

UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**“IMPLEMENTACIÓN DE MANUAL DE MEDICIÓN Y ANÁLISIS PARA
TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA, UTILIZANDO
MALETA DE PRUEBA MULTIFUNCIÓN Y DESARROLLANDO
APLICATIVO MÓVIL”**

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el Título Profesional de
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR EL BACHILLER

ASTOCONDOR RABANAL, EDWIN RICARDO

**Villa El Salvador
2018**

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de grado a Dios, a mis padres, hermanos, docentes y amigos que me apoyaron en el desarrollo de este proyecto de principio a fin.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por otorgarme las ganas de investigar y la posibilidad de tener unos padres y hermanos que me guiaron en mi vida profesional.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA	2
1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.3 DELIMITACIÓN DEL PROYECTO.....	3
1.3.1 TEÓRICA	3
1.3.2 TEMPORAL	4
1.3.1 ESPACIAL	4
1.4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	4
1.4.1 PROBLEMA GENERAL	4
1.4.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS.....	4
1.5 OBJETIVOS.....	4
1.5.1 OBJETIVO GENERAL	4
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
CAPÍTULO II: MARCO TEORICO	6
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
2.2 BASES TEÓRICAS	7
2.2.1. LOS ORÍGENES DE LOS MANTENIMIENTOS	7
2.2.2. TIPOS DE MANTENIMIENTO.....	8
2.2.2.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO	8
2.2.2.2. MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	9
2.2.2.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	9
2.2.3. TRANSFORMADOR ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	10
2.2.4. PARTES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	11
2.2.4.1. TANQUE DE EXPANSIÓN	11
2.2.4.2. NÚCLEO Y DEVANADOS	14
2.2.4.3. SISTEMA DE AISLAMIENTO	22
2.2.4.3.1. ACEITE AISLANTE	22
2.2.4.3.2. EL AISLAMIENTO SÓLIDO.....	26
2.2.4.4. EQUIPO CAMBIADOR DE TOMAS.....	28
2.2.4.5. EQUIPOS AUXILIARES.....	29
2.2.4.5.1. DESECADOR DE AIRE	29
2.2.4.5.2. RELÉ BUCHHOLZ.....	31
2.2.4.5.3. MEDIDORES DE TEMPERATURA.....	33
2.2.4.5.4. RADIADORES, VENTILADORES Y BOMBAS DE CIRCULACIÓN	33
2.2.5. PRUEBAS ELÉCTRICAS EN CAMPO	34

2.2.5.1. PRUEBAS A TRANSFORMADOR	36
2.2.5.1.1. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	36
2.2.5.1.2. RESISTENCIA DE DEVANADOS	37
2.2.5.1.3. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	37
2.2.5.1.4. TANGENTE DELTA	39
2.2.6. APLICACIONES MÓVILES	42
2.3 MARCO CONCEPTUAL	45
CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL OBJETIVO DEL TRABAJO	47
3.1 MANUAL DE ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE PRUEBAS ELÉCTRICAS PRIMARIAS A TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	47
3.1.1. ASPECTOS GENERALES.....	47
3.1.2. UNIDAD DE PRUEBAS CPC-100 OMICRON.....	48
3.1.3. ACCESORIO DE PRUEBAS CP-TD1 OMICRON	49
3.1.4. MEGOHMETRO METREL MI-3201	50
3.1.5. PRUEBAS ELÉCTRICAS	51
3.1.5.1. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.....	51
3.1.5.2. RESISTENCIA DE DEVANADOS	65
3.1.5.3. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	67
3.1.5.4. TANGENTE DELTA.....	69
3.2 DESARROLLO DE APLICATIVO MÓVIL.....	74
3.2.1 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	74
3.2.2 RESISTENCIA DE DEVANADOS.....	76
3.2.3 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	76
3.2.4 TANGENTE DELTA	78
VII CONCLUSIONES	80
VIII RECOMENDACIONES	82
IX REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	84
X. ANEXO A.....	85
A.1. INTRODUCCIÓN	85
A.2. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO	85
A.3. REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS	85
A.3.1. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	85
A.3.2. RESISTENCIA DE DEVANADOS.....	87
A.3.3. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	89
A.3.4. TANGENTE DELTA.	89
A.4. CONCLUSIONES DE LAS PRUEBAS	90
XI. ANEXO B.....	92

XII. ANEXO C	95
XIII. ANEXO D	98
XIV. ANEXO E	100
XV. ANEXO F	102
XV. ANEXO G	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva de vida útil de los equipos.	9
Figura 2 - Partes del tanque de expansión.....	13
Figura 3 - Transformador tipo núcleo	14
Figura 4 - Transformador de tipo acorazado.	14
Figura 5 - Unión de chapas por pernos.	15
Figura 6 - Unión de conjunto de chapas mediante cinta de algodón.	15
Figura 7 - Armado de núcleo con entrehierros planos y dientes de sierra.	16
Figura 8 - Núcleo con chapas alternadas.	17
Figura 9 - Núcleo con entrehierros oblicos.	17
Figura 10 - Diferentes formas de columnas de núcleos.	18
Figura 11 - Armado simple de yugos y columnas.....	18
Figura 12 - Armado de yugos y columnas con perfiles soldados.	19
Figura 13 - Diferentes formas de aislar conductores.....	20
Figura 14 - Formas constitutivas de bobinas.....	20
Figura 15 - Disposición de bobinas en el núcleo.	21
Figura 16 - Fijación de bobinas al núcleo.....	21
Figura 17 - Estructura de un hidrocarburo parafínico.	23
Figura 18 - Hidrocarburo nafténico monocíclico.	23
Figura 19 - Hidrocarburo nafténico bicíclico.	24
Figura 20 - Hidrocarburos aromáticos.	24
Figura 21 - Estructura de la celulosa.....	27
Figura 22 - Unidad de glucosa.	28
Figura 23 - Devanados envueltos con papel Kraft.....	28
Figura 24 - Cambiador de taps para operar sin carga.....	29
Figura 25 - Funcionamiento del desecador de aire.	30
Figura 26 - Medidores de temperatura de marca TRASY2.	33
Figura 27 - Transformador de 20MVA con radiadores y ventiladores.	34
Figura 28 - Circuito equivalente de un aislamiento en DC.	38
Figura 29 - Unidad de pruebas CPC-100 OMICRON.....	49
Figura 30 - Accesorio de pruebas CP-TD1 OMICRON.	50
Figura 31 - Megohmetro Metrel MI-3201.....	51
Figura 32 - Plantilla para la prueba de relación de transformación para transformadores de potencia.....	51
Figura 33 - Salidas de Tensión para prueba hasta 2KV AC.....	52

