

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA



**PROPUESTA NORMATIVA PARA REQUERIMIENTOS GENERALES EN
TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE TIPO DISTRIBUCIÓN (TIPO POSTE)**

TRABAJO DE GRADUACIÓN PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

**CRUZ ORTIZ, EDWIN ANTONIO
HERNÁNDEZ MERINO, EMERSON ANDREI**

DOCENTE ASESOR:

ING. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ

CIUDAD UNIVERSITARIA, SAN SALVADOR, OCTUBRE DE 2024

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. JUAN ROSA QUINTANILLA

SECRETARIO GENERAL:

ING: PEDRO ROSARIO ESCOBAR CASTANEDA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING: LUIS SALVADOR BARRERA MANCÍA

SECRETARIO:

ARQ. RAÚL ALEXANDER FABÍAN ORELLANA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR INTERINO:

ING. WERNER DAVID MELÉNDEZ VALLE

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al grado de:
INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**PROPUESTA NORMATIVA PARA REQUERIMIENTOS GENERALES EN
TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE TIPO DISTRIBUCIÓN (TIPO POSTE)**

Presentado por

**CRUZ ORTIZ, EDWIN ANTONIO
HERNÁNDEZ MERINO, EMERSON ANDREI**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ

SAN SALVADOR, OCTUBRE DE 2024

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor

ING. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ


NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, viernes 26 de julio de 2024, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 10:00 a.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Werner David Meléndez Valle
Director Interino


Firma

2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario


Firma



Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ
(Docente Asesor)


Firma

- ING. GERARDO MARVIN JORGE HERNÁNDEZ


Firma

- ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

A PROPUESTA NORMATIVA PARA REQUERIMIENTOS GENERALES EN TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE TIPO DISTRIBUCIÓN (TIPO POSTE)

A cargo de los Bachilleres:

- CRUZ ORTIZ EDWIN ANTONIO
- HERNÁNDEZ MERINO EMERSON ANDREI

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 9.6
(*nueve punto seis*)

AGRADECIMIENTOS

A Dios por brindarme la Fortaleza para no desfallecer en este caminar, a mi padre José Manuel Hernández Panameño, que con su ejemplo me mostró que los sueños van de la mano del esfuerzo, quien a diario hizo todo lo que estuvo en sus manos para no dejar de brindarme los medios para desarrollarme hasta la etapa de la vida donde hoy me encuentro, a mi madre, Xenia Julissa Merino de Hernández, que a través de su oración me demostró que jamás dudó de mí, quien también dio su vida y total entrega por respaldar este caminar que ha estado lleno de dificultades y tropiezos, pero que hoy también gracias a ellos es un camino de alegrías y triunfos.

A mis hermanas Zayury Hernández y Nahomy Hernández, por su paciencia, apoyo y consejos a lo largo del tiempo que ha tomado la búsqueda de esta titulación, a quienes veo como luchadoras y triunfadoras, mujeres dignas de admiración. A mi familia, tíos, abuelos, y a todos los que incontables veces fueron el pilar de apoyo en los momentos difíciles.

A mi amigo, quien considero mi hermano, MSc. Carlos Peña, quien ha sido un gran apoyo y me ha brindado siempre palabras de aliento y ayuda cuando se necesitaba la mano de un amigo.

A mis amigos del Ministerio Espíritu Santo, ministerio del que orgullosamente he sido miembro a lo largo del tiempo de mi formación académica, quienes siempre me brindaron su apoyo en la oración, en la amistad y en muchas situaciones más.

Agradezco a Armando Mendoza, Oswaldo Flores, Gustavo Barahona, Estanley Martínez, por el apoyo como compañeros en la carrera universitaria y por la amistad brindada dentro y fuera de ella. Al Ing. Boris Castillo un compañero, amigo y ahora colega, con quien, en tercer año, estresados y cansados de trabajar y estudiar, bebiendo un café conversamos acerca de un título que se miraba muy lejos, pero con esfuerzo y sacrificios hoy se ha logrado.

A Edwin Cruz, el amigo con quien logramos culminar nuestro trabajo de grado a pesar de las dificultades que nos presentó las diferencias en nuestros respectivos trabajos. Gracias por compartir tus conocimientos y experiencia en el campo, te deseo muchos más éxitos de los que hoy ya has logrado.

A nuestro asesor Ing. Luis Roberto Chévez Paz, por darnos el apoyo y guía necesarios para llevar a cabo este trabajo de grado. Gracias a Reina, secretaria de nuestra facultad, que nos apoyó en distintas ocasiones, les estamos eternamente agradecidos y en deuda por su apoyo.

A todos los que en más de una ocasión me brindaron palabras de aliento y soporte. A pesar de llevar solo mi nombre este triunfo es el fruto de todos, por eso con afecto se los dedico a todos ustedes.

Emerson Andrei Hernández Merino

AGRADECIMIENTOS

A veces es difícil agradecer a todas las personas que me ayudaron a salir adelante, pero en este apartado voy a nombrar a quienes me cambiaron la vida y espero se mantengan siempre conmigo.

Quiero agradecer profundamente a mi madre, porque a pesar de la distancia y las dificultades, siempre supiste estar a mi lado y brindarme tu apoyo incondicional. A lo largo de este camino, siempre estuviste pendiente de mí, orando y pidiendo por mi bienestar, y esa fuerza que me transmitías desde lejos fue lo que me sostuvo en los momentos más difíciles. Gracias por haberme formado y hecho el hombre que soy hoy, por tu amor, tu fe en mí y por ser mi mayor inspiración. Esta victoria es tuya, mamita; cada logro que obtengo lleva tu nombre, porque todo lo he conseguido gracias a ti.

Gracias a mi padre. Aunque fue difícil entendernos, te guardo un cariño y aprecio por todo lo que has hecho por apoyarme y por seguir haciéndolo. ¡Sí se pudo! Vamos por más.

Quiero agradecer a mi hermana, mi compañera de aventuras desde siempre, mi melliza y, a veces, el grano entre las nalgas que nunca me deja en paz (pero en el buen sentido). Gracias por estar siempre ahí para apoyarme, por exigirme ser mejor cuando hacía falta y por reprenderme cuando lo merecía. Aunque a veces discutimos o nos sacamos de quicio, sé que todo lo haces con cariño y que siempre puedo contar contigo. Eres una parte fundamental de mi vida y no sería quien soy hoy sin ti a mi lado.

Gracias a mis compañeros Armando Mendoza, Oswaldo Flores, Gustavo Barahona, Estanley Martínez, Boris Castillo y Henry Morales. Con ustedes compartí la mayor parte de mi carrera. Gracias a ustedes aprendí que se puede contar con un equipo de trabajo y llevarnos bien al mismo tiempo. Ustedes fueron un gran apoyo cuando lo necesitaba, e intenté hacer lo mismo cuando pude.

Gracias a ti, Andrei Merinos, gran compañero y amigo. Pude contar contigo cuando ya no podía más. Fuiste crucial para poder finalizar mi tesis y también un apoyo emocional cuando no quería hacer nada. Gracias por ser un compañero ideal y te deseo éxitos en todos tus proyectos, tanto profesionales como personales.

Gracias a Reinita, secretaria de nuestra facultad. Usted, más que nadie, nos brindó apoyo en todo el proceso: antes, durante y aún después. Nos guió y orientó, y nos dio la mano durante todo nuestro trayecto en la universidad. Le deseo éxitos en todo lo que emprenda, y que Dios le brinde salud, dinero y amor.

Quiero agradecer a Solelectric por haberme brindado la oportunidad de crecer y formarme como el profesional que soy hoy. Desde el comienzo, me sentí acogido y valorado, y con el tiempo desarrollé un profundo aprecio por esta empresa que me vio dar mis primeros pasos. Cada experiencia aquí me ha permitido aprender, mejorar y superar desafíos. En especial, quiero agradecer a Miguel Segovia, Carlos Argueta y Lorena Maltes, quienes me brindaron un apoyo invaluable, no solo a nivel profesional, sino también en lo personal. Su dedicación, consejos y constante aliento fueron claves para que pudiera culminar este proyecto con éxito. Agradezco a todos en Solelectric y espero seguir formando parte de esta gran familia por mucho tiempo más.

Edwin Antonio Cruz Ortiz

CONTENIDO

GLOSARIO	13
INTRODUCCIÓN.....	17
OBJETIVOS.....	18
OBJETIVO GENERAL.....	18
OBJETIVOS ESPECIFICOS:.....	18
ALCANCES.....	19
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	21
JUSTIFICACIÓN.....	22
1. GENERALIDADES.....	23
1.1. Qué es un transformador.....	23
1.2. Partes de un Transformador.....	23
1.3. Características de los transformadores.....	23
1. Relación de transformación:.....	23
2. Potencia nominal:.....	24
3. Eficiencia:.....	24
4. Impedancia:.....	24
5. Corriente de cortocircuito.....	24
6. Aislamiento:.....	24
7. Enfriamiento:.....	24
8. Factor de potencia:.....	24
9. Frecuencia:.....	25
1.4. Tipos de transformadores.....	25
1. Transformadores de potencia:.....	25
1.5. Cómo funciona el transformador de distribución.....	26
1.5.1. Ley de Faraday en Transformadores.....	26
1.6. Para qué se usa el transformador.....	26
1.8. Tipos de líneas de media tensión en El Salvador.....	28
1.9. Niveles de tensión utilizados en El Salvador.....	29
2. DESAFÍOS ANTE LA AUSENCIA DE ESTÁNDARES DE ACEPTACIÓN PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS SUMERGIDOS EN ACEITE.....	30
2.1 Importancia y el impacto del estándar IEEE C57.12.00 en la aceptación de transformadores monofásicos sumergidos en aceite en la industria eléctrica a nivel global.....	31

2.3 Establecimiento de Criterios Técnicos para Transformadores Monofásicos Sumergidos en Aceite de Distribución según IEEE C57.12.00:.....	32
3. CARACTERISTICAS GENERALES DE TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE.....	34
3.1. Condiciones de servicio.....	34
3.1.1. Temperatura máxima del aire de refrigeración.....	34
3.1.2. Corriente de carga.....	34
3.1.3. Operaciones máximas y mínimas.....	34
3.1.1. Topología y condiciones eléctricas.....	35
3.1.2 Temperatura de operación y climas disponibles en el país.....	35
3.2. Condiciones inusuales de servicio.....	35
4. DATOS DE CLASIFICACIÓN.....	37
4.4.1 Regulación de voltaje en servicios públicos.....	40
4.4.2 Clasificaciones y tolerancias de tensión.....	40
4.4.3 Requisitos de tensión.....	41
4.4.3. Niveles de tensión recomendados para El Salvador basados en la IEEE C57.12.20.	43
4.6. Bushings y terminales.....	44
4.6.1. Definición y clasificación de los bushings.....	44
4.6. Terminales.....	44
4.7.1 Terminales primarios.....	50
4.5.1.1. Descripción Técnica de las Polaridades:.....	51
4.7. Desplazamiento angular y conexiones para transformadores monofásicos en bancos trifásicos y hexafásicos.....	56
4.7.3 Transformadores monofásicos conectados Δ -Y e Y- Δ en bancos trifásicos con desplazamiento angular de 30°.....	60
4.8. Nivel de aislamiento.....	63
4.8.1. Terminales de línea de devanado en estrella	65
4.8.2. Devanados sin terminales expuestos.....	65
4.8.3. Terminales neutrales.....	65
4.8.3.1 Conexión en estrella con neutro accesible externamente.....	65
4.8.3.2. Terminales neutrales con conexión a tierra sólida	65
4.8.3.3. BIL específico para terminales neutrales	66
5.0 Partes del transformador.....	66
5.1 Bushing current Transformers	71
5.2 Requerimientos del Tanque	72

5.3 Aterrizaje	73
5.3.1 Aterrizaje del transformador	73
5.3.2 Aterrizaje del núcleo	73
5.4 Dimensiones del transformador.	73
5.5 Distancia mínima entre los elementos conductores de corriente eléctrica externos de diferentes fases del mismo voltaje de transformadores	74
5.6 Sistema de aislamiento líquido	75
5.6.1 Líquido aislante	75
5.6.2 Tipos de Aceite Dieléctrico.....	76
5.6.3 Aceite Mineral	76
5.6.4 Características Técnicas del Aceite Mineral.....	76
6.1 Procedimientos de Pruebas Eléctricas para Aceites Dieléctricos	78
6.1.1 Prueba de Rigidez Dieléctrica.....	78
6.1.2 Prueba de Contenido de Agua	79
6.1.3. Prueba de Acidez.....	80
6.1.4. Prueba de Color.....	81
6.1.5. Prueba de Tensión Interfacial	82
6.1.6 Análisis de Gases Disueltos (DGA).....	83
6.1.7 Prueba de Bifenilos Policlorados (PCB).	84
6.2. Preservación de líquidos aislantes	85
6.3 Pruebas electricas de Rutina, de Diseño y Otras Pruebas para Transformadores.....	86
6.3.1 Pruebas de Rutina	86
6.3.2. Prueba de Resistencia de Aislamiento	86
6.1.3 Prueba de Relación de Transformación y polaridad.	87
6.1.4 Prueba de Pérdidas en Vacío y de Carga.....	88
6.1.5 Prueba de Resistencia de Devanados	89
6.1.7 Prueba de Índice de Polarización (PI).....	90
6.1.7 Prueba de tensión inducida.....	90
6.2.1 Prueba de Aumento de Temperatura	91
6.2.2 Prueba de Impulso de Tensión (BIL).....	92
6.2.3 Prueba de Cortocircuito---	92
6.2.4 Prueba de Frecuencia Industrial.....	92
6.2.6 Prueba de Ciclo Térmico	93
6.2.8 Prueba de Resonancia	93

6.2.9 Prueba de Vibración	93
6.2.10 Prueba de Nivel de Ruido	93
CONCLUSIONES	94
BIBLIOGRAFÍA	97

Tabla 1. Topologías de la red eléctrica del país.....	35
Tabla 2. Condiciones climáticas en El Salvador.....	35
Tabla 3. Factor de corrección de rigidez dieléctrica según la altitud basados en IEEEC57.12.00-2015 4.3.2.2 Bushings Tabla 1.	36
Tabla 4. Valores nominales en kVA continuos preferidos en transformadores monofásicos.	39
Tabla 5. Capacidades mínimas según nivel de tensión.	40
Tabla 6. Niveles de tensión recomendados para tap de derivaciones.....	43
Tabla 7. Nivel de aislamiento dieléctrico para transformadores tipo distribución en kV.	64
Ilustración 1. Gráfico de tolerancias de tensión según la ANSI C84.1	42
Ilustración 2. Marca de terminales de transformadores monofásicos.	52
Ilustración 3. Marca de terminales de transformadores monofásicos con devanado simple y derivación central secundaria.	52
Ilustración 4. Marcas de terminales de transformadores monofásicos (arreglo serie).....	53
Ilustración 5. Marcas de terminales de transformadores monofásicos (devanado serie X múltiple sin derivaciones).....	53
Ilustración 6. Marcas de terminales de transformadores monofásicos (conexión en serie de tres cables) (Transformadores con neutro sacado entre terminales exteriores).	53
Ilustración 7. Marcas de terminales de transformador monofásico (conexión múltiple de dos cables).....	54
Ilustración 8. Marcas de terminales de transformadores monofásicos (Autotransformador).	54
Ilustración 9. Conexión de transformadores monofásicos en paralelo.	55
Ilustración 10. Arreglo delta de transformadores con 3 unidades aditivas.....	56
Ilustración 11. Arreglo delta de transformadores con 2 unidades aditivas y 1 sustractiva. .	57
Ilustración 12. Arreglo delta de transformadores con 1 unidades aditivas y 2 sustractiva. .	57
Ilustración 13. Arreglo delta de transformadores con 3 unidades sustractivas.....	58
Ilustración 14. Arreglo estrella de transformadores con 3 unidades aditivas.....	58

Ilustración 15. Arreglo estrella de transformadores con 2 unidades aditivas y 1 sustractivas.	59
Ilustración 16. Arreglo estrella de transformadores con 2 unidades aditivas y 1 sustractiva.	59
Ilustración 17. Arreglo estrella de transformadores con 3 unidades sustractivas.	59
Ilustración 18. Arreglo delta-estrella de transformadores con 3 unidades aditivas.....	60
Ilustración 19. Arreglo delta-estrella de transformadores con 2 unidades aditivas y 1 sustractiva.	60
Ilustración 20. Arreglo delta-estrella de transformadores con 1 unidad aditiva y 2 sustractivas.	61
Ilustración 21. Arreglo delta-estrella de transformadores con 3 unidades sustractivas.....	61
Ilustración 22. Arreglo estrella-delta de transformadores con 3 unidades aditivas.....	62
Ilustración 23. Arreglo estrella-delta de transformadores con 2 unidades aditivas y 1 unidad sustractiva.	62
Ilustración 24. Arreglo estrella-delta de transformadores con 1 unidad aditiva y 1 unidades sustractivas.	63
Ilustración 25. Arreglo estrella-delta de transformadores con 3 unidades sustractivas.....	63
Ilustración 26. Equipo para medir la humedad relativa en el aceite.	80
Ilustración 27. Prueba de Acidez en aceite dieléctrico	81
Ilustración 28. Referencias para prueba de colorimetría.....	82
Ilustración 29. Equipo para realizar la prueba de tensión interfacial en el aceite dielectrico.	83
Ilustración 30. Prueba de cromatografía.	84
Ilustración 31. Equipo para realizar prueba de PCB en aceite dieléctrico.	85
Ilustración 32. Configuración de equipo para pruebas de Aislamiento.	87
Ilustración 33.. Configuración de equipo para pruebas de Relación de Transformación.....	88
Ilustración 34. Prueba de impedancia de cortocircuito.....	89
Ilustración 35. Prueba de resistencia ohmica de los devanados.....	89
Ilustración 36. Prueba de tension inducida.	91

GLOSARIO

- **Transformador de Distribución:** Equipo que reduce el voltaje de transmisión a niveles utilizables para consumidores domésticos e industriales.
- **Aislante:** Material que impide el paso de corriente eléctrica, utilizado en bobinados y otros componentes del transformador para evitar cortocircuitos.
- **Bobinados:** Conjunto de espiras de alambre conductor enrolladas en el núcleo del transformador para crear el campo magnético necesario para la transferencia de energía.
- **Aceite Dieléctrico:** Líquido aislante utilizado en transformadores para mejorar la capacidad de aislamiento y enfriamiento de los componentes internos.
- **Factor Armónico:** Coeficiente que cuantifica el nivel de distorsión armónica en la corriente, importante para evaluar el rendimiento del transformador.
- **Conmutación:** Proceso de cambio en el circuito eléctrico del transformador, como el ajuste de derivaciones para modificar el voltaje de salida.
- **Carga Nominal:** Capacidad de potencia máxima que puede manejar un transformador sin superar su temperatura de diseño.
- **Sobrecarga:** Condición en la que un transformador opera por encima de su capacidad nominal, generando un calentamiento adicional que puede acortar su vida útil.
- **Núcleo:** Parte central del transformador hecha de material ferromagnético que facilita la transferencia del flujo magnético entre los devanados.
- **Corriente Nominal:** Valor máximo de corriente que un transformador puede manejar de manera segura en condiciones de operación normal.
- **Resistencia de Aislamiento:** Medida de la capacidad de un transformador para resistir corrientes de fuga entre sus devanados y a tierra.

- **Frecuencia Nominal:** Frecuencia a la que se diseñan los transformadores para operar eficientemente, generalmente 50 Hz o 60 Hz según la región.
- **Transformador Trifásico:** Tipo de transformador que tiene tres bobinados, utilizado para la distribución de energía en sistemas trifásicos.
- **Transformador Monofásico:** Transformador con un solo bobinado primario y uno secundario, comúnmente utilizado en redes de distribución residencial.
- **Prueba de Impulso:** Prueba que somete al transformador a tensiones altas para verificar su capacidad de resistencia a sobretensiones transitorias.
- **Corto Circuito:** Situación en la que la corriente encuentra una trayectoria de baja resistencia, lo que puede generar fallas y daños en el equipo.
- **Factor de Carga:** Relación entre la potencia real que maneja el transformador y su capacidad nominal, expresado en porcentaje.
- **Temperatura de Operación:** Rango de temperatura en el que un transformador puede funcionar de manera segura y eficiente.
- **Norma ANSI:** Normativa técnica establecida por el American National Standards Institute, que especifica criterios de diseño y operación en sistemas eléctricos.
- **Pruebas de Rutina:** Conjunto de pruebas realizadas de manera periódica en transformadores para garantizar su correcto funcionamiento y cumplimiento de especificaciones.
- **Ventilación Forzada:** Sistema de enfriamiento en el que el aire o líquido de enfriamiento es forzado mediante ventiladores o bombas para mejorar la disipación de calor.
- **Devanado Secundario:** Bobinado en el transformador donde se genera el voltaje de salida para la distribución de energía.
- **Tap Changer:** Dispositivo que permite ajustar el número de vueltas en el bobinado para regular el voltaje de salida del transformador.

- **Polaridad:** Indicación de la dirección del flujo de corriente en los terminales del transformador, importante para la conexión correcta en la red.
- **Reluctancia:** Resistencia que un material ofrece al flujo magnético, relevante en el diseño del núcleo de los transformadores.
- **Sobretensión Transitoria:** Picos de voltaje momentáneos que pueden ocurrir en el sistema eléctrico y afectar la estabilidad del transformador.
- **Coefficiente de Temperatura:** Factor que indica cómo varía la resistencia de los materiales del transformador con los cambios de temperatura.
- **Mantenimiento Predictivo:** Estrategia de mantenimiento que utiliza análisis y pruebas para prevenir fallas antes de que ocurran.
- **Prueba de Ruido:** Prueba que mide los niveles de ruido generados por el transformador en operación, importante para el control de vibraciones.
- **Niveles de Tensión:** Valores de voltaje específicos de los sistemas eléctricos, ajustados mediante transformadores para la transmisión y distribución de energía.
- **Aumento de Temperatura:** Incremento de la temperatura en los devanados y componentes internos debido a la carga, que debe mantenerse dentro de límites específicos.
- **Distorsión Armónica Total (THD):** Medida de la cantidad de distorsión armónica en la señal de corriente o voltaje en el sistema.
- **Factor de Corrección de Altitud:** Ajuste en el diseño del aislamiento de transformadores para asegurar su funcionamiento en altitudes elevadas.
- **Método de Enfriamiento ONAN:** Tipo de enfriamiento natural de aceite y aire en el transformador, sin ventiladores ni bombas externas.
- **Banco de Transformadores:** Configuración de varios transformadores conectados en serie o paralelo para manejar mayores capacidades de carga.

- **Prueba de Cortocircuito:** Prueba de resistencia del transformador a condiciones de fallo, para verificar su comportamiento seguro bajo fallas eléctricas.
- **Conexión en Delta:** Configuración de los devanados del transformador en la que tres devanados están conectados en un triángulo, común en aplicaciones trifásicas.
- **Conexión en Estrella:** Configuración donde los devanados están conectados en un punto común, utilizado en sistemas trifásicos para obtener neutro y diferentes niveles de voltaje.
- **Flujo Magnético:** Movimiento de líneas de fuerza magnética dentro del núcleo del transformador, fundamental para la transferencia de energía entre bobinados.
- **Especificaciones de Placa:** Información técnica inscrita en la placa del transformador, incluyendo valores de potencia, voltaje, corriente y frecuencia

INTRODUCCIÓN.

En la actualidad, en El Salvador, la falta de una normativa específica que regule los transformadores monofásicos sumergidos en aceite de distribución ha generado un vacío normativo que incide en la seguridad, eficiencia y compatibilidad de estos equipos con la red eléctrica nacional. Para abordar esta carencia, se ha propuesto la implementación de un estándar de aceptación que establezca los requisitos esenciales para la conexión de estos transformadores a la red eléctrica salvadoreña.

Este estándar de aceptación tiene como objetivo principal garantizar la seguridad operativa y la eficiencia energética de los transformadores monofásicos sumergidos en aceite, así como asegurar su plena compatibilidad con las características y exigencias técnicas de la red eléctrica del país. Se anticipa que esta normativa proporcionará directrices detalladas sobre aspectos técnicos fundamentales, tales como capacidades nominales, niveles de aislamiento, características de diseño, dimensiones y otros requisitos indispensables para el correcto funcionamiento y la integración efectiva de estos transformadores en el sistema eléctrico nacional de El Salvador.

