**

4.5.4 Procedimiento de medición

Antes de empezar una prueba de voltaje aplicado, se debe asegurar que todo el nivel de aislamiento de los devanados está diseñado para el voltaje de prueba (transformadores con aislamiento uniforme). Para transformadores con aislamiento no uniforme, la prueba de voltaje aplicado sólo puede ser llevada a cabo al nivel de voltaje de aislamiento del neutral del transformador.

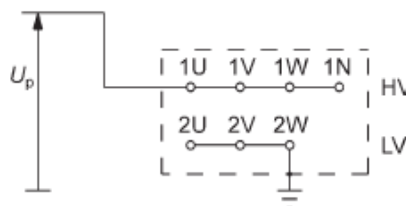
El relevador Buchholz y todos los pasatapas deben ser desgasificados antes de la prueba; cualquier pararrayos o cuernos de arco en los pasatapas deben ser removidos y los devanados secundarios de los transformadores de corriente deben ser cortocircuitados y aterrizados.

Electrodos como esferas o escudos de protección similares montados en las terminales del pasatapas son permitidos debido a que estos incrementan la rigidez eléctrica externa, en las pruebas donde se busca verificar la rigidez eléctrica interna. Electrodo externo suave es absolutamente necesario si la medición de descargas parciales es realizada a cabo junto a la prueba de voltaje aplicado, por ejemplo para transformadores reguladores en serie.

Para evitar peligrosos sobrevoltajes un espaciador esférico puede ser conectado en el circuito de alimentación o entre la terminal de alto voltaje y tierra. En general la prueba debe ser realizada a temperatura ambiente, pero ésta debe ser al menos de 10 °C.

El voltaje debe ser aplicado directamente al pasatapas del devanado (a través de la resistencia R_d) del transformador bajo prueba, los otros devanados y el tanque deben estar aterrizados, como se muestra en la figura 34. El voltaje debe ser incrementado rápidamente desde el 25% o menos hasta el voltaje de prueba dentro de los primeros 15 segundos (de acuerdo a IEEE), y disminuido rápidamente (cerca de cinco segundos). La duración de la prueba es de 60 segundos a la frecuencia nominal de potencia.

Figura 34. Circuito de la prueba de voltaje aplicado para transformadores trifásicos.



Fuente: **Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 99**

La prueba es exitosa si el voltaje no colapsa o sino aparecen otras indicaciones de fallo tales como humo, burbujas y ruido, o un incremento repentino de la corriente. Si la prueba es fallida a causa de una falla en el pasatapas, éste será reemplazado por otro temporalmente y la prueba continuará. IEC permite frecuencias de prueba no menores del 80% de la frecuencia nominal y una frecuencia de 50 Hz es aceptada para las aplicaciones de transformadores en vías férreas, los cuales tienen una frecuencia nominal de 16.7 Hz.

4.5.5 Incerteza en la medición

El voltaje de prueba puede ser ajustado con una exactitud de cerca del 1%, cuando divisores capacitivos o mixtos son conectados con el equipo de medición CA o con el uso de transformadores de potencial.

Si se usan espaciadores esféricos para la medición, se puede esperar una precisión no mayor del 3%. Para frecuencias de potencia normalmente no es necesaria la corrección de la caída de voltaje a través de una resistencia de protección.

4.6 Prueba de voltaje inducido

4.6.1 Referencias y/o estándares

La prueba de voltaje inducido es una prueba de rutina de acuerdo a las normas la norma IEEE (IEEE Std. C57.12.00-2000 cláusula 5.10 y C57.12.90-1999 cláusula 10.7 y 10.8).

4.6.2 Propósito de la prueba

La prueba de voltaje inducido está diseñada para verificar la rigidez eléctrica CA de cada terminal de línea y su devanado conectada a tierra y a otros devanados; asimismo verifica la rigidez eléctrica entre fases a lo largo de las bobinas bajo prueba (aislamiento de espira a espira).

4.6.3 Generalidades

La norma IEEE distingue entre dos clases de transformadores, Clase I (69kV y menores) y Clase II (115kV y mayores). Para los transformadores Clase II una prueba de larga duración (nivel de 1 hora) en combinación con la medición en las descargas parciales es siempre requerida. Los valores de prueba para IEEE están mostrados en la tabla 5 y 7 de la norma IEEE Std. C57.12.00-2000.

La tabla XXIII muestra las situaciones cuando se miden las descargas parciales juntamente con la prueba de voltaje inducido.

Tabla XXIII. Prueba de voltaje inducido para transformadores trifásicos de acuerdo a las normas IEC e IEEE.

Categoría de Bobina	Equipo para alto voltaje U_m [Kv]	Transformadores Trifásicos		
		LDCA	CDCA	
			Prueba Monofásica de fase a tierra	Prueba Trifásica de fase a fase
Prueba de voltaje inducido de acuerdo a la norma IEEE				
Clase I Aislamiento no gradado	<115			●
Clase I Aislamiento Gradado			●	●
Clase II	115 y superiores	DP		

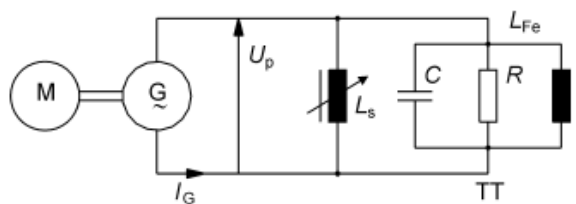
- Prueba de rutina sin medición de descargas parciales
- DP** Prueba de rutina con medición de descargas parciales
- LDCA** Prueba de larga duración con corriente alterna
- CDCA** Prueba de corta duración con corriente alterna

Fuente: **Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 108**

4.6.4 Principio y circuito de prueba

El principio se basa en que el voltaje de prueba para la prueba de voltaje inducido es a menudo mayor que dos veces el voltaje nominal, la frecuencia de la prueba debe ser al menos del doble, para evitar la sobre excitación del núcleo de hierro. El circuito de medición simplificado se muestra en la figura 35.

Figura 35. Circuito de prueba simplificado de voltaje inducido.



Fuente: Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 107

4.6.5 Procedimiento de medición

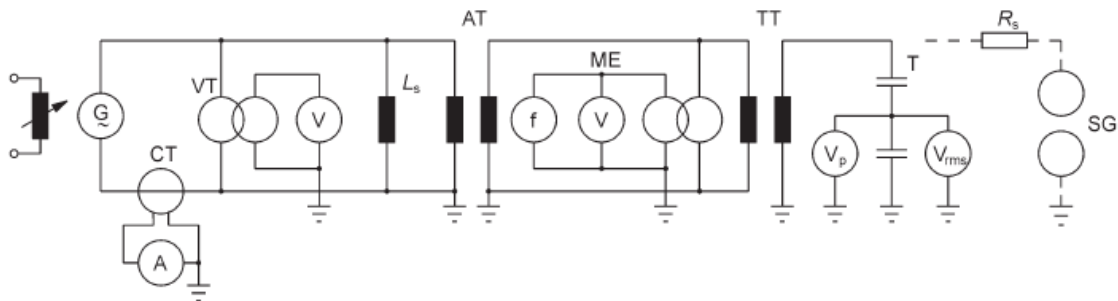
La prueba se debe realizar sólo si ha pasado suficiente tiempo entre la impregnación de los devanados y el tiempo de la prueba, esto depende del voltaje nominal del transformador, por ejemplo cerca de 3 días para transformadores de 220 kV y 5 días para transformadores de 400 kV.

El relevador Buchholz y todos los pasatapas deben ser desgasificados antes de la prueba; cualquier pararrayos o cuernos de arqueo en los pasatapas deben ser removidos y los devanados secundarios de los transformadores de corriente deben ser cortocircuitados y aterrizados.

Electrodos como esferas o escudos de protección similares montados en las terminales del pasatapas son permitidos debido a que estos incrementan la rigidez eléctrica externa. Electrodo externo suave son absolutamente necesarios si la medición de descargas parciales es realizada a cabo junto a la prueba de voltaje aplicado, por ejemplo para transformadores reguladores en serie.

El procedimiento de medición para la prueba de voltaje inducido depende de los valores indicados en la tabla XXIII. Las conexiones de la prueba dependen estrictamente del diseño del transformador; para evitar discusiones y malos entendidos relacionadas con las conexiones se recomienda que las mismas estén claramente indicadas en el contrato entre el cliente y el fabricante. La figura 36 muestra el circuito de medición para esta prueba

Figura 36. Circuito de medición de la prueba de voltaje inducido.



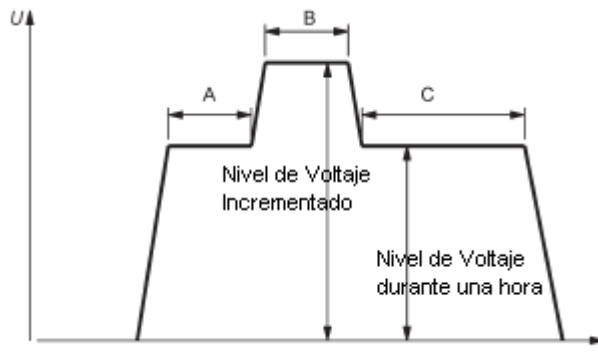
Fuente: Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 109

La siguiente regla debe ser observada para las pruebas en transformadores con múltiples derivaciones: el voltaje de prueba está determinado por el devanado con el mayor voltaje nominal, si la relación entre devanados es variable debido a las derivaciones, éstas deben ser usadas para ajustar el voltaje de prueba para el devanado con el menor voltaje nominal, tan cercana como sea posible al valor apropiado.

La norma IEEE realiza los siguientes comentarios importantes:

- Para los transformadores clase I (alta tensión ≤ 69 kV) un voltaje a tierra (no necesario para el neutral) debe ser aplicado a cada terminal de acuerdo a la columna seis de la tabla cinco (tabla VIII de este trabajo) de la norma IEEE Std. C57.12.00-2000. Éste puede ser realizado usando la prueba de voltaje aplicado para aislamientos uniformes o un voltaje monofásico inducido para aislamiento no uniforme. Adicionalmente un voltaje fase a fase debe ser aplicado entre las terminales de línea de cada devanado trifásico de acuerdo a la misma columna y tabla arriba mencionada.
- Para los transformadores clase II (alta tensión ≥ 115 kV) la prueba debe ser realizada con el transformador conectado y excitado como si estuviera en servicio, esto significa que el transformador trifásico será probado con una fuente trifásica simétrica y con el neutral aterrizado (si hubiera). La secuencia de la prueba se muestra a continuación en la figura 37.

Figura 37. Tiempo de secuencia de la prueba de voltaje inducido.



- A** Tiempo necesario para la medición de descargas parciales
- B** 7200 ciclos
- C** 60 minutos

Fuente: **Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 110**

Para prevenir peligrosos sobrevoltajes debidos al fenómeno de auto-excitación, un espaciador esférico puede ser conectado al circuito de suministro o entre la línea de alto voltaje y tierra.

Si el divisor de potencial es removido durante la prueba con el voltaje de prueba completo, el voltaje al transformador bajo prueba debe ser ajustado usando el voltímetro de baja tensión, este voltímetro puede ser calibrado, por ejemplo, al 50%, 60% y 80% del voltaje de prueba usando el divisor de potencial.

Al voltaje de prueba completa, el tiempo de la prueba debe ser de 60 segundos para cualquier frecuencia de prueba hasta dos veces la frecuencia nominal. Cuando la frecuencia excede dos veces la nominal la duración de la prueba no debe ser menor a 15 segundos, independientemente de cuál sea la frecuencia de prueba.

La prueba es exitosa si el voltaje no colapsa o sino aparecen otras indicaciones de fallo tales como humo, burbujas y ruido, o un incremento repentino de la corriente.

4.6.6 Incerteza en la medición

El voltaje de prueba puede ser ajustado con una exactitud de cerca del 1%, cuando divisores capacitivos o mixtos son conectados con el equipo de medición CA o con el uso de transformadores de potencial. Si espaciadores esféricos son usados para la medición, se puede esperar una precisión no mayor del 3%. Para frecuencias altas es necesaria la corrección de la caída de voltaje a través de una resistencia de protección.