Figura 34 - Entrada de Medición de Tensión hasta 300V AC.....	52
Figura 35 - Pantalla principal de Unidad de pruebas CPC-100 OMICRON.....	53
Figura 36 - Pantalla de selección de pruebas en la CPC-100 OMICRON.....	53
Figura 37 - Selección de tarjeta de pruebas de relación de transformación en la CPC-100 OMICRON.	54
Figura 38 - Selección de grupo de conexión del transformador en la CPC-100 OMICRON.	54
Figura 39 - Pantalla principal de la prueba de relación de transformación en la CPC-100 OMICRON.	55
Figura 40 - Visualización del tipo de conexión de los cables al equipo a pobrar en la CPC-100 OMICRON.....	55
Figura 41 - Plantilla para pruebas de transformadores de potencia con cambiador de tomas.	66
Figura 42 - Conexión de la CPC 100 a cada bobina del transformador de potencia.....	66
Figura 43 - Conexión de Megohmetro a transformador de potencia para medir la resistencia de aislamiento de alta a baja.	67
Figura 44 - Conexión de Megohmetro a transformador de potencia para medir la resistencia de aislamiento de alta a tierra.....	68
Figura 45 - Conexión de Megohmetro a transformador de potencia para medir la resistencia de aislamiento de baja a tierra.....	68
Figura 46 - Conexión al transformador desde la CP-TD1.	70
Figura 47 - Plantilla para pruebas de transformadores TanDelta.	71
Figura 48 - Capacitancia en transformador de 2 devanados.....	72
Figura 49 - Capacitancia en transformador de 3 devanados.....	72
Figura 50 - Capacitancia en autotransformador.	72
Figura 51 – Pantalla principal del aplicativo.	74
Figura 52 – Ingreso de datos de relación de transformación.....	75
Figura 53 – Ingreso de resultados de relación de transformación.....	76
Figura 54 – Pantalla principal de ingreso de datos de resistencia de devanados.	76
Figura 55 – Ingreso de datos de prueba de resistencia de aislamiento.	77
Figura 56 – Pantalla de ingreso de resultados de resistencia de aislamiento. .	77
Figura 57 – Ingreso de datos de prueba de tangente delta.	78
Figura 58 – Pantalla de ingreso de resultados de tangente delta.....	78
Figura 59 - Autotransformador 100MVA ISA – Transmantaro.....	92
Figura 60 - Placa de Autotransformador 100MVA ISA – Transmantaro.....	92
Figura 61 - CPC 100 realizando pruebas al Autotransformador 100MVA ISA – Transmantaro.....	93
Figura 62 - Resultado de Resistencia de aislamiento de Alta a Baja	93
Figura 63 - Resultado de Resistencia de aislamiento de Alta a Tierra	94
Figura 64 - Resultado de Resistencia de aislamiento de Baja a Tierra	94
Figura 65 - Certificado de calibración CPC-100, página 1	95
Figura 66 - Certificado de calibración CPC-100, página 2	96

Figura 67 - Certificado de calibración CPC-100, página 3	97
Figura 68 - Certificado de calibración CP TD-1, página 1	98
Figura 69 - Certificado de calibración CP TD-1, página 2	99
Figura 70 - Certificado de calibración Metrel MI-3201, página 1	100
Figura 71 - Certificado de calibración Metrel MI-3201, página 2	101

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 - Voltajes de pruebas para la resistencia de aislamiento.....	39
Tabla 2 - Grupos de conexión de transformadores eléctricos de potencia.	56
Tabla 3 - Resistencia mínima recomendada en pruebas según la normativa ANSI/NETA ATS-2009.....	69
Tabla 4 - Resultados máximos esperados en factor de disipación según ANSI/NETA ATS-2009.	73
Tabla 5 - Resultados de Relación de Transformación en la fase U.....	86
Tabla 6 - Resultados de Relación de Transformación en la fase V	86
Tabla 7 - Resultados de Relación de Transformación en la fase W	87
Tabla 8 - Resultados de Resistencia de devanados en la fase U.....	87
Tabla 9 - Resultados de Resistencia de devanados en la fase V.....	88
Tabla 10 - Resultados de Resistencia de devanados en la fase W.....	88
Tabla 11 - Resultados de Resistencia de devanados en la fase u, v, w. Lado de 138KV	88
Tabla 12 - Resultados de Resistencia de aislamiento del transformador	89
Tabla 13 - Resultados de Tangente delta de Alta a Baja (CHL)	89
Tabla 14 - Resultados de Tangente delta de Alta a Tierra (CH).....	90
Tabla 15 - Resultados de Tangente delta de Baja a Tierra (CL)	90

INTRODUCCIÓN

En Perú los temas relacionados con la evolución y el comportamiento de los sistemas eléctricos siempre serán debatidos y llegar a un acuerdo será un proceso largo y complejo, debido a que se debe tener en cuenta que el mantenimiento a los equipos de las subestaciones eléctricas son de suma importancia.

Los transformadores de potencia son elementos esenciales en la transmisión de energía eléctrica, son aparatos estáticos con dos o más devanados, los cuales a través de inducción electromagnética, transforman la tensión sin variar la frecuencia del sistema con el propósito de transmitir energía eléctrica. También, debemos ser conscientes de que la vida de un transformador depende en gran medida del mantenimiento que se les realiza ya que toda instalación eléctrica sufre deterioro por su uso normal, operación inadecuada, defectos en su montaje, especificaciones técnicas mal concebidas y su no utilización.

Un transformador con el sistema de aislamiento adecuadamente mantenido, será capaz de soportar de una mejor manera problemas como: sobre voltajes debido a maniobras o descargas atmosféricas, cortocircuitos internos, entre otros.

Por tal motivo, este documento pretende desarrollar un manual que contenga las guías con los protocolos necesarios para la correcta ejecución de pruebas en transformadores, para posteriormente proceder con la elaboración de los informes correspondientes basados en los resultados obtenidos y contrastados con la normatividad internacional de las mismas.

La estructura que hemos seguido en este proyecto se compone de 3 capítulos. El primer capítulo comprende el planteamiento del problema, el segundo capítulo el desarrollo del marco teórico y el tercer capítulo corresponde al desarrollo del proyecto.

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

Desde el descubrimiento de la electricidad a mediados del siglo XVIII, el ser humano ha buscado utilizar al máximo esta energía y se valió de la naturaleza para transformar, por ejemplo, la energía hidráulica en energía eléctrica; esta transformación ha servido por lo largo de los años para que el ser humano pueda observar que la base de la transmisión de la energía eléctrica se basa en transportar esta energía por largas distancia y para esto son necesarios que los equipos empleados para este fin resulten ser confiables.

A lo largo de nuestro territorio peruano, encontramos muchas centrales de generación eléctrica, cada una de ellas emplean transformadores eléctricos de potencia que les permite transformar el voltaje para la transmisión de la energía eléctrica, por tanto es mandatorio que estos equipos funcionen en óptimas condiciones.

Sin embargo, en la actualidad no encontramos manuales que nos permitan realizar pruebas a los transformados ni tampoco podemos encontrar un software

que nos ayude con la contrastación de los resultados basados en la normativa internacional. Por lo tanto, nos vemos en la obligación de diseñar un manual de pruebas eléctricas a transformadores eléctricos de potencia y de interpretación de los resultados obtenidos en dichas pruebas.

1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Este trabajo de investigación se justifica en los siguientes ámbitos:

Tecnología.- Actualmente la tecnología ha permitido que el ser humano pueda realizar distintos tipos de pruebas a los transformadores eléctricos en el mundo, pero no se han generado manuales de interpretación que contrasten los resultados basados en las distintas normatividades internacionales para las pruebas, esto hace que el proyecto tenga un fin tecnológico porque se podrá diseñar un software que ayude en la contrastación de los resultados in situ.

Educativa.- La educación en el Perú presenta ciertas deficiencias en cuanto al uso de normatividad internacional, y lo que se busca en este trabajo de investigación es que desde la etapa de pre-grado se incentive a que el alumnado conozca y domine las normas empleadas en la realidad.