La adopción de este estándar no solo redundaría en beneficios para los fabricantes y proveedores de transformadores monofásicos, al establecer criterios claros y uniformes para la producción y comercialización de estos equipos, sino que también representaría un avance significativo para los usuarios finales y para la infraestructura eléctrica del país. Los consumidores se beneficiarían al contar con equipos de alta calidad y fiabilidad, que cumplen con los estándares técnicos y de seguridad establecidos, lo que se traduciría en un suministro eléctrico más confiable, seguro y eficiente para todos los sectores de la sociedad salvadoreña. Además, la implementación de este estándar contribuiría a la armonización y modernización de las prácticas y regulaciones en el sector eléctrico, fortaleciendo así la infraestructura energética nacional y su capacidad para enfrentar los desafíos presentes y futuros en materia de distribución y suministro eléctrico.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Establecer una norma estándar de aceptación para los transformadores inmersos en aceite de tipo distribución monofásicos, basados en el estándar IEEE C57.12.00

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Definir los procedimientos de prueba y medición para asegurar el cumplimiento de los estándares de calidad y rendimiento.
- Establecer parámetros técnicos para garantizar la seguridad operativa y la vida útil de los transformadores.
- Definir las pruebas y mediciones requeridas durante la inspección y aceptación de los transformadores.
- Establecer criterios de eficiencia energética y pérdidas de los transformadores sumergidos en aceite.

ALCANCES

Con base en el estándar IEEE C57.12, los criterios técnicos para los transformadores sumergidos en aceite de distribución monofásicos incluyen lo siguiente:

- **Valores nominales de voltaje:** la norma especifica el voltaje nominal del sistema y los valores nominales de voltaje para el transformador, incluidos los devanados primario y secundario.
- **Clasificación de potencia:** La clasificación de potencia del transformador se define en términos de su capacidad en kilovoltios-amperios (kVA), lo que indica la carga máxima que puede manejar.
- **Impedancia:** la norma proporciona pautas para la impedancia del transformador en porcentaje, lo que determina su capacidad para regular el voltaje y manejar las corrientes de falla.
- **Niveles de aislamiento:** La norma define los niveles de aislamiento requeridos para garantizar la rigidez dieléctrica adecuada y la coordinación del aislamiento, teniendo en cuenta factores como la tensión del sistema y posibles sobretensiones transitorias.
- **Métodos de enfriamiento:** la norma describe diferentes métodos de enfriamiento, como aire natural, aire forzado o aceite, y especifica los requisitos de enfriamiento apropiados según el diseño y la aplicación del transformador.
- **Aumento de temperatura:** la norma establece límites en el aumento de temperatura máximo permitido por encima de las condiciones ambientales durante el funcionamiento normal, lo que indica el rendimiento y la eficiencia térmica del transformador.
- **Eficiencia:** la norma proporciona pautas para la eficiencia del transformador, que representa la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada en condiciones de carga específicas.

- **Pérdidas:** La norma detalla las pérdidas permitidas, incluidas las pérdidas sin carga (pérdidas en el núcleo) y las pérdidas con carga (pérdidas en el cobre), que afectan la eficiencia energética general del transformador.
- **Efecto de las armónicas:** Determinar el efecto de sobrecarga y calentamiento debido a corrientes con contenido armónico muy comunes en las cargas que deberán suplir estos transformadores.
- **Métodos de prueba:** La norma especifica varias pruebas de rutina y de tipo que se deben realizar en los transformadores para verificar su desempeño, incluidas las pruebas de resistencia de aislamiento, factor de potencia, resistencia a sobre-tensiones y nivel de aislamiento.

Es importante tener en cuenta que, si bien estos criterios brindan una descripción general, las especificaciones técnicas completas para los transformadores sumergidos en aceite de distribución monofásicos se pueden encontrar en el estándar IEEE C57.12.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En muchos países, incluido El Salvador, se utilizan transformadores monofásicos sumergidos en aceite para diversos fines. Sin embargo, dado que los transformadores son dispositivos eléctricos cruciales, es importante contar con estándares de aceptación claros para garantizar la calidad y seguridad de los equipos utilizados. Estos estándares suelen ser establecidos por organismos reguladores o entidades responsables de la electricidad en cada país.

La falta de un estándar de aceptación para transformadores monofásicos sumergidos en aceite puede plantear varios desafíos. Algunos de ellos podrían incluir:

1. **Falta de uniformidad:** Sin un estándar comúnmente aceptado, diferentes empresas o entidades pueden tener criterios de aceptación variables, lo que puede generar confusión y falta de claridad en cuanto a la calidad y rendimiento de los transformadores.
2. **Riesgos para la seguridad:** Los transformadores defectuosos o de baja calidad pueden representar riesgos para la seguridad, tanto para los trabajadores que los manipulan como para los usuarios finales. La falta de un estándar de aceptación podría aumentar las posibilidades de que se utilicen equipos inseguros.
3. **Dificultades en el mercado:** La falta de un estándar de aceptación podría dificultar la selección y adquisición de transformadores por parte de las empresas o consumidores, ya que no contarían con una referencia clara sobre qué características o requisitos deben cumplir.

Es importante que las autoridades pertinentes en El Salvador, junto con expertos en el campo de la electricidad, trabajen en la definición y establecimiento de un estándar de aceptación para transformadores monofásicos sumergidos en aceite. Esto permitiría mejorar la calidad, la seguridad y la eficiencia energética de estos equipos, beneficiando tanto a las empresas como a los consumidores finales.

JUSTIFICACIÓN.

La propuesta de establecer un estándar de aceptación para transformadores sumergidos en aceite en El Salvador es una medida importante que busca garantizar la calidad y seguridad de estos equipos utilizados en el sector eléctrico. Las justificaciones principales para esta propuesta son las siguientes:

1. **Seguridad eléctrica:** Los transformadores sumergidos en aceite son componentes críticos de las redes eléctricas y su buen funcionamiento es vital para evitar riesgos de cortocircuitos, incendios u otros accidentes eléctricos. Al establecer un estándar de aceptación, se aseguran condiciones mínimas de seguridad en la fabricación, instalación y mantenimiento de estos transformadores, protegiendo a los trabajadores y a la población en general.
2. **Calidad y rendimiento:** El uso de transformadores de calidad deficiente puede afectar el rendimiento de la red eléctrica y aumentar las pérdidas de energía. Establecer un estándar de aceptación permite asegurar que los transformadores adquiridos cumplan con los requisitos técnicos necesarios para operar de manera eficiente, minimizando las pérdidas y garantizando una distribución eléctrica adecuada.
3. **Protección al medio ambiente:** Los transformadores sumergidos en aceite contienen aceites dieléctricos que pueden ser perjudiciales para el medio ambiente en caso de fugas o derrames. Al establecer un estándar de aceptación, se busca también garantizar que los transformadores cumplan con requisitos ambientales y de manejo adecuado de los aceites, minimizando el impacto en el entorno y promoviendo prácticas más sostenibles.
4. **Estándares internacionales:** La adopción de un estándar de aceptación para transformadores sumergidos en aceite en El Salvador permitiría alinear las prácticas y regulaciones locales con estándares internacionales reconocidos. Esto facilitaría la importación y exportación de transformadores, promoviendo la interoperabilidad y el intercambio de equipos eléctricos con otros países.

1. GENERALIDADES

1.1. Qué es un transformador

A partir de la definición de la IEEE sabemos que es un dispositivo que basado en la ley de Faraday transfiere energía eléctrica de un circuito a otro a través de un campo magnético cambiante. Estos equipos tienen la versatilidad tanto de aumentar como disminuir la tensión de salida según las necesidades que se presenten para el usuario o según lo demanden los sistemas o equipo eléctricos a los que se les suministra la energía eléctrica.

1.2. Partes de un Transformador

1. Tanque
2. Núcleo
3. Bobinas
4. Aceite
5. Cambiador de derivaciones
6. Polaridad
7. Conectores terminales
8. Puesta a tierra
9. Pintura
10. Placa de especificaciones técnicas

1.3. Características de los transformadores

Hay algunas características que determinan el rendimiento y aplicación de los transformadores, a continuación, se plantean algunas de estas características que son de gran importancia al momento de hablar de estos equipos:

1. **Relación de transformación:** La relación de transformación puede expresarse tanto en términos de tensión como en términos del número de vueltas, para el caso de la relación en términos de voltaje se expresa como $\frac{V_p}{V_s}$. y para la relación en términos de vueltas es $\frac{N_p}{N_s}$. Si el factor resultante es menor a uno se dice que el transformador es reductor y si por el contrario es mayor a 1 se dice que el transformador es elevador; en términos de voltaje se expresa como "relación 2:1" que quiere decir que la tensión de salida es el doble de la tensión de entrada y al decir "relación 1:2", la tensión de salida es la mitad de la tensión de entrada. Esta relación determina cómo el transformador transforma el voltaje de entrada en voltaje de salida.

2. **Potencia nominal:** Es la máxima potencia que un transformador puede manejar de manera continua sin exceder su capacidad de diseño. Se expresa en voltamperios (VA) o kilovoltamperios (kVA). Se calcula mediante el producto de la tensión y la corriente nominal.
3. **Eficiencia:** Es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del transformador. A mayor eficiencia, menor la pérdida de energía durante la transferencia de potencia y mejor será el rendimiento del transformador. Se expresa de manera porcentual y se expresa como el cociente entre la potencia de salida y la potencia de entrada. Esta puede verse afectada debido a varias causas como lo puedes ser las corrientes parásitas dentro del núcleo, un bajo factor de potencia, sobrecarga del transformador, entre otras.
4. **Impedancia:** Es la resistencia interna del transformador a la circulación de corriente alterna, puede ser tanto en el devanado como en el núcleo, la resistencia del alambre al flujo de la corriente como la reluctancia del núcleo para transferir el flujo magnético. La impedancia se expresa en porcentaje de la tensión nominal y es importante para calcular la caída de voltaje y la corriente de cortocircuito en el transformador.
5. **Corriente de cortocircuito:** Es la corriente máxima que puede fluir a través del transformador en caso de un cortocircuito en cualquiera de sus bobinados. Esta corriente es importante para determinar la capacidad de ruptura del transformador y su protección contra sobrecorriente.
6. **Aislamiento:** Los transformadores deben tener un aislamiento adecuado entre sus bobinados y entre los bobinados y el núcleo magnético para garantizar la seguridad y evitar cortocircuitos. Hay varios tipos de aislamiento, se pueden mencionar los transformadores secos, sumergidos en aceite vegetal, en aceite sintético, etc.
7. **Enfriamiento:** Los transformadores pueden estar diseñados para enfriarse por convección natural (aire) puede ser mediante aire natural o flujo de aire forzado a través de ventiladores (ONAF), o por medios artificiales como el aceite (OA) o el líquido refrigerante, en el caso de los transformadores de distribución es común el uso del método de enfriamiento ONAN (Oil Natural Air Natural)
8. **Factor de potencia:** Es la relación entre la potencia activa (en watts) y la potencia aparente (en voltamperios) y es una medida de la eficiencia con la que se utiliza la

energía eléctrica. Un factor de potencia cercano a 1 indica una buena eficiencia energética. Un bajo factor de potencia resulta en pérdidas, ya que puede ocasionar un mayor flujo de corriente en el alambre, lo que genera un sobrecalentamiento y esto a su vez pérdidas en el cobre y reducir la vida útil del equipo.

9. **Frecuencia:** en el país la frecuencia de operación es a 60Hz en Europa es de 50Hz, al usar los equipos en frecuencias diferentes a las especificadas por el fabricante se pueden presentar afectaciones en su funcionamiento

1.4. Tipos de transformadores

Existen varios tipos de transformadores eléctricos, cada uno diseñado para aplicaciones específicas según las necesidades de voltaje, corriente, tamaño y entorno. Algunos de los tipos más comunes incluyen:

1. **Transformadores de potencia:** Utilizados en sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica para aumentar (elevadores) o disminuir (reductores) el voltaje de la electricidad. Estos pueden ser monofásicos o trifásicos.
2. **Transformadores de distribución:** Se utilizan en la red de distribución de energía eléctrica para reducir el voltaje de la electricidad a niveles seguros y utilizables por los consumidores finales. Suelen ser de tamaño más pequeño que los transformadores de potencia y están diseñados para instalaciones en postes o en el suelo.
3. **Transformadores de instrumentación:** Utilizados en aplicaciones de medición y control para proporcionar señales de voltaje o corriente a dispositivos de medición, como medidores de energía, relés de protección y sistemas de control automatizado.
4. **Transformadores de corriente (TC):** También conocidos como transformadores de medida, se utilizan para medir corriente en circuitos de alta tensión. Reducen la corriente a un nivel seguro y medible para su uso en instrumentación y sistemas de protección.
5. **Transformadores de tensión (TT):** Similar a los transformadores de corriente, reducen el voltaje a un nivel seguro y medible para su uso en instrumentación y sistemas de protección.

1.5. Cómo funciona el transformador de distribución.

Este funciona a partir del principio de inducción electromagnética y consiste en un arreglo de dos bobinas aisladas entre sí, primario y secundario, alrededor de un núcleo ferromagnético, que con el fin de evitar las pérdidas generadas por el mismo se fabrica a partir de láminas de hierro para así reducir las corrientes parásitas.

Se le aplica una corriente alterna en el lado primario, que genera un campo magnético que fluctúa en términos de intensidad y dirección en el núcleo, el cuál induce un voltaje en el devanado del lado secundario, este principio basado en la ley de Faraday; La Ley de Faraday establece que un cambio en el flujo magnético a través de una superficie de circuito induce una fuerza electromotriz (fem) en cualquier circuito cerrado que atraviese esa superficie.

La relación entre el voltaje en el devanado primario y el devanado secundario está determinada por el número de vueltas de alambre en cada bobina. Si el número de vueltas en el devanado secundario es mayor que en el devanado primario, el voltaje en el secundario será mayor que en el primario, y viceversa.

Según el uso y la aplicación el transformador puede diseñarse para elevar o para disminuir la tensión de salida, y ya que funcionan a través de inducción, estos equipos pueden aislar circuitos para proporcionar protección contra descargas eléctricas.

1.5.1. Ley de Faraday en Transformadores

Como se mencionaba anteriormente los transformadores funcionan a partir de la ley de Faraday cuyo planteamiento matemático es el siguiente:

$$\varepsilon = -N \frac{d\Phi}{dt}$$

Donde:

- ε es la fuerza electromotriz inducida (fem) en el devanado.
- N es el número de espiras del devanado.
- $d\Phi/dt$ es la tasa de cambio del flujo magnético a través del devanado en función del tiempo.

1.6. Para qué se usa el transformador

Los transformadores eléctricos se utilizan en una variedad de aplicaciones en sistemas eléctricos de potencia y electrónica. Algunos de los usos más comunes pueden ser:

1. **Transmisión de energía:** En la transmisión de energía eléctrica a largas distancias, pueden presentarse caídas de tensión debido a la lejanía del punto de recepción de la energía eléctrica, para eso los transformadores elevadores aumentan el voltaje en las subestaciones para reducir las pérdidas de energía en los cables de transmisión. Luego, en las subestaciones receptoras, los transformadores reductores disminuyen el voltaje para su distribución a los consumidores.
2. **Distribución de energía:** En cuanto al uso cotidiano y más perceptible para todos están los transformadores de distribución, lo cuales llevan los niveles de transmisión de energía eléctrica a niveles seguros y utilizables para los consumidores domésticos, comerciales e industriales.
3. **Electrónica:** En dispositivos electrónicos, los transformadores se utilizan para adaptar los niveles de voltaje y corriente, como en cargadores de teléfonos móviles, fuentes de alimentación, amplificadores de audio, etc.
4. **Aislamiento y seguridad:** Los transformadores también se utilizan para aislar circuitos eléctricos, lo que proporciona protección contra descargas eléctricas y la posibilidad de conectar equipos con diferentes sistemas de tierra.
5. **Control de motores:** En aplicaciones industriales, los transformadores pueden usarse para controlar la velocidad y la dirección de los motores eléctricos mediante la modificación de la tensión y la corriente suministradas a los motores. A grandes rasgos se puede decir que mediante la tensión se controla la velocidad y a través de la corriente se controla la fuerza de giro del motor.
6. **Instrumentación:** En sistemas de medición y control, los transformadores se utilizan para proporcionar señales de voltaje o corriente a dispositivos de medición y control, como medidores de energía, relés de protección, etc.

1.7. Aplicaciones de transformadores monofásicos

Los transformadores monofásicos tienen una amplia gama de aplicaciones en diferentes campos debido a su simplicidad y versatilidad. Algunas de las aplicaciones más comunes de los transformadores monofásicos incluyen:

1. **Distribución de energía eléctrica:** Los transformadores monofásicos se utilizan en redes de distribución de energía para ajustar el voltaje de la electricidad antes de su entrega a hogares, edificios comerciales e industriales. Ayudan a reducir el voltaje de la red de transmisión a niveles seguros y utilizables. Estos pueden ser de diversas capacidades, comúnmente se observan transformadores de 15KVA, 25KVA, 37.5KVA, etc.
2. **Aplicaciones comerciales e industriales:** En entornos comerciales e industriales, los transformadores monofásicos se utilizan para alimentar maquinaria, equipos y sistemas eléctricos con el voltaje adecuado para su funcionamiento seguro y eficiente. Al utilizar la combinación de dos o tres transformadores monofásicos podemos obtener configuraciones trifásicas según la necesidad del usuario.
3. **Equipos electrónicos:** En aplicaciones electrónicas, los transformadores monofásicos se utilizan en fuentes de alimentación, cargadores de baterías, amplificadores de audio y otros dispositivos para proporcionar el voltaje necesario para su funcionamiento.

1.8. Tipos de líneas de media tensión en El Salvador

Las líneas de media tensión se clasifican a partir del nivel de tensión nominal, hay varios tipos de líneas como los que se mencionan a continuación:

1. **Líneas de distribución aérea:** se encargan de distribuir la energía eléctrica desde la subestación hasta los transformadores que suministran la energía a los niveles de tensión requeridos por el o los usuarios. Se instalan en postes hechos a partir de concreto, madera o postes telescópicos.
2. **Líneas de distribución subterránea:** como su nombre lo indica son líneas que se instala bajo tierra, esta modalidad se utiliza principalmente en zonas urbanas, el objetivo principal es reducir la contaminación visual y al no ser expuestas a la intemperie como tal, reducir el desgaste por las condiciones climáticas.

1.9. Niveles de tensión utilizados en El Salvador

En el país se hace uso de distintos niveles de tensión en diferentes áreas del país, según la IEEE el rango de media tensión puede ir desde 1kV hasta 69kV, según la SIGET los niveles de media tensión en el salvador van desde los 600V hasta niveles debajo de los 115kV. Los niveles de tensión utilizados en términos de distribución son 2.4/4.16GRDY, 7.6/13. 2GRDY y 14.4/23.9 GRDY. Dentro de los niveles de tensión en el país también se encuentran las líneas a nivel de 34.5kV En términos de transmisión se utilizan niveles de tensión mayores como 115kV.

2. DESAFÍOS ANTE LA AUSENCIA DE ESTÁNDARES DE ACEPTACIÓN PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS SUMERGIDOS EN ACEITE.

En muchos países, incluido El Salvador, se utilizan transformadores monofásicos sumergidos en aceite para diversos fines. Sin embargo, dado que los transformadores son dispositivos eléctricos cruciales, es importante contar con estándares de aceptación claros para garantizar la calidad y seguridad de los equipos utilizados. Estos estándares suelen ser establecidos por organismos reguladores o entidades responsables de la electricidad en cada país.

La falta de un estándar de aceptación para transformadores monofásicos sumergidos en aceite puede plantear varios desafíos. Algunos de ellos podrían incluir:

- **Falta de Uniformidad en los Criterios de Aceptación:** La inexistencia de un estándar ampliamente aceptado genera disparidad en los criterios de aceptación entre distintas empresas o entidades. Esta falta de uniformidad dificulta la evaluación objetiva de la calidad y el rendimiento de los transformadores, lo que puede desembocar en confusión y falta de claridad en el mercado respecto a la selección de equipos apropiados.
- **Riesgos para la Seguridad:** Los transformadores de baja calidad o defectuosos representan riesgos significativos para la seguridad de los trabajadores y usuarios finales del sistema eléctrico. La carencia de un estándar de aceptación claro aumenta la probabilidad de uso de equipos inseguros, lo que podría provocar accidentes eléctricos y comprometer la integridad de las instalaciones y las personas.
- **Dificultades en el Mercado y Adquisición:** La ausencia de un estándar de aceptación dificulta la selección y adquisición de transformadores por parte de empresas y consumidores. La falta de una referencia clara sobre las características y requisitos necesarios para los transformadores puede obstaculizar el proceso de compra, generando incertidumbre y retrasos en la obtención de equipos adecuados para las necesidades específicas de cada usuario.

2.1 Importancia y el impacto del estándar IEEE C57.12.00 en la aceptación de transformadores monofásicos sumergidos en aceite en la industria eléctrica a nivel global

El estándar IEEE C57.12.00, considerado como un pilar fundamental en la aceptación de transformadores monofásicos sumergidos en aceite, desempeña un papel crucial en la industria eléctrica a nivel internacional. Este estándar, compuesto por una serie de subestándares y métodos sugeridos por ASTM e IEC, establece las pautas y criterios para la aceptación de equipos sumergidos en aceite monofásicos, abordando aspectos clave relacionados con la calidad, seguridad y eficiencia de estos transformadores.

Al desglosar este tema, es fundamental comprender la importancia y el alcance del estándar IEEE C57.12.00 en la industria eléctrica. Sus componentes y subestándares abordan una variedad de aspectos técnicos y de rendimiento que son esenciales para garantizar la fiabilidad y el cumplimiento de los transformadores monofásicos sumergidos en aceite. A continuación, se detallan algunos de los aspectos relevantes:

- **Relevancia Internacional:** El hecho de que el estándar IEEE C57.12.00 sea ampliamente reconocido y utilizado a nivel internacional subraya su importancia como referencia en la aceptación de transformadores monofásicos sumergidos en aceite. Su adopción en normativas técnicas de países como Colombia, México y en estándares de líneas privadas como CAESS y DELSUR, destaca su influencia y aplicabilidad en diferentes contextos y sistemas eléctricos.
- **Componentes y Subestándares:** El IEEE C57.12.00 se compone de una serie de subestándares que abordan aspectos específicos de la aceptación de transformadores monofásicos sumergidos en aceite. Estos subestándares proporcionan directrices detalladas sobre pruebas, mediciones, criterios de aceptación y requisitos técnicos que deben cumplir los transformadores para garantizar su funcionamiento seguro y eficiente.
- **Métodos Sugeridos por ASTM e IEC:** La integración de métodos sugeridos por ASTM e IEC en el estándar IEEE C57.12.00 enriquece su contenido técnico y lo alinea con prácticas internacionales de aceptación de equipos sumergidos en aceite. Estos métodos aportan una

perspectiva global y diversificada que fortalece la robustez y la aplicabilidad del estándar en diferentes contextos y entornos operativos.

- **Garantía de Calidad y Seguridad:** La adopción del IEEE C57.12.00 como estándar base de aceptación de transformadores monofásicos sumergidos en aceite asegura la calidad y seguridad de estos equipos, al proporcionar un marco normativo claro y riguroso que orienta el proceso de evaluación y selección de transformadores en diversos proyectos y aplicaciones eléctricas.

2.3 Establecimiento de Criterios Técnicos para Transformadores Monofásicos Sumergidos en Aceite de Distribución según IEEE C57.12.00:

El establecimiento de criterios técnicos para los transformadores monofásicos sumergidos en aceite de distribución, basados en el estándar IEEE C57.12, abarca una serie de aspectos fundamentales que definen la calidad y el rendimiento de estos equipos. A continuación, se detallan los alcances específicos contemplados:

1. **Valores Nominales de Voltaje:** La norma establece el voltaje nominal del sistema y los valores nominales de voltaje para los devanados primario y secundario del transformador, proporcionando una base para su correcta operación y conexión a la red eléctrica.
2. **Clasificación de Potencia:** Se define la capacidad del transformador en kilovoltios-amperios (kVA), lo que indica su capacidad máxima de carga y su adecuación para su aplicación específica.
3. **Impedancia:** La norma establece pautas para la impedancia del transformador en porcentaje, lo que influye en su capacidad para regular el voltaje y manejar corrientes de falla, garantizando la estabilidad del sistema eléctrico.
4. **Niveles de Aislamiento:** Se definen los niveles de aislamiento necesarios para garantizar la rigidez dieléctrica y la coordinación del aislamiento, considerando la tensión del sistema y posibles sobretensiones transitorias que puedan ocurrir.