4.7 Prueba de impulso de rayo

4.7.1 Referencias y/o estándares

La prueba de impulso de rayo es una prueba de rutina para transformadores donde $U_m \geq 115$ kV de acuerdo a IEEE (IEEE Std. C57.12.00-2000, C57.98-1993 y C57.12.90-1999). Para cualquier otro valor de U_m esta prueba es considerada de diseño o especial. IEC especifica valores estándares de nivel de impulso de rayo ("LIWL", por sus siglas en inglés), mientras que IEEE especifica valores diferentes para el nivel básico de impulso (BIL por sus siglas en inglés).

4.7.2 Propósito de la prueba

El propósito de la prueba es verificar la integridad del aislamiento para transientes de voltaje, causados por fenómenos electroatmosféricos (rayos), perturbaciones en la red o maniobras de operación.

4.7.3 Generalidades

Cuando la norma y/o la especificación del cliente requiere de la prueba de impulso, se debe aplicar la prueba de impulso de rayo a una o todas las terminales. Si no se especifica de otra manera, la prueba de impulso precede a la prueba de voltaje inducido.

Dado que la prueba de impulso precede a todas las pruebas dieléctricas a la frecuencia de potencia, también es posible identificar más adelante daños escondidos o no congruentes causados por la prueba de impulso.

Generalmente, se considera que un transformador ha pasado la prueba de impulso cuando existe una similitud muy cercana entre las formas de calibración de impulso y las formas de impulsos a niveles de voltaje especificados. Los impulsos de rayo tienen formas estandarizadas que están especificadas en la norma aplicable, para el impulso de rayo existen tres formas diferentes: onda completa, onda recortada en la cola y onda recortada en el frente. Para la onda completa se tiene una caída monótona desde la cresta de la onda hasta cero; mientras que en una onda recortada el voltaje aplicado es cortocircuitado a cero después de un tiempo predeterminado.

La polaridad de los voltajes de impulso generalmente es negativa para prevenir arcos en los pasatapas del transformador, a través del aire o cualquier otro arco externo.

La secuencia de la prueba empieza con impulsos de nivel bajo y termina con la prueba de onda completa a la amplitud especificada, de la siguiente manera:

- Una onda de impulso completa reducida (impulso de calibración).
- Dos ondas de impulso de frente recortada a la amplitud especificada (sólo si se requiere).
- Dos ondas de impulso recortadas en la cola a la amplitud especificada.
- Una onda de impulso completa a la amplitud nominal (NBI).

La onda recortada en la cola debe ser del 110% del valor del NBI y la onda de frente recortada debe tener una amplitud de acuerdo a la tabla 5 de la norma IEEE Std. C57.12.00-2000 (sólo para transformadores clase I). La onda de impulso recortada de calibración para la forma de onda que se aplicará puede preceder inmediatamente a la misma prueba de onda recortada, y no necesariamente llevada a cabo como una parte inicial de la secuencia.

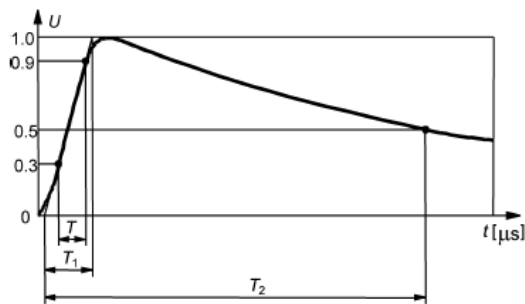
La integridad del transformador es confirmada cuando existe una similitud cercana entre las formas de voltaje para los impulsos de calibración y todos los voltajes de prueba completos.

4.7.4 Forma de la onda de impulso

La forma de onda completa para la prueba de impulso es aperiódica como se muestra en la figura 38. Tiene un tiempo específico de incremento de $1.2 \mu\text{s}$ y una duración de $50 \mu\text{s}$ para decrecer a la mitad del valor. La forma de onda se caracteriza por:

- Frente : $T_1 = 1.2 \mu\text{s}$, tolerancia de $\pm 30\%$ (0.84 a $1.56 \mu\text{s}$).
- Cola : $T_2 = 50 \mu\text{s}$, tolerancia de $\pm 20\%$ (40 a $60 \mu\text{s}$).
- Polaridad : Negativa (para transformadores aislados en aceite).

Figura 38. Onda de impulso completa.

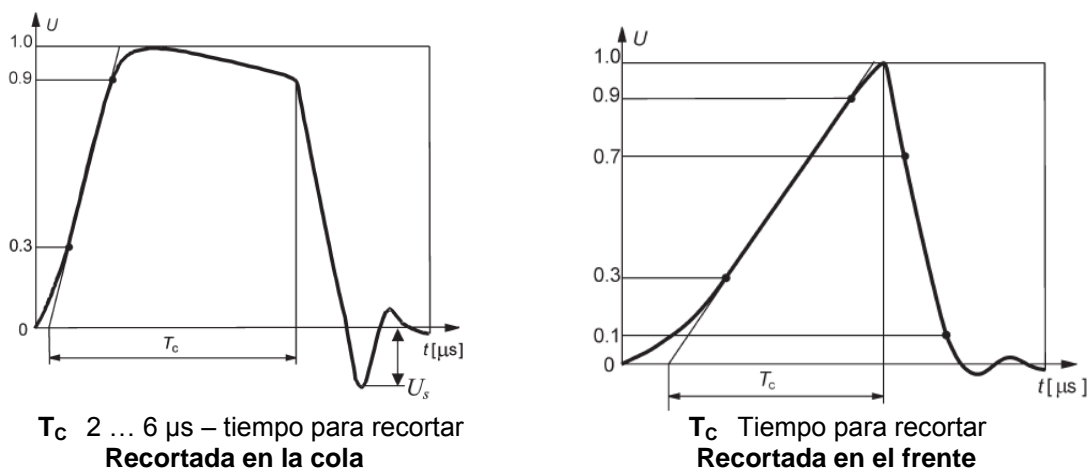


Fuente: Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 165

Dado que los circuitos de generación de ondas no son perfectos, la definición del tiempo de incremento como del valor cresta necesitan clarificaciones adicionales. Se define líneas que atraviesan los valores de voltaje en 0.3 y 0.9 veces el voltaje de cresta para los tiempos de incremento, con lo cual se espera que el tiempo de incremento que le tome a la onda llegar al valor de cresta sea de 1.67 veces el tiempo entre estos dos valores de voltaje.

La norma IEEE establece que la prueba de impulso de onda recortada en la cola se realizará siempre en conjunto con la prueba de onda de impulso completa. Los valores de onda recortada en la cola están definidos en la tabla 5 y 6 (tablas VIII y IX de este trabajo) de la norma IEEE Std. C57.12.00-2000 y son aproximadamente 10% superiores a los valores de onda completa. La prueba de onda de impulso de frente recortado es requerida solamente por IEEE y luego de acuerdos especiales. Las formas de onda de impulso recortadas se muestran en las figura 39.

Figura 39. Ondas de impulso recortadas.

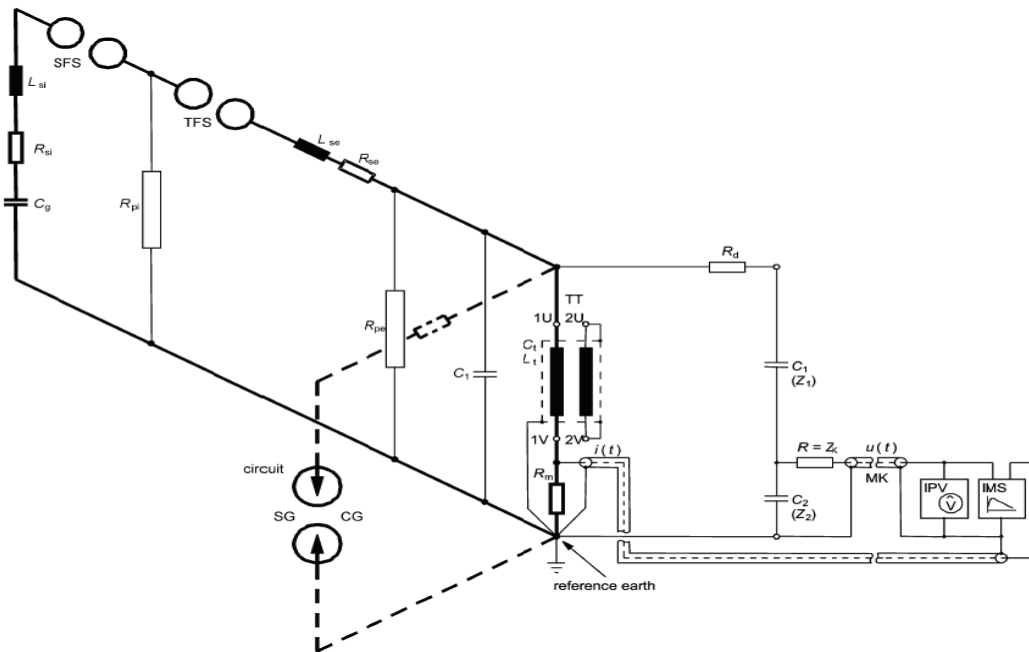


Fuente: Pruebas de los Transformadores de Potencia. Págs. 165 y 167

4.7.5 Conexiones para la prueba

La figura 40 muestra el circuito de prueba para la onda de impulso y sus componentes.

Figura 40. Circuito de prueba para la onda de impulso.



Fuente: **Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 167**

El circuito para la prueba de impulso se puede dividir entre tres circuitos individuales, el circuito principal (el circuito principal de descarga) – mostrado en líneas fuertes en la figura 40; el circuito de medición de voltaje – mostrado en líneas finas; y el circuito recortador para las formas de ondas recortadas – mostrado en líneas punteadas en la figura anterior. Adicionalmente se incluyen los espaciadores esféricos para calibrar el equipo de medición de voltaje de la onda de impulso, si son requeridos durante la prueba.

La configuración de las conexiones de prueba tienen una influencia significativa sobre el transformador durante la prueba de impulso de rayo, principalmente sobre el estrés que sufre el transformador durante la prueba, sobre la facilidad en la detección de una falla o la localización de un efecto y adicionalmente sobre el logro de la forma de onda del voltaje de impulso y la definición de los parámetros para el circuito de prueba.

En general, la configuración de las conexiones para la prueba debe ser seleccionada de manera que corresponda a la condición de operación. Se considera únicamente un impulso de rayo monofásico (el cual ocurre más frecuentemente durante la operación). En principio las terminales de los devanados que no estén bajo prueba deben estar sólidamente aterrizadas, exceptuando los autotransformadores. Los devanados que no están bajo prueba deben estar cortocircuitados y si el tiempo medio especificado para la cola de la forma de onda no puede ser logrado, el devanado puede ser aterrizado por medio de resistores.

En cuanto a la posición del cambiador de derivaciones IEEE establece que el impulso será aplicado para la posición de derivación que brinde el número de vueltas eléctricas mínimo en el devanado bajo prueba. Esto será interpretado como si se desconectaran los rangos de derivación.

Mientras que se tenga que comprobar un voltaje de impulso de rayo en la terminal del neutral, éste puede ser verificado utilizando el siguiente método aprobado por IEEE:

- Aplicación directa, los impulsos de prueba son aplicados directamente al neutral con todas las terminales de línea aterrizadas. Cuando se usa este método el tiempo de frente de onda permitido es hasta de $10\mu\text{s}$.

4.7.6 Procedimiento de medición y registros

Las siguientes condiciones deben ser verificadas en el transformador bajo prueba antes de llevar a cabo la prueba de impulso de rayo:

- Verificar la duración del tiempo mínimo de rigidez del transformador.
- Medir la relación de voltaje, la polaridad y la resistencia de los devanados.

- Verificar la calidad del aceite del transformador.
- Ventilar el relevador Buchholz y los pasatapas de porcelana.
- Cortocircuitar y aterrizar cualquier transformador de corriente que se encuentre en los pasatapas.
- Aterrizar las tomas capacitivas de los pasatapas.
- Verificar el nivel de aceite en el transformador y en el cambiador de derivaciones bajo carga (si existe).
- Verificar las posiciones del cambiador de derivaciones, ya sea éste bajo carga o desenergizado.