1.3 DELIMITACIÓN DEL PROYECTO

1.3.1 TEÓRICA

Está determinada por la existencia de investigaciones afines a la que queremos ejecutar. Está limitada a las teorías relacionadas al tema de investigación planteado.

1.3.2 TEMPORAL

La presente investigación se llevó en un periodo que comprende desde agosto de 2017 hasta febrero de 2018.

1.3.1 ESPACIAL

La presente investigación se realizará en la Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur (UNTELS).

1.4 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.4.1 PROBLEMA GENERAL

¿La implementación de un manual de medición y análisis para transformadores eléctricos de potencia, utilizando maleta de prueba multifunción y desarrollando aplicativo móvil permitirá reducir los tiempos tomados en las mediciones y elaboración de informes?

1.4.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- ¿Es posible que un ingeniero pueda dar una evaluación rápida en sitio mientras realiza las pruebas?
- ¿Es posible prevenir pérdidas económicas muy altas realizando las pruebas eléctricas primarias a un transformador eléctrico de potencia?
- ¿Es posible diseñar un aplicativo móvil que ayude con el diagnóstico en sitio del transformador que se está probando?

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar un manual de medición y análisis para transformadores eléctricos de potencia, utilizando maleta de prueba multifunción y desarrollando aplicativo

móvil que permita reducir los tiempos tomados en mediciones y elaboración de informes.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desarrollar la capacidad de análisis de los ingenieros de pruebas a fin de brindar detalles en sitio sobre el estado actual del transformador.
- Colaborar con las empresas en el cuidado de sus activos a fin de evitar situaciones peligrosas por la falta de mantenimiento de los dispositivos eléctricos de potencia.
- Desarrollar un aplicativo móvil con el fin de que el ingeniero de pruebas pueda contar con una herramienta que lo ayude dando un diagnóstico rápido del transformador en prueba.

CAPÍTULO II: MARCO TEORICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Forestieri, J. (2004) **Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia.** Tesis de Grado. Ecuador. Escuela Superior Politécnica Superior del Litoral. En sus conclusiones manifiesta: De acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de diagnóstico realizadas a los transformadores en aceite, la mayoría de las fallas producidas en estos equipos pueden ser atribuidas al deterioro de su sistema de aislamiento. Sin embargo, este “talón de Aquiles” puede ser fortalecido si se mantiene un programa completo de mantenimiento preventivo periódico orientado a combatir a los factores (humedad, oxígeno, calor y contaminación) que inciden en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.

Arthur José Lon NG, (2012) **Pruebas de diagnóstico a los transformadores de potencia.** Tesis de Grado. Venezuela. Universidad Simón Bolívar. En sus conclusiones manifiesta: Las pruebas eléctricas de diagnóstico a los transformadores de potencia son muy importantes debido a que ofrecen una serie de indicadores acerca de las condiciones internas en que se encuentra el transformador de potencia, desde el sistema de aislamiento, las condiciones de

los arrollados, del núcleo, cambiadores de tomas, etc. Dependiendo del tipo de prueba realizada se diagnostica la situación o tendencia de la parte interna a estudiar y permite al personal técnico tomar acciones a futuro para la reparación, evaluación de una falla y mantenimiento del equipo.

Castiblanco, J. y Benavides A. (2006). **Guía general y recomendaciones para pruebas de diagnóstico de falla de equipos de alta tensión en subestaciones de energía eléctrica.** Tesis de Grado. Universidad La Salle. En sus conclusiones manifiesta: El análisis de fallas es el principal respaldo del mejoramiento continuo con la identificación de componentes de repetitivas fallas. Las pruebas de diagnóstico de falla es en esencia someter los equipos a determinados ensayos y demostrar si ellos son aptos para soportar los requisitos especificados.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1. LOS ORÍGENES DE LOS MANTENIMIENTOS

La historia del mantenimiento se dio de la mano con el desarrollo técnico-industrial de la humanidad. Al fin del siglo XIX, surgió la necesidad de las primeras reparaciones debido a la mecanización de las industrias. Hasta 1914, el mantenimiento no tenía una verdadera importancia y era ejecutado por el mismo efectivo de operación. Con lo ocurrido en la primera Guerra Mundial y la implantación de la producción en serie, las fábricas ejecutaron programas de producción y, por ello, sintieron la necesidad de crear equipos que pudiesen efectuar reparaciones en las máquinas en el menor tiempo posible, cuyo objetivo básico era de ejecución del mantenimiento, hoy conocida como **Correctivo**.

Esa situación se mantuvo hasta la década de los 30, cuando, en función de la segunda Guerra Mundial y de la necesidad de aumentar la rapidez de

producción, la administración industrial pasó a preocuparse, no solo en corregir fallas, sino evitar que ellas ocurriesen, y el personal técnico de mantenimiento pasó a practicar el proceso de **PREVENCIÓN** de averías que, juntamente con la corrección, completaban el cuadro de mantenimiento.

Debido a la mala calidad del trabajo, falta de equipos, costo por emergencias, costos extras para reorganizar la producción, costo por repuestos de emergencia, penalidades comerciales y la imagen de la empresa.

A partir de 1966, con la difusión de las computadoras, el fortalecimiento de las Asociaciones Nacionales de Mantenimiento, formados al fin del período anterior, y la sofisticación de los instrumentos de protección y medición, la Ingeniería de Mantenimiento pasó a desarrollar criterios de predicción o previsión de fallas, buscando la optimización de la actuación de los equipos de ejecución de mantenimiento. Estos criterios, conocidos como **Mantenimiento Predictivo** o **Previsivo**, fueron asociados a métodos de planeamiento y control de mantenimiento automatizados, reduciendo los cargos burocráticos de los ejecutantes de mantenimiento. En algunas empresas, los especialistas de esa área, pasaron a componer un órgano de asesoramiento de alto nivel a la supervisión de rango superior, de producción.

2.2.2. TIPOS DE MANTENIMIENTO

2.2.2.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Este tipo de mantenimiento debe ser realizado periódicamente a los equipos con el fin de reducir los daños prematuros que podrían sufrir.

Las actividades de mantenimiento preventivo tienen la finalidad de impedir o evitar que el equipo falle durante el período de vida útil (**Ver figura**

1) y la técnica de su aplicación, se apoya en experiencias de operación que determinan que el equipo después de pasar el periodo de puesta en servicio reduce sus posibilidades de falla.

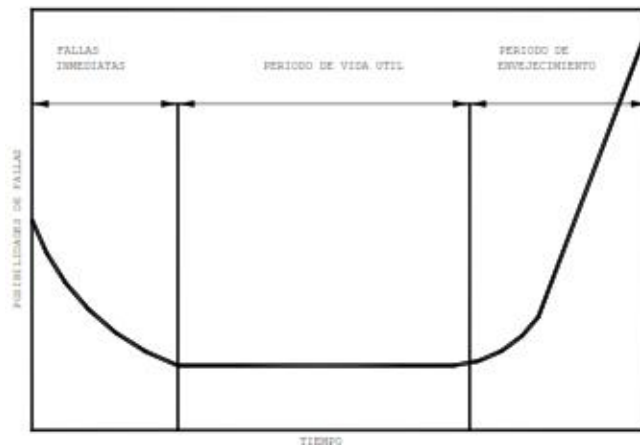


Figura 1 - Curva de vida útil de los equipos.