5. **Métodos de Enfriamiento:** Se describen diferentes métodos de enfriamiento, como aire natural, aire forzado u aceite, junto con requisitos de enfriamiento adecuados según el diseño y la aplicación del transformador, asegurando su operación segura y eficiente.
6. **Aumento de Temperatura:** Se establecen límites para el aumento de temperatura máximo permitido durante el funcionamiento normal, lo que indica su eficiencia térmica y rendimiento operativo.
7. **Eficiencia:** Se proporcionan pautas para la eficiencia del transformador en condiciones de carga específicas, garantizando un rendimiento óptimo y una relación adecuada entre la potencia de salida y la potencia de entrada.
8. **Pérdidas:** Se detallan las pérdidas permitidas, tanto sin carga (pérdidas en el núcleo) como con carga (pérdidas en el cobre), que afectan la eficiencia energética general del transformador.
9. **Efecto de las Armónicas:** Se analiza el impacto de las corrientes armónicas en la sobrecarga y el calentamiento del transformador, considerando las condiciones de carga específicas y garantizando su funcionamiento estable y seguro.
10. **Métodos de Prueba:** Se especifican varias pruebas de rutina y de tipo que deben realizarse en los transformadores para verificar su desempeño, incluyendo pruebas de resistencia de aislamiento, factor de potencia, resistencia a sobretensiones y nivel de aislamiento.

3. CARACTERISTICAS GENERALES DE TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE

Los transformadores que cumplan con esta norma serán adecuados para funcionar a kVA nominales en las siguientes condiciones de servicio habituales.

3.1. Condiciones de servicio.

En este apartado se describen las condiciones eléctricas, ambientales del país, detallando los niveles nominales de tensión, la topología de la red eléctrica y las condiciones climáticas de operación de los equipos.

3.1.1. Temperatura máxima del aire de refrigeración.

Cuando los transformadores se enfrían por aire, es crucial controlar las temperaturas del aire de enfriamiento para asegurar el rendimiento y la longevidad del equipo. La temperatura del aire de enfriamiento no deberá exceder los 40 °C en ningún momento para evitar el sobrecalentamiento y la degradación prematura del aislamiento y otros componentes críticos. Además, la temperatura promedio del aire de enfriamiento durante cualquier período de 24 horas no deberá exceder los 30 °C, lo que garantiza una operación eficiente del transformador y prolonga su vida útil al evitar ciclos térmicos extremos que podrían causar estrés adicional en los materiales.

3.1.2. Corriente de carga.

La corriente de carga será aproximadamente sinusoidal. El factor armónico no excederá 0,05 por unidad. Este apartado se extenderá en la sección 4.2.3 de este documento.

3.1.3. Operaciones máximas y mínimas.

Los transformadores deben ser capaces de lo siguiente:

- a) Operar continuamente por encima de la tensión nominal o por debajo de la frecuencia nominal, a la potencia nominal máxima (kVA) para cualquier derivación, sin exceder los límites de elevación de temperatura observables, bajo las siguientes condiciones:
 1. La tensión secundaria y los voltios por hertzio no superan el 105% de los valores nominales.
 2. El factor de potencia de la carga es del 80% o superior.

3. La frecuencia es al menos el 95% del valor nominal.

b) Operar continuamente por encima de la tensión nominal o por debajo de la frecuencia nominal, en cualquier derivación sin carga, sin exceder los límites de elevación de temperatura observables, cuando ni la tensión ni los voltios por hertzio superen el 110% de los valores nominales.

3.1.1. Topología y condiciones eléctricas.

El sistema eléctrico del país se caracteriza por una serie de niveles nominales de tensión que son esenciales para la operación eficiente de la red. Estos niveles de tensión son seleccionados para optimizar la transmisión y distribución de la energía eléctrica, garantizando la estabilidad y fiabilidad del suministro. Los niveles nominales de tensión comunes incluyen:

Topología de redes eléctricas del país.				
Descripción	Condiciones			Unidades
Topología de la red eléctrica	Sólidamente aterrizado			-
Tensiones nominales disponibles	4,160GRDY	13,200GRDY	24,940GRYD	kV
Tensiones monofásicas [V _{LN}]	2,400	7,620	14,400	kV
Numero de fases	3	3	3	-
Numero de Hilos	4	4	4	-

Tabla 1. Topologías de la red eléctrica del país.

3.1.2 Temperatura de operación y climas disponibles en el país.

El país experimenta una amplia variedad de condiciones climáticas que deben ser consideradas en el diseño y operación de los equipos eléctricos. Las principales condiciones climáticas incluyen:

Condiciones climáticas.				
Descripción	Condiciones			Unidades
M.S.S.N.M	2,600			metros
Temperaturas Ambientales:	Mínima	Máxima	Promedio	
	4	40	30	°C
Humedad relativa:	79			%
Precipitación promedio anual:	2,045			mm/Año

Tabla 2. Condiciones climáticas en El Salvador.

3.2. Condiciones inusuales de servicio.

Las condiciones distintas a las descritas en 3.1 se consideran inusuales y deben ser notificadas a los responsables del diseño y aplicación de los equipos.

3.2.1 Temperatura Ambiente y Altitud Inusuales

Los transformadores pueden utilizarse a temperaturas ambiente más altas o más bajas, o a altitudes mayores que las especificadas en 3.1.1, pero se deben considerar estos factores especiales.

3.2.2 Aislamiento a gran altitud.

La resistencia dieléctrica de los transformadores que dependen total o parcialmente del aire como aislante disminuye con el aumento de altitud debido a la menor densidad del aire. Cuando se especifique, los transformadores deben diseñarse con mayor separación de aire entre terminales usando los factores de corrección de la Tabla 3 para obtener una adecuada resistencia dieléctrica del aire a altitudes superiores a 1000 m (3300 pies).

3.2.3 Cálculo de Aislamiento a gran altitud.

El aislamiento mínimo necesario a la altitud requerida se puede obtener dividiendo el nivel de aislamiento estándar a 1000 m (3300 pies) por el factor de corrección correspondiente de la Tabla 1.

3.2.4 Factor de corrección para aislamiento a gran altitud.

Se deben proporcionar bushings con longitud adicional o distancia de arco cuando sea necesario para operar a más de 1000 m (3300 pies).

Altitud [m]	Factor de corrección de altitud para la rigidez dieléctrica
1,000	1.00
1,200	0.98
1,500	0.95
1,800	0.92
2,100	0.89
2,400	0.86
2,700	0.83

Tabla 3. Factor de corrección de rigidez dieléctrica según la altitud basados en IEEE C57.12.00-2015 4.3.2.2 Bushings
Tabla 1.

El nivel máximo sobre el nivel del mar en El Salvador es de 2,700 msnm, lo que requiere una adaptación específica de las tablas de corrección mencionadas para adecuarse a las condiciones locales. Esto implica diseñar los transformadores con las consideraciones necesarias para garantizar una resistencia dieléctrica adecuada y un rendimiento óptimo a estas altitudes

elevadas. Los fabricantes y diseñadores deben asegurar que los transformadores cumplan con estos requisitos específicos, proporcionando un aislamiento adicional y utilizando materiales que soporten las condiciones ambientales únicas de la región.

4. DATOS DE CLASIFICACIÓN

4.1. Clases de refrigeración de los transformadores.

Los transformadores se identifican mediante un código de cuatro letras que describe el método de enfriamiento utilizado. Este código está en conformidad con la norma IEC 60076-2:2011. A continuación, se detalla cada letra del código:

1. Primera letra: Medio de enfriamiento interno en contacto con los devanados
 - **O: Líquido aislante con punto de inflamación ≤ 300 °C.** Este tipo de líquido tiene una temperatura de inflamación relativamente baja y se utiliza en aplicaciones donde el riesgo de incendio es menor.
 - **K: Líquido aislante con punto de inflamación > 300 °C.** Este líquido tiene una temperatura de inflamación alta, lo que lo hace más seguro en términos de riesgo de incendio.
 - **L: Líquido aislante sin punto de inflamación medible.** Se refiere a líquidos que no tienen un punto de inflamación determinado, generalmente porque son de tipo no inflamable.
2. Segunda letra: Mecanismo de circulación del medio de enfriamiento interno
 - **N: Convección natural.** El líquido de enfriamiento circula de forma natural a través del equipo de enfriamiento y dentro de los devanados debido a las diferencias de temperatura.
 - **F: Circulación forzada.** El líquido es impulsado por bombas a través del equipo de enfriamiento, mientras que la circulación dentro de los devanados ocurre por convección natural.
 - **D: Circulación forzada dirigida.** El líquido es forzado por bombas y se dirige específicamente hacia al menos los devanados principales, mejorando la eficiencia del enfriamiento.
3. Tercera letra: Medio de enfriamiento externo
 - **A: Aire.** El medio externo utilizado para el enfriamiento es aire.
 - **W: Agua.** El medio externo de enfriamiento es agua, que suele ser más eficiente en la transferencia de calor.

4. Cuarta letra: Mecanismo de circulación del medio de enfriamiento externo

- **N: Convección natural.** El medio externo de enfriamiento circula de manera natural, sin ayuda de equipos adicionales.
- **F: Circulación forzada.** El medio externo (aire o agua) es movido por ventiladores o bombas, lo que mejora la eficiencia del enfriamiento.

Un transformador puede tener más de una clasificación en kVA (también llamadas etapas de enfriamiento). La placa del transformador debe indicar la clasificación en kVA y la designación de clase de enfriamiento para cada clasificación, listadas en orden de aumento de kVA. Las designaciones de clase de enfriamiento se enumeran normalmente en orden, separadas por una barra diagonal.

Ejemplos:

- **ONAN/ONAF:** El transformador tiene ventiladores que se pueden activar según sea necesario a alta carga. La circulación del refrigerante es solo por convección natural.
- **ONAN/OFAF:** La circulación del refrigerante es solo por convección natural en carga base. Sin embargo, el transformador cuenta con equipos de enfriamiento con bombas y ventiladores para aumentar la capacidad a alta carga.
- **OFAW:** Un transformador con el código OFAW indicaría que el medio de enfriamiento interno es un líquido aislante con un punto de inflamación ≤ 300 °C, la circulación interna es natural, el medio de enfriamiento externo es agua y la circulación del medio externo es forzada.

4.2. Fases.

Los transformadores descritos en esta norma son monofásicos. Los valores nominales estándar se incluyen en normas de producto para tipos particulares de transformadores. Cuando se especifique, se pueden suministrar.

4.2. Kilovoltios amperios nominales.

La capacidad nominal en kVA de un transformador se define como la potencia máxima que el transformador puede entregar de manera continua durante el período especificado, a la tensión secundaria nominal y a la frecuencia nominal, sin exceder los límites de aumento de

temperatura establecidos. Esta capacidad debe ser alcanzada bajo las condiciones de prueba prescritas y dentro de los límites especificados por los estándares correspondientes.

4.3. Capacidades Continúas Preferidas en kVA

Las capacidades continuas preferidas en kVA para transformadores de distribución y potencia, tanto monofásicos como trifásicos, se calculan con base en un incremento promedio de temperatura de 65 °C en los devanados. Los valores para estas capacidades continuas preferidas están detallados en la Tabla 2. Este aumento de temperatura se refiere a la diferencia entre la temperatura de los devanados del transformador durante la operación continua y la temperatura ambiente especificada en las pruebas.

Transformador monofásico [kVA]
5
10
15
25
37.5
50
75
100
167
250
333
500

Tabla 4. Valores nominales en kVA continuos preferidos en transformadores monofásicos.

4.3.1. Capacidades mínimas según topología de la red.

Rango de media tension	BIL [kV]	kVA mínimo para baja tensión:		
		120/240 – 277 240/480- 346 o 600	2,400 O 4,800	7,620
2,400/4160Y	60	10	50	-
7,620/13,200	95	10	50	-
13,200 GrdY/13,200	95	10	50	-
24,940GrdY/14,400	125	10	50	50

13,200	95	10	50	50
--------	----	----	----	----

Tabla 5. Capacidades mínimas según nivel de tensión.

4.4. Tensiones nominales y máximos del sistema.

Los voltajes nominales estándar del sistema y los voltajes máximos permitidos para los sistemas eléctricos están establecidos en la norma **ANSI C84.1**. Esta norma especifica los niveles de voltaje que son comunes en las redes eléctricas y cómo deben ser manejados.

Este estándar establece las clasificaciones de voltaje nominal y las tolerancias operativas para sistemas de energía eléctrica de 60 Hz por encima de 100 voltios, incluyendo clasificaciones de voltaje preferidas hasta 1200 kV de voltaje máximo del sistema.

4.4.1 Regulación de voltaje en servicios públicos

El voltaje en un alimentador de servicios públicos varía debido a varios factores como la carga en la línea, la demanda de potencia reactiva de la carga, la hora del día y otros factores. Las empresas de servicios públicos regulan el voltaje del sistema utilizando dispositivos como:

- Capacitores de corrección del factor de potencia.
- Transformadores de cambio de tomas.
- Reguladores de voltaje.
- Reactores en derivación.

La conmutación de estos dispositivos no es instantánea y generalmente hay un retraso de varios minutos hasta que se produce la corrección de voltaje.

4.4.2 Clasificaciones y tolerancias de tensión.

ANSI C84.1 define las clasificaciones de voltaje nominal para que las empresas de servicios públicos las regulen y también establece las tolerancias de voltaje para los equipos de carga de la instalación. Las variaciones de voltaje durante diferentes momentos, estaciones o niveles de carga son normales y tanto las empresas de servicios públicos como los clientes deben tolerarlas.

Es posible diseñar un sistema de energía que funcione adecuadamente dentro de todas las posibles variaciones de voltaje definidas en la norma. ANSI C84.1 proporciona una banda de tolerancia para el voltaje de entrada del servicio (voltaje de servicio) y el voltaje en el punto de uso (voltaje de utilización).

- **Tensión de Servicio:** Es el voltaje en el servicio eléctrico. En los sistemas de distribución, generalmente se considera el voltaje en la toma del medidor o en el interruptor de entrada.
- **Tensión de Utilización:** Es el voltaje en la carga del usuario final, generalmente considerado como el voltaje en los terminales del dispositivo o aparato, o el voltaje en el tomacorriente al que están conectados estos terminales. Este voltaje es responsabilidad de las instalaciones del usuario.

4.4.3 Requisitos de tensión.

Los requisitos de voltaje de servicio son más estrictos que los del voltaje de utilización, ya que el estándar permite cierta caída de voltaje dentro de una instalación. Es importante destacar que la tolerancia de voltaje se refiere a voltajes sostenidos y no a variaciones momentáneas debido a conmutación o fallas. Donde ANSI C84.1 proporciona dos rangos de tolerancia de voltaje:

- **Rango A:** Define la tolerancia de voltaje normalmente esperada para la clase de voltaje específica. En este rango, se espera que el equipo funcione y proporcione un rendimiento satisfactorio.
- **Rango B:** Define tolerancias de voltaje por encima y por debajo de los límites del Rango A, debido a condiciones prácticas de diseño y operación. Estas condiciones deben ser limitadas en extensión, frecuencia y duración. Se deben tomar medidas para retornar al Rango A cuando ocurran estas variaciones.

El gráfico de tolerancia de voltaje de ANSI C84.1 ilustra estos dos rangos y las tolerancias asociadas.

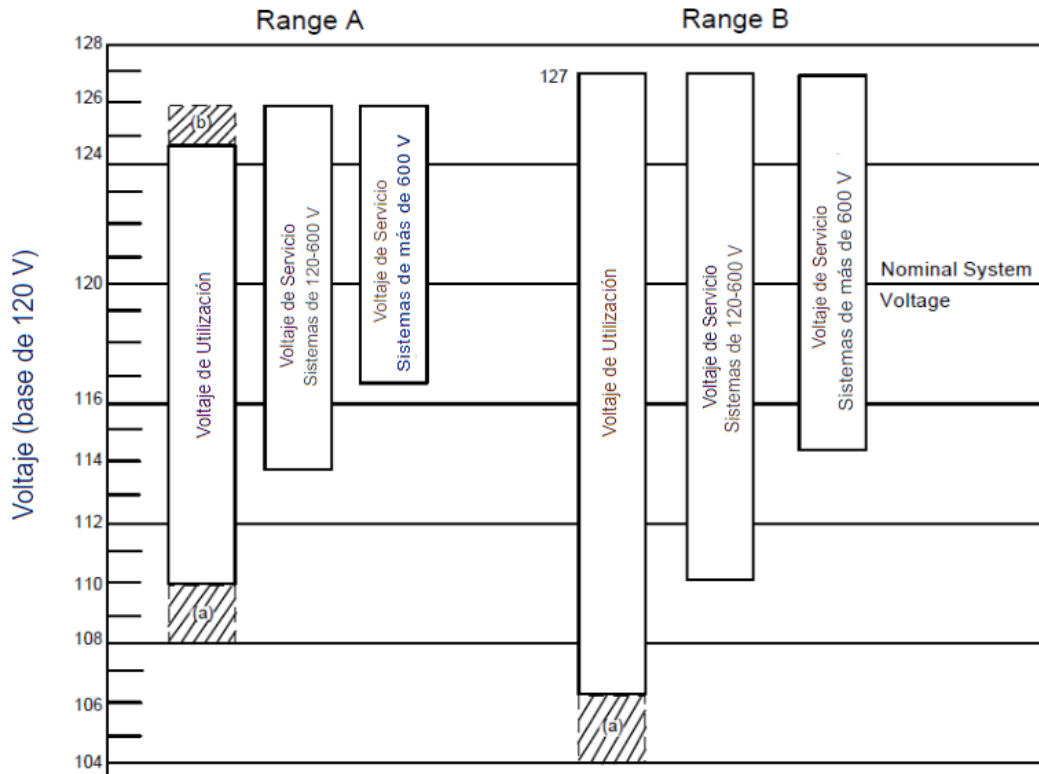


Ilustración 1. Gráfico de tolerancias de tensión según la ANSI C84.1

- Rango A:
 - ✓ Voltaje de Servicio: +5% a -5% para $\leq 600V$, +5% a -2.5% para $> 600V$.
 - ✓ Voltaje de Utilización: +5% a -10%.
- Rango B:
 - ✓ Voltaje de Servicio: +5.8% a -8.3% para $\leq 600V$, +5.8% a -5% para $> 600V$.
 - ✓ Voltaje de Utilización: +5.8% a -13.3%.

Las especificaciones de los rangos A y B aseguran que el equipo de utilización funcione adecuadamente dentro de las variaciones normales y prácticas del voltaje de suministro, manteniendo la estabilidad y el rendimiento del sistema eléctrico.

Aunque los estándares de ANSI C84.1 proporcionan una guía clara para las tolerancias de voltaje en América del Norte, en El Salvador pueden surgir variaciones de voltaje que excedan el 5.8%. Estas variaciones pueden deberse a la infraestructura eléctrica, condiciones climáticas y demandas de carga inusuales. La infraestructura en algunas áreas puede no estar tan desarrollada, lo que lleva a fluctuaciones más significativas. Además, fenómenos climáticos como tormentas eléctricas y altas temperaturas pueden provocar variaciones de voltaje más

pronunciadas. Las demandas de energía, especialmente durante picos de consumo, también pueden causar desviaciones significativas en el voltaje de servicio.

4.4.3. Niveles de tensión recomendados para El Salvador basados en la IEEE C57.12.20.

En el estándar IEEE C57.12.20 “Estándar para transformadores de distribución aéreos de 500 kVA y menores; Alto voltaje, 34,500 V y menos; Bajo voltaje, 7970/13 800Y V y menos”, se indican los valores de tensión recomendados para transformadores tipo distribución, del cual se compone de la siguiente manera.

Transformadore Monofásicos	Taps superiores a tensión nominal.	Taps inferiores a la tensión nominal
2,400/4,160Y	Opción 1: 2 taps +2.5% sobre la tensión nominal 2 taps -2.5% inferiores a la tensión nominal	
7,620/13,200Y		
13,200GrdY/7,920		
13,200	Opción 2: Sin taps sobre la tensión nominal. 4 taps -2.5% inferiores a la tensión nominal	
14,400/24,940Y	Sin taps	Tap 1 – 14,400 Tap 2 – 13,800 Tap 3 – 13,200 Tap 4 – 12,870 Tap 2 – 12,540
14,400/24,940GrdY	Sin taps	Tap 1 – 14,400 Tap 2 – 13,800 Tap 3 – 13,200 Tap 4 – 12,870 Tap 2 – 12,540

Tabla 6. Niveles de tensión recomendados para tap de derivaciones.

4.5. Conexiones

En un transformador, los devanados se distinguen para asegurar claridad y precisión en su identificación y uso. Para los transformadores de dos devanados, el devanado de alta tensión se designa como media tensión (HV o H) y el devanado de baja tensión como baja tensión (LV o X).

4.6. Bushings y terminales.

La selección adecuada de los bushings es esencial para garantizar el rendimiento, la fiabilidad y la seguridad del equipo. Los bushings son componentes cruciales que permiten la conexión eléctrica del devanado interno del transformador con el sistema de distribución externa, proporcionando aislamiento y protección mecánica.

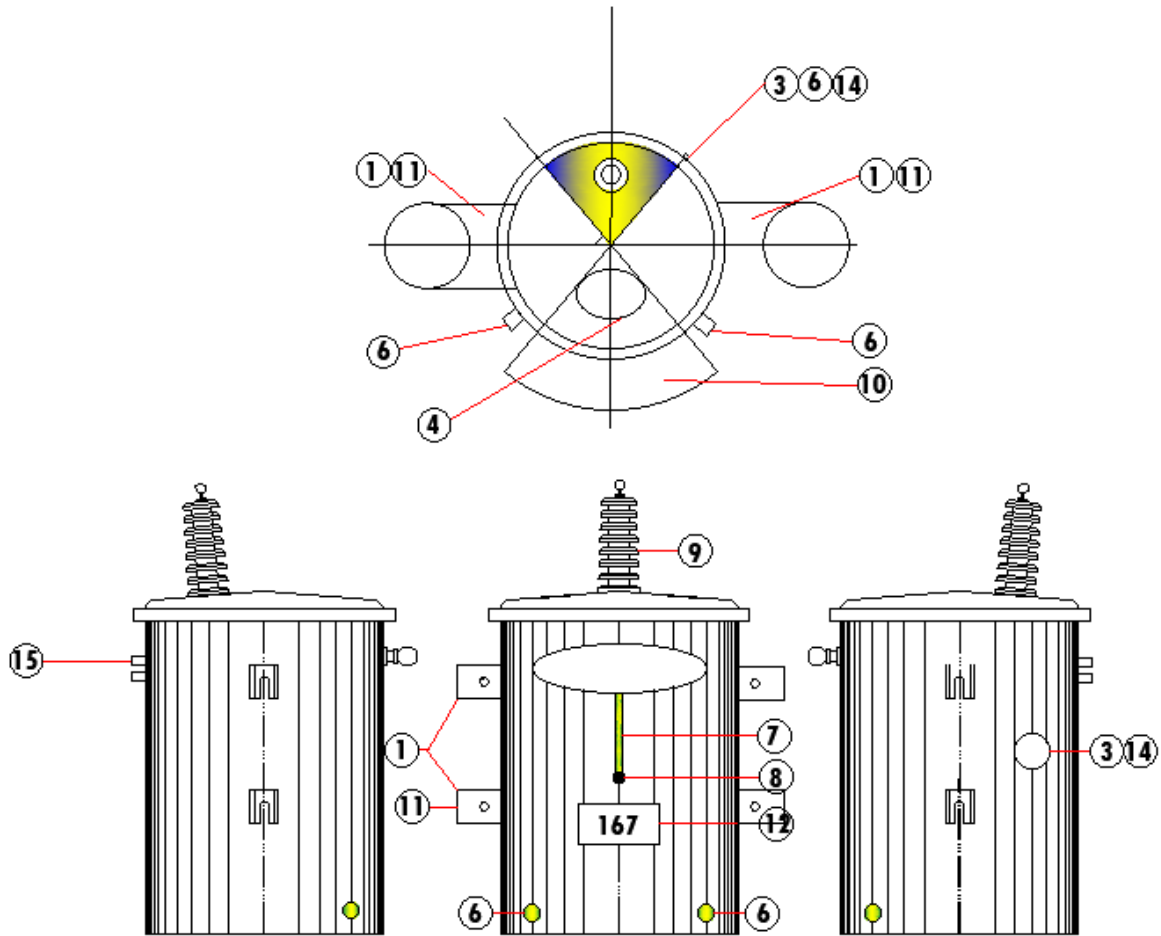
4.6.1. Definición y clasificación de los bushings.