Ya verificado lo anterior se procede a seleccionar y dimensionar los parámetros del circuito de prueba para la onda de impulso. La prueba actual de impulso de rayo consiste de los siguientes pasos:

- Verificar las condiciones del transformador, mencionadas anteriormente.
- Verificar la forma de onda del voltaje de impulso.
- Aplicar el voltaje de impulso al transformador bajo prueba.
- Verificar que el transformador bajo prueba ha pasado exitosamente el estrés sin daño (comparando los registros digitales u oscilografitos).

Para el orden específico de los voltajes de prueba ver el apartado 4.7.3.

Los voltajes de impulso y la respuesta de la corriente de impulso pueden ser registrados de una forma digital u oscilográfica, para lo cual se recomienda la forma digital con los instrumentos adecuados. El procesamiento digital que incluya un análisis de la función de transferencia es a menudo usado como una herramienta adicional de análisis de los resultados y búsqueda de fallas.

IEEE requiere que adicional al voltaje de impulso también se registre la corriente en los devanados o la corriente en el punto neutral. Todos los impulsos > 40% del valor de prueba serán registrados,

Observaciones adicionales durante la prueba, tales como otros métodos de medición de corriente, micrófonos (registros acústicos), etc.; pueden ser usados para evaluar los resultados de la prueba o localizar fallas. A continuación se muestra en la tabla XXIV la escala de tiempo durante la prueba de impulso de rayo (OC = Onda Completa, OR = Onda Recortada, para los impulsos de rayos).

Tabla XXIV. Tiempo de duración de las ondas de prueba

		Analógicos [μ s]	Digitales [μ s]
OC	Voltaje	50 – 100	100 – 150
	Corriente	50 – 100	100 – 150
OR	Voltaje	10	10 – 25
	Corriente	10 – 25	10 – 25

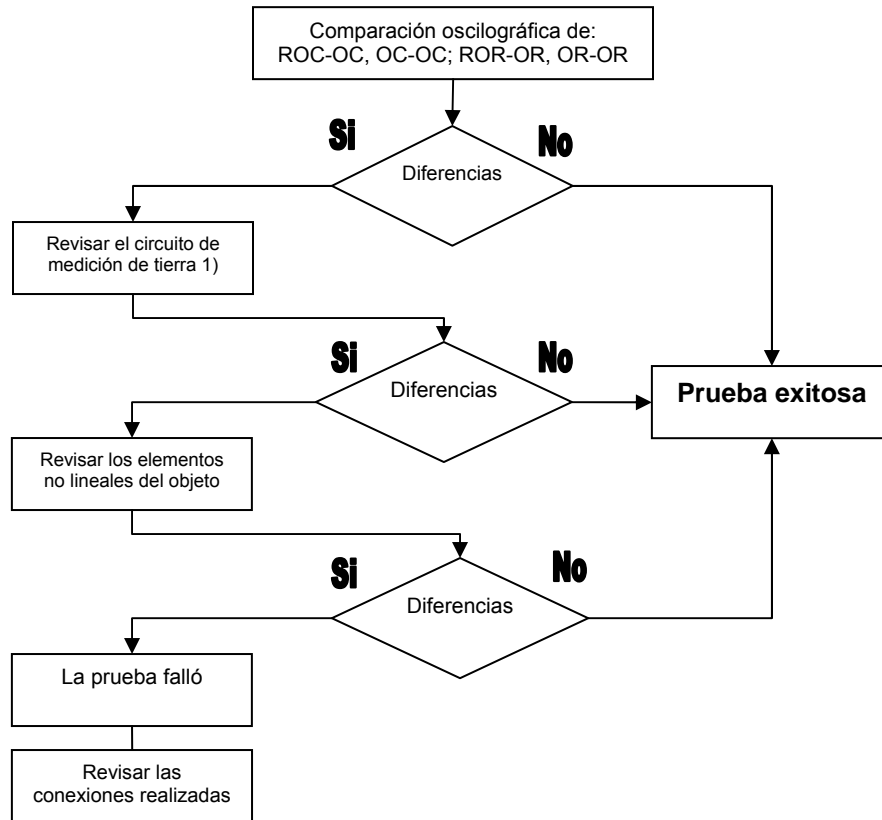
Fuente: Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 172

Para evitar arcos externos es recomendable realizar la prueba utilizando polaridad negativa la prueba misma es normalmente llevada a cabo usando el método de aplicación directa de las ondas de voltaje de impulso en el devanado de alta tensión.

4.7.7 Evaluación de los resultados de las pruebas y detección de fallas

Para satisfacer los criterios de la prueba, se deben evaluar los resultados con las parámetros establecidos en la figura 41.

Figura 41. Diagrama de bloques la evaluación de los resultados



ROC = Registros de forma de Onda Completa
 OC = Forma de Onda Completa
 ROR = Registros de forma de Onda Recortada
 OR = Forma de Onda Recortada

1) = Revisar también el generador de impulsos
 2) = Revisar las conexiones de los devandaos

Fuente: **Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 174**

4.7.8 Calibración – Sistema de medición del impulso / incerteza en la medición

La calibración para los sistemas está descrita en la norma IEEE Std. 4, técnicas estándar para las pruebas de alto voltaje. Un sistema de referencia dentro del laboratorio de prueba es generalmente la mejor solución para la calibración de los sistemas de medición de impulso.

4.8 Prueba de calentamiento

4.8.1 Referencias y/o estándares

La prueba de calentamiento es una prueba de diseño definida por IEEE (IEEE Std. C57.12.00-2000 cláusula 5.11 y C57.12.90-1999 cláusula 11). Esta prueba también es llamada incremento de temperatura.

4.8.2 Propósito de la prueba

El propósito de la prueba de calentamiento es verificar los incrementos de temperatura garantizados para el aceite y los devanados. También puede ser usada para establecer posibles puntos calientes (dentro como fuera de los devanados), especialmente para transformadores con altos campos dispersos (por ejemplo, transformadores de potencia > 300 MVA o autotransformadores).

El conocimiento del gradiente promedio del aceite (en la parte más alta del incremento de temperatura del aceite y del devanado) es más importante ahora que en el pasado, bajo el punto de vista de futuras consideraciones de sobrecargas o mejoras.

4.8.3 Temperatura e incremento de temperatura

El mantener ciertas temperaturas permisibles en un transformador es considerado vital para un servicio confiable y duradero del mismo. Por lo que la norma IEEE especifica límites de temperatura con los que se debe cumplir.

Para permitir una comparación uniforme entre los diferentes conceptos y suministradores de transformadores las normas especifican ciertos incrementos de temperatura permisibles por arriba de la temperatura media de la ventilación. Para las temperaturas ambientes las normas no son específicas y es responsabilidad del cliente realizar los ajustes necesarios.

Se puede definir la temperatura como la medición cuantitativa de la energía térmica contenida en un objeto, de manera que a una mayor energía térmica le corresponde una mayor temperatura. Mientras que el incremento de temperatura siempre se define como la diferencia entre la temperatura de un objeto y la temperatura del medio correspondiente (por ejemplo, aceite, aire o agua).

4.8.4 Medición de temperaturas

La temperatura del aceite puede ser medida directamente utilizando un sensor que se encuentra en contacto directo o indirecto con el aceite.

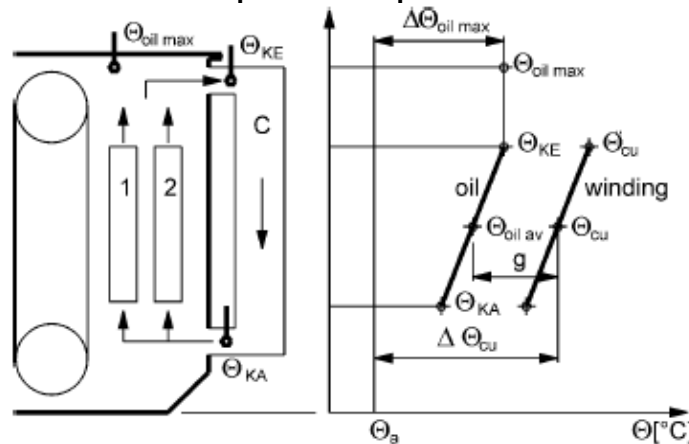
La temperatura del devanado debe ser medida indirectamente usando la resistencia del devanado. La resistencia del devanado es medida antes de la prueba cuando el transformador completo está en un equilibrio térmico, generalmente relacionado con la medición de resistencia común. La resistencia es medida una vez más inmediatamente después que se completa la inyección de corriente durante la prueba. Entonces, la diferencia en los valores de resistencia reflejará la diferencia entre las temperaturas del devanado, antes y después de la prueba. La medición de temperatura usando sensores directamente conectados al devanado no está considerada en las normas. Generalmente, estos dispositivos de medición, por ejemplo fibras ópticas son usados para trabajos de desarrollo e investigación.

4.8.5 Principio y métodos de prueba

En principio se puede considerar un modelo simplificado de la distribución de temperaturas, como es mostrado en la figura 42 y se concreta a considerar que:

- La temperatura del aceite dentro y a lo largo de los devanados se incrementa linealmente desde el punto más bajo hasta el más alto.
- La temperatura del devanado tiene un incremento lineal desde el punto más bajo hacia el más alto y una constante de diferencia al aceite adyacente.

Figura 42. Distribución de temperatura simplificada en un transformador.



$\Theta_{oil\ max}$ =	Incremento máx. de Temp. del aceite (Bajo la tapa)	Θ_a =	Temperatura del ambiente	C =	Radiador
$\Delta\Theta_{oil\ max}$ =	Incremento garantizado de la Temp. del aceite arriba	Θ_{KE} =	Temp. del aceite (entrando al radiador)	1, 2 =	Devanados del transformador
Θ_{Cu} =	Temp. promedio del devanado	Θ_{KA} =	Temp. del aceite (saliendo del radiador)	g =	Gradiente de Temp. del aceite del devanado
$\Delta\Theta_{Cu}$ =	Incremento garantizado de la Temp. promedio del devanado	$\Theta_{oil\ av}$ =	Promedio calculado de la Temp. del aceite	Θ''_{Cu} =	Temp. máxima del devanado, no siempre el punto más caliente

Fuente: **Prueba de los transformadores de potencia. Pág. 201**

Sólo las temperaturas $\Theta_{oil-max}$, Θ_{KE} y Θ_{KA} pueden ser medidas directamente en la prueba de calentamiento. La temperatura en los devanados Θ_{Cu} es determinada indirectamente por cálculos, mediante la medición de resistencia.

Algunos métodos involucran dos transformadores idénticos en paralelo o la medición directa durante las condiciones normales de operación. En la práctica el método de cortocircuito prevalece a los demás. La prueba es llevada a cabo para cada par de devanados, para un transformador de dos devanados sólo es necesaria una prueba. Para esta prueba uno de los devanados es cortocircuitado y el transformador es sometido a las pérdidas totales calculadas y obtenidas previamente de las pruebas de pérdidas con carga y sin carga.

La prueba es llevada a cabo en dos fases, como sigue:

- Inyección de las pérdidas totales, para obtener el incremento de temperatura más alto.
- Inyección de la corriente nominal para encontrar el incremento de temperatura promedio en los devanados.