Fuente: INSEÑOR – INGENIERIA Y SERVICIOS DEL NOROESTE

2.2.2.2. MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Este mantenimiento tiene la finalidad de realizar inspecciones periódicas de los equipos y conocer el tiempo de vida de los equipos antes de que se presente una falla. Este mantenimiento no implica la intervención en los equipos sino unas pruebas de diagnóstico.

2.2.2.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Este mantenimiento se encarga de arreglar lo que ya se dañó, es decir, este mantenimiento termina con la reposición total de los equipos y representa costos elevados para una empresa.

2.2.3. TRANSFORMADOR ELÉCTRICO DE POTENCIA

El transformador de potencia es uno de los dispositivos llamados convertidores ya que aseguran las diversas transformaciones posibles de las características de la energía eléctrica.

Los transformadores son elementos utilizados para convertir una corriente alterna en otra corriente de alterna de distinta tensión; característica importante que hace que estos dispositivos sean indispensables en las distintas aplicaciones industriales.

Normalmente los valores de tensión primaria y secundaria son distintos y esto conlleva a que los devanados se designen comúnmente como **devanado de alta tensión** y **devanado de baja tensión**, respectivamente.

Los transformadores pueden ser reductores o elevadores. Son reductores cuando el devanado primario es también el devanado de alta tensión, por otro lado, son elevadores cuando el devanado primario es también el devanado de baja tensión.

Con lo mencionado anteriormente, se pueden obtener grandes ventajas, como lo es el transporte de la energía eléctrica; esto porque mientras mayor sea la tensión de transporte más económico resultará transportar la energía. También, es más fácil producir energía eléctrica y menos peligrosa a baja tensión, así como también es más fácil de usar. De aquí, se resumen las dos grandes ventajas que presenta un transformador:

1. Transformar la energía eléctrica de baja tensión con una gran intensidad de corriente de una central generadora en energía eléctrica de alta tensión

y pequeña intensidad de corriente con el objeto de transportar la energía eléctrica minimizando las pérdidas y los costos.

2. Transformar nuevamente esta energía eléctrica de alta tensión y pequeña intensidad de corriente en energía de baja tensión y gran intensidad de corriente para poder ser distribuida y utilizada.

El nombre de **TRANSFORMADOR DE POTENCIA** lo recibe porque este es el dispositivo que cumple con las funciones más importantes de un sistema eléctrico, las cuales son el transporte y la distribución.

2.2.4. PARTES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

2.2.4.1. TANQUE DE EXPANSIÓN

Este tanque está destinado a transformadores con regulación bajo carga, es un recipiente horizontal; montado sobre el tanque o cuba del transformador y unido a este por una tubería en la cual se coloca el relé Buchholz con dos contactos y con válvulas de aislamiento.

El tanque de expansión está provisto de dos compartimentos; uno de los cuales alimenta a la cuba del transformador y el otro contiene el aceite de reserva para la cámara de ruptura del conmutador de tomas. Ambos compartimentos están separados por un tabique y comunican entre sí por una abertura cerrada con un disco de material filtrante ya que el aceite de la cámara de ruptura es menos puro debido a la oxidación y a las chispas provocadas en cada cambio del conmutador de tomas.

El tanque de expansión está provisto de un orificio de llenado, dos válvulas de vaciado y filtración en su parte inferior y en la parte posterior se encuentra un indicador de nivel.

FUNCIONES DEL TANQUE DE EXPANSIÓN DE ACEITE

Tiene fundamentalmente tres funciones:

) Es el encargado de mantener constante el nivel de aceite en la cuba del transformador. El aislamiento interno del transformador está ligado fundamentalmente a la presencia del aceite aislante. Por eso, es muy importante que el transformador se encuentre lleno de aceite a pesar de la dilatación o contracción del volumen de aceite en función de la variación de la temperatura.

) Impide el envejecimiento del aceite: bajo acción del oxígeno y de las sales minerales que actúan como catalizador, se produce en el aceite de los transformadores, una reacción de envejecimiento, cuya velocidad está favorecida por la temperatura.

Este envejecimiento no es más que el aumento de la acidez y la formación de compuestos que atacan la celulosa, provocando la degradación de las características dieléctricas de los aislantes.

) Impide la absorción de humedad. Uno de los principales problemas que afectan la rigidez dieléctrica de los aceites utilizados en transformadores es el contenido de agua.

Además la absorción de agua por el aceite no solo compromete al aceite, si no que existe el riesgo de que exista una concentración de humedad en los arrollamientos y cables de alimentación, haciendo que estos reduzcan sus propiedades aislantes.

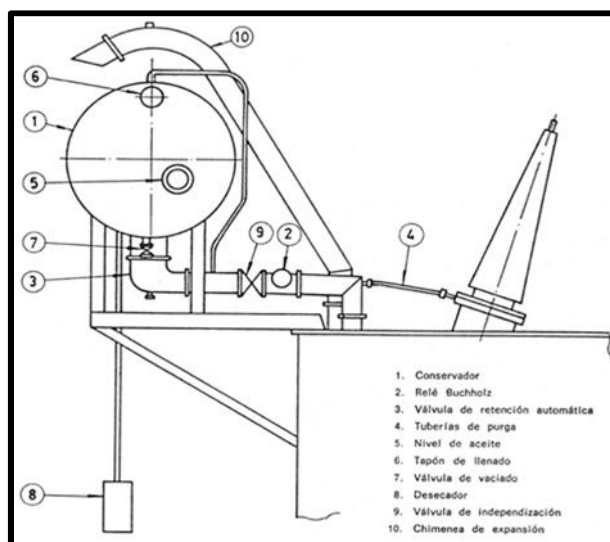


Figura 2 - Partes del tanque de expansión

Fuente: Blog de Ingeniería de Máquinas y Sistemas Eléctricos

CARACTERÍSTICAS DEL TANQUE DE EXPANSIÓN

Posee tres principales características:

-) El tanque de expansión está dimensionado para que pueda contener el 10% del volumen total del aceite y así mantener constante el nivel de aceite dentro del transformador.
-) La temperatura del aceite que se encuentra en el tanque de expansión es menor que el de la cuba, al mismo tiempo la superficie de aceite en contacto con el aire es menor lo que hace que se reduzca la oxidación y también el envejecimiento del aceite.
-) La condensación eventual de agua solo se da en el tanque de expansión, esto con el fin de impedir que el agua fluya hacia la cuba del transformador, la tubería de enlace reboza ligeramente en el interior del tanque de expansión. Para evitar la formación de agua de condensación, la tubería de aire de este, esta provista de un desecador de aire.

2.2.4.2. NÚCLEO Y DEVANADOS

Los dos tipos fundamentales de diseño de la parte activa de un transformador son el tipo núcleo, en el cual dos grupos de devanados abrazan a un núcleo único y el tipo acorazado, en el cual el flujo que atraviesa a un único grupo de devanados está formado, al menos, por dos componentes existentes en circuitos magnéticos en paralelo, Ambos tipos de estructuras pueden verse en las **figuras 3 y 4**.