Los bushings son dispositivos que permiten la transición de corriente eléctrica a través de una barrera que aísla un potencial eléctrico diferente en cada lado. En los transformadores monofásicos, los bujes se clasifican típicamente en función de su ubicación y función:

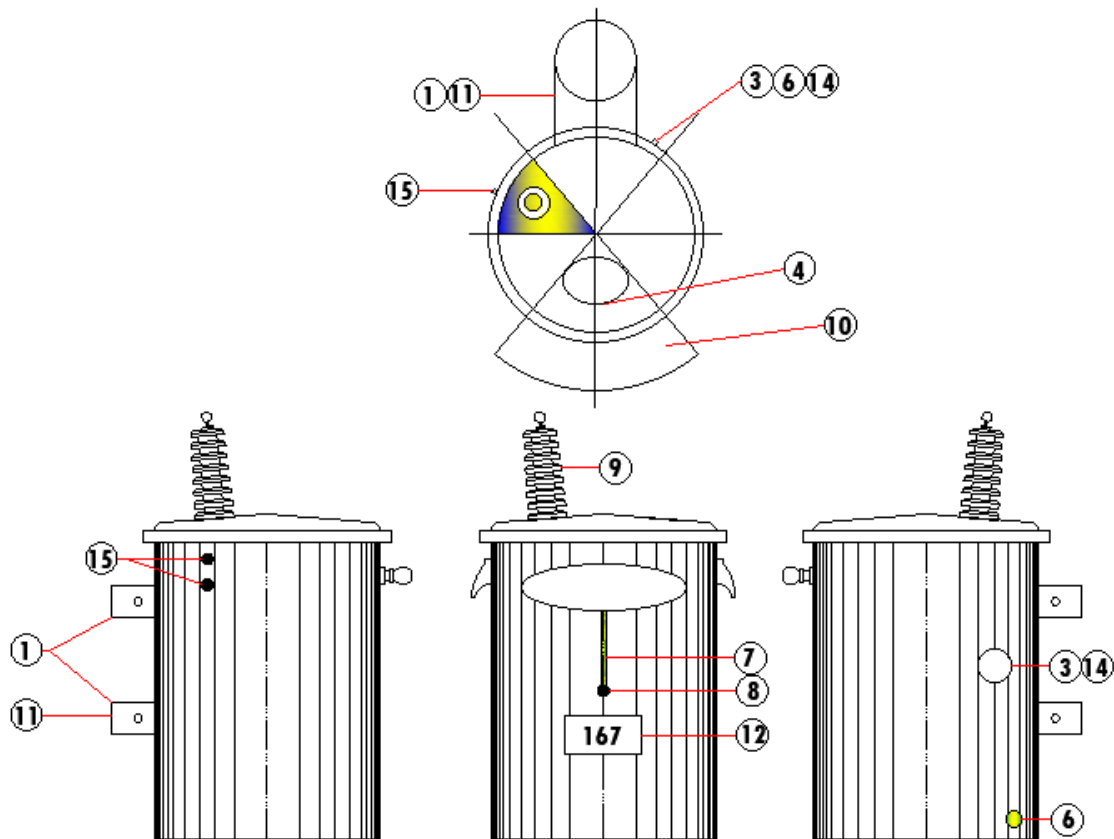
- **Bushings de Media Tensión (MT):** Utilizados para la conexión del devanado de media tensión del transformador.
- **Bushings de Baja Tensión (BT):** Utilizados para la conexión del devanado de baja tensión del transformador.
- **Bushings de Neutro:** Utilizados en algunas configuraciones para la conexión del punto neutro del devanado.

4.6. Terminales.

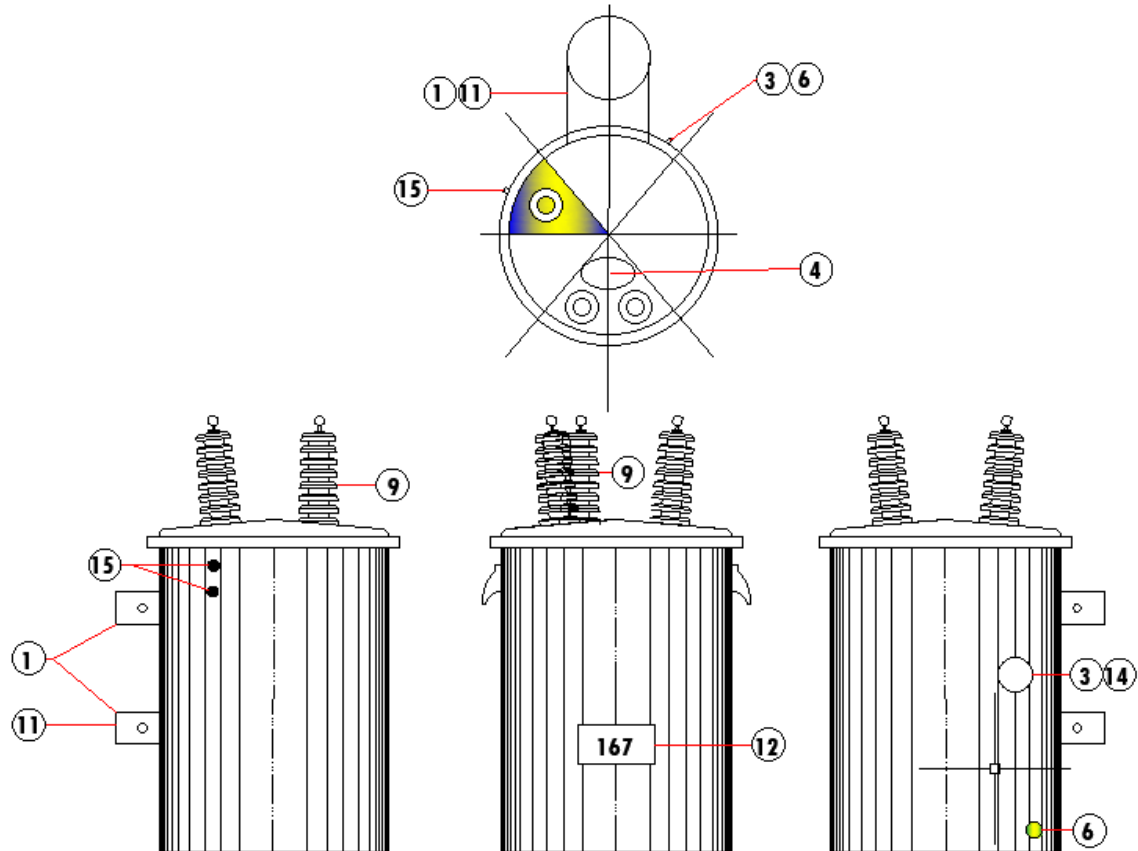
Los terminales están fabricados con materiales resistentes a condiciones ambientales adversas y proporcionan un aislamiento robusto, previniendo descargas eléctricas y protegiendo contra sobretensiones. El diseño de una sola posición simplifica la instalación y mejora la seguridad y la fiabilidad operativa del sistema de distribución eléctrica. Las ubicaciones son las siguientes:



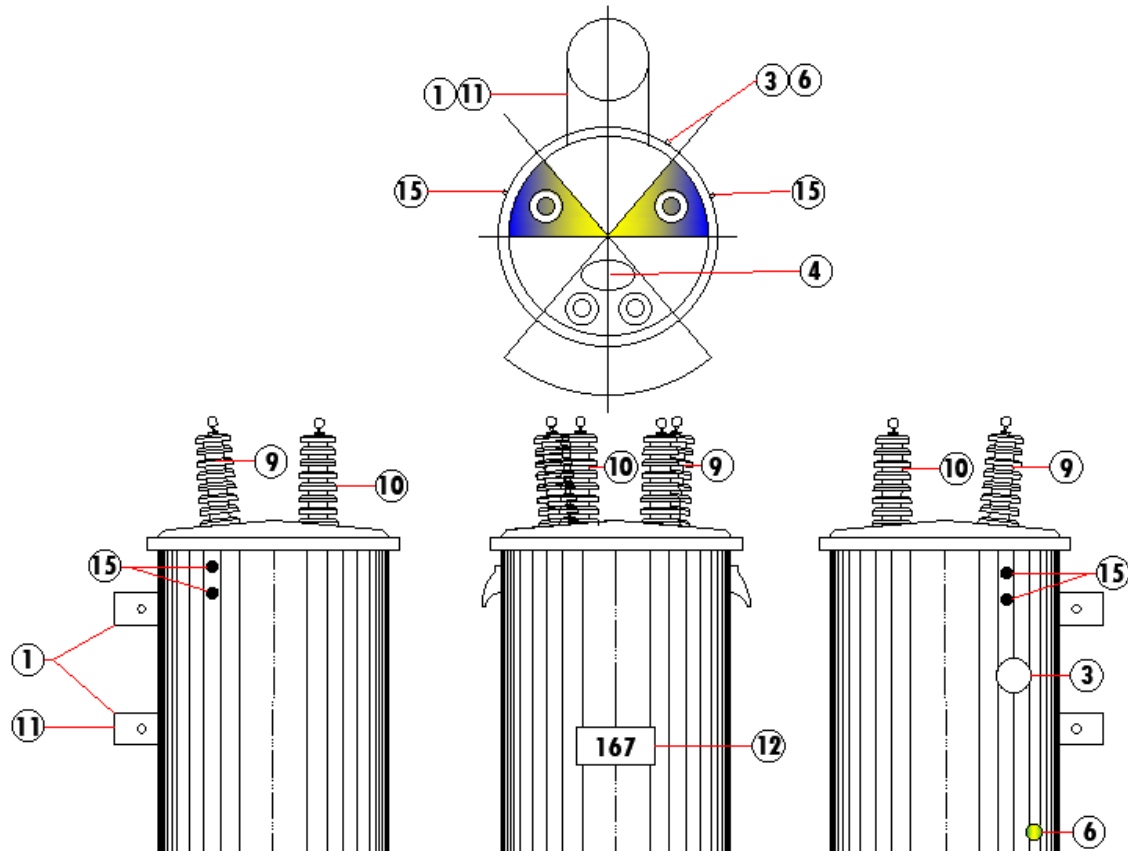
Numero de Item	Accesorios de equipamiento
1	Soporte tipo A para 10 a 50 kVA
1	Soporte tipo B para 75 a 500kVA
2	Nivel de aceite
3	Cambiador de derivaciones TAP para operación des energizada
4	Escotilla de inspección
5	Orejas de izaje
6	Aterrizaje de tanque adicional
7	Aterrizaje de baja tension
8	Aterrizaje provisional de baja tensión
9	Bushings de media tensión
10	Bushings de baja tensión
11	Ubicación de placa característica
12	Indicador de potencia aparente en kVA
13	Válvula de sobrepresión
14	Tap de derivación
15	Accesorios adicionales para apartarrayos



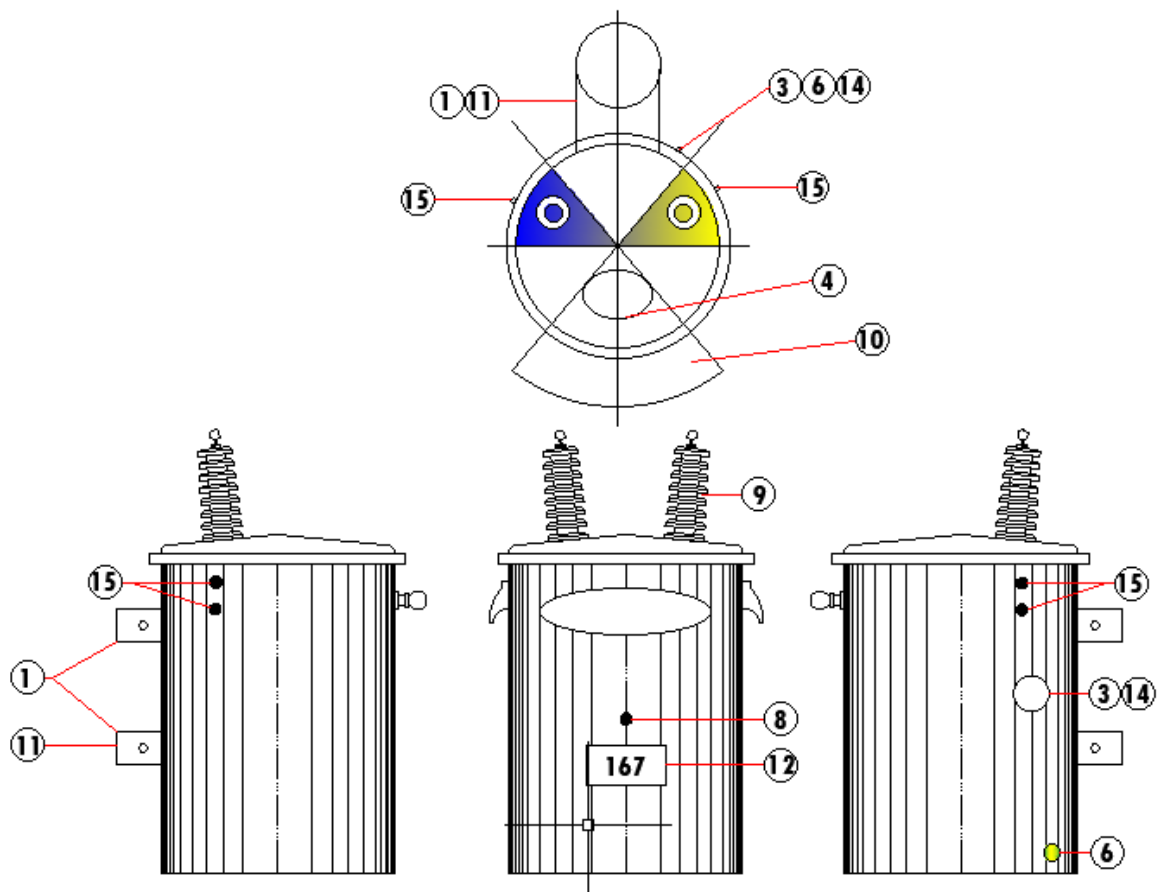
Numero de Item	Accesorios de equipamiento
1	Soporte tipo A para 10 a 50 kVA
1	Soporte tipo B para 75 a 500kVA
2	Nivel de aceite
3	Cambiador de derivaciones TAP para operación des energizada
4	Escotilla de inspección
5	Orejas de izaje
6	Aterrizaje de tanque adicional
7	Aterrizaje de baja tension
8	Aterrizaje provisional de baja tensión
9	Bushings de media tensión
10	Bushings de baja tensión
11	Ubicación de placa característica
12	Indicador de potencia aparente en kVA
13	Válvula de sobrepresión
14	Tap de derivación
15	Accesorios adicionales para apartarrayos



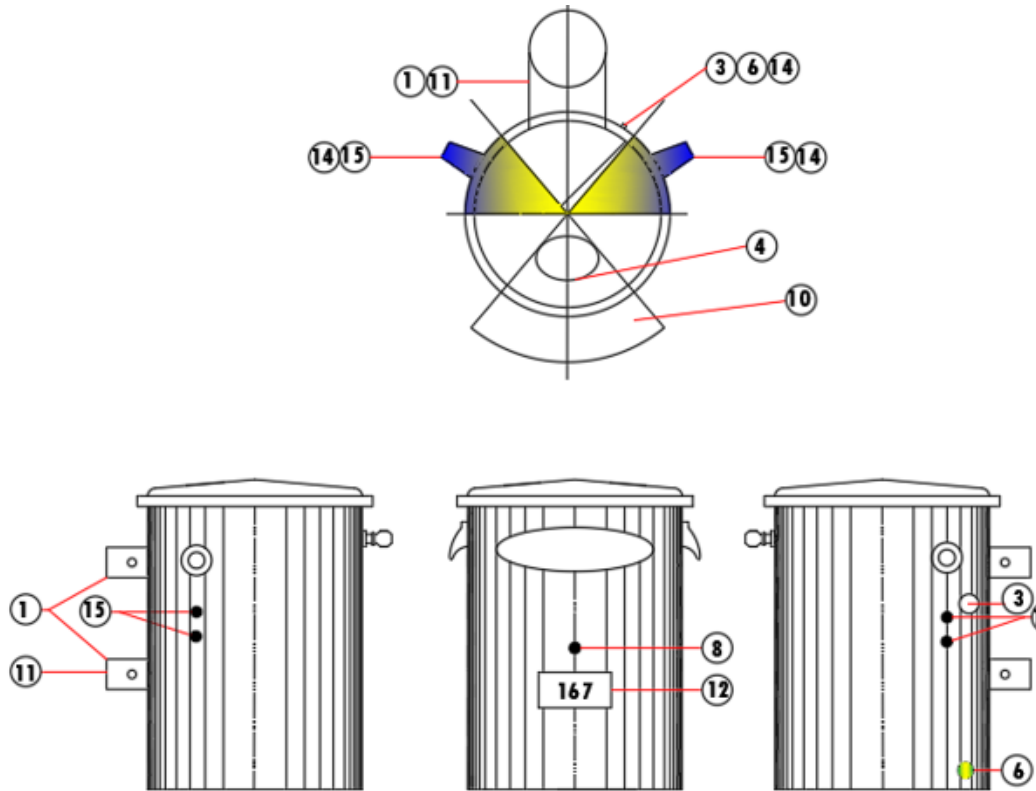
Numero de Item	Accesorios de equipamiento
1	Soporte tipo A para 10 a 50 kVA
1	Soporte tipo B para 75 a 500kVA
2	Nivel de aceite
3	Cambiador de derivaciones TAP para operación des energizada
4	Escotilla de inspección
5	Orejas de izaje
6	Aterrizaje de tanque adicional
7	Aterrizaje de baja tension
8	Aterrizaje provisional de baja tensión
9	Bushings de media tensión
10	Bushings de baja tensión
11	Ubicación de placa característica
12	Indicador de potencia aparente en kVA
13	Válvula de sobrepresión
14	Tap de derivación
15	Accesorios adicionales para apartarrayos



Numero de Item	Accesorios de equipamiento
1	Soporte tipo A para 10 a 50 kVA
1	Soporte tipo B para 75 a 500kVA
2	Nivel de aceite
3	Cambiador de derivaciones TAP para operación des energizada
4	Escotilla de inspección
5	Orejas de izaje
6	Aterrizaje de tanque adicional
7	Aterrizaje de baja tensión
8	Aterrizaje provisional de baja tensión
9	Bushings de media tensión
10	Bushings de baja tensión
11	Ubicación de placa característica
12	Indicador de potencia aparente en kVA
13	Válvula de sobrepresión
14	Tap de derivación
15	Accesorios adicionales para apartarrayos

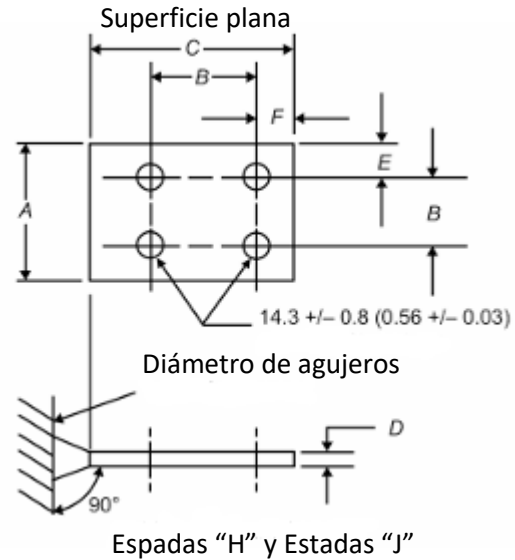
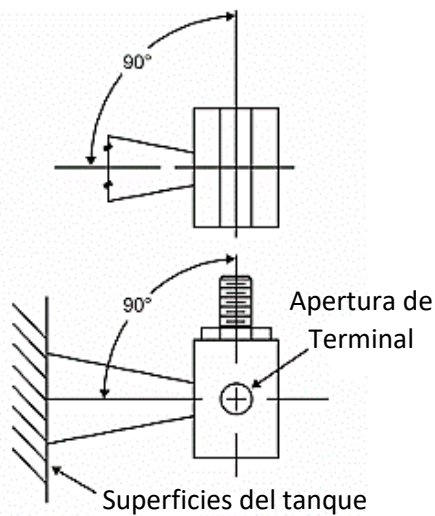


Numero de Item	Accesorios de equipamiento
1	Soporte tipo A para 10 a 50 kVA
1	Soporte tipo B para 75 a 500kVA
2	Nivel de aceite
3	Cambiador de derivaciones TAP para operación des energizada
4	Escotilla de inspección
5	Orejas de izaje
6	Aterrizaje de tanque adicional
7	Aterrizaje de baja tensión
8	Aterrizaje provisional de baja tensión
9	Bushings de media tensión
10	Bushings de baja tensión
11	Ubicación de placa característica
12	Indicador de potencia aparente en kVA
13	Válvula de sobrepresión
14	Tap de derivación
15	Accesorios adicionales para apartarrayos



Numero de Item	Accesorios de equipamiento
1	Soporte tipo A para 10 a 50 kVA
1	Soporte tipo B para 75 a 500kVA
2	Nivel de aceite
3	Cambiador de derivaciones TAP para operación des energizada
4	Escotilla de inspección
5	Orejas de izaje
6	Aterrizaje de tanque adicional
7	Aterrizaje de baja tension
8	Aterrizaje provisional de baja tensión
9	Bushings de media tensión
10	Bushings de baja tensión
11	Ubicación de placa característica
12	Indicador de potencia aparente en kVA
13	Válvula de sobrepresión
14	Tap de derivación
15	Accesorios adicionales para apartarrayos

4.7.1 Terminales primarios.



- 1- Las partes del conector deben ser reemplazables sin sustituir el bushing.
- 2- Los pernos de sujeción del conector deberían ser de 3/8, 1/2, 5/8 o 3/4.

Dimensiones	Espada H mm	Espada H mm
A	88.9	101.69
B	44.5 ± 0.8	44.5 ± 0.8
C min	85.7	114.3
D min	6.4	9.5
E	22.2	28.6
F	15.9	28.6

4.5.1. Polaridad

Para transformadores monofásicos de tamaños de 200 kVA y menores, con devanados de media tensión de 8660 voltios o menos, deben tener polaridad aditiva. Todos los demás transformadores monofásicos deben mantener la polaridad sustractiva.

4.5.1.1. Descripción Técnica de las Polaridades:

Polaridad sustractiva como se muestra en la ilustración 2(a) a 8(a) de las normas IEEE, la polaridad sustractiva se caracteriza por tener la borna X1 directamente opuesta a la borna H1.

En un transformador con polaridad sustractiva, si se aplica un voltaje a la borna H1, la tensión en la borna X1 se medirá en oposición directa a la tensión en H1. Este tipo de conexión es común en la mayoría de los transformadores para asegurar consistencia y simplicidad en el diseño y la operación.

Polaridad Aditiva como se ilustra en las Figuras 2(b) a 8(b), la polaridad aditiva se define por tener la borna X1 diagonalmente opuesta a la borna H1.

En un transformador con polaridad aditiva, al aplicar un voltaje a la borna H1, la tensión en la borna X1 se sumará a la tensión en H1. Este tipo de polaridad se especifica para ciertos transformadores monofásicos pequeños debido a su diseño y aplicación particular.