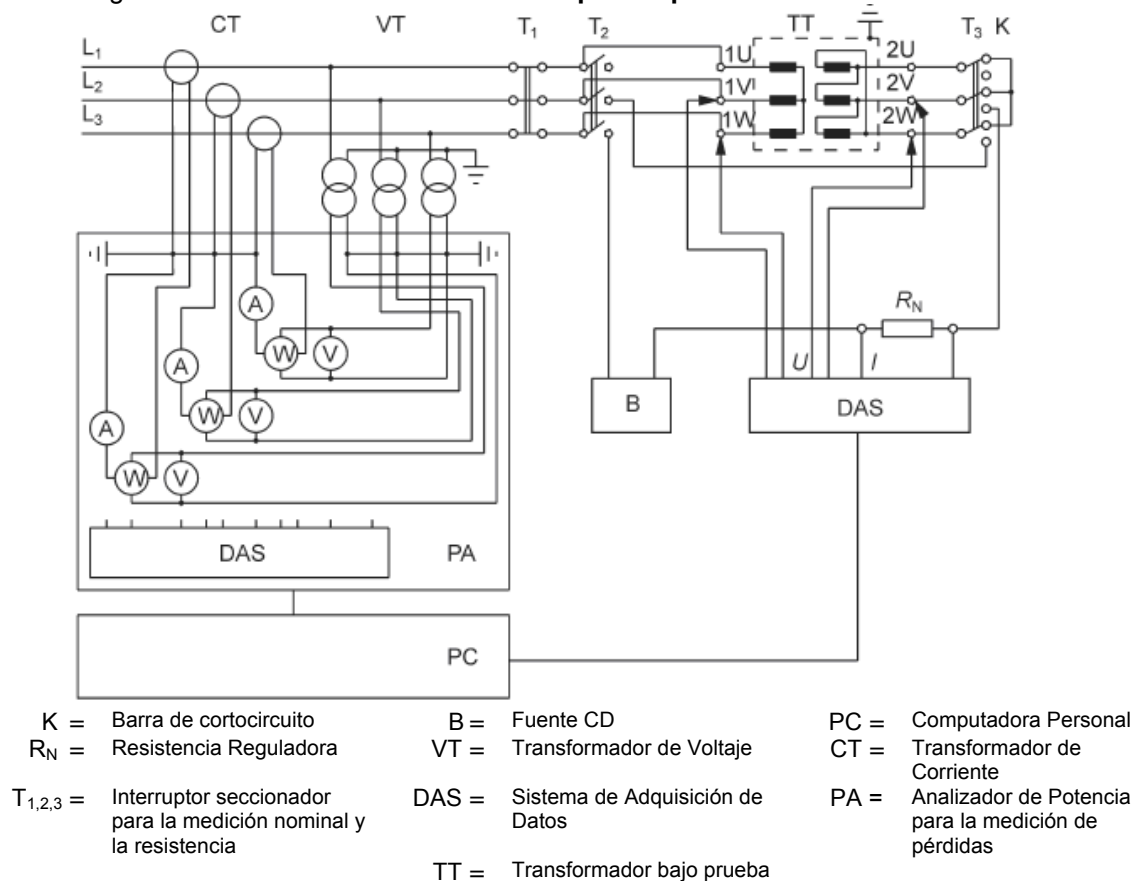
El voltaje suministrado para esta prueba es casi el mismo que en la prueba de voltaje de cortocircuito, lo que significa que prácticamente no hay pérdidas en el núcleo de hierro. Sin embargo, las pérdidas totales son requeridas para obtener el máximo incremento de temperatura, por lo tanto, las pérdidas sin carga deben ser simuladas en los devanados inyectando una corriente ligeramente mayor a la corriente nominal. La potencia reactiva puede ser compensada si es posible por medio de banco de capacitares, lo que es usual en la mayoría de laboratorios.

4.8.6 Procedimiento y circuito de medición

El transformador debe estar ubicado en el laboratorio de pruebas de tal manera que los objetos o las paredes situadas cerca de la entrada de aire de refrigeración o de salida, no afecten a la refrigeración. La habitación debe estar lo más libre como sea posible.

El transformador debe estar equipado con todos sus accesorios de protección, por ejemplo el relevador Buchholz. Para proteger al personal de pruebas de accidentes eléctricos, el voltaje de alimentación debe estar conectado al transformador de tal manera que las lecturas de la temperatura en los radiadores y el tanque del transformador se puedan tomar sin peligro. Los cables utilizados deben tener una sección transversal suficiente y los cables con terminales soldadas deben ser evitados. Para garantizar la óptima utilización de ensayo de laboratorio, es importante conocer la duración de la prueba de calentamiento. El circuito mostrado en la figura 43 es el utilizado en esta prueba.

Figura 43. **Circuito básico de medición para la prueba de calentamiento.**



Fuente: **Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 203**

El circuito de medición principal y el de medición de las pérdidas, voltajes y corrientes es principalmente idéntico al utilizado para la medición de las pérdidas de carga (ver la sección 4.4). La única diferencia es que hay dos interruptores complementarios de desconexión (T1 y T2 en la figura 43) para conectar el equipo CD de medición de la resistencia del transformador sometido a la prueba tan pronto como sea posible después de apagar la potencia. Es importante señalar que dos fuentes de CD que pueden ser utilizadas, una para los devanados de alta tensión, otro para los devanados de baja tensión.

Una medida de resistencia en frío debe ser realizada antes de la prueba, en la misma configuración exacta de la medida que será utilizada para la medición de la resistencia en caliente. Una de las recomendaciones particulares para los transformadores de gran potencia es realizar un análisis de gases disueltos en el aceite (DGA por sus siglas en inglés) antes y después de la prueba para detectar posibles sobrecalentamientos locales que no se mostrarán como valores anormales de aumento de temperatura durante la prueba.

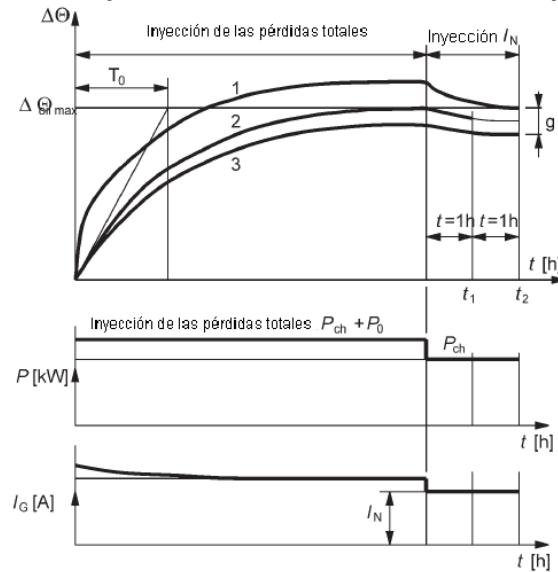
De acuerdo con las normas la temperatura del aire de refrigeración, deberá medirse con un mínimo de tres sensores (termopares o termómetros), protegido de la turbulencia y del calor radiante emitido por el transformador bajo prueba. Para los sistemas de circulación natural del aire, ON u AN, los sensores deben estar distribuidos alrededor del tanque y a una distancia de uno a dos metros alejados del transformador. Para los sistemas de circulación forzada de aire, AF, deben estar dispuestos como se menciona anteriormente, pero monitoreando el aire que esta entre los radiadores o ventiladores. Para los sistemas de circulación forzada de agua, WF, la temperatura debe ser tomada por medio de pozos ubicados en la entrada y salida del agua, así como su caudal.

La medición del aumento de la temperatura de aceite es el primer paso para la prueba de calentamiento utilizando el método a corto circuito. Para establecer el incremento máximo de temperatura del aceite y la temperatura promedio del aceite, el transformador está sometido a la suma de las mediciones de pérdidas con carga y sin carga. Para transformadores con devanados con derivaciones, la norma IEEE establece que se debe medir en la derivación con la mayor corriente, que generalmente es la derivación con mayores pérdidas con carga. La prueba con las pérdidas totales continúa hasta que se establezca el incremento de temperatura del aceite, y se termina cuando el cambio del incremento de temperatura varía no más de un 2.5% ó 1°K por hora durante un período consecutivo de tres horas.

Con el fin de reducir el tiempo necesario para la prueba es posible iniciar la prueba con pérdidas superiores o con reducción en la ventilación para llegar más rápido a los valores deseados.

La medición del incremento de temperatura promedio de los devanados es el segundo paso cuando se realiza la prueba de calentamiento utilizando el método del cortocircuito. Después haber sido establecido el incremento máximo de temperatura del aceite, la prueba continúa de inmediato con una corriente I_G que será reducida a la corriente nominal I_N , como lo muestra la figura 44 (una medición de resistencia inmediatamente después del primer paso resultará necesariamente en temperaturas demasiado altas en el devanado). Esta condición es mantenida por un periodo de una hora, el cual es suficiente tiempo para realizar una medición correcta del incremento de temperatura de los devanados.

Figura 44. Temperaturas desarrolladas durante la prueba.



- | | | |
|--|--|---|
| 1 = Incremento en el devanado | 2 = Incremento máximo del aceite | 3 = Incremento promedio del aceite |
| I_N = Corriente nominal | I_G = Corriente de Prueba | g = Gradiente de la Temp. de los devanados |
| t_1 = Momento para medir la resistencia de Alta y Baja Tensión | t_2 = Momento para medir la resistencia de Baja Tensión, en caso de mediciones separadas | T_0 = Constante de tiempo del transformador |

Fuente: **Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 203**

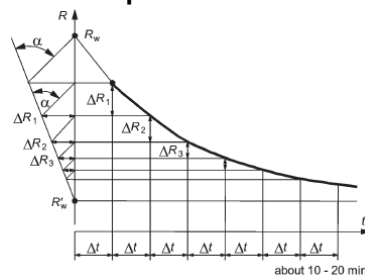
Para el primer paso de la prueba (la medición del incremento de temperatura del aceite) no hay diferencia con cual frecuencia sean producidas las pérdidas totales en el transformador. Este no es el caso de la segunda etapa. Aquí, la corriente inyectada se debe ser la frecuencia nominal, sólo entonces las pérdidas parásitas correctas se producirán en los devanados. Si la inyección a la frecuencia nominal no es posible, se debe considerar una corrección a la corriente inyectada.

Para un transformador de 60 Hz probado a 50 Hz, la corriente inyectada debe ser aumentado en alrededor de 3-4% para simular las pérdidas durante la correcta operación de 60 Hz.

La primera lectura de resistencia debe tomarse tan pronto como el efecto inductivo ha disminuido, pero no después de 4 minutos después de apagar el equipo. Para comprobar el descenso completa del efecto de inducción, las mediciones de voltaje se pueden realizar en los devanados no utilizados. Los datos resistencia/tiempo debe ser medidos durante un período de alrededor de 10 a 20 minutos.

La medición de la resistencia como una función del tiempo utilizando el método del amperímetro-voltímetro (incluidos los sistemas de adquisición de datos) normalmente no es difícil. El método del puente por otra parte requiere un cierto nivel de experiencia, ya que la resistencia cambia continuamente. En cualquier caso, el método de puente es sólo condicionalmente recomendado para medir la resistencia de elevación de temperatura. Hoy en día las mediciones de resistencia para las pruebas de calentamiento se realiza primordialmente mediante sistemas de adquisición de datos computarizados, que permiten la extrapolación automática de los datos resistencia/tiempo y el cálculo de la temperatura del devanado, como se muestra en la figura 45.

Figura 45. **Extrapolación de la resistencia.**



Fuente: **Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 208**

Si no es posible utilizar el método de la resistencia para obtener el incremento de temperatura de los devanados (por ejemplo, para los transformadores con una resistencia extremadamente baja), otros métodos pueden ser utilizados.

4.8.7 Temperaturas de punto caliente

La temperatura del devanado en la parte más alta del mismo no corresponde al verdadero punto caliente del devanado. Esto se debe a la influencia del incremento de las pérdidas dispersas de la componente horizontal del flujo disperso, agregado a esto existe una no linealidad en el gradiente de temperatura del aceite en el punto superior del devanado.

Una revisión de posibles puntos calientes externos y locales debe ser llevada a cabo, especialmente en transformadores de alta potencia o en transformadores con extremadamente altas corrientes nominales (transformadores rectificadores o de hornos de arco). Se debe prestar particular atención a todas las partes del transformador que están expuestas a altos campos dispersos o que están situados en las cercanías de los pasatapas de alta corriente. Normalmente, esto es realizado usando cámaras infrarrojas.

4.8.8 Incerteza en la medición

Los errores de medición cuando se mide la temperatura en los devanados consisten en errores individuales, tales como:

- La medición máxima de la temperatura del aceite y la promedio.
- La temperatura ambiente del aire (por ejemplo radiación desde el transformador) o la temperatura del agua.
- La medición de la resistencia, etc.

El error de la medición para un valor de resistencia es de 0.05%, el cual es bajo para una resistencia extrapolada. Lo anterior resulta una incerteza de la medición de cerca de ± 1.5 °K (a una temperatura del devanado de 70 °C). Un error total en la medición se puede considerar como ± 2 ó 3 °K.

4.9 Prueba de medición impedancia de secuencia cero en transformadores trifásicos

4.9.1 Referencias y/o estándares

La medición de la impedancia de secuencia cero es considerada como una prueba especial (“otra”) en la norma IEEE Std. C57.12.00.

4.9.2 Propósito de la prueba

Las técnicas modernas en el cálculo de las condiciones de falla en un sistema de potencia demandan no sólo el conocimiento de las componentes simétricas, sino también las impedancias de fase de los componentes individuales, como la del transformador.