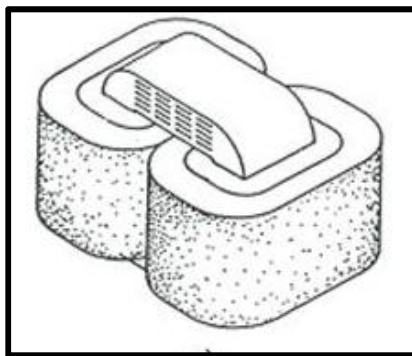


Figura 3 - Transformador tipo núcleo
Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

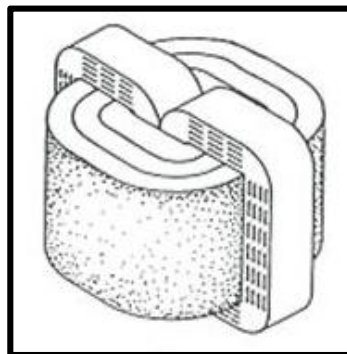


Figura 4 - Transformador de tipo acorazado.
Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

El diseño tipo núcleo es usado en transformadores de potencia con valores de corriente y potencia aparente bajos, mientras que el tipo acorazado es usado en transformadores con potencias iguales o mayores a 50MVA.

El núcleo de un transformador está formado por chapas, las cuales están hechas con una aleación de hierro de grano orientado y silicio (con esta aleación se reducen las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas). Las chapas que forman el núcleo están aisladas eléctricamente unas de otras con un revestimiento a prueba de aceite (tradicionalmente barniz) para reducir las pérdidas por corrientes parásitas. La **figura 5** nos muestra la forma de realizar la unión del conjunto de chapas. En la misma **figura 5** puede verse que el perno que sujeta las chapas está aislado de las mismas por medio de un buje.

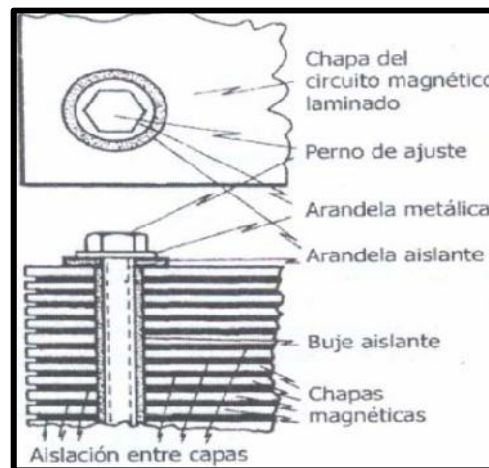


Figura 5 - Unión de chapas por pernos.
Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

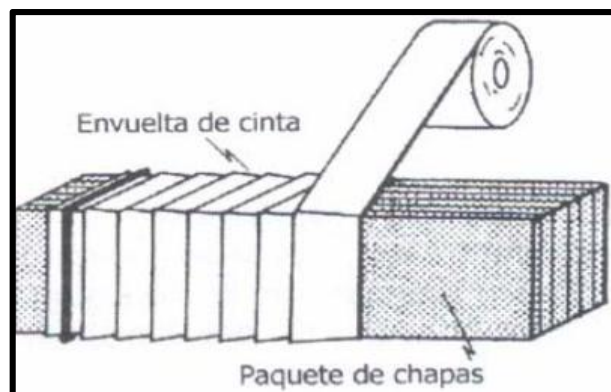


Figura 6 - Unión de conjunto de chapas mediante cinta de algodón.
Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

En la **figura 6** se puede apreciar otra forma de armar el conjunto de chapas por medio de una cinta de algodón, nominado comúnmente “paquete”.

La **figura 7** muestra las diferentes formas de armar las partes componentes del núcleo de un transformador. El núcleo con sucesivas chapas alternadas se usa en transformadores de poca potencia, mientras que el núcleo con entrehierros oblicuos se usa en transformadores de gran potencia. En los entrehierros se suele colocar hojas de cartón especial para disminuir el ruido que es originado por efectos de la fuerza cortante de valor variable que se produce entre ambas caras de una y otra parte. En las **figuras 7, 8 y 9** pueden apreciarse tres diferentes formas de columnas del núcleo.

A medida que aumenta la importancia de la máquina es conveniente que las columnas del núcleo dejen de tener sección cuadrada, para adoptar una sección circular.

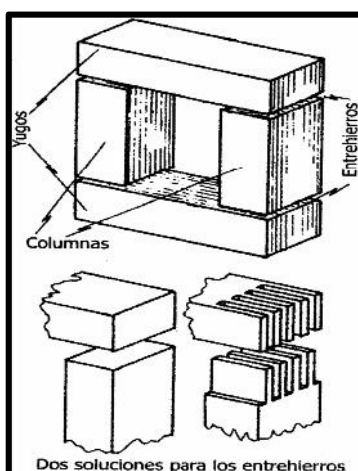


Figura 7 - Armado de núcleo con entrehierros planos y dientes de sierra.

Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

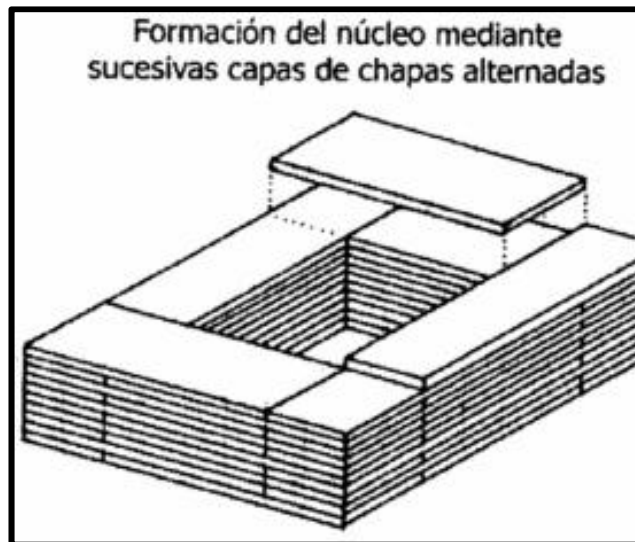


Figura 8 - Núcleo con chapas alternadas.
Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

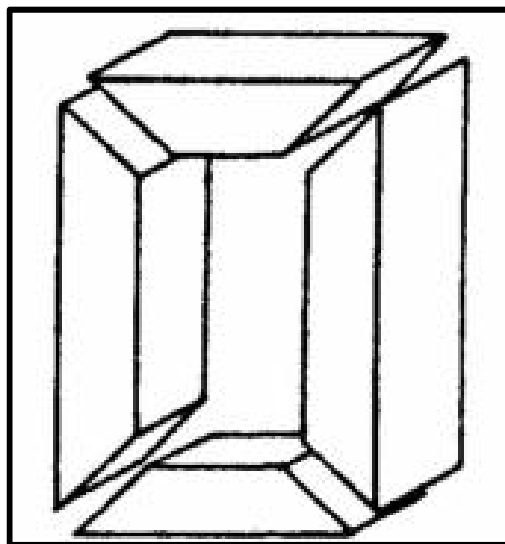


Figura 9 - Núcleo con entrehierros oblicos.
Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

La sección circular de la columna del núcleo se obtiene colocando las chapas en forma escalonada. En el núcleo de la derecha de la **figura 10**, existen canales internos para mayor evacuación del calor producido por las pérdidas del hierro. La separación de los conjuntos así formados de chapas se logra con adecuados listones de madera tratada.