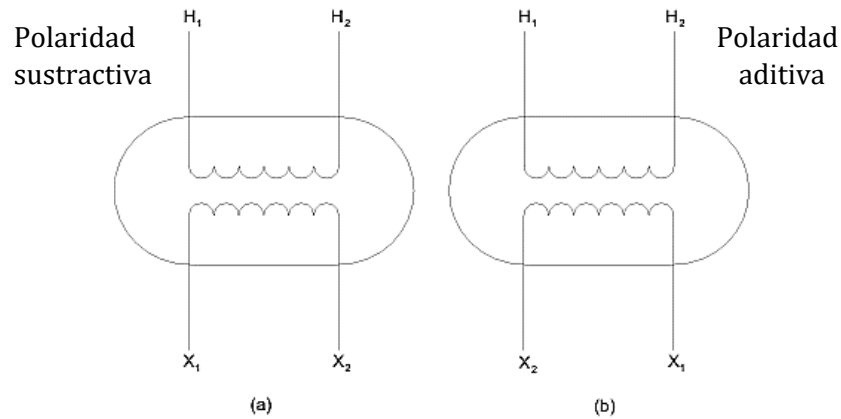


Ilustración 2. Marca de terminales de transformadores monofásicos.

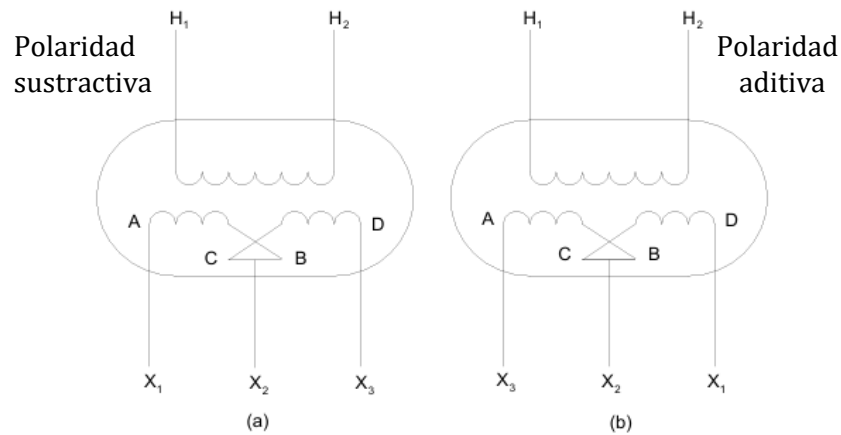


Ilustración 3. Marca de terminales de transformadores monofásicos con devanado simple y derivación central secundaria.

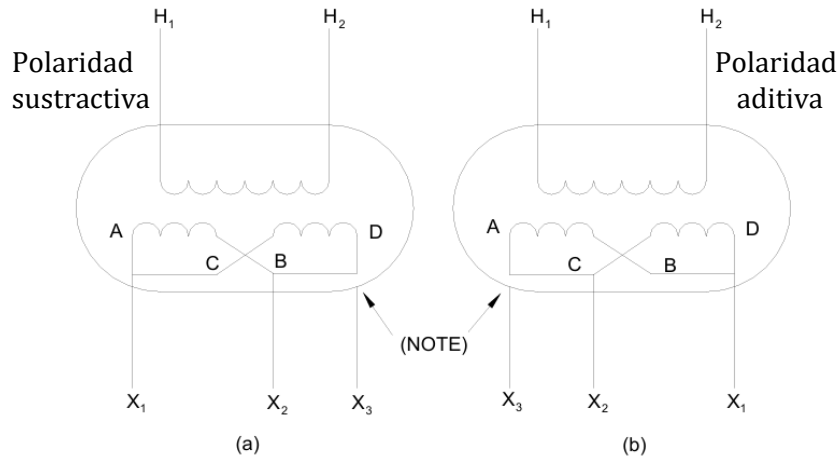


Ilustración 4. Marcas de terminales de transformadores monofásicos (arreglo serie).

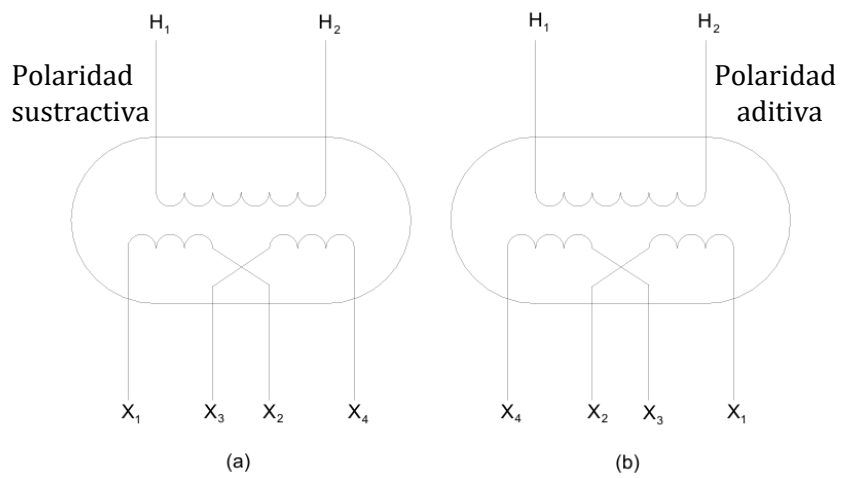


Ilustración 5. Marcas de terminales de transformadores monofásicos (devanado serie X múltiple sin derivaciones).

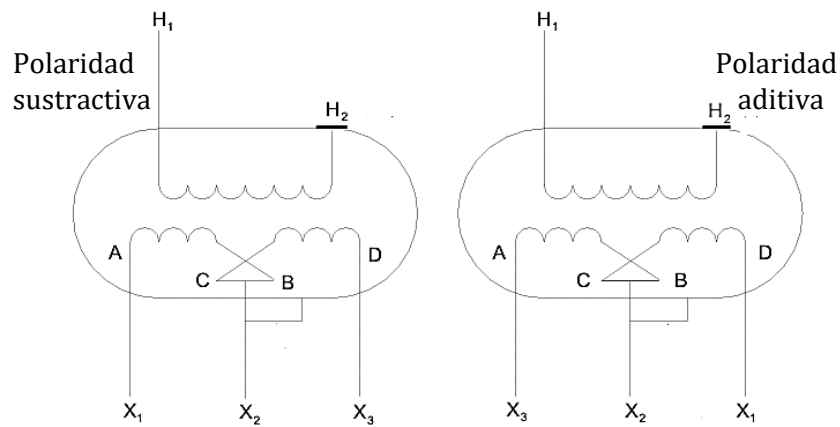


Ilustración 6. Marcas de terminales de transformadores monofásicos (conexión en serie de tres cables) (Transformadores con neutro sacado entre terminales exteriores).

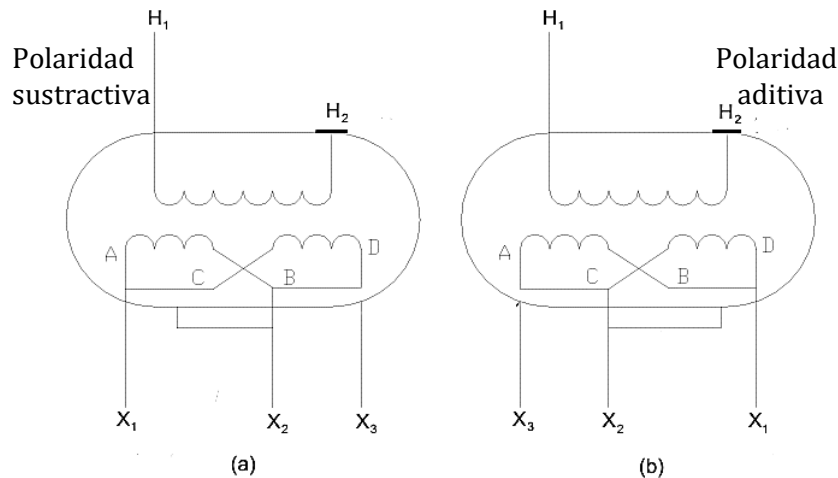


Ilustración 7. Marcas de terminales de transformador monofásico (conexión múltiple de dos cables).

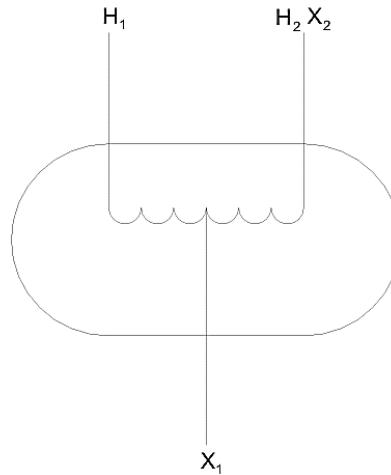


Ilustración 8. Marcas de terminales de transformadores monofásicos (Autotransformador).

4.5.2. Orden de numeración de terminales de cualquier devanado.

4.5.2.1. Numeración de terminales.

Los terminales de cualquier devanado de un transformador, cuyos cables se saquen de la caja, deben numerarse secuencialmente como 1, 2, 3, 4, 5, etc. Los números más bajos y más altos indicarán el devanado completo, mientras que los números intermedios representarán las fracciones de devanados o derivaciones. La numeración se debe aplicar de manera que la diferencia de voltaje desde cualquier terminal con un número menor hacia cualquier terminal con un número mayor tenga el mismo signo en cualquier instante (ver ilustración 5).

4.5.2.1. Numeración de terminales.

Cuando un devanado de un transformador se divide en dos o más partes para conexiones múltiples en serie, y los conductores de estas partes se sacan de la caja, se aplicará la regla

general de numeración secuencial con la adición de que las terminaciones de cada porción del devanado recibirán números consecutivos. Esto asegura una identificación clara y precisa de cada sección del devanado.

Por ejemplo, si un devanado tiene cuatro cables saliendo de la caja, se numerarán consecutivamente para reflejar la secuencia de conexión en serie (ver Figura 5). Esta numeración facilita las conexiones y asegura que la diferencia de voltaje entre terminales adyacentes mantenga el mismo signo en cualquier instante.

4.6. Operación en Paralelo de Transformadores

Los transformadores que tienen terminales marcados de acuerdo con esta norma pueden operarse en paralelo conectando terminales marcados de manera similar, siempre que sus relaciones, voltajes, resistencias, reactancias y conexiones a tierra sean compatibles para permitir la operación en paralelo. (Consulte la Figura 9 para conocer las conexiones de transformadores en paralelo).

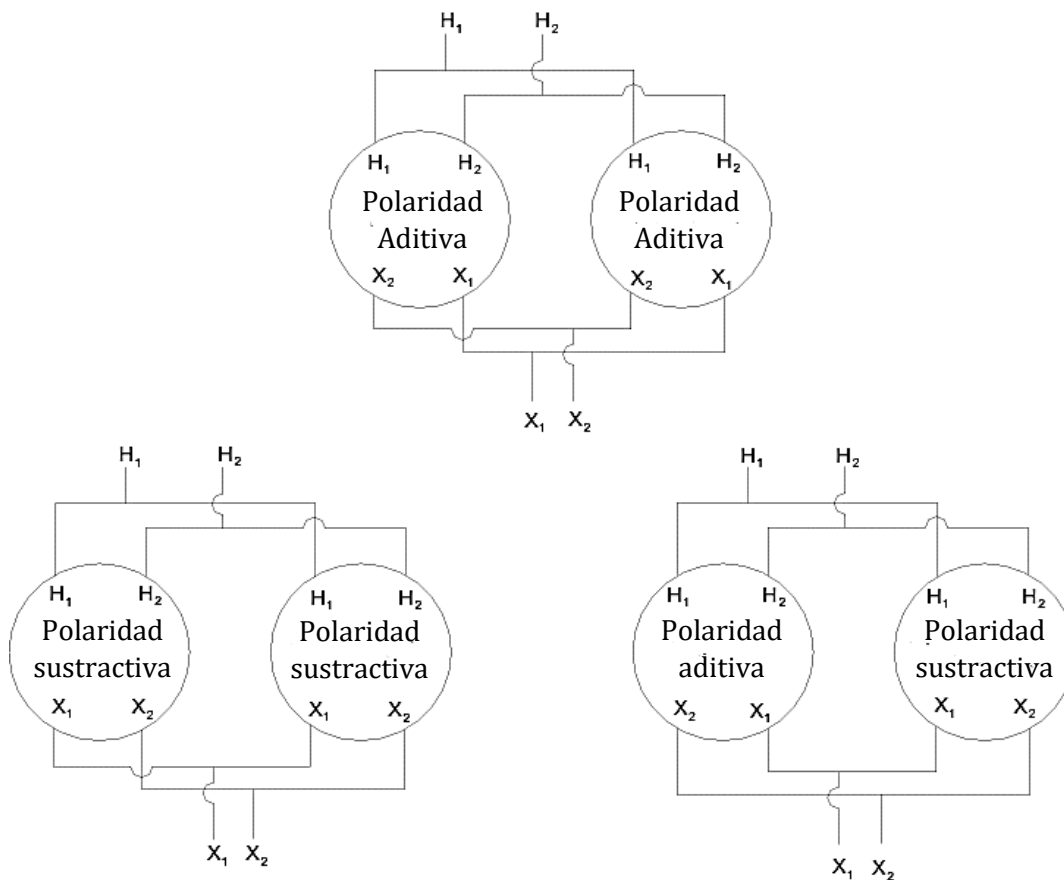


Ilustración 9. Conexión de transformadores monofásicos en paralelo.

4.7. Desplazamiento angular y conexiones para transformadores monofásicos en bancos trifásicos y hexafásicos.

Los transformadores con terminales marcados conforme a esta norma pueden operarse en paralelo conectando terminales similares, siempre que sus relaciones, voltajes, resistencias, reactancias y conexiones a tierra sean compatibles para permitir la operación en paralelo.

4.7.1. Arreglo Delta primaria - Delta secundaria con ángulo de desplazamiento de 0°.

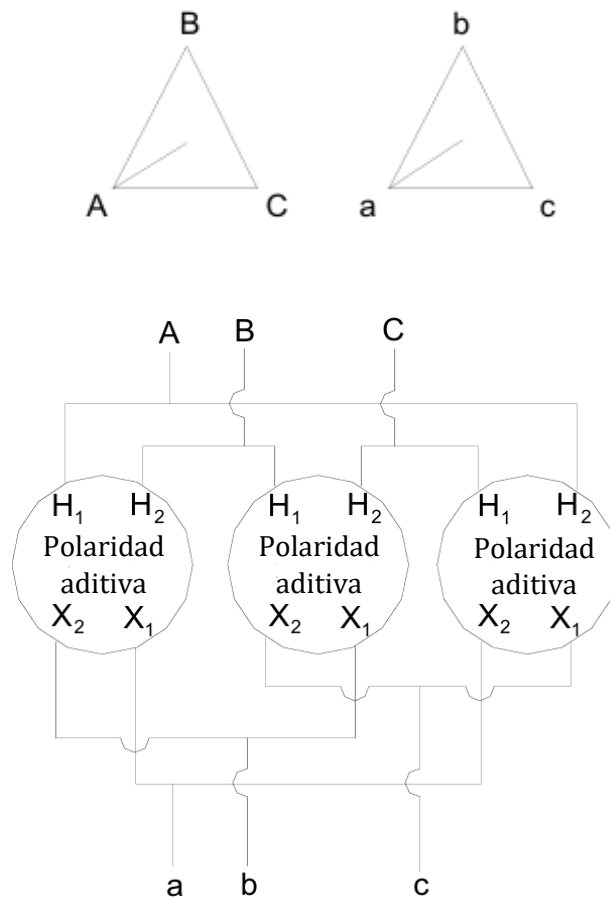


Ilustración 10. Arreglo delta de transformadores con 3 unidades aditivas.

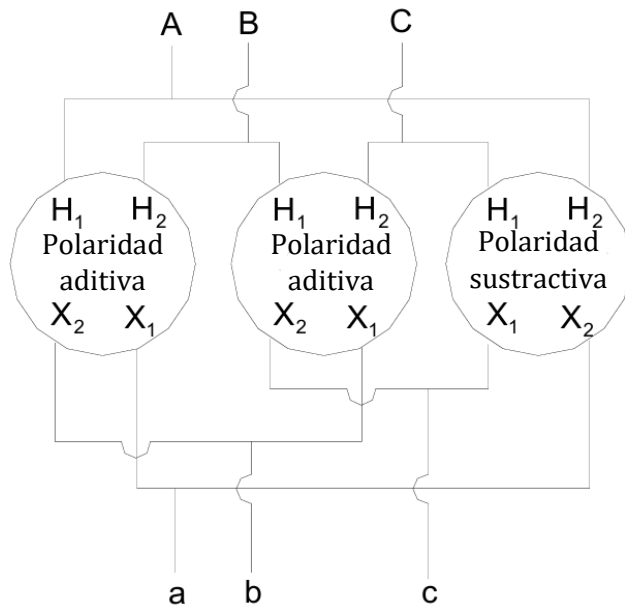


Ilustración 11. Arreglo delta de transformadores con 2 unidades aditivas y 1 sustractiva.

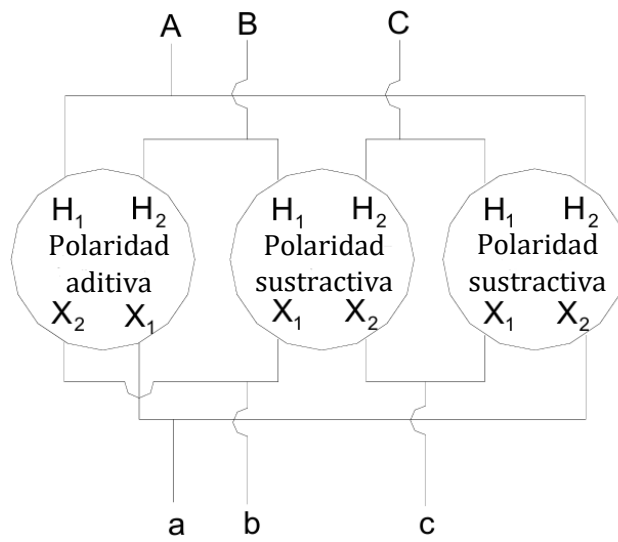


Ilustración 12. Arreglo delta de transformadores con 1 unidades aditivas y 2 sustractiva.

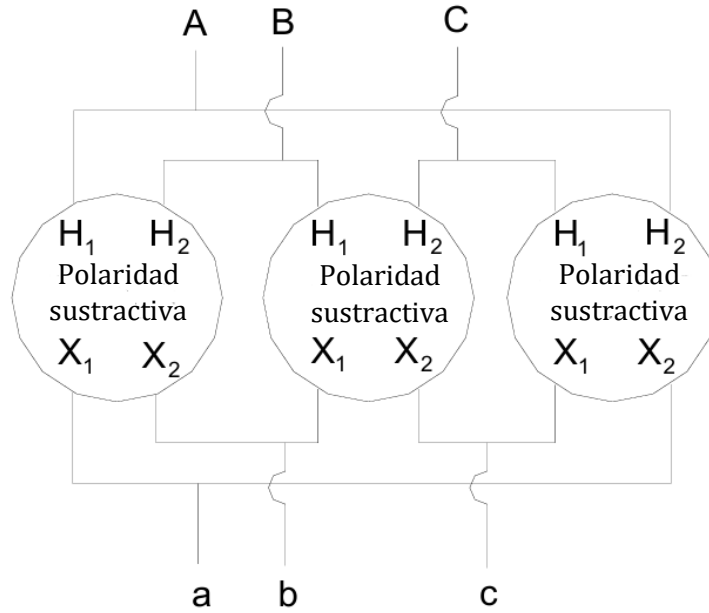


Ilustración 13. Arreglo delta de transformadores con 3 unidades sustractivas.

4.7.2. Arreglo estrella primaria - estrella secundaria con angulo de desplazamiento de 0° .

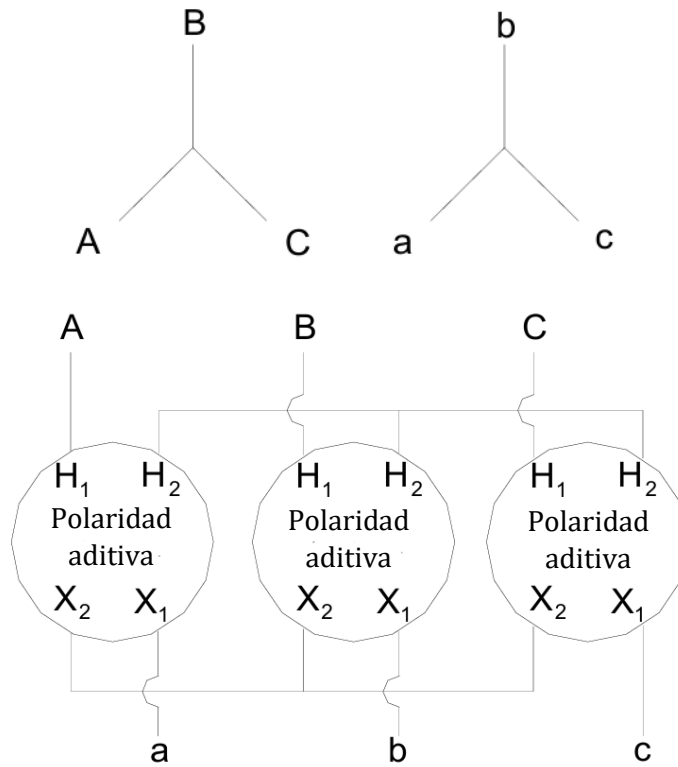


Ilustración 14. Arreglo estrella de transformadores con 3 unidades aditivas.

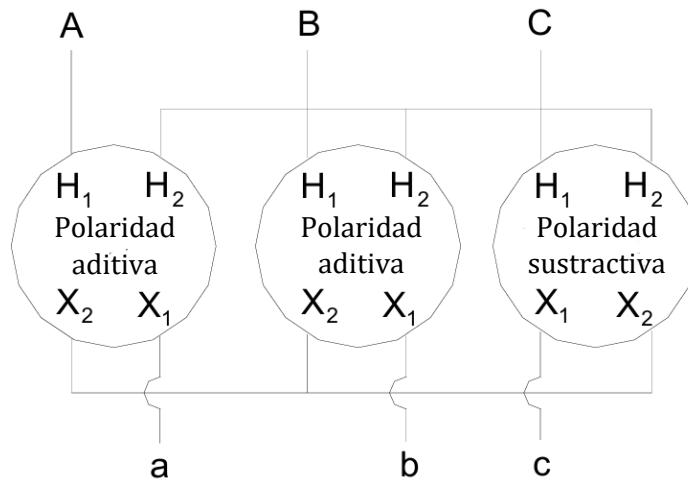


Ilustración 15. Arreglo estrella de transformadores con 2 unidades aditivas y 1 sustractivas.

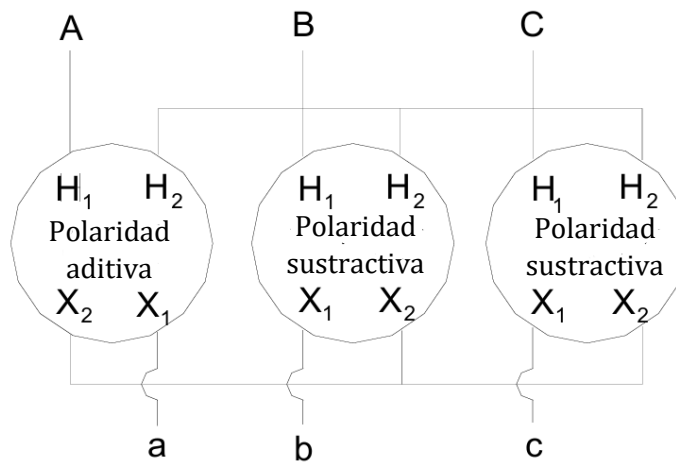


Ilustración 16. Arreglo estrella de transformadores con 2 unidades aditivas y 1 sustractiva.

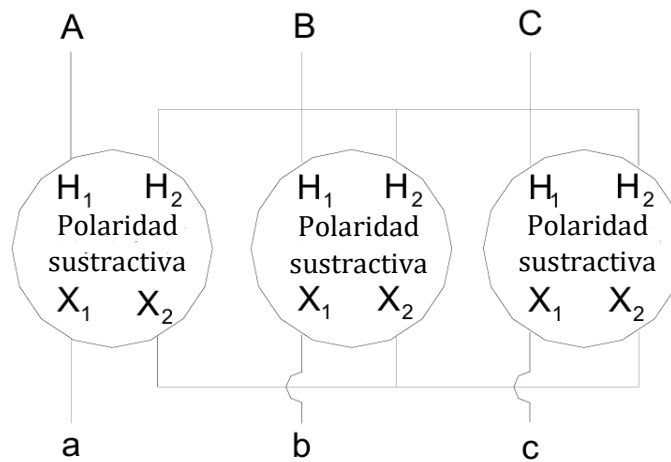


Ilustración 17. Arreglo estrella de transformadores con 3 unidades sustractivas.