4.9.3 Generalidades

Cualquier proceso en los cálculos de una red trifásica simétricamente cargada (corrientes, voltajes, etc.) puede ser analizado de una manera monofásica dado que los valores de las otras fases están simplemente rotados 120° y tienen la misma magnitud. Esto también es válido para los cortocircuitos trifásicos.

Para un sistema trifásico desbalanceado, por ejemplo debido a una falla monofásica a tierra, cada fase tiene que ser considerado y calculada separadamente, dado que las impedancias de fase son diferentes a las de una red simétrica; por lo tanto se requiere del conocimiento de la teoría de las componentes simétricas y de las características de secuencia de fase de cada

parte individual del sistema. Usando este método es posible convertir cualquier sistema trifásico dado con desbalance en las fases a un sistema trifásico balanceado, conocidos como:

- Sistema de secuencia de fase Positivo (rotación A-B-C).
- Sistema de secuencia de fase Negativo (rotación A-C-B).
- Sistema de secuencia de fase Cero (las tres fases individuales en la misma dirección).

El voltaje simétrico y su respectiva componente de corriente en estos sistemas trifásicos están relacionados con su correspondiente impedancia, nombradas, impedancia de secuencia positiva, impedancia de secuencia negativa e impedancia de secuencia cero. Para los transformadores la impedancia de secuencia positiva y la impedancia de secuencia negativa así como su respectiva impedancia de cortocircuito son en general iguales. Sin embargo, la impedancia de secuencia cero puede diferir significativamente de las otras impedancias, dependiendo que la conexión de los devanados y del diseño (la construcción del núcleo) del transformador.

4.9.4 Definición de la impedancia de secuencia cero

La impedancia de secuencia cero es la impedancia medida entre una terminal de fase y el neutral cuando las tres terminales de fase están interconectadas. La impedancia de secuencia cero sólo puede ser desarrollada por transformadores trifásicos con conexiones estrella o zig zag en sus devanados. La impedancia de secuencia cero atribuida a cada fase individual es tres veces el valor medido.

$$Z_0 = 3 \bullet \frac{V_P}{I}$$

Donde;

Z_0 = Impedancia de secuencia cero [Ohms]

V_p = Voltaje nominal (fase – neutro)

I = Corriente en el neutro

La impedancia de secuencia cero normalmente es expresada como porcentaje de la impedancia base del transformador, la cual es la base de la impedancia de cortocircuito (impedancia positiva de cortocircuito). La impedancia base puede ser deducida como:

$$Z_b = \frac{V_p^2}{S_r}$$

Donde:

Z_b = Impedancia base [Ohms]

V_p = Voltaje nominal (fase – fase)

S_r = Potencia nominal

La impedancia de secuencia cero tiene dos componentes, como toda impedancia, una resistencia y una reactancia de secuencia cero, aunque en la práctica la resistencia es mucho menor que la reactancia, y la primera puede ser despreciada, en otras palabras se puede decir que la impedancia es igual a la reactancia de secuencia cero.

Físicamente pueden existir tres diferentes tipos de impedancia de secuencia cero:

- “Sin carga”, la impedancia de secuencia cero corresponde a la impedancia de un circuito magnético cerrado, tal como un transformador sin carga. El flujo magnético circula casi exclusivamente en el circuito magnético y la corriente de magnetización es mínima (del orden del 0.1 al 1% de la corriente nominal), por lo que la impedancia de secuencia cero es alta y dependen fuertemente del voltaje de alimentación.
- “Reactor”, la impedancia de secuencia cero es similar a la característica de un circuito magnético abierto (por ejemplo como un núcleo de hierro

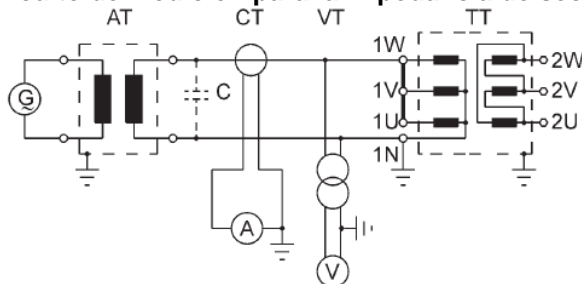
con espacios de aire) el flujo magnético circula sólo parcialmente en el hierro y su retorno es a través del aire. Por lo tanto, la corriente de entrada es alta y la impedancia de secuencia cero se ubica cerca del 100%, con lo cual ésta es más o menos una función constante del voltaje de alimentación, porque la resistencia magnética de todo el circuito depende casi exclusivamente de los espacios de aire y la saturación del núcleo es insignificante.

- “Cortocircuito”, la impedancia de secuencia cero es similar a la impedancia de un transformador cortocircuitado, y ésta se ubica cercana al 10% y es independiente del voltaje de alimentación.

4.9.5 Procedimiento de medición

Para aplicaciones prácticas la medición directa de las impedancias no es utilizada, en el lugar de este método se recurre al circuito que muestra la figura 46, el mismo circuito para las impedancias normales de cortocircuito. Como se ha mencionado en secciones anteriores, la impedancia de secuencia cero depende de la conexión de los devanados y de la construcción de núcleo del transformador. La medición debe ser realizada a la frecuencia nominal.

Figura 46. **Circuito de medición para la impedancia de secuencia cero.**



Fuente: **Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 228**

Las conexiones principales de la prueba para la medición de impedancia de secuencias cero para diferentes condiciones del neutral y de la red, incluyen el correspondiente circuito equivalente para la secuencia cero del sistema. La figura 47 muestra las principales conexiones.

Figura 47. Conexiones para la medición de impedancia de secuencia cero.

Nr.	transformer	measuring circuit	equivalent circuit for the zero sequence system
1		measurement of Z_{01} 	Z_{01}
2		measurement of Z_{01} 	Z_{01}
3		measurement of Z_{01} 	Z_{01}
4		measurement of Z_{012} measurement of Z_{013} measurement of Z_{023} 	Z_{01} Z_{03}
5		measurement of Z_{012} , 3 open measurement of Z_{013} measurement of Z_{023} 	Z_{01} Z_{02} Z_{03}

Fuente: Pruebas de los transformadores de potencia. Pág. 229

La medición siempre debe ser hecha con la parte activa dentro del tanque, debido a su alta influencia sobre la impedancia de secuencia cero (“Tipo Reactor”). Bajo las condiciones donde el balance de amperios – vuelta se ha perdido, la relación entre el voltaje y la corriente generalmente no es lineal (“Tipo Reactor”). En este caso muchas medidas a diferentes valores de corriente pueden brindar valiosa información.

También debe ser notado que el flujo de secuencia cero puede causar excesivo calentamiento en las partes estructurales metálicas, tal como el tanque, la cubierta, los dispositivos de izaje. Por esta razón las corrientes de medición no deben ser mayores al 30% de la corriente nominal; corrientes cercanas a la nominal son permitidas únicamente por breves instantes (unos pocos segundos). El voltaje de la prueba no debe exceder el voltaje fase – neutro que ocurrirá durante la operación normal.

Para transformadores con amperios – vuelta balanceados (“Tipo cortocircuito”), la corriente de medición puede ser tan alta como la corriente nominal, sin sufrir del problema de excesivo calentamiento.

5. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE UNA RUTINA DE PRUEBAS, EN UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA 15/28 MVA

5.1 Presentación general del protocolo

ABB	PROTOCOLO DE ENSAYOS Asea Brown Boveri Ltda.	N° de Protocolo: 2007-039 Pág 1 de 23
Cliete: TRELEC Referencia del Cliente: Especificación del Cliente:	Máquina Ensayada: Potencia Nominal Máxima: Tensión: Intensidad Nominal: BIL: Conexión: Grupo de Conexión: Frecuencia: Refrigeración: Calentamiento Máx. del Aceite: Calentamiento Medio del Cobre:	N° de Serie: 200596-CRS Transformador Trifásico 15 / 22 / 28 MVA 66 ±2 x 2.5% / 13.8 kV 244.94 / 1171.4 A 350 / 110 kV D / yn 1 Dyn1 60 Hz ONAN / ONAF I / ONAF II 55 °C 65 °C
Referencia de ABB: Referencia del Producto: N° de Pedido: Proyecto-126031 N° de Placa: 200596-CRS Inspección y Plan de Ensayos:		
Ensayos Realizados v Aprobados: Relación Resistencia de Arrollamientos Pérdidas e Intensidad de Vacío Pérdidas en Carga y Tensión de Cortocircuito Rendimiento Regulación Sobretensión Aplicada Sobretensión Inducida Resistencia del Aislamiento Capacidad y F.P. del Aislamiento Impedancia Homopolar Nivel de Ruido Impulso Atmosférico Calentamiento Ensayo de los Trafos de Intensidad Hermeticidad Pruebas al Tablero de Control	Normas Aplicadas: ANSI - IEEE C57.12.00 ANSI - IEEE C57.12.90 Recepcionado por: Ing. Eduardo Arita Interventor TRELEC. Comentarios: Informe Final de pruebas en Fábrica.	
Planta: Asea Brown Boveri Ltda. Calle16 # 15-124 La Popa Dosquebradas (Risaralda-Colombia) ISO 9001 - ISO 14001 – OHSAS 18001- BASC	Departamento de Ensayo: Calidad Integral PTQi Fecha de Emisión: 15-Oct-2007	
Realizado por: Ing. Juan Carlos Vélez M. Firma: _____ Test Room Engineer	Aprobado por: Ing. Francisco Ramos S. Firma: _____ Quality Manager	

El transformador presentado en esta ocasión fue fabricado en la ciudad de Pereira, Colombia por ABB, cuya planta cuenta con una capacidad de producir de 160 a 220 unidades al año, con una capacidad acumulada aproximada de 3600 MVA. En esta locación se manufactura el transformador y cuenta con un Laboratorio de Pruebas, que cuenta con los diferentes equipos adecuados para este fin.

Las principales características de la capacidad del Laboratorio de Prueba pueden cubrir los siguientes rangos:

- Potencia desde 3 hasta 100 MVA.
- Voltajes desde 10 hasta 230 kV para el alto voltaje y desde 1 hasta 34.5 kV para el bajo voltaje.
- Impedancia desde el 6% hasta 15%.
- Prueba de pérdidas sin carga hasta 50 kW.
- Prueba de pérdidas con carga hasta 550 kW.
- Nivel de aislamiento al impulso de rayo hasta 1050 kV.
- Ondas de choque hasta 1155 kV.
- Voltaje aplicado hasta 395 kV.

Ubicándose en el transformador ensayado, se puede observar que en la hoja de presentación del protocolo de pruebas se indican las principales características como:

- Número de serie;
- Características eléctricas relevantes: potencia nominal, niveles de tensión, corrientes, nivel básico de aislamiento al impulso, grupo de conexión, refrigeración, temperaturas de diseño;
- Normas aplicables;
- Interventor; y
- Lista de pruebas realizadas a la unidad.

5.2 Presentación, descripción y análisis de la prueba de resistencia de devanados

ABB		PROTOCOLO DE ENSAYOS			Nº de Protocolo: 2007-039	
		Resistencia de Arrollamientos			Pág 4 de 23	
Nº de Serie: 200596						
Temperatura de Referencia: 75.0 °C Terminales Ensayados: H1-H2-H3 Temperatura Media del Aceite: 26.0 °C						
Posición	Resistencia entre Terminales (Ω)			Resistencia media por fase (Ω)	Resistencia por fase a la Temperatura de Referencia (Ω)	
	H1-H2	H2-H3	H3-H1			
1	0.80746	0.80706	0.80777	1.2111	1.4390	
2	0.78822	0.78763	0.78837	1.1821	1.4045	
3	0.76817	0.76800	0.76867	1.1524	1.3692	
4	0.74801	0.74828	0.74909	1.1227	1.3339	
5	0.72865	0.72874	0.72936	1.0934	1.2990	
Temperatura de Referencia: 75.0 °C Terminales Ensayados: x1-x2-x3-x0 Temperatura Media del Aceite: 26.0 °C						
Posición	Resistencia entre Terminales (Ω)			Resistencia media por fase (Ω)	Resistencia por fase a la Temperatura de Referencia (Ω)	
	x1-x0	x2-x0	x3-x0			
-	0.013432	0.013450	0.013464	0.013449	0.015978	
Notas: No existen valores garantizados.						
<u>Fecha:</u> 08-Oct-2007		<u>Ingeniero de Ensayo:</u> Juan Carlos Vélez M.		<u>Departamento de Ensayo:</u> PTQi		

Dentro del programa de pruebas, la medición de la resistencia de los devanados se lleva a cabo durante el primer día. El laboratorio cuenta con un equipo de medición de resistencia especialmente diseñado para este fin, cuya marca es Tettex Instruments modelo 2292.