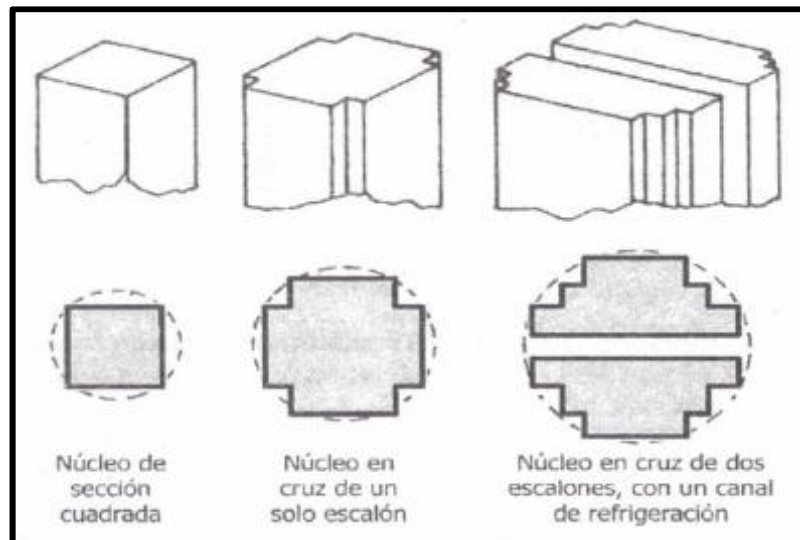


Figura 10 - Diferentes formas de columnas de núcleos.

Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

El armado del núcleo (Core Clamping) se logra por medio de diversos métodos, como se muestra en las **figuras 11 y 12**.

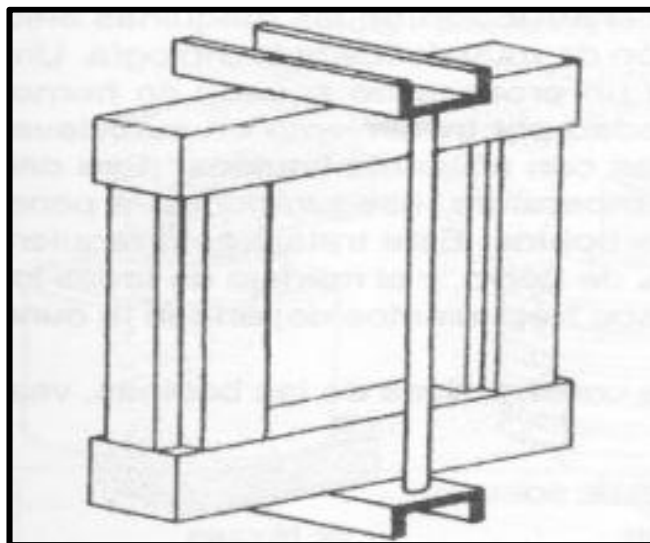


Figura 11 - Armado simple de yugos y columnas

Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

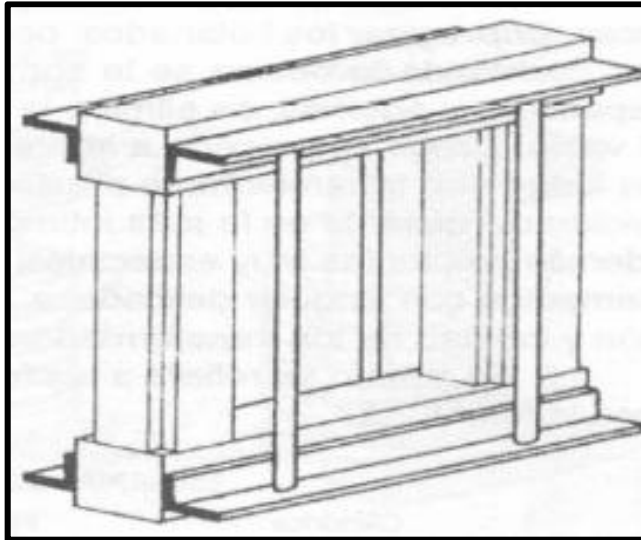


Figura 12 - Armado de yugos y columnas con perfiles soldados.

Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

En la **figura 13** podemos apreciar cómo se aíslan los conductores. Para secciones de cobre de hasta 4mm^2 , a sección del conductor tiene forma circular. Para secciones mayores se usa la sección rectangular con doble encintado de algodón. Para secciones muy grandes se usan varios conductores con un aislamiento de dos capas. La primera capa es el aislante propiamente dicho, mientras que la segunda capa es de menor rigidez dieléctrica que la primera, pero es más fuerte mecánicamente.

Los bobinados de un transformador previo a su montaje son sometidos a procesos de secado en hornos y eliminación de la humedad mediante vacío, para luego ser impregnados con aislante líquido. Este tratamiento requiere de ambientes muy especiales, libres de polvo y manejo de todos los elementos con delicadeza.

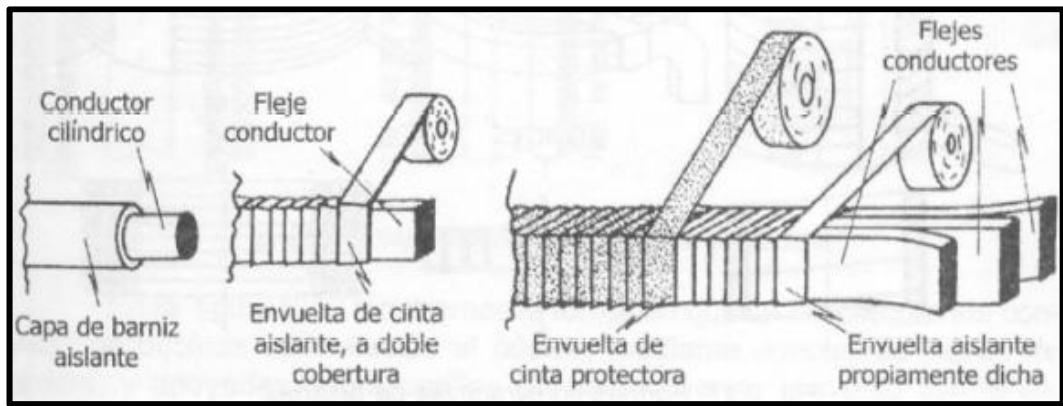


Figura 13 - Diferentes formas de aislar conductores.

Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

Mediante la **figura 14** podemos visualizar las formas constitutivas de las bobinas de un transformador.

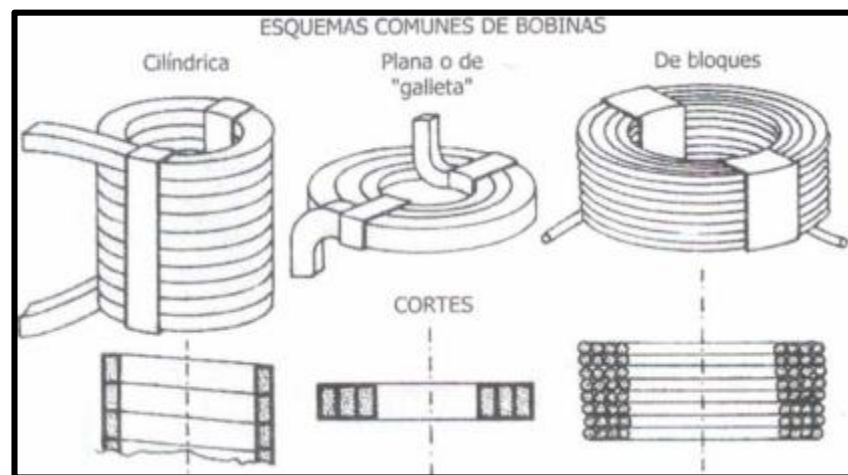


Figura 14 - Formas constitutivas de bobinas.

Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

Es de práctica común colocar la bobina de baja tensión más próxima al núcleo. La forma cilíndrica se prefiere para las bobinas de baja tensión, mientras que las de tipo plana son preferidas para las bobinas de alta tensión. Con ayuda de la **figura 15** podemos visualizar las formas comunes de montaje de bobinas en el núcleo.

En la **figura 16** se muestra la manera en que se inmovilizan los conjuntos de bobinas con relación al núcleo. Esto se realiza mediante adecuadas piezas de madera, apoyadas sobre perfiles de acero. Una ventaja del uso de piezas de madera como separadores es la formación de “ductos” por donde pueden circular el aceite y de esta forma maximizar la transferencia de calor.

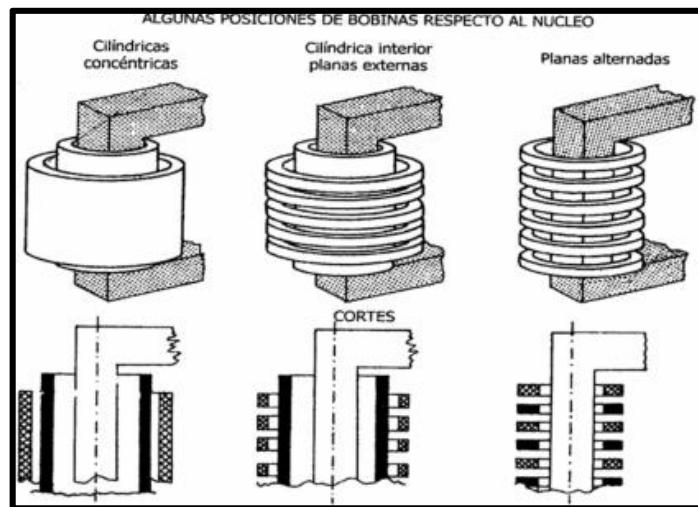


Figura 15 - Disposición de bobinas en el núcleo.
Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

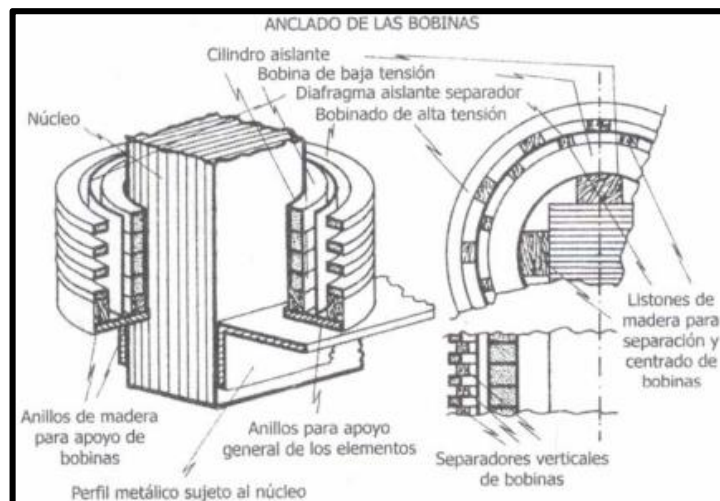


Figura 16 - Fijación de bobinas al núcleo.
Fuente: Máquinas Eléctricas - Sobrevila

2.2.4.3. SISTEMA DE AISLAMIENTO

Este sistema tiene como función aislar los devanados del transformador entre sí y de tierra, es decir, los elementos de este sistema aíslan las partes conductoras de corriente del núcleo y de las estructuras de acero.

El sistema de aislamiento de un transformador en aceite consta principalmente de 2 tipos de materiales aislantes: aceite y papel. A continuación se estudiará de manera breve las funciones y propiedades de ambos materiales.

2.2.4.3.1. ACEITE AISLANTE

FUNCIONES

El aceite usado en los transformadores desempeña básicamente cuatro funciones:

1. Aislar eléctricamente todos los componentes del transformador.
2. Proveer de refrigeración eficiente al transformador.
3. Prevenir la acumulación de lodo en el transformador.
4. Proteger al conjunto núcleo-bobinas del ataque químico.

COMPOSICIÓN QUÍMICA

El aceite empleado en transformadores y algunos otros equipos eléctricos es de tipo mineral. Dicho aceite se encuentra formado por compuestos de hidrocarburos y no-hidrocarburos. A continuación, de forma breve, hablaremos de la composición química del aceite mineral.

Hidrocarburos

Por definición, los hidrocarburos son compuestos químicos que contienen solo hidrógeno y carbono. Los compuestos de hidrocarburos son el mayor constituyente del aceite mineral y pueden ser divididos en tres grandes grupos:

-) Parafínicos
-) Nafténicos
-) Compuestos aromáticos

a) Parafínicos: Los parafínicos son generalmente considerados hidrocarburos saturados, caracterizados por una estructura de enlaces rectos, como puede verse en la **figura 17**.



Figura 17 - Estructura de un hidrocarburo parafínico.

Fuente: A guide to transformer maintenance

b) Nafténicos: Los nafténicos son clasificados como compuestos de enlaces en forma de anillo. Como puede verse en la **figura 18** los nafténicos pueden ser monocíclicos, bicíclicos, etc.

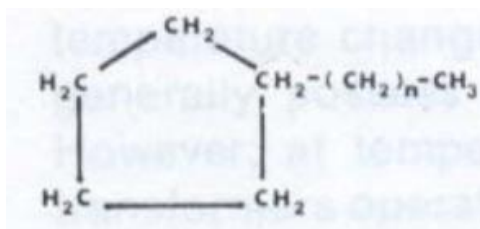


Figura 18 - Hidrocarburo nafténico monocíclico.

Fuente: A guide to transformer maintenance

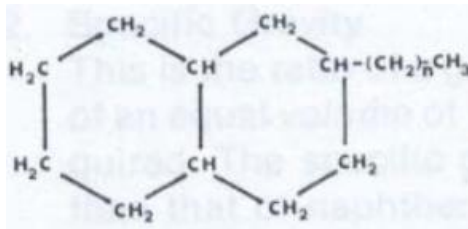


Figura 19 - Hidrocarburo nafténico bicíclico.
Fuente: A guide to transformer maintenance

c) Compuestos aromáticos: Los compuestos aromáticos, **figura 20**, poseen uno o más anillos aromáticos, los cuales pueden ser unidos con anillos acíclicos.

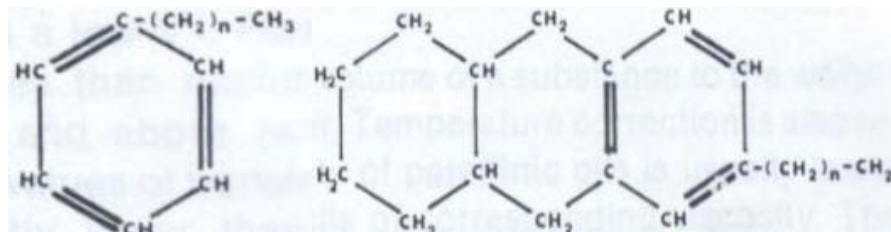


Figura 20 - Hidrocarburos aromáticos.
Fuente: A guide to transformer maintenance

No hidrocarburos

El petróleo, del cual se deriva el aceite usado en transformadores, también contiene compuestos que no son hidrocarburos. Dichos compuestos presentan una estructura semejante a la de los hidrocarburos, con la salvedad de que los átomos de carbono son reemplazados por uno, dos, tres o más átomos de azufre, oxígeno o nitrógeno. Los compuestos no-hidrocarburos en el aceite mineral pueden ser ácidos naftémicos, esteres, alcoholes, entre otros.