4.7.3 Transformadores monofásicos conectados Δ -Y e Y- Δ en bancos trifásicos con desplazamiento angular de 30° .

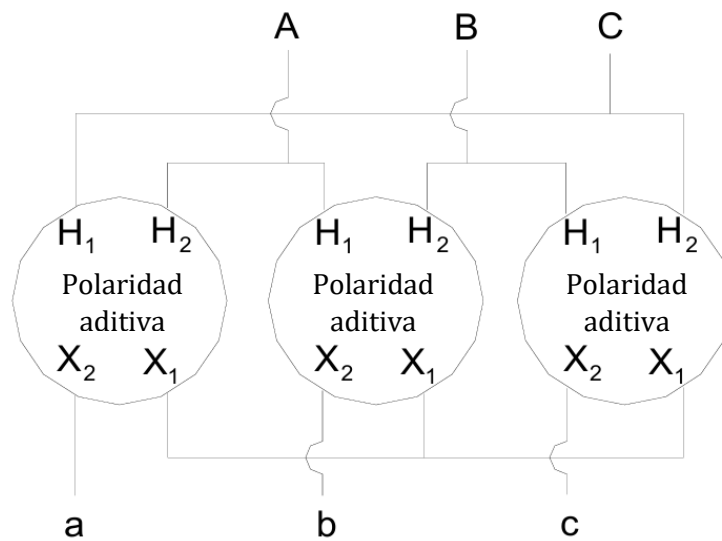
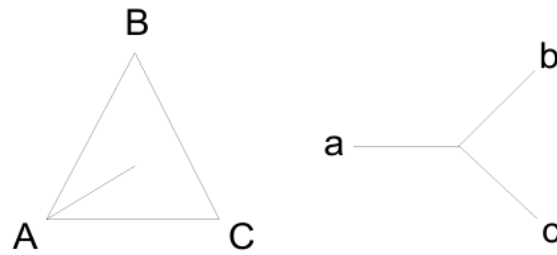


Ilustración 18. Arreglo delta-estrella de transformadores con 3 unidades aditivas.

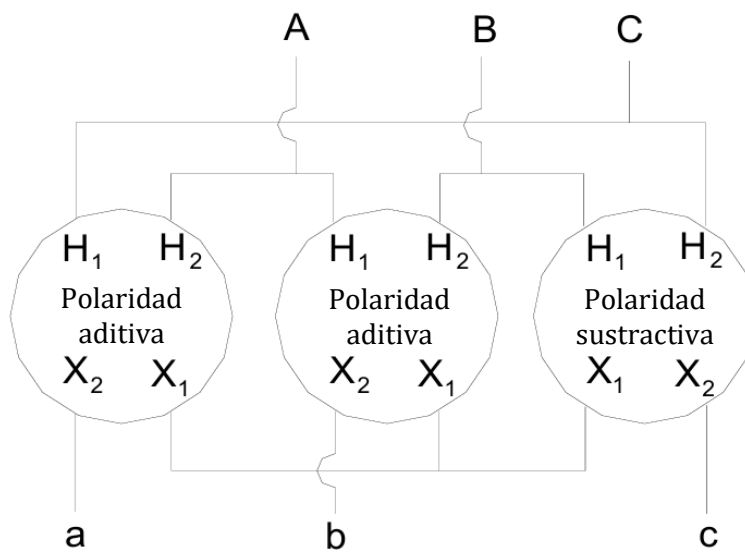


Ilustración 19. Arreglo delta-estrella de transformadores con 2 unidades aditivas y 1 sustractiva.

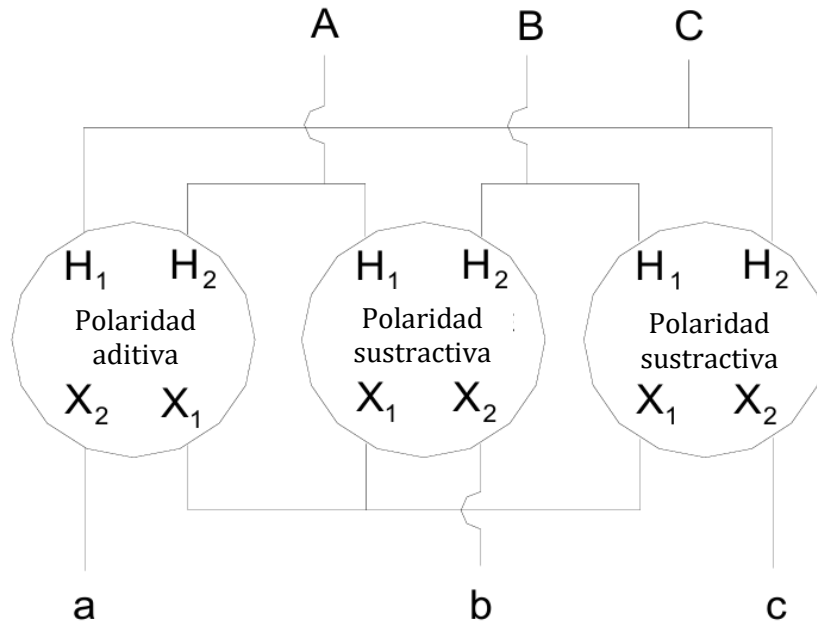


Ilustración 20. Arreglo delta-estrella de transformadores con 1 unidad aditiva y 2 sustractivas.

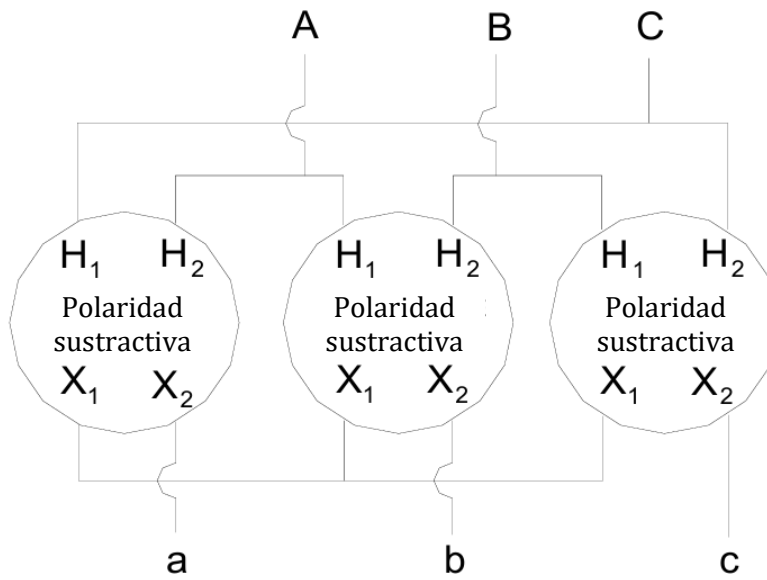
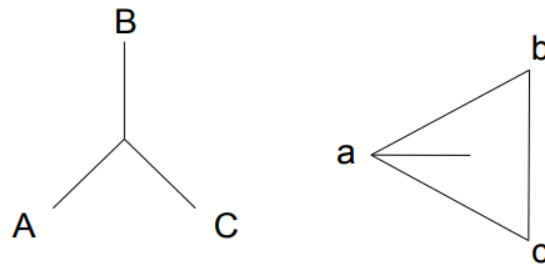


Ilustración 21. Arreglo delta-estrella de transformadores con 3 unidades sustractivas.



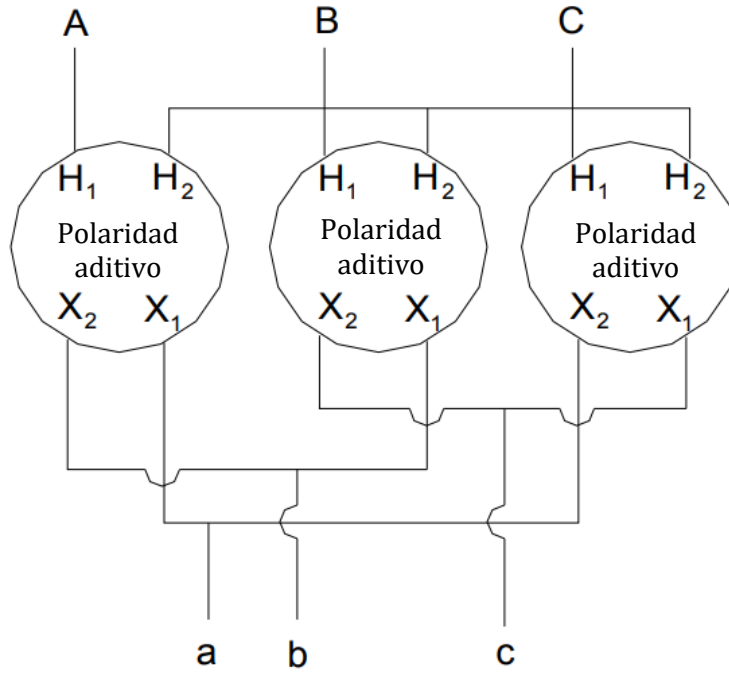


Ilustración 22. Arreglo estrella-delta de transformadores con 3 unidades aditivas.

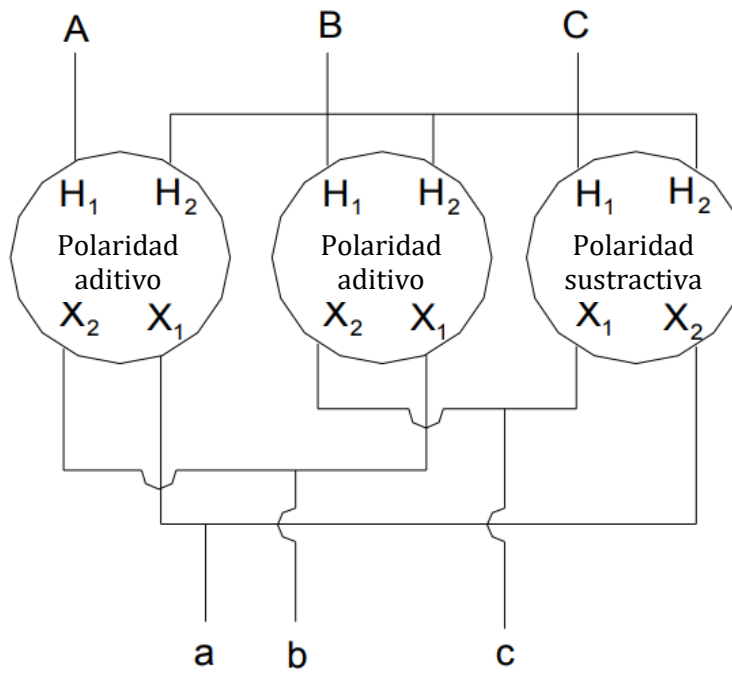


Ilustración 23. Arreglo estrella-delta de transformadores con 2 unidades aditivas y 1 unidad sustractiva.

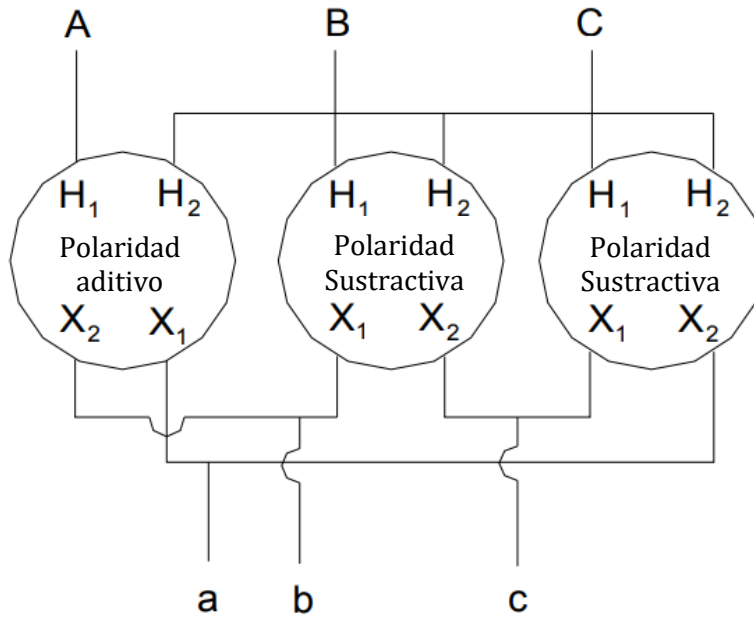


Ilustración 24. Arreglo estrella-delta de transformadores con 1 unidad aditiva y 1 unidades sustractivas.

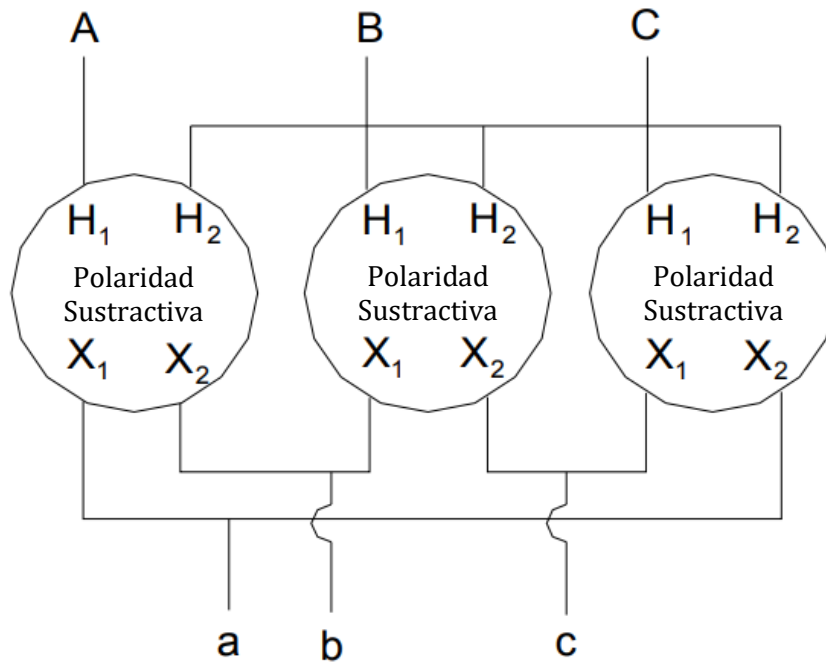


Ilustración 25. Arreglo estrella-delta de transformadores con 3 unidades sustractivas.

4.8. Nivel de aislamiento.

Los transformadores deben ser diseñados para proporcionar niveles de aislamiento coordinados tanto de baja frecuencia como de impulso en los terminales de línea, y niveles de aislamiento de baja frecuencia en los terminales neutrales. La identidad principal de un conjunto de niveles coordinados será su voltaje máximo del sistema y su nivel básico de

aislamiento contra impulsos (BIL). El BIL se seleccionará en función del grado de exposición del transformador y las características del sistema de protección contra sobretensiones.

El voltaje del sistema y el tipo de transformador también pueden influir en los niveles de aislamiento y los procedimientos de prueba. Por lo tanto, los transformadores de potencia se dividen en dos clases diferentes: a) Los transformadores de potencia de Clase I son aquellos que no están categorizados como Clase II. b) Los transformadores de potencia de Clase II incluyen aquellos con devanados de alta tensión clasificados para un voltaje nominal del sistema de 115 kV o más, y aquellos con devanados de alta tensión clasificados entre 69 kV y 115 kV con una capacidad nominal de al menos 15,000 kVA para transformadores trifásicos o 10,000 kVA para transformadores monofásicos.

Las tablas siguientes muestran los diferentes voltajes del sistema, aislamiento y niveles de prueba para varias clases de transformadores de potencia inmersos en líquido:

- La Tabla 5 enumera los niveles de aislamiento dieléctrico y de prueba de baja frecuencia para transformadores de distribución y transformadores de potencia de Clase I.

Tensión máxima del Sistema kV rms	Tensión nominal del sistema kV rms	Prueba de tensión inducida Fase a tierra) (kV rms)	(BIL)		Neutro BIL (kV cresta)
			Mínimo	Alternativas	Aterrizado wye
1.5	1.2	1.4	30		30
3.5	2.5	2.9	45		45
6.9	5	5.8	60		60
11	8.7	10	75		75
17	15	17	95	110	75
26	25	29	125	150	75
36	34.5	40	125	150	75

Tabla 7. Nivel de aislamiento dieléctrico para transformadores tipo distribución en kV.

Se asignará el nivel de aislamiento básico de impulso de rayo (BIL) de la Tabla 5 a cada terminal de línea de un devanado. Los niveles de aislamiento correspondientes se proporcionarán sin importar si se llevan a cabo o no las pruebas.

4.8.1. Terminales de línea de devanado en estrella

Cada terminal de línea en un devanado en estrella debe especificarse en la placa de características del transformador como adecuado o no adecuado para operar con un neutro no conectado a tierra. Esto es importante para asegurar que el transformador se utilice correctamente según su diseño y las condiciones operativas previstas, evitando problemas de aislamiento y sobrevoltaje.

4.8.2. Devanados sin terminales expuestos

Los devanados que no tienen terminales expuestos deben ser capaces de soportar los voltajes que resultan de las diversas pruebas aplicadas a otros terminales. Estos deben cumplir con los niveles de aislamiento básico de impulso de rayo (BIL) correspondientes, asegurando así que todos los componentes internos del transformador puedan manejar las condiciones de prueba sin fallos.

4.8.3. Terminales neutrales

4.8.3.1 Conexión en estrella con neutro accesible externamente.

Un devanado de transformador diseñado para una conexión en estrella, con un neutro accesible fuera del tanque, debe tener un nivel de prueba de baja frecuencia asignado para el terminal neutral. Este nivel de prueba puede ser más bajo que el de los terminales de línea, ya que el neutro generalmente no está expuesto a las mismas condiciones de sobrevoltaje.

4.8.3.2. Terminales neutrales con conexión a tierra sólida

Para los terminales neutrales que están conectados a tierra sólidamente, ya sea directamente o a través de un transformador de corriente, el nivel de prueba de baja frecuencia asignado no debe ser inferior al especificado en la Columna 4 de las Tabla 5. Para otros casos, el nivel de prueba debe coordinarse con los voltajes que pueden ocurrir entre el neutro y la tierra durante la operación normal o en condiciones de fallo, y no debe ser inferior a los niveles especificados en las Columnas 3, 4 y 5 de las Tabla 5. Es relevante tener en cuenta que el estándar IEEE Std 32™ proporciona información adicional sobre el aislamiento del neutro y su aplicación.

4.8.3.3. BIL específico para terminales neutrales

En algunos casos, se puede especificar que los terminales neutrales deben diseñarse para un nivel de aislamiento básico de impulso de rayo (BIL) específico en lugar de un nivel de prueba de baja frecuencia, para garantizar una protección adecuada contra los impulsos de sobrevoltaje.

4.8.3.4 Nivel de aislamiento de la bushing neutral.

El nivel de aislamiento del extremo neutral de un devanado puede diferir del nivel de aislamiento de la bushing neutral que se suministra o para la cual se hace provisión para futura instalación. No obstante, el nivel de aislamiento de la bushing neutral debe ser igual o mayor que el nivel de aislamiento especificado para el extremo neutral del devanado, asegurando así una protección consistente en todo el sistema.

4.8.3.5 Neutro no expuesto fuera del tanque

No se asignarán niveles de aislamiento cuando el extremo neutral del devanado no esté expuesto fuera del tanque a través de una bushing y esté sólidamente conectado a tierra al tanque. Esto se debe a que, en tales configuraciones, el neutro está protegido dentro del tanque y no está sujeto a las mismas condiciones que los terminales externos.

5.0 Partes del transformador

5.0.1 Tanque

Debe ser construido con acero de grosor y robustez suficiente para poder soportar los esfuerzos a los que se someterá ya sea durante su transporte o durante su funcionamiento, esfuerzos provocados por cortocircuitos ya sea dentro o fuera del mismo. Debe ser hermético para evitar la entrada de humedad o cualquier cuerpo que pueda contaminar el interior, cualquier superficie en contacto con los empaques debe ser uniforme y en general no debe presentar ningún tipo de imperfección.

Deberá ser construido de manera tal que el sistema de sujeción ofrezca una presión constante y uniforme en toda la superficie, puede ser en una sola posición o a ambos costados del tanque y las juntas serán fabricadas de material sintético que pueda resistir el asentamiento y no sufra deformaciones al ser asegurada. En cuanto a su montaje, debe contar con ganchos de izado y sus respectivos soportes soldados para

evitar acumulación de óxido o humedad. Es importante que la superficie sea homogénea al aplicar la pintura para que no existan puntos donde se acumule la humedad. El tanque debe estar eléctricamente conectado a la toma de tierra.

El final del bobinado de media tensión debe estar debidamente aterrizado en la parte interna del transformador

5.0.2 Núcleo

Será construido con láminas de acero de silicio de grano orientado y laminado en frío, o según el criterio del fabricante, un material que cumpla con el rendimiento requerido. Las láminas no deben presentar imperfecciones, rebabas o salientes, que puedan causar pérdidas, por lo que serán aisladas con esmalte o con barniz resistente al calor. Las estructuras que contendrán el núcleo serán diseñadas de manera tal que reducirán las corrientes parásitas al mínimo, para también evitar las vibraciones durante el funcionamiento del transformador y reducir lo máximo posible la obstrucción en el flujo del aceite. La densidad de flujo magnético no debe sobrepasar el valor de 1.95Teslas en cualquiera de las tomas.

El núcleo debe estar firmemente conectado a tierra a través de una sola conexión en el tanque del transformador, para que cuando sea necesario, sea posible realizar la desconexión para sacar el núcleo del tanque, la conexión será en un lugar donde la remoción sea fácil y permita retirar solamente el núcleo o realizar la prueba de aislamiento. Es importante recalcar que la fijación del núcleo al tanque no será considerada como conexión a tierra. Para reducir al mínimo la impedancia en el conjunto bobina-núcleo de los transformadores monofásicos tipo distribución mayores a 50kVA, su construcción será del tipo Shell, es decir, doble núcleo y una bobina. Para el caso de los transformadores monofásicos tipo distribución menores a 50kVA, se tomará el criterio de construcción tipo núcleo, que consiste en una bobina y dos núcleos, esto con el fin de evitar daños por sobretensiones en el secundario por descargas atmosféricas, las bobinas se arrollarán en cuatro secciones de 60v, dos para cada sección del núcleo, las secciones de 120v serán formadas por la conexión de dos secciones, deben tener un papel aislante adecuado para resistir un aumento de temperatura a 65°C en carga máxima.

5.0.3 Bobinas

Para el bobinado primario se selecciona el cobre y para el secundario puede ser también cobre o aluminio, los conductores que se usen deben pasar por tratamiento electrolítico para garantizar un funcionamiento óptimo. Deben ser construidos de manera tal que sean capaces de soportar esfuerzos mecánicos ejercidos por cortocircuitos sin presentar deformaciones que puedan producir fallas por aislamiento, también deben tener uniformidad en el flujo electrostático, mantener las pérdidas dieléctricas al mínimo, deben ser uniformes para evitar puntos de sobrecalentamiento y tener una buena distribución de la tensión en toda la bobina. Ya que tanto el núcleo como la bobina estarán sumergidos en el aceite dieléctrico, se recomienda someter estas piezas a secado en vacío para evitar cualquier vestigio de humedad y poder inmediatamente impregnarlos de aceite. Las conexiones que lleven corriente a través de ellas serán conectadas a través de soldadura de plata o una conexión adecuada para el cobre, los cuales deben ser sólidamente sujetos para evitar que las vibraciones y fuerza generada por cortocircuitos puedan soltar las uniones. Se recomienda el uso de ocho superficies de sujeción, cuatro en parte superior y otras cuatro en la parte inferior. La bobina estará enrollada en dos secciones secundarias a 120V y también una sección primaria en la configuración baja-alta-baja, que quiere decir primero una sección secundaria, luego primaria y de nuevo un secundario.