Dado que la resistencia es dependiente de la temperatura se deben tener en cuenta las temperaturas a las cuales se realizan las mediciones, la cuales se indican en el protocolo, temperatura de referencia: 75.0°C y temperatura media del aceite: 26.0°C.

Para la medición en el lado primario, que tiene 5 derivaciones en los devanados, dado que el alto voltaje tiene una conexión Delta, se debe medir en cada una de estas derivaciones entre todas fases de la siguiente manera: H1-H2, H2-H3 y H1-H3, cuyos valores se listan en el protocolo. Al buscar la Resistencia por fase, se promedian los valores obtenidos en cada derivación y debido a la conexión Delta al buscar la resistencia de fase se debe multiplicar por 3/2 el valor promedio obtenido.

Tomado la derivación tres como ejemplo, se tienen los valores 0.76817, 0.76800 y 0.76867, cuyo promedio es 0.76828 y multiplicando por 3/2, obtenemos 1.1524 (indicado en la columna "Resistencia media por fase (Ω)). Luego se extrapola a la temperatura de referencia, utilizando la siguiente fórmula:

$$R_2 = R_1 \frac{C + \Theta_2}{C + \Theta_1}$$

- | | | | |
|-------|--|------------|-----------------------------|
| R_1 | = Resistencia a Θ_1 [Ohms] | Θ_1 | = Temperatura de medición |
| R_2 | = Resistencia a Θ_2 [Ohms] | Θ_2 | = Temperatura de Referencia |
| C | = Constante, dependiente del material, 235 para Cu y 225 para Al | | |

Lo cual resulta en 1.3692 Ω , como resistencia por fase a la temperatura de referencia.

Mientras en el lado secundario no hay derivaciones y al ser la conexión Estrella cuando se miden x1-x0, x2-x0, x3-x0, son los valores de fase, y de la misma manera se extrapola la medición a la temperatura de referencia.

5.3 Presentación, descripción y análisis de la prueba de relación

ABB		PROTOCOLO DE ENSAYOS Relación				N° de Protocolo: 2007-039		
						Pág 3 de 23		
N° de Serie: 200596								
Terminales Primarios:		H1-H2-H3						
Terminales Secundarios:		x1-x2-x3-x0						
Grupo de Conexión:		Dyn1						
Posición		Tensión Nominal (kV)		Relación Medida			Relación Teórica	Diferencia Máxima (%)
Primario	Secundario	Primario	Secundario	H1-H3 x1-x0	H2-H1 x2-x0	H3-H2 x3-x0		
1	-	69.300	13.800	8.701	8.701	8.702	8.698	0.05
2	-	67.650	13.800	8.491	8.491	8.491	8.491	0.01
3	-	66.000	13.800	8.281	8.280	8.281	8.284	-0.04
4	-	64.350	13.800	8.071	8.071	8.071	8.077	-0.07
5	-	62.700	13.800	7.861	7.861	7.861	7.870	-0.11
Notas: Se verificó la polaridad y grupo de conexión. La tolerancia máxima permitida por norma entre el valor Teórico y medido es de $\pm 0.5\%$.								
<u>Fecha:</u> 08-Oct-2007		<u>Ingeniero de Ensayo:</u> Juan Carlos Vélez M.			<u>Departamento de Ensayo:</u> PTQi			

La prueba de relación y verificación del grupo vectorial normalmente se lleva a cabo el primer día del programa de pruebas. Comúnmente conocida como TTR por sus siglas en inglés “*Transformer Test Ratio*”, Prueba de Relación del Transformador. En el Laboratorio de Pruebas se utiliza el equipo Tettex Instruments modelo 2795. Durante cada medición de relación se verifica la polaridad y el grupo de conexión de los devanados del transformador.

La medición de relación se realiza para cada derivación que se tenga, las columnas tres y cuatro muestran los valores nominales de voltaje y en adelante se muestran los valores de relación medidos y el teórico, la diferencia entre estos valores debe ser $\pm 0.5\%$ para que la prueba sea exitosa.

5.4 Presentación, descripción y análisis de la prueba de pérdidas e intensidad de vacío

ABB		PROTOCOLO DE ENSAYOS						Nº de Protocolo: 2007-039			
		Pérdidas e Intensidad de Vacío						Pág 5 de 23			
Nº de Serie: 200596											
Terminales Alimentados:		x1-x2-x3-x0		Posición:		-					
1º Terminales Abiertos:		H1-H2-H3		Posición:		3					
2º Terminales Abiertos:				Posición:							
Potencia Base:		15 MVA		Potencia Nominal:		15 MVA					
Temperatura Media del Aceite:		25.0 °C									
Valores Medidos								Pérdidas ¹ (kW)	Intensidad	Valores Garantizados	
V	$\frac{V_{eficaz}}{1,1 \times V_{media}}$	$1,1 \times V_{media}$ (kV)	V_{eficaz} (kV)	I_A (A)	I_B (A)	I_C (A)	Pérdidas (kW)			Pérdidas (kW)	Intensidad
105 %	1.0521	8.361	8.609	4.304	3.961	4.387	17.28	16.78	0.6720 %		
100 %	1.0225	7.968	8.147	1.622	1.355	1.669	13.17	12.88	0.2467 %	15.30	
95 %	1.0120	7.564	7.654	0.8461	0.6584	0.8800	10.50	10.37	0.1267 %		
90 %	1.0081	7.174	7.231	0.5870	0.4288	0.6070	8.850	8.779	0.0862 %		
Notas: Hay valores garantizados de pérdidas de vacío para el 100% del voltaje nominal, los cuales se cumplen satisfactoriamente.											
¹ Pérdidas corregidas a la onda senoidal											
Fecha: 10-Oct-2007			Ingeniero de Ensayo: Juan Carlos Vélez M.				Departamento de Ensayo: PTQi				

Dentro del programa nominal de pruebas de un transformador de potencia, la medición de pérdidas sin carga se realiza durante el segundo día. En el laboratorio de ABB se asistió de un generador BBC, potencia nominal 5.4 MVA, voltaje nominal de 7200 voltios y 60 Hz de frecuencia. Así como del aparato NORMA modelo 6133T como Dispositivo de Adquisición de Datos para registrar los voltajes, corrientes y potencias derivadas de la prueba, asistido por transformadores de instrumento.

Para realizar esta prueba los terminales del lado de bajo voltaje fueron alimentados por el generador y los terminales del lado de alto voltaje quedaron abiertos, la potencia base fue de 15 MVA y la temperatura media del aceite de 25 °C, como se indica en el reporte de pruebas anterior. La prueba se llevó a cabo considerando la posición tres del cambiador de derivaciones sin carga en el lado de alto voltaje. Las mediciones de voltaje promedio, voltaje eficaz, corrientes de fase y pérdidas fueron tomadas para un programa de voltajes que fueron desde 105% disminuyendo hasta 90%, en pasos de 5%. Dada la distorsión de los voltajes y corrientes provocadas por la histéresis del núcleo, las pérdidas deben ser corregidas y se muestran en la columna siguiente a los valores medidos. Así mismo, se obtiene el porcentaje de intensidad de corriente.

Los valores garantizados de pérdidas sin carga están referenciados al 0.5% de intensidad de corriente, por lo que basados en la tabla de pérdidas corregidas y porcentaje de intensidad se interpola para obtener el valor de pérdidas sin carga. Tiene el resultado de 15.30 kW, considerando en el cálculo que esté referenciado al 100% del voltaje nominal. El valor de pérdidas garantizadas durante la fase de análisis económico fue de 16 kW, superiores al valor medido, por lo que la prueba es satisfactoria y cumple con los rangos de incerteza.

5.5 Presentación, descripción y análisis de la prueba de pérdidas con carga y tensión de cortocircuito

ABB		PROTOCOLO DE ENSAYOS							Nº de Protocolo: 2007-039	
		Pérdidas en Carga y Tensión de Cortocircuito							Pág 6 de 23	
Nº de Serie: 200596										
Terminales Alimentados:			H1-H2-H3			Temperatura de Ref:		75.0 °C		
1º Terminales Cortocircuitados:			x1-x2-x3-x0			Potencia Base:		15 MVA		
2º Terminales Cortocircuitados:										
Conexión			Medido			Corregido ¹		Garantizado		
Alimen- tado	Posiciones		U Nominal Terminal Alimentado (kV)	Temp. (°C)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pérdidas (kW)	Impe- dancia (%)	Pérdidas (kW)	Impe- dancia (%)
	1º Cto	2º Cto								
1	-	-	69.300	25.0	5.1125	125.38	48.783	7.35		
3	-	-	66.000	25.0	4.9587	131.35	50.277	7.51	64.000	7.50
5	-	-	62.700	25.0	4.8373	134.56	54.497	7.92		
Notas: Hay valores garantizados de pérdidas e impedancia de cortocircuito solo para la posición nominal (3), los cuales se cumplen satisfactoriamente.										
¹ Corregido a la Potencia Base y la Temperatura de Referencia										
Fecha: 10-Oct-2007			Ingeniero de Ensayo: Juan Carlos Vélez M.				Departamento de Ensayo: PTQi			

Dentro del programa nominal de pruebas de un transformador de potencia, la medición de pérdidas con carga se realiza durante el tercer día. En el laboratorio de ABB se asisten de un generador BBC y un transformador elevador de voltaje de 7.0 MVA para elevar el voltaje hasta los valores del lado de alta tensión.

Así como del aparato NORMA modelo 6133T como Dispositivo de Adquisición de Datos para registrar los voltajes, corrientes y potencias derivadas de la prueba, asistido por transformadores de instrumento.

Disponible el transformador según el circuito de pruebas se alimenta a través de las terminales de alto voltaje mientras que las terminales de bajo voltaje. La prueba inicia con alimentaciones de corriente progresivas, para evitar deterioros en el núcleo. Como se indicó en la sección 4.4 del presente trabajo las mediciones se deben llevar a cabo primero en la derivación intermedia y luego en las derivaciones extremas, lo que para este transformador corresponde a las derivaciones 3, 1 y 5, cuyos valores nominales de tensión son 66.0, 69.3 y 62.7 kV respectivamente. Midiendo la temperatura, la tensión y la intensidad a través del sistema de adquisición de datos, se calcula las pérdidas con carga y el porcentaje de impedancia, considerando las correcciones necesarias y descritas a continuación:

$$P_2 = P_1 \frac{C + \Theta_2}{C + \Theta_1}$$

P_1 = Pérdidas a Θ_1 [Ohms]

Θ_1 = Temperatura de medición

P_2 = Pérdidas a Θ_2 [Ohms]

Θ_2 = Temperatura de Referencia

C = Constante, dependiente del material, 235 para Cu y 225 para Al

Los valores garantizados de pérdidas con carga están referenciados a la potencia base y la temperatura de referencia indicadas en la hoja de resultados. El cual, tiene el resultado de 64.00 kW y un porcentaje de impedancia de 7.5%, considerando en el cálculo que esté referenciado al 100% de la corriente nominal. El valor de pérdidas garantizadas durante la fase de análisis económico fue de 65 kW, superiores al valor medido por lo que la prueba es satisfactoria y cumple con los rangos de incerteza.

5.6 Presentación, descripción y análisis de la prueba de sobretensión aplicada

ABB	PROTOCOLO DE ENSAYOS	Nº de Protocolo: 2007-039									
	Sobretensión Aplicada	Pág 9 de 23									
		Nº de Serie: 200596									
Frecuencia (Hz):	60 Hz										
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Terminales Ensayados</th> <th>Tensión (kV)</th> <th>Duración (s)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H1-H2-H3</td> <td>140</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>x1-x2-x3-x0</td> <td>34</td> <td>60</td> </tr> </tbody> </table>	Terminales Ensayados	Tensión (kV)	Duración (s)	H1-H2-H3	140	60	x1-x2-x3-x0	34	60	
Terminales Ensayados	Tensión (kV)	Duración (s)									
H1-H2-H3	140	60									
x1-x2-x3-x0	34	60									
Notas: El transformador pasó satisfactoriamente la prueba											
<u>Fecha:</u> 10-Oct-2007	<u>Ingeniero de Ensayo:</u> Juan Carlos Vélez M.	<u>Departamento de Ensayo:</u> PTQi									

La prueba de sobretensión aplicada normalmente se realiza durante el segundo día del programa de pruebas, con el fin primordial de verificar el aislamiento del transformador, aplicando un voltaje superior al nominal en cada nivel de voltaje del transformador, mientras el otro permanece en cortocircuito. Los valores para esta prueba se indican en la tabla IX del presente trabajo.