En su construcción la relación de vueltas entre los devanados cuando el transformador esté sin carga y con su voltaje nominal aplicado, debe presentar un rango dentro del 0.5% del voltaje nominal, en dado caso si los voltios por vuelta exceden el 0.5% del voltaje nominal, la relación de vueltas del devanado para todas las conexiones derivadas deberá ser respecto a la vuelta más cercana

5.0.4 Aceite

Debe indicarse en la placa de especificaciones el nivel de PCB, el cual debe ser menor a 1ppm o en que no contiene PCB, no deberá generar sedimentos en condiciones normales de temperatura. Para corroborar el estado del aceite, que deberá ser nuevo, sin uso, el adquirente puede solicitar al fabricante una muestra para evaluar

y si los resultados indican un nivel de PCB es mayor o igual a 2ppm se determinará que los transformadores no cumplen con los requerimientos necesarios para su puesta en funcionamiento. Por parte del fabricante es necesario indicar las especificaciones y normas bajo las cuales se ha evaluado el aceite y así el adquisidor pueda realizar las investigaciones y pruebas deseadas para comprobar el cumplimiento de estas.

5.0.5 Cambiador de derivaciones

Los cambiadores deben estar debidamente identificados para poder realizar maniobras con el equipo desenergizado. Debe tener una manija en la parte externa con la que se harán los cambios de derivaciones, los cambios de mayor a menor tensión serán girando en sentido horario. Para evitar cambios accidentales, debe ser diseñado de manera tal que se efectúen pasos previos al cambio para que este sea efectivo. Inicialmente debe estar puesto en la derivación central y sumergido en el aceite. Ya que será un componente que se someterá a esfuerzos mecánicos en los cambios de las derivaciones, debe ser diseñado y fabricado de un material que sea capaz de soportarlo sin dejar de mantener un buen contacto y soportar las temperaturas del aceite sin presentar deformaciones. Se presenta una tabla con los valores nominales de las derivaciones para los distintos niveles de tensión

DERIVACIONES DISPONIBLES EN EL PAIS	
2400/4160 GrdY V	2400, 2340, 2280, 2220, 2160
7160/13200 GrdY V	8000, 7810, 7620, 7429, 7239
14400/24940 GrdY V	14400, 13800, 13200, 12870, 12540

Tabla 5 Valores de tensión nominal en las derivaciones de transformadores en el país

5.0.7 Conectores terminales

Deben ser bimetálicos con pernos de acero inoxidable que permitan la conexión de los conductores sean de cobre o aluminio, acorde a lo indicado en la norma ANSI C57.12.20. Al ser componentes que saldrán del tanque y están en contacto con los devanados primario y secundario deben estar completamente aislados, preparados para desconexión sin soldadura y ser estañados.

5.0.8 Puesta a tierra

El transformador debe estar equipado con dos puntos de aterrizaje, uno es una placa de acero con un agujero localizado en la parte inferior del tanque, protegidos con un tapón roscado resistente a la corrosión, en este aterrizaje debe haber un conector soldado que de cabida a calibres desde AWG 8 hasta calibre #2, esto respaldado también por la norma IEEE C57.12.20. En el lado del secundario se optará por un aterrizaje externo a través de un puente.

5.0.9 Pintura

Todas las superficies, internas o externas, no galvanizadas, deben ser libradas de cualquier tipo de sedimento o cuerpo extraño antes de aplicar la pintura y debe ser una capa uniforme. Para el interior debe aplicarse una capa de pintura o barníz que soporte la temperatura y el contacto con el aceite. Todas las partes que no puedan ser pintadas deberán pasar por un proceso de galvanización de inmersión en caliente, con una capa de zinc no menor a 30 micrones. La pintura debe ser gris y no metálica, capaz de resistir la prueba de rociado de agua salada por 1000h sin presentar señales de oxidación según las normas ANSI/IEEE C57.12.00, ANSI 70 y ASTM B117-49T.

Debe evitarse este proceso en condiciones de humedad y en caso de que esto no se pueda evitar, se deberá calentar las superficies de aplicación con el fin de que no existan puntos de condensación en ella. Todas las superficies metálicas que no se deformen con el calor serán deshidratadas antes de aplicar la capa de pintura mediante un soplete.

5.0.10 Placa de especificaciones técnicas

Esta deberá ser construida con acero inoxidable, en una posición visible y sujeta de manera segura en la estructura a través de remaches o tornillos también de acero inoxidable, las inscripciones deben ser escritas en español latino mediante el uso de inscripción química u otro método aprobado. Se lista a continuación la información que debe proporcionarse en la placa de especificaciones técnicas

• Número de serie	• Impedancia (%)
• Potencia nominal (KVA)	• Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (kV)
• Número de fases	• Peso aproximado (Lb)
• Frecuencia (Hz)	• Nombre del Fabricante
• Tensiones nominales (V)	• Referencia a Documentos
• Tensiones en derivaciones (V)	• "Transformador" y "NO PCB"
• Fecha de fabricación	• Tipo de líquido aislante
• Diagrama de conexión	• Tipo de conductor de devanados
• Polaridad	

Tabla 6. Valores de tensión nominal en las derivaciones de transformadores en el país

Los transformadores de corriente con casquillos utilizados con casquillos que tienen dimensiones de acuerdo con el estándar IEEE C57.19.01 deberán tener un diámetro interior para acomodar las dimensiones máximas "d" de esos casquillos, según se muestra en las tablas aplicables.

5.1 Bushing current Transformers

Las corrientes del bushing del transformador serán de acuerdo a lo establecido por la norma **IEEE Std C57.19.01**, deben tener un diámetro interno para estar de acuerdo al máximo diámetro D para dichos bushings, como se muestra en la tabla

Bushing de Intemperie			Bushing de interiores		
Nivel de Tensión	Resistencia a 60Hz		Tolerancia a impulso de onda completa en seco (kV)	Tolerancias a 60Hz de 1 min en seco (kV)	Tolerancia a impulso de onda completa en seco (kV)
	1min en seco	10s wet			
kV	kV	kV	1.2/50 μ s	kV	1.2/50 μ s
1.2	10	6	30	-	-
2.5	15	13	45	20	45
5	21	20	60	24	60
8.7	27	24	75	30	75
15	35	30	95	50	110
18	42	36	125	-	-

25	-	-	-	60	150
34.5	-	-	-	80	200

Tabla 7. Valores de tensión nominal en las derivaciones de transformadores en el país.

5.2 Requerimientos del Tanque

Dichas pruebas para el tanque de los transformadores monofásicos sumergidos en aceite están especificadas y tomadas de la norma IEEE C57.12.90, dentro de las cuales se pueden mencionar

Para los transformadores monofásicos de tipo distribución sumergidos en aceite la presión de debe exceder las 2 atmosferas (203 kPa) de presión absoluta. Para esto se realiza una prueba de presión insertando nitrógeno dentro del tanque, esta prueba debe estar de acuerdo con la norma ASTM 1933, tipo III, el nitrógeno debe ser suministrado en cilindros de $5.66m^3$ ($200ft^3$) equipados con conexiones No 580, la presión de llenado debe ser de 15.2Mpa ($2200\text{ lbf}/in^2$) a 21.1°C (70°F).

Dichas pruebas para el tanque de los transformadores monofásicos sumergidos en aceite están especificadas y tomadas de la norma IEEE C57.12.90, dentro de las cuales se pueden mencionar:

- ✓ Prueba de aislamiento: Consiste en aplicar una tensión eléctrica mayor a la tensión nominal del transformador durante un período de tiempo determinado para verificar la resistencia del aislamiento del tanque.
- ✓ Prueba de hermeticidad: Se realiza para verificar que el tanque sea totalmente hermético y no tenga fugas.
- ✓ Prueba de resistencia a la presión: Se realiza aplicando una presión hidráulica al tanque para verificar que pueda resistir sin deformarse o presentar fugas.
- ✓ Prueba de vibración: Se realiza sometiendo el tanque a vibraciones para verificar que pueda resistir sin sufrir daños estructurales.
- ✓ Prueba de impacto: Se realiza aplicando impactos controlados al tanque para verificar que pueda resistir sin sufrir daños estructurales.

5.3 Aterrizaje

5.3.1 Aterrizaje del transformador

Según la IEEE C57.12.20 el aterrizaje del tanque debe ser a través de una placa de acero con un agujero roscado de 1/2 pulg con una profundidad de 7/16 pulgadas, es decir 11mm de profundidad, ubicado en la base del tanque

5.3.2 Aterrizaje del núcleo

El núcleo debe estar aterrizado al tanque del transformador por propósitos electrostáticos, mediante las dos placas metálicas diseñadas para este propósito. (IEEE C57.12.00)

5.4 Dimensiones del transformador.

Se presenta a continuación una tabla con las dimensiones para las diferentes capacidades y niveles de tensión a los cuales se opera en la red de El Salvador, información de las dimensiones tomada de la norma C57.12.20

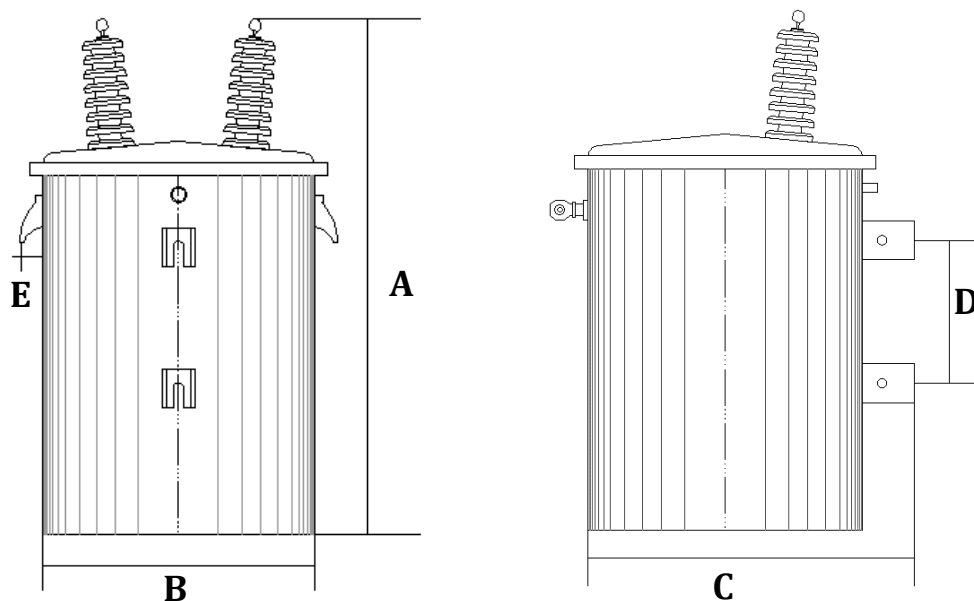


Ilustración 4. Referencia de las dimensiones del transformador

Nivel de tensión kV	Potencia KVA	[mm / pulg]				
		A	B	C	D	E
4.6 / 13.2	1	595/23.4	255/10	425/16.7		85/6.7
	5	686/27	280/11	457/18	285/11	89/7
	10	864/34	337/13	508/20	285/11	86/7
	15	914/36	337/13	508/20	285/11	86/7
	25	1040/41	388/15	559/22	285/11	86/7
	37.5	1118/44	445/18	610/24	285/11	83/6
	50	1245/49	445/18	610/24	285/11	83/6

	75	1245/49	508/20	686/27	590/23	89/7
	100	1270/50	508/20	711/28	590/23	102/8
	167	1473/58	611/24	838/33	590/23	124/9
23	1	700/27.6	255/10	425/16.8		85/6.7
	5	787/31	284/11	461/18.14	285/11	89/7
	10	965/38	337/13	508/20	285/11	86/7
	15	965/38	337/13	508/20	285/11	86/7
	25	1168/46	445/18	610/24	285/11	83/6
	37.5	1168/46	445/18	610/24	285/11	83/6
	50	1295/51	509/20	686/27	285/11	89/7
	75	1320/52	509/20	711/28	590/23	101/8
	100	1422/56	509/20	711/28	590/23	101/8
	167	1422/56	611/24	838/33	590/23	114/9

Tabla 8. dimensiones físicas del transformador

La tabla muestra los valores para el peso y el volumen de aceite para transformadores de tipo distribución con elevación a 65°C y enfriamiento del tipo ONAN

Potencia KVA	Peso [Kg / lb]		Volumen [L / Gl]	
	4.16kV / 13.2kV	23kV	4.16kV / 13.2kV	23kV
1	35/77.2	40/88.2	12/3.17	12/3.17
5	91/200	79/174	28/7.40	32/70
10	93/205	93/205	42/11	42/11
15	107/236	111/245	46/12	42/11
25	158/349	206/455	68/8	110/29
37.5	222/489	229/505	110/29	106/28
50	265/585	331/730	118/31	156/41
75	386/850	413/910	152/40	144/38
100	419/923	447/985	160/42	175/46
167	670/1475	649/1430	296/78	266/70

Tabla 9. peso del transformador y volumen de aceite

5.5 Distancia mínima entre los elementos conductores de corriente eléctrica externos de diferentes fases del mismo voltaje de transformadores

Se presenta una tabla tomada de la norma IEEE Std C57.12.00 con las distancias mínimas entre los elementos externos que llevan corriente de diferentes fases, se toma en cuenta que las terminaciones de los bushings, las terminaciones de electrodos son normalmente de forma redondeada. Se asume también que las abrazaderas para no reducir el soporte que estas brindan, y que la disposición de los conductores entrantes no reducirá las distancias establecidas para las boquillas del transformador. Dicho de

otra manera, las distancias se han establecido en base a los campos electrostáticos que generalmente no eran divergentes. En caso de ser necesario el fabricante o el usuario aplicarían distancias diferentes a las planteadas en la tabla.

Cualquier modificación en las distancias mínimas debe ser en acuerdo entre el fabricante y el adquirente, en todo caso respetando las tolerancias en la fabricación no debería presentar fallas por este motivo.

Voltaje Nominal del Sistema	Distancia mínima entre partes energizadas de diferentes fases	Distancia mínima entre cubierta superior del bushing de diferentes fases
KV	[mm / pulg]	
1.2	25/1	25/1
2.5	51/2	25/1
5	64/2.5	38/1.5
8.7	102/4	51/2
15	140/5.5	76/3
25	178/7	114/4.5
34.5	330/13	203/8
46	432/17	305/12

Tabla 10. Tabla de distancias mínimas

5.6 Sistema de aislamiento líquido

5.6.1 Líquido aislante

El aceite dieléctrico es un componente esencial en los transformadores eléctricos, utilizado principalmente para aislamiento y refrigeración. La eficacia de los transformadores depende en gran medida de la calidad y las propiedades del aceite dieléctrico empleado. El aceite dieléctrico no solo actúa como medio aislante para evitar cortocircuitos entre las partes conductoras internas, sino que también ayuda a disipar el calor generado durante el funcionamiento del transformador. Este apartado aborda en detalle los tipos de aceites dieléctricos, con un énfasis particular en el aceite mineral, sus características técnicas y las pruebas que se realizan para asegurar su rendimiento óptimo.

5.6.2 Tipos de Aceite Dieléctrico

Existen varios tipos de aceites dieléctricos utilizados en transformadores, cada uno con sus propias propiedades y aplicaciones específicas. Los principales tipos incluyen:

- ✓ **Aceite Mineral:** Es el tipo más común y ampliamente utilizado en transformadores.
- ✓ **Aceite Sintético:** Incluye fluidos como los ésteres sintéticos, que ofrecen ventajas en términos de biodegradabilidad y resistencia al fuego.
- ✓ **Aceite Natural (Ésteres Naturales):** También conocido como aceite vegetal, es biodegradable y tiene un menor impacto ambiental.
- ✓ **Aceite de Siliconas:** Utilizado en aplicaciones especiales debido a su alta estabilidad térmica y química.

5.6.3 Aceite Mineral

El aceite mineral es el tipo de aceite dieléctrico más utilizado en transformadores. Derivado del petróleo crudo, este aceite posee propiedades que lo hacen ideal para aplicaciones eléctricas.

5.6.4 Características Técnicas del Aceite Mineral

- **Viscosidad:** La viscosidad debe ser adecuada para asegurar una correcta circulación del aceite, permitiendo una eficiente transferencia de calor.
- **Punto de Inflamación:** Un alto punto de inflamación es crucial para la seguridad, reduciendo el riesgo de incendio.
- **Punto de Ecurrimiento:** Un bajo punto de escurrimiento asegura que el aceite mantenga su fluidez a bajas temperaturas.
- **Estabilidad a la Oxidación:** La resistencia a la oxidación es esencial para prolongar la vida útil del aceite y evitar la formación de productos de descomposición que puedan afectar el rendimiento del transformador.

- **Rigidez Dieléctrica:** La capacidad del aceite para soportar tensiones eléctricas sin descomponerse es fundamental para su función como aislante.
- **Pérdida Dieléctrica:** Baja pérdida dieléctrica es deseable para minimizar el calentamiento y las pérdidas de energía.
- El aceite mineral se clasifica en dos tipos principales: el aceite nafténico y el aceite parafínico. Los aceites nafténicos tienen una mejor estabilidad a bajas temperaturas y menor punto de escurrimiento, mientras que los aceites parafínicos presentan mejor estabilidad térmica y mayor punto de inflamación.
- **Propiedades Adicionales del Aceite Mineral**
- **Densidad:** La densidad del aceite debe ser lo suficientemente baja para garantizar que el calor se transfiera eficazmente del núcleo del transformador a las superficies exteriores.
- **Conductividad Térmica:** Una alta conductividad térmica mejora la capacidad del aceite para disipar el calor generado durante el funcionamiento del transformador.
- **Índice de Viscosidad:** Un alto índice de viscosidad indica que el aceite tiene menor variación de viscosidad con los cambios de temperatura, lo cual es beneficioso para el funcionamiento del transformador en diversas condiciones ambientales.
- **Contenido de Azufre:** El contenido de azufre debe ser controlado, ya que el azufre corrosivo puede dañar los componentes internos del transformador.
- **Compatibilidad Material:** El aceite debe ser compatible con los materiales de construcción del transformador, como el cobre, el aluminio y los aislamientos de papel o cartón.

6. Parámetros de certificación.

Los datos de pruebas certificadas son esenciales para garantizar que los transformadores cumplen con los estándares de diseño y rendimiento especificados. Aquí se describen los aspectos clave relacionados con los datos de pruebas certificadas.

Es propósito es que os datos de pruebas certificadas proporcionan evidencia documentada de que un transformador ha sido probado de acuerdo con los procedimientos y estándares

establecidos. Estos datos aseguran que el transformador cumple con las especificaciones técnicas y de rendimiento requeridas.

6.1 Procedimientos de Pruebas Eléctricas para Aceites Dieléctricos

El correcto desempeño de los aceites dieléctricos en transformadores y otros equipos eléctricos depende de su calidad y pureza. Para asegurar estas características, se realizan diversas pruebas eléctricas siguiendo estándares internacionales. Los métodos de prueba de la ASTM (American Society for Testing and Materials) son ampliamente reconocidos y utilizados para evaluar las propiedades del aceite dieléctrico. A continuación, se describen en detalle los procedimientos de las principales pruebas eléctricas y sus respectivos métodos según la ASTM.

6.1.1 Prueba de Rigidez Dieléctrica

La rigidez dieléctrica mide la capacidad del aceite para resistir una tensión eléctrica sin descomponerse. Es crucial para asegurar que el aceite puede actuar efectivamente como aislante.

Procedimiento

1. **Preparación de la Muestra:** El aceite debe estar libre de contaminantes y aire. La muestra se agita y se deja reposar para eliminar burbujas de aire.
2. **Equipos:** Se utiliza un vaso de prueba estándar y un transformador de alta tensión.
3. **Aplicación de Voltaje:** Se aplica un voltaje creciente entre dos electrodos sumergidos en el aceite hasta que ocurre una ruptura dieléctrica. El voltaje en el momento de la ruptura se registra.
4. **Repetición:** La prueba se repite varias veces y se calcula el promedio de los valores registrados.

Método ASTM

- **ASTM D877:** "Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes"

- **ASTM D1816-1mm y 2mm:** “Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes”

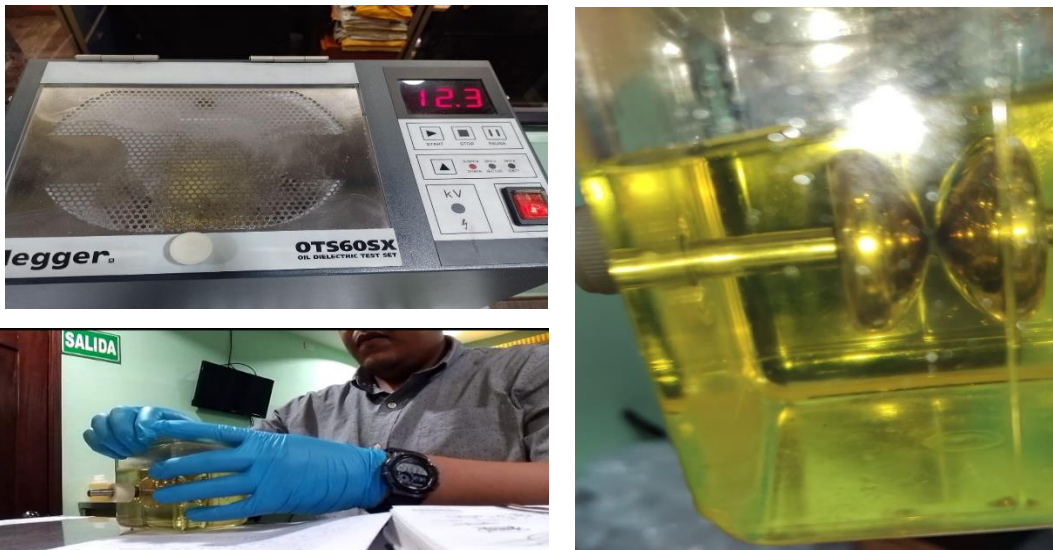


Ilustración 5. Prueba de Rigidez Dieléctrica del aceite

6.1.2 Prueba de Contenido de Agua

La presencia de agua en el aceite puede reducir su rigidez dieléctrica y promover la oxidación, por lo que es crucial medir su contenido.

Procedimiento

1. **Método Karl Fischer:** Es el método más comúnmente utilizado para determinar el contenido de agua en aceites dieléctricos.
2. **Preparación de la Muestra:** Se toma una muestra representativa del aceite.
3. **Equipos:** Un titrador Karl Fischer, que utiliza una reacción química para medir el agua presente en la muestra.
4. **Medición:** Se inyecta la muestra en el titrador y se realiza la titulación. El contenido de agua se expresa en ppm (partes por millón).

Método ASTM

- **ASTM D1533:** “Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration”



Ilustración 26. Equipo para medir la humedad relativa en el aceite.

6.1.3. Prueba de Acidez

La acidez del aceite puede indicar la presencia de productos de oxidación que podrían acelerar la degradación del aceite y del transformador.

Procedimiento

1. **Preparación de la Muestra:** Se toma una muestra representativa del aceite.
2. **Equipos:** Un titulador ácido-base.
3. **Medición:** Se titula la muestra de aceite con una solución alcalina hasta alcanzar un punto final determinado. La acidez se expresa en mg de KOH por gramo de aceite.

Método ASTM

- **ASTM D974:** "Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration"
- **ASTM D664:** "Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration"

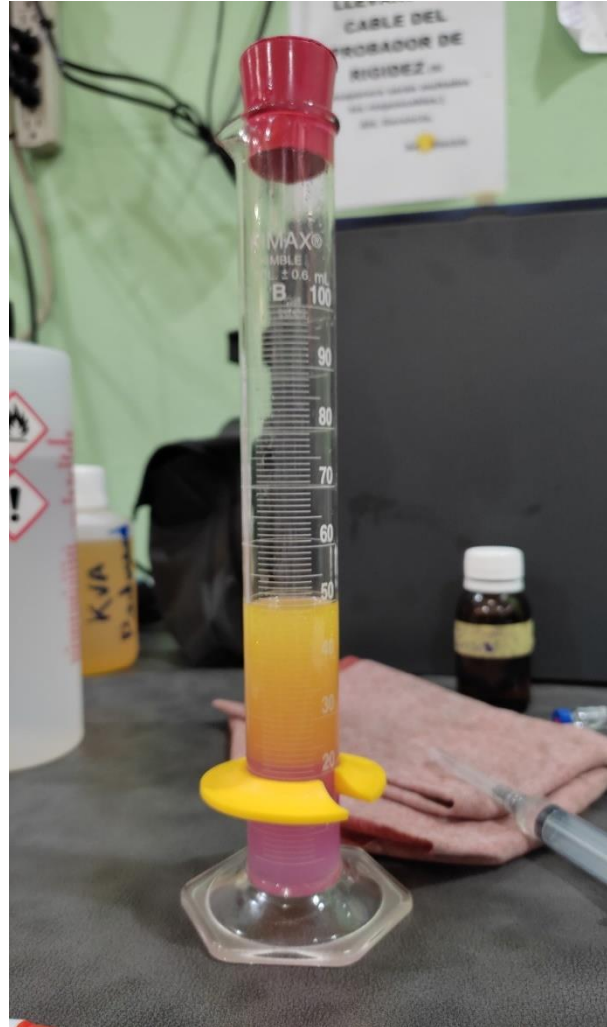


Ilustración 27. Prueba de Acidez en aceite dieléctrico

6.1.4. Prueba de Color

El color del aceite puede ser un indicador de su nivel de oxidación y contaminación.