Para la prueba el laboratorio se asiste de un generador y un transformador elevador para llegar a los niveles deseados, para este caso 140 kV para las terminales de alto voltaje y 34 kV para las terminales de bajo voltaje, estas tensiones se aplican durante 60 segundos a una frecuencia de 60 Hz. La prueba fue exitosa dado que los voltajes no colapsaron ni hubo señales de falla alguna en el tanque del transformador.

5.7 Presentación, descripción y análisis de la prueba de sobretensión inducida

ABB		PROTOCOLO DE ENSAYOS Sobretensión Inducida			Nº de Protocolo: 2007-039 Pág 10 de 23
Nº de Serie: 200596					
Posición de Alta Tensión:	3				
Terminales Alimentados:	x1-x2-x3-x0				
Frecuencia (Hz):	180 Hz				
Terminales Ensayados	Terminales a Tierra	Tensión (kV)	Duración (s)	D.P. Medidas	
H1-H2-H3	x0	27.60	40	No	
Notas: El transformador pasó satisfactoriamente la prueba					
Fecha: 12-Oct-2007		Ingeniero de Ensayo: Juan Carlos Vélez M.		Departamento de Ensayo: PTQi	

La prueba de voltaje inducido típicamente se planifica para el tercer día de pruebas durante un protocolo de un transformador. Para esta prueba se cuenta con un generador BBC cuya característica principal es que puede variar su frecuencia dos o tres veces la frecuencia nominal de 60 Hz, ayudado por un transformador elevador para llevar el voltaje de prueba al solicitado que a través de una regla empírica es dos veces el voltaje nominal.

Durante esta prueba el voltaje de excitación es aplicado a las terminales de bajo voltaje, mientras que las de alto voltaje quedaron abiertas, con el cambiador de derivaciones en la posición tres, como lo muestra lo indicado en el protocolo. Siguiendo la convención empírica la prueba se realizó a tres veces la frecuencia nominal, 180 Hz y el tiempo de duración fue determinado mediante la siguiente fórmula:

$$T = 120 \frac{f_n}{f_t} \text{ [seg]}$$

T = Tiempo de la prueba

f_n = Frecuencia nominal

f_t = Frecuencia de la prueba

Por lo que al tener una frecuencia nominal de 60 Hz y una frecuencia de prueba de 180 Hz la duración de la prueba se ve cuantificada en 40 segundos, tiempo indicado en el reporte.

El objetivo de esta prueba fue asegurar que el aislamiento entre los devanados de fase, las espiras, las terminales del cambiador de derivaciones y las propias terminales, así como el aislamiento entre estas partes y tiempo pudieran soportar sobrevoltajes temporales a los cuales pudiera estar sometido el transformador durante su vida útil. Dado que, no colapsaron los voltajes de prueba ni hubo señales de falla en el tanque del transformador, la prueba fue satisfactoria.

5.8 Presentación, descripción y análisis de la prueba de impulso de rayo

ABB		PROTOCOLO DE ENSAYOS Impulso Atmosférico			Nº de Protocolo: 2007-039 Pág 16 de 23	
Nº de Serie: 200596						
Tipo de Onda ¹	Terminal Ensayado	Tensión Requerida (kV)	Tensión Aplicada (kV)	Posición del Conmutador	Forma de Onda (µs)	Identificación Oscilograma
RFW	H1	181.00	185.20	5	1.09x45	WV10814
FoW	H1	580.00	580.30	5	0.58	WV10852
FoW	H1	580.00	575.60	5	0.58	WV10854
CW	H1	385.00	386.10	5	0.98	WV10858
CW	H1	385.00	386.10	5	0.99	WV10860
FW	H1	350.00	352.70	5	0.97x43.4	WV10862
RFW	H2	181.00	185.40	3	1.14x45	WV10864
FoW	H2	580.00	576.60	3	0.58	WV10868
FoW	H2	580.00	581.20	3	0.58	WV10870
CW	H2	385.00	387.30	3	0.97	WV10874
CW	H2	385.00	386.70	3	0.98	WV10876
FW	H2	350.00	354.50	3	0.98x43.32	WV10878
RFW	H3	181.00	186.00	1	1.11x44.3	WV10880
FoW	H3	580.00	562.50	1	0.58	WV10884
FoW	H3	580.00	583.10	1	0.58	WV10886
CW	H3	385.00	386.10	1	0.98	WV10888
CW	H3	385.00	385.50	1	1.00	WV10890
FW	H3	350.00	352.70	1	1.01x43.68	WV10892
RFW	x1	57.000	57.000	-	1.11x43.88	WV10898
CW	x1	120.00	118.90	-	0.93	WV10900
CW	x1	120.00	118.70	-	0.85	WV10902
FW	x1	110.00	108.40	-	0.93x45.88	WV10904
RFW	x2	57.000	56.600	-	1.18x44.16	WV10906
CW	x2	120.00	118.10	-	0.93	WV10908
CW	x2	120.00	118.50	-	0.94	WV10910
FW	x2	110.00	108.40	-	0.94x45.76	WV10912
RFW	x3	57.000	56.400	-	1.07x44.12	WV10914
CW	x3	120.00	118.30	-	0.84	WV10916
CW	x3	120.00	118.30	-	0.96	WV10918
FW	x3	110.00	110.10	-	0.93x44.96	WV10920
RFW	x0	57.000	57.800	-	0.94x42.8	WV10922
FW	x0	110.00	108.80	-	0.84x47.28	WV10924
FW	x0	110.00	111.60	-	0.84x47.28	WV10926

Notas: El transformador pasó satisfactoriamente la prueba.

¹ **Leyenda:**

ANSI:	CEI:
Onda Reducida	RFW
Onda Plena	FW
Onda Cortada Reducida	RCW
Onda Cortada	CW
Frete de Onda Reducido	RFoW
Frete de Onda	FoW

ANSI:	CEI:
Onda Reducida	RFI
Onda Plena	FI
Onda Cortada Reducida	RCl
Onda Cortada	Cl

Fecha: 09-Oct-2007 Ingeniero de Ensayo: Juan Carlos Vélez M. Departamento de Ensayo: PTQi

En el programa de pruebas típico para los transformadores, la prueba de impulso de rayo se realiza durante el segundo día de prueba.

El equipo utilizado para llevar a cabo ésta es un generador especial de impulso que está compuesto por capacitores cargados en paralelo y alimentado por una fuente de voltaje de corriente directa, los 16 pasos de voltaje que tiene el generador utilizado en el laboratorio son de 200 kV, con un voltaje máximo de 3200 kV y una energía de 2400 kJ.

Para establecer las formas de onda necesaria el generador cuenta con un control digital modelo GG 223 y un analizador HiAS modelo 743 de tres canales. El impulso es aplicado a través de unos espaciadores esféricos MAFS modelo 1800 y apoyados por un divisor de voltaje capacitivo y un reactor.

Las formas de onda aplicadas durante este prueba, por sus siglas en inglés fueron:

RFW	=	Onda Reducida	FW	=	Onda Plena
RCW	=	Onda Cortada Reducida	CW	=	Onda Cortada
RFoW	=	Frente de Onda Reducida	FoW	=	Frente de Onda

Durante la prueba de impulso de rayo aplicada a las terminales de alto voltaje se realizó en las derivaciones 5, 3 y 1, extremas e intermedias, teniendo las siguientes secuencia: RFW, FoW, FoW, CW y CW. Mientras las terminales de bajo voltaje fueron ensayadas considerando las siguiente secuencia: RFW, CW, CW y FW. Para la terminal del neutro la secuencia fue: RFW, FW y FW.

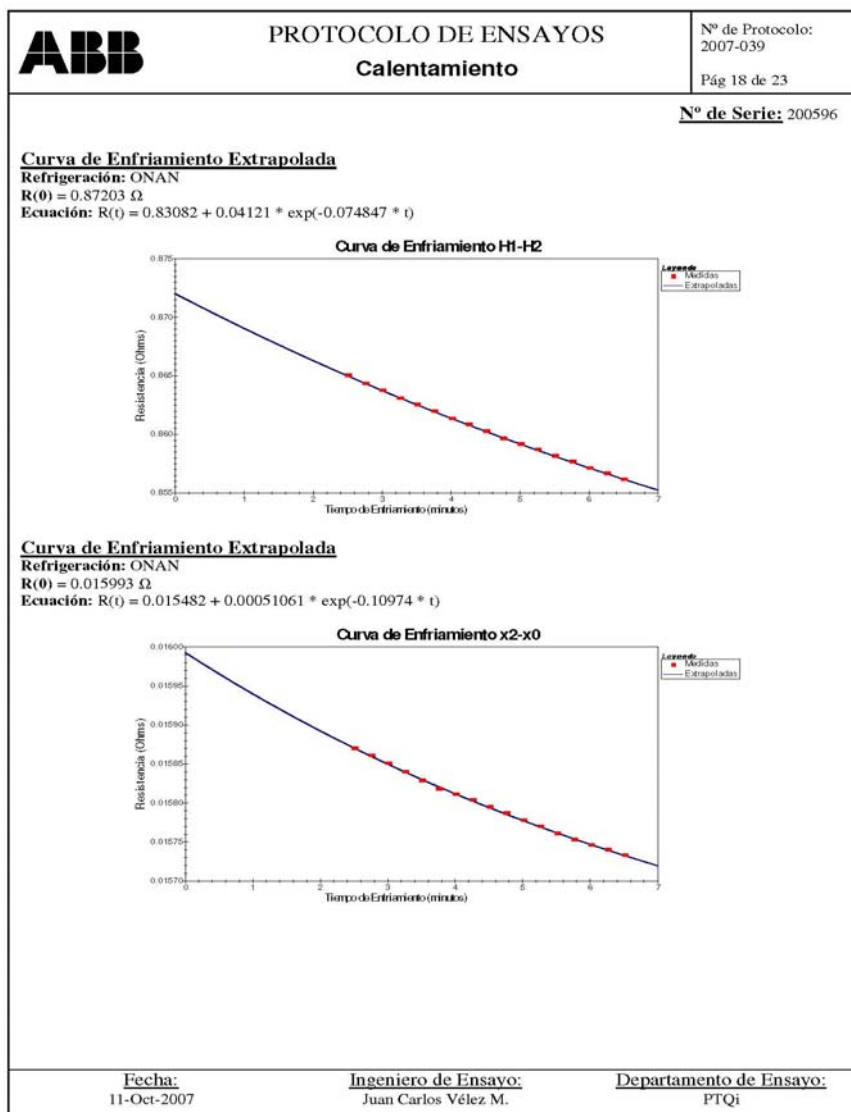
Las diferentes tensiones requeridas fueron aplicadas según las formas de ondas anteriores y el transformador pasó satisfactoriamente la prueba. Los registros oscilográficos obtenidos durante la prueba se almacenan en archivos separados y se encuentran disponibles para su posterior revisión. A continuación presentamos algunos ejemplos.