Procedimiento

1. **Preparación de la Muestra:** Se toma una muestra representativa del aceite y se coloca en un tubo de vidrio.
2. **Equipos:** Un comparador de color o un espectrofotómetro.
3. **Medición:** Se compara el color de la muestra con estándares de color predefinidos y se asigna un valor.

Método ASTM

- **ASTM D1500:** “Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)”



Ilustración 28. Referencias para prueba de colorimetría

6.1.5. Prueba de Tensión Interfacial

La tensión interfacial mide la presencia de contaminantes polares en el aceite.

Procedimiento

1. **Preparación de la Muestra:** Se toma una muestra representativa del aceite.
2. **Equipos:** Un tensiómetro de anillo o de gota giratoria.
3. **Medición:** Se mide la tensión superficial entre el aceite y el agua, y se registra el valor en dinas por centímetro.

Método ASTM

- **ASTM D971:** “Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method”



Ilustración 29. Equipo para realizar la prueba de tensión interfacial en el aceite dielectrico.

6.1.6 Análisis de Gases Disueltos (DGA)

El análisis de gases disueltos detecta la presencia de gases generados por descomposición térmica o eléctrica del aceite, proporcionando indicaciones tempranas de fallas internas.

Procedimiento

1. **Preparación de la Muestra:** Se toma una muestra representativa del aceite.
2. **Equipos:** Un cromatógrafo de gases.
3. **Medición:** La muestra de aceite se desgasifica, y los gases disueltos se analizan mediante cromatografía de gases. Los gases típicos medidos incluyen hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno y dióxido de carbono.
4. **Interpretación:** La presencia y concentración de estos gases pueden indicar diferentes tipos de fallas internas, como sobrecalentamiento o descargas eléctricas.

Método ASTM

- **ASTM D3612:** "Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography".



Ilustración 30. Prueba de cromatografía.

6.1.7 Prueba de Bifenilos Policlorados (PCB).

La prueba de PCB en aceite de transformadores es crucial para verificar la presencia de bifenilos policlorados, sustancias altamente tóxicas y persistentes. El procedimiento comienza con la extracción del aceite utilizando solventes orgánicos como el diclorometano, seguido de la limpieza y concentración del extracto para aumentar la sensibilidad del análisis. Luego, se emplea la cromatografía de gases u otro método analítico para separar y cuantificar los PCB presentes en la muestra. La interpretación de los resultados implica comparar los picos cromatográficos con estándares conocidos y calcular la concentración de PCB detectada en el aceite, asegurando que los datos sean precisos y cumpliendo con las normativas ambientales.

Es esencial manejar los solventes y el aceite contaminado con PCB con cuidado debido a sus riesgos para la salud y el medio ambiente. Se deben seguir estrictamente las normativas de seguridad y eliminación de residuos para garantizar la protección del personal y minimizar el impacto ambiental. Además, la calibración adecuada de los equipos y la realización de controles de calidad son fundamentales para asegurar la precisión y fiabilidad de los resultados del análisis. Este proceso no solo cumple con requisitos regulatorios, sino que también proporciona información vital para la gestión adecuada de los transformadores y la protección ambiental a largo plazo.

Método ASTM

- **ASTM D4059-19:** "Standard Test Method for Analysis of Polychlorinated Biphenyls in Insulating Liquids by Gas Chromatography"



Ilustración 31. Equipo para realizar prueba de PCB en aceite dieléctrico.

6.2. Preservación de líquidos aislantes

Los transformadores deben estar equipados con un sistema de preservación del líquido aislante como lo pueden ser (algunos de estos procesos están descritos en la norma IEEE Std C57.12.80)

- a) Tanque sellado: un método de preservación del aceite donde el interior del tanque es sellado de la atmosfera para que así el volumen del gas y el volumen del aceite se mantengan constantes aún con la variación de la temperatura en el ambiente
- b) Sello gas-aceite:

c) Conservación: un sistema de preservación del aceite en la que el tanque principal de aceite es aislado de la atmosfera, sobre el rango de temperatura especificado, mediante un tanque auxiliar parcialmente lleno conectado directamente al tanque principal.

d) Conservación/diafragma

A menos que se especifique lo contrario, todas las pruebas deben realizarse de acuerdo con el IEEE Std C57.12.90. Asimismo, a menos que se indique otra cosa, las pruebas se deben realizar en la fábrica o en otras instalaciones de pruebas aprobadas.

6.3 Pruebas electricas de Rutina, de Diseño y Otras Pruebas para Transformadores

Las pruebas de rutina, de diseño y otras pruebas deben llevarse a cabo conforme a los requisitos establecidos del IEEE Std C57.12.90. El orden de las pruebas no implica la secuencia en la que estas deben realizarse. La secuencia de pruebas, cuando sea pertinente, está definida en el IEEE Std C57.12.90.

6.3.1 Pruebas de Rutina

Las pruebas de rutina se realizan en cada transformador para verificar que el producto cumple con las especificaciones de diseño. A continuación, se detallan las pruebas de rutina junto con sus métodos y normas de aceptación:

6.3.2. Prueba de Resistencia de Aislamiento

- **Método:** Se utiliza un megóhmetro para aplicar una tensión continua entre los devanados y entre los devanados y la tierra. Se mide la resistencia de aislamiento en megaohmios.

- **Normas de Aceptación:** La resistencia de aislamiento debe ser superior a un valor mínimo especificado, típicamente en el rango de megaohmios, dependiendo del tamaño y tipo del transformador. Para los detalles de este método, se puede referir a la ASTM D257 - "Standard Test Methods for DC Resistance or Conductance of Insulating Materials".



Ilustración 32. Configuración de equipo para pruebas de Aislamiento.

6.1.3 Prueba de Relación de Transformación y polaridad.

- **Método:** Se aplica una tensión alterna conocida al devanado de alta tensión y se mide la tensión resultante en el devanado de baja tensión. La relación de transformación se calcula comparando estas tensiones.
- **Normas de Aceptación:** La relación de transformación medida debe estar dentro de una tolerancia especificada con respecto a la relación de diseño, normalmente $\pm 0.5\%$. La ASTM D1169 - "Standard Test Method for Specific Resistance (Resistivity) of Electrical Insulating

Liquids" proporciona métodos para medir resistencias y relaciones en materiales eléctricos, aplicables a estos contextos.



Ilustración 33.. Configuración de equipo para pruebas de Relación de Transformación

6.1.4 Prueba de Pérdidas en Vacío y de Carga

- **Método:** Para las pérdidas en vacío, se aplica la tensión nominal al transformador sin carga y se mide la potencia consumida. Para las pérdidas de carga, se aplica una corriente nominal con los devanados conectados y se mide la potencia consumida.
- **Normas de Aceptación:** Las pérdidas en vacío y de carga deben estar dentro de los valores especificados en las hojas de datos del transformador. La ASTM D924 - "Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids" puede referirse para la medición de pérdidas dieléctricas que están relacionadas con las pérdidas en vacío.



Ilustración 34. Prueba de impedancia de cortocircuito.

6.1.5 Prueba de Resistencia de Devanados

- **Método:** Se aplica una corriente continua a los devanados y se mide la caída de tensión para calcular la resistencia.
- **Normas de Aceptación:** La resistencia medida debe coincidir con los valores calculados a partir del diseño, teniendo en cuenta las tolerancias y las temperaturas de prueba. La ASTM D1692 - "Standard Test Method for Electrical Resistance of Conductive and Antistatic Resilient Flooring" proporciona métodos para medir la resistencia eléctrica, que pueden aplicarse aquí.



Ilustración 35. Prueba de resistencia ohmica de los devanados.

6.1.7 Prueba de Índice de Polarización (PI)

- **Método:** Similar a la prueba de resistencia de aislamiento, pero se mide la relación entre la resistencia de aislamiento después de 1 minuto y después de 10 minutos de aplicación de la tensión continua.
- **Normas de Aceptación:** Un índice de polarización mayor a 1.25 es generalmente considerado aceptable para la mayoría de los transformadores.

6.1.7 Prueba de tensión inducida.

Una prueba de voltaje inducido implica aplicar un voltaje por vuelta mayor al valor nominal del transformador. Esto es crucial para asegurar que el transformador pueda manejar voltajes superiores a los esperados durante su operación normal. A continuación, se explica el procedimiento y las consideraciones técnicas para realizar esta prueba:

Aplicación del Voltaje:

- La prueba de voltaje inducido debe aplicarse durante 7200 ciclos o 60 segundos, lo que sea más corto.
- Durante la prueba de voltaje inducido, se aplica un voltaje significativamente mayor al nominal a través de las vueltas del devanado del transformador.
- Este procedimiento pone a prueba la capacidad del aislamiento y la integridad del diseño del transformador para soportar voltajes elevados sin fallos.

Frecuencia de la Tensión Impuesta:

- Para evitar que la densidad de flujo en el núcleo del transformador supere los límites permitidos, es necesario ajustar la frecuencia del voltaje impuesto.
- La densidad de flujo excesiva puede causar saturación del núcleo, lo que podría dañar el transformador o provocar resultados de prueba inexactos.

Cálculo de la Frecuencia Mínima de Prueba:

- La frecuencia mínima necesaria para mantener la densidad de flujo dentro de los límites seguros se calcula utilizando la siguiente ecuación

$$F_{min} = \frac{V_{prueba}}{V_{nominal}} \times F_{nominal}$$

Donde:

- F_{min} es la frecuencia mínima de prueba.
- V_{prueba} es el voltaje de prueba aplicado.
- $V_{nominal}$ es el voltaje nominal del transformador.
- $F_{nominal}$ es la frecuencia nominal del transformador.



Ilustración 36. Prueba de tensión inducida.

6.2.1 Prueba de Aumento de Temperatura

- **Método:** Se aplica una carga nominal al transformador y se mide el aumento de temperatura en el aceite y los devanados después de un período de tiempo especificado.

- **Normas de Aceptación:** El aumento de temperatura no debe exceder los límites especificados para el tipo de transformador y el medio de refrigeración. La ASTM D1534 - "Standard Test Method for Determination of Thermal Conductivity of Electrical Insulating Materials" proporciona una guía para medir la conductividad térmica, relevante para evaluar el aumento de temperatura.

6.2.2 Prueba de Impulso de Tensión (BIL)

- **Método:** Se aplican impulsos de alta tensión a los devanados del transformador y se mide la respuesta para asegurar que no hay fallas en el aislamiento.
- **Normas de Aceptación:** El transformador debe soportar los impulsos aplicados sin que se produzcan descargas disruptivas o fallos del aislamiento. La ASTM D3426 - "Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage and Dielectric Strength of Solid Electrical Insulating Materials at Commercial Power Frequencies" es aplicable para pruebas de impulsos de tensión.

6.2.3 Prueba de Cortocircuito---

- **Método:** Se somete el transformador a condiciones de cortocircuito controladas y se evalúa su respuesta mecánica y térmica.
- **Normas de Aceptación:** El transformador debe soportar las condiciones de cortocircuito sin daños mecánicos significativos ni degradación térmica. Para estos fines, se puede referir a la ASTM D1711 - "Standard Terminology Relating to Electrical Insulation".



Ilustración 13. Configuración para prueba de cortocircuito y resultados

6.2.4 Prueba de Frecuencia Industrial

- **Método:** Se aplica una tensión alterna de frecuencia industrial (60 Hz o 50 Hz) a los devanados del transformador y se mide la resistencia del aislamiento.

- **Normas de Aceptación:** El aislamiento debe soportar la tensión aplicada durante un tiempo especificado sin rupturas dieléctricas. La ASTM D1816 - "Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes" proporciona métodos para la prueba de frecuencia industrial.

6.2.6 Prueba de Ciclo Térmico

- **Método:** El transformador se somete a ciclos repetidos de calentamiento y enfriamiento para evaluar su resistencia a la fatiga térmica.
- **Normas de Aceptación:** No deben observarse fallos en el aislamiento ni deformaciones mecánicas significativas después de varios ciclos térmicos.

6.2.8 Prueba de Resonancia

- **Método:** Se aplican frecuencias resonantes al transformador para identificar posibles problemas estructurales o resonancias mecánicas.
- **Normas de Aceptación:** No deben detectarse resonancias que puedan causar daño estructural o interferir con el funcionamiento normal del transformador.

6.2.9 Prueba de Vibración

- **Método:** Se somete el transformador a vibraciones mecánicas para evaluar su resistencia a las vibraciones durante el transporte y la operación.
- **Normas de Aceptación:** El transformador no debe mostrar signos de daño mecánico o deterioro del rendimiento debido a las vibraciones.

6.2.10 Prueba de Nivel de Ruido

- **Método:** Se mide el nivel de ruido generado por el transformador en funcionamiento.
- **Normas de Aceptación:** El nivel de ruido debe estar dentro de los límites especificados por las normativas aplicables para minimizar la contaminación acústica.

Para realizar los cálculos en esta práctica recomendada, las características de la corriente de carga no sinusoidal deben definirse en términos de la magnitud del componente de frecuencia fundamental o la magnitud de la corriente rms total. Cada componente de frecuencia armónica también debe definirse a partir de mediciones del sistema de energía. Además, debe estar disponible la información sobre la magnitud de la densidad de pérdida por corriente de Foucault en los devanados.

CONCLUSIONES

- Falta de un estándar específico y sus consecuencias
La ausencia de un estándar de aceptación específico para transformadores monofásicos sumergidos en aceite en El Salvador ha generado un vacío normativo que afecta la seguridad, calidad y eficiencia en la operación de estos equipos en la red eléctrica nacional. Sin un marco de referencia claro, tanto los fabricantes como los usuarios pueden enfrentar inconsistencias en los niveles de calidad, lo que representa un riesgo para la seguridad eléctrica y para la estabilidad operativa del sistema de distribución en el país.
- Adopción del estándar IEEE C57.12.00 para uniformidad y calidad
La implementación del estándar IEEE C57.12.00 ofrece una base integral para asegurar que los transformadores monofásicos cumplan con los requisitos necesarios de seguridad, calidad y rendimiento. Este estándar internacional proporciona directrices específicas que incluyen procedimientos de prueba, criterios de aceptación y métodos de evaluación, asegurando así la uniformidad y la compatibilidad en la fabricación y operación de estos transformadores a nivel nacional.
- Reducción de riesgos mediante normativas de seguridad eléctrica
Establecer un estándar de aceptación claro permite reducir significativamente el riesgo de accidentes eléctricos causados por transformadores defectuosos o de baja calidad. La normativa propone criterios específicos de seguridad, como la resistencia de aislamiento y la estabilidad dieléctrica, que mitigan la probabilidad de fallas durante el funcionamiento y protegen tanto a los trabajadores como a los usuarios finales.
- Mejora en la eficiencia operativa y la vida útil del equipo
Con el cumplimiento de los requisitos de eficiencia definidos en el estándar, se espera que los transformadores alcancen niveles óptimos de rendimiento que reduzcan las pérdidas de energía durante su operación. Además, al exigir un correcto diseño de los niveles de aislamiento, métodos de enfriamiento y gestión de temperatura, se garantiza que estos equipos tengan una mayor vida útil, lo que optimiza el retorno de inversión y minimiza la necesidad de reemplazos frecuentes.
- Estabilidad y confiabilidad en la red eléctrica del país
Al definir criterios claros sobre la capacidad de carga, regulación de voltaje e impedancia

de los transformadores, el estándar busca asegurar que estos equipos contribuyan a una red eléctrica más estable y confiable en El Salvador. Esto no solo mejora la eficiencia del sistema eléctrico nacional, sino que también permite una mayor resiliencia ante variaciones en la carga y otros factores externos.

- **Implementación de pruebas de control para garantizar la calidad**
La normativa propuesta contempla la realización de pruebas de rutina y control, como la resistencia de aislamiento, la prueba de pérdida de carga y la prueba de elevación de temperatura. Estas pruebas aseguran que los transformadores cumplen con los requisitos técnicos y operativos necesarios antes de ser instalados en el sistema de distribución, garantizando un funcionamiento seguro y minimizando los riesgos de fallos.
- **Compatibilidad con condiciones climáticas y niveles de tensión locales**
El estándar propuesto toma en cuenta las condiciones climáticas y los niveles de tensión específicos de El Salvador, incluyendo factores como la temperatura de operación y la altitud. Esta adaptación local garantiza que los transformadores no solo cumplan con los requisitos técnicos, sino que también sean resistentes y adecuados para el entorno en el que operarán.
- **Alineación con estándares internacionales para interoperabilidad y comercio**
Adoptar estándares reconocidos a nivel internacional, como el IEEE y ASTM, facilita la interoperabilidad de los transformadores y el comercio entre países, ya que asegura que los equipos cumplen con especificaciones de calidad globalmente aceptadas. Esta armonización de normas también permite a los fabricantes nacionales expandir su mercado y a los consumidores acceder a equipos compatibles y de alta calidad.
- **Sostenibilidad mediante control de aceites dieléctricos y aislamiento**
El uso de aceites dieléctricos y materiales de aislamiento regulados en la normativa ayuda a minimizar el impacto ambiental de los transformadores sumergidos en aceite. Al asegurar que estos materiales cumplen con los estándares de seguridad y sostenibilidad, la normativa contribuye a prácticas más responsables y sostenibles en el sector energético.

- Beneficios para los consumidores y para la infraestructura nacional
La normativa propuesta no solo mejora la calidad y seguridad de los transformadores, sino que también ofrece beneficios directos a los consumidores y a la infraestructura eléctrica nacional. Un suministro eléctrico más seguro y eficiente representa una ventaja para los sectores doméstico, comercial e industrial, fortaleciendo la infraestructura energética y promoviendo el desarrollo sostenible en El Salvador.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ASTM International. (2018). ASTM D877/D877M-18: Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes. ASTM International.
- [2] ASTM International. (2020). ASTM D3487-16: Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus. ASTM International.
- [3] [ASTM International. (2014). ASTM D1816-12: Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes. ASTM International.
- [4] [ASTM International. (2019). ASTM D3612: Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography. ASTM International.
- [5] ASTM International. (2021). ASTM D923-15: Standard Test Method for Sampling Electrical Insulating Liquids. ASTM International.
- [6] IEEE. (2015). IEEE C57.12.00: Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [7] IEEE. (2019). IEEE C57.12.20: Standard for Overhead-Type Distribution Transformers, 500 kVA and Smaller, High-Voltage 34 500 V and Below; Low-Voltage 7970/13 800Y V and Below. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [8] IEEE. (2013). IEEE C57.91: Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. IEEE Power & Energy Society.
- [9] IEEE. (2018). IEEE C57.106: Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [10] IEEE. (2021). IEEE C57.152: Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [11] IEEE. (2017). IEEE C57.104: Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers. IEEE Power & Energy Society.
- [12] ANSI/IEEE. (2016). ANSI C84.1: American National Standard for Electric Power Systems and Equipment Voltage Ratings (60 Hertz). American National Standards Institute.
- [13] IEC. (2011). IEC 60076-2: Power Transformers - Part 2: Temperature Rise for Liquid-Immersed Transformers. International Electrotechnical Commission.
- [14] IEC. (2013). IEC 60296: Fluids for Electrotechnical Applications - Unused Mineral Insulating Oils for Transformers and Switchgear. International Electrotechnical Commission.

- [15] NEMA. (2017). NEMA TR 1: Transformers, Regulators and Reactors. National Electrical Manufacturers Association.
- [16] CAESS. (n.d.). Guías Técnicas para Transformadores de Distribución Monofásicos. Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador.
- [17] DELSUR. (n.d.). Normas Técnicas para la Instalación y Operación de Transformadores en Redes de Distribución. Distribuidora de Electricidad DELSUR.
- [18] IEEE Power and Energy Society. (2018). IEEE Std C57.12.90: Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [19] Torres, J., & Pérez, M. (2021). Eficiencia y Mantenimiento de Transformadores de Potencia. Editorial Universitaria.
- [20] ASTM International. (2020). ASTM D4059: Standard Test Method for Analysis of Polychlorinated Biphenyls (PCBs) in Insulating Liquids by Gas Chromatography. ASTM International.
- [21] IEEE. (2016). IEEE Std 62-1995: Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Part 1: Oil-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [22] IEC. (2018). IEC 60076-3: Power Transformers - Part 3: Insulation Levels, Dielectric Tests and External Clearances in Air. International Electrotechnical Commission.
- [23] ASTM International. (2015). ASTM D2440: Standard Test Method for Oxidation Stability of Mineral Insulating Oil. ASTM International.
- [24] IEEE. (2020). IEEE Std 1409: Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [25] IEC. (2017). IEC 60156: Insulating Liquids - Determination of the Breakdown Voltage at Power Frequency - Test Method. International Electrotechnical Commission.
- [26] NEMA. (2016). NEMA MG 1: Motors and Generators. National Electrical Manufacturers Association.
- [27] IEEE. (2015). IEEE Std C57.147: Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [28] IEC. (2012). IEC 60214-1: Tap-Changers - Part 1: Performance Requirements and Test Methods. International Electrotechnical Commission.
- [29] IEEE. (2021). IEEE Std C57.12.28: Standard for Pad-Mounted Equipment - Enclosure Integrity. Institute of Electrical and Electronics Engineers.

- [30] IEEE. (2018). IEEE Std C57.12.01: Standard General Requirements for Dry-Type Distribution and Power Transformers. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [31] IEC. (2013). IEC 60354: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers. International Electrotechnical Commission.
- [32] IEEE. (2019). IEEE Std C57.130: Guide for the Use of Dissolved Gas Analysis in Transformer Diagnostics. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [33] ASTM International. (2021). ASTM D971: Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method. ASTM International.
- [34] IEEE. (2020). IEEE Std C57.113: Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [35] IEC. (2018). IEC 60815-1: Selection and Dimensioning of High-Voltage Insulators for Polluted Conditions - Part 1: Definitions, Information, and General Principles. International Electrotechnical Commission.
- [36] IEEE. (2019). IEEE Std C57.12.90: Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers and Guide for Short-Circuit Testing of Distribution and Power Transformers. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [37] ASTM International. (2020). ASTM D1533: Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration. ASTM International.
- [38] IEEE. (2020). IEEE Std C57.19.00: General Requirements and Test Procedures for Outdoor Power Apparatus Bushings. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [39] IEC. (2015). IEC 60076-10: Power Transformers - Part 10: Determination of Sound Levels. International Electrotechnical Commission.
- [40] IEEE. (2021). IEEE Std C57.12.29: Standard for Pad-Mounted Equipment - Enclosure Integrity for Coastal Environments. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [41] IEC. (2019). IEC 60076-7: Power Transformers - Part 7: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers. International Electrotechnical Commission.
- [42] ASTM International. (2017). ASTM D3300: Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using Semi-Proof Vessels. ASTM International.
- [43] IEEE. (2018). IEEE Std C57.148: Guide for Control and Measurement of Gassing of Insulating Liquids Under Electrical and Thermal Stress. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [44] IEC. (2014). IEC 60137: Insulated Bushings for Alternating Voltages Above 1000 V. International Electrotechnical Commission.

- [45] IEEE. (2020). IEEE Std C57.93: Guide for Installation and Maintenance of Liquid-Immersed Power Transformers. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [46] ASTM International. (2016). ASTM D4052: Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Liquids by Digital Density Meter. ASTM International.
- [47] IEEE. (2019). IEEE Std 62-2019: Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus - Part 1: Oil-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [48] IEC. (2017). IEC 60567: Oil-Filled Electrical Equipment - Sampling of Gases and Analysis of Free and Dissolved Gases - Guidance. International Electrotechnical Commission.
- [49] ASTM International. (2018). ASTM D923: Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids. ASTM International.