5.9 Presentación, descripción y análisis de la prueba de calentamiento

ABB		PROTOCOLO DE ENSAYOS Calentamiento				Nº de Protocolo: 2007-039					
						Pág 17 de 23					
Nº de Serie: 200596											
Condición de Ensayo:		ONAN									
Condiciones de Carga:		ONAN									
Refrigeración:		ONAN									
Potencia Base:		15 MVA									
Pérdidas Totales:		67.375 kW									
Terminales Alimentados:		H1-H2-H3				Pos.: 5					
Terminales Cortocircuitados:		x1-x2-x3-x0				Pos.: -					
Resultados del Calentamiento del Aceite:											
Medido				Corregido a la Potencia Base							
Calentamiento del Aceite en el Punto Superior (°C)	Calentamiento Medio del Aceite (°C)	Temperatura Ambiente (°C)	Pérdidas Aplicadas (kW)	Calentamiento del Aceite en el Punto Superior (°C)	Calentamiento Medio del Aceite (°C)						
48.4	41.0	21.6	68.270	47.9	40.6						
Resultado del Calentamiento de los Arrollamientos:											
Terminales	Intensidad Nominal¹ (A)	Int. Aplicada² (A)	Medido					Corregido³			
			Temp. de Resist. en Frío (°C)	Resistencia en Frío. (Ω)	Resistencia en Caliente (Ω)	Gradiente Cobre-Aceite (°C)	Temp. Media del Aceite (°C)	Temp. Ambiente (°C)	Calent. del Cobre (°C)	Calent. del Punto más caliente (°C)	
H1-H2	138.12	142.50	26.0	0.72865	0.87203	10.4	66.8	25.7	50.5	58.8	
x2-x0	138.12	142.50	26.0	0.013450	0.015993	8.4	66.8	25.7	48.6	56.7	
¹ Intensidad nominal de los terminales alimentados, corregida a la potencia base ² Intensidad aplicada, corregida a la potencia base ³ Corregido para la intensidad nominal y la potencia base											
Fecha: 11-Oct-2007		Ingeniero de Ensayo: Juan Carlos Vélez M.				Departamento de Ensayo: PTQi					

A la prueba de calentamiento también se le conoce con el nombre de prueba de incremento de temperatura. Esta prueba nominalmente se lleva a cabo durante el cuarto día de un protocolo normal. En el laboratorio se utilizan sensores tipo FP-TC 120 (PT100) con comunicación RS232 de la marca National Instruments para la medición de los incrementos de temperatura.

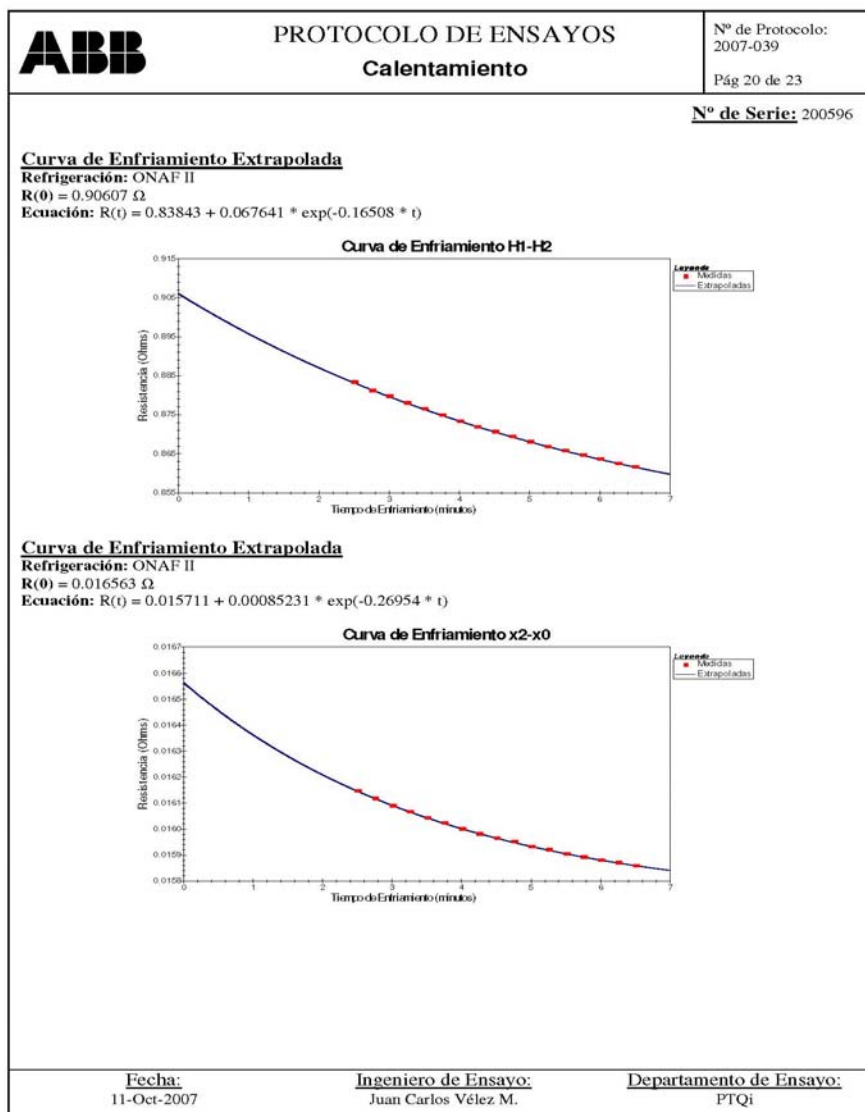
El primer ensayo se llevó a cabo con enfriamiento ONAN a una potencia base de 15 MVA y considerando las pérdidas totales medidas anteriormente de 67.375 kW en la posición cinco del cambiador de derivaciones. En la hoja anterior se listan los valores del calentamiento del aceite medido y posteriormente corregidos a la potencia base, así mismo, los resultados del calentamiento de los arrollamientos, considerando las conexiones H1-H2 y x2-x0, medidos y corregidos de la misma manera.



Las gráficas anteriores muestran las curvas de enfriamiento extrapolada para los devanados H1-H2 y x2-x0, con la intención de obtener la resistencia de los devanados en el momento de máximo incremento de temperatura, tiempo igual a 0, la cual se muestra como R(0) junto a su ecuación de resistencia R(t).

ABB		PROTOCOLO DE ENSAYOS Calentamiento				Nº de Protocolo: 2007-039				
						Pág 19 de 23				
Nº de Serie: 200596										
Condición de Ensayo:		ONAF II								
Condiciones de Carga:		ONAF II								
Refrigeración:		28 MVA								
Potencia Base:		202.77 kW								
Pérdidas Totales:		H1-H2-H3				Pos.: 5				
Terminales Alimentados:		x1-x2-x3-x0				Pos.: -				
Terminales Cortocircuitados:										
Resultados del Calentamiento del Aceite:										
Medido				Corregido a la Potencia Base						
Calentamiento del Aceite en el Punto Superior (°C)	Calentamiento Medio del Aceite (°C)	Temperatura Ambiente (°C)	Pérdidas Aplicadas (kW)	Calentamiento del Aceite en el Punto Superior (°C)	Calentamiento Medio del Aceite (°C)					
52.1	47.7	27.1	203.61	51.9	47.6					
Resultado del Calentamiento de los Arrollamientos:										
Terminales	Intensidad Nominal ¹ (A)	Medido							Corregido³	
		Int. Aplicada ² (A)	Temp. de Resist. en Frío (°C)	Resistencia en Frío. (Ω)	Resistencia en Caliente (Ω)	Gradiente Cobre-Aceite (°C)	Temp. Media del Aceite (°C)	Temp. Ambiente (°C)	Calent. del Cobre (°C)	Calent. del Punto más caliente (°C)
		H1-H2	257.83	255.63	26.0	0.72865	0.90607	15.0	74.4	27.4
x2-x0	257.83	255.63	26.0	0.013450	0.016563	11.9	74.4	27.4	59.6	65.2
¹ Intensidad nominal de los terminales alimentados, corregida a la potencia base ² Intensidad aplicada, corregida a la potencia base ³ Corregido para la intensidad nominal y la potencia base										
Fecha: 11-Oct-2007		Ingeniero de Ensayo: Juan Carlos Vélez M.				Departamento de Ensayo: PTQi				

El segundo ensayo se llevó a cabo con enfriamiento ONAF II a una potencia base de 28 MVA y considerando las pérdidas totales medidas anteriormente de 202.77 kW en la posición 5 del cambiador de derivaciones. En la hoja anterior se listan los valores del calentamiento del aceite medido y posteriormente corregidos a la potencia base, así mismo, los resultados del calentamiento de los arrollamientos, considerando las conexiones H1-H2 y x2-x0, medidos y corregidos de la misma manera.



Las gráficas anteriores muestran las curvas de enfriamiento extrapolada para los devanados H1-H2 y x2-x0, con la intención de obtener la resistencia de los devanados en el momento de máximo incremento de temperatura, tiempo igual a 0, la cual se muestra como $R(0)$ junto a su ecuación de resistencia $R(t)$.

CONCLUSIONES

1. El transformador de potencia es el elemento clave en cualquier sistema eléctrico de potencia, por lo que especificar el diseño de un transformador, acompañar su construcción y verificar la misma, mediante las pruebas de diseño y fabricación garantizan la perfecta y eficiente integración.
2. El proceso de diseño y fabricación de los transformadores de potencia se rige por normas internacionales, tales como IEEE e IEC. La norma IEEE Std. C57.12.00 describe los requerimientos mínimos constructivos y de verificación, pruebas, para los transformadores inmersos en líquido de distribución, potencia y regulación, la misma lista las pruebas tipo, de rutina y especiales como categorías.
3. La norma IEEE C57.12.00-2000 define las pruebas de medición de resistencias de los devanados, verificación de la relación de voltajes y el grupo vectorial, medición de las pérdidas sin carga y corriente de excitación, medición de las pérdidas con carga e impedancia de cortocircuito, prueba de voltaje aplicado y prueba de voltaje inducido como pruebas de rutina, es decir, que se deben realizar a todos los transformadores luego de concluida su fabricación. Por lo tanto, la verificación y análisis de los resultados de estas pruebas es determinante para establecer la correcta fabricación de los transformadores.
4. Respecto a la prueba de impulso de rayo es una prueba de rutina para los transformadores con voltaje primario mayores de 115 kV y se establece como una prueba especial para los transformadores con voltajes primarios menores a 115 kV.

5. Las pruebas de calentamiento y medición de impedancia de secuencia cero son pruebas tipo o de diseño, es decir el fabricante esta autorizado a realizarlas únicamente en el primer transformador que se fabrique bajo el diseño aprobado por la norma internacional, y no necesariamente en cada transformador que produzca posteriormente. Sin embargo, el dueño del transformador fabricado las puede solicitar dentro del protocolo de pruebas de fabricación.

6. Es de suma importancia conocer los procedimientos de cada prueba, así como sus principios, para interpretar correctamente cada uno de los datos consignados en las hojas de reporte de los protocolos de prueba descritos en este trabajo.

RECOMENDACIONES

1. Al iniciar el proceso de adquisición de un transformador de potencia se debe considerar una sola línea de normalización, ya sea IEEE o IEC, dado que la mezcla de las normativas resulta confusa para los fabricantes y no refleja un estudio técnico detallado de las necesidades del transformador a adquirir.
2. Se debe solicitar al fabricante de los transformadores de potencia los protocolos de las pruebas tipo para su estudio y revisión. En el caso de las pruebas tipo, descritas en el presente trabajo, es recomendable solicitarlas dentro del protocolo de pruebas en fábrica.
3. Acompañar de cerca el proceso de fabricación de los transformadores de potencia desde la aprobación de planos e ingeniería hasta reportes fotográficos de los procesos de fabricación de cada uno de los componentes del transformador, para verificar que se cumpla con la mejor calidad posible el diseño aprobado.
4. Es conveniente la presencia de interventores y/o certificadores por parte del cliente en la fábrica al momento de realizar las pruebas sobre los transformadores de potencia, ya que, daría un valor agregado muy importante a la verificación de los procesos de fabricación.
5. Delegar el proceso de instalación y puesta en marcha de los transformadores de potencia a profesionales designados por las fábricas para asegurar la correcta operación inicial de los equipos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Carlson, Åke y otros. **Pruebas de los transformadores de potencia** (ABB AG). Zurich, Suiza, Marzo de 2003.
2. Fink Donald G. y otros. **Manual del Ingeniería Eléctrica. Tomo I.** 13^a ed. México: Editorial McGraw Hill, 1996.
3. Norma IEEE/ANSI C57.12.00-2000, **IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers.** Revisión aprobada junio de 2000.
4. Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia. Comisión Federal de Electricidad de México, CFE.
5. Pruebas de los transformadores. ABB Inc. 1994. South Boston, Virginia, EEUU.
6. Transformer Handbook. ABB Management Services Ltd Transformers. 3^a edición. Zurich, Suiza, marzo 2007.