Existen algunos factores químicos que son críticos para los aceites nuevos, dentro de los cuales podemos anotar.

1) Acidez (Número de neutralización)

Una baja acidez en un aceite mineral es necesaria para minimizar la conducción eléctrica, la corrosión de los metales y maximizar la vida del sistema de aislamiento.

2) Formación de gas bajo arco

3) Contenido de agua

Un aceite mineral con contenido de agua bajo es necesario para alcanzar una rigidez dieléctrica adecuada, maximizar la vida del sistema de aislamiento y minimizar la corrosión de los metales.

PROPIEDADES FÍSICAS

Algunas de las propiedades físicas de un aceite mineral incluyen:

1) Viscosidad

La viscosidad es considerada una medida de la resistencia del aceite a fluir. Este parámetro es controlado para asegurar una libre circulación en los transformadores y mecanismos, así como una adecuada transferencia de calor.

2) Gravedad específica

La gravedad específica es la razón entre el peso de un volumen dado de una sustancia y el peso de un volumen igual de agua. Este parámetro es útil como ayuda para identificar tipos de aceites nuevos.

3) Tensión interfacial

Un elevado valor de tensión interfacial en un aceite nuevo es indicativo de la ausencia de contaminantes polares indeseables, pero el mayor uso de la T.I está en la determinación del grado de deterioro y contaminación que posee un aceite en servicio.

4) Estabilidad de oxidación

5) Volatilidad

PROPIEDADES ELÉCTRICAS

Las principales propiedades eléctricas de un aceite nuevo incluyen:

1) Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica de un aceite es una medida de la habilidad que tiene el aceite a resistir esfuerzos eléctricos sin que se produzca el rompimiento del dieléctrico.

2) Rigidez de impulso

Con la rigidez de impulso se mide la habilidad del aceite a resistir condiciones de voltajes transcientes (sobrevoltajes por maniobra o descargas eléctrica atmosféricas)

3) Permitividad relativa / Constante dieléctrica

La permitividad relativa es la relación entre la capacitancia de un material aislante medida por medio de una configuración de electrodos y la capacitancia de la misma configuración de electrodos con el aire como dieléctrico. La permitividad relativa es dependiente de la temperatura y la frecuencia de voltaje. Los valores típicos de la permitividad relativa de un aceite nuevo están entre 2.1 y 2.5 a 90°C. La oxidación tiende a incrementar estos valores.

2.2.4.3.2. EL AISLAMIENTO SÓLIDO

FUNCIONES

El papel Kraft usado como aislamiento en un transformador debe desempeñar mayormente tres funciones, las cuales son:

- 1) Soportar los esfuerzos eléctricos producidos por los voltajes en condiciones normales y anormales durante la operación del transformador.
- 2) Soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos que acompañan a un cortocircuito.
- 3) Prevenir una acumulación excesiva de calor.

COMPOSICIÓN QUÍMICA

La celulosa es una de las numerosas sustancias vegetales que están formadas por varias unidades de glucosa. La estructura química de la celulosa puede verse en la **figura 21**.

La fórmula molecular de la celulosa es aceptada como $(C_6H_{10}O_5)_n$. El grado de polimerización, es decir, el número de unidades repetidas formando las moléculas (indicado por la letra n) varía ampliamente dependiendo de la fuente del material y del método utilizado para su formación. Típicamente la celulosa está formada por cadenas de más o menos 1200 anillos de glucosa.

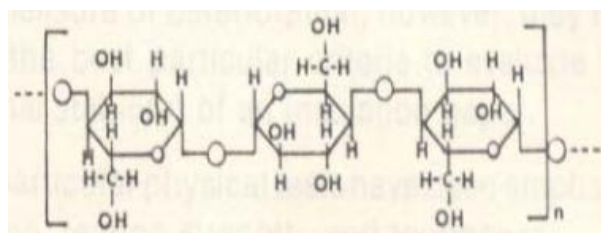


Figura 21 - Estructura de la celulosa.
Fuente: A guide to transformer maintenance

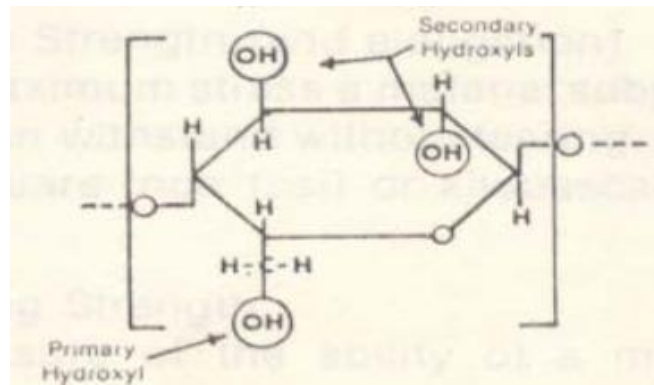


Figura 22 - Unidad de glucosa.
Fuente: A guide to transformer maintenance

En la **figura 23** se puede observar las bobinas de un transformador envueltas con papel Kraft.

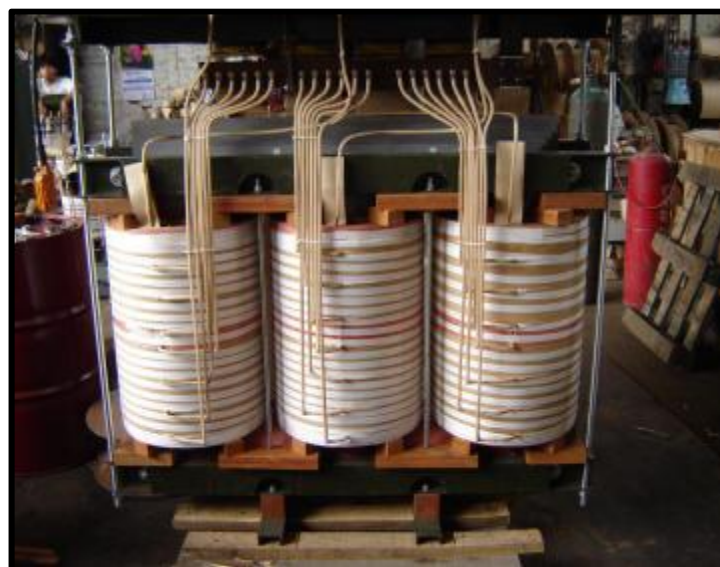


Figura 23 - Devanados envueltos con papel Kraft.
Fuente: Propia

2.2.4.4. EQUIPO CAMBIADOR DE TOMAS

La mayoría de los transformadores están equipados con un cambiador de tomas, el cual permite pequeños cambios en la relación de voltaje de la unidad. El devanado de alto voltaje es el que generalmente se construye con taps o derivaciones.

Al pasar de un tap a otro, este equipo provee de una manera de cambiar la relación de transformación y con ello el nivel de voltaje del mismo.

Los cambios de tap pueden ser hechos solo si el transformado está desenergizado o mientras la unidad está con carga (llamados también OLTC). Dichos cambios pueden ser realizados de forma manual o de forma automática.

Los equipos para cambio de tap son diseñados tanto para operar dentro del transformador o montados externamente en un pequeño gabinete con aceite empernado al exterior de la cuba del transformador. En las **figura 24** puede verse el intercambiador de tomas de operación sin carga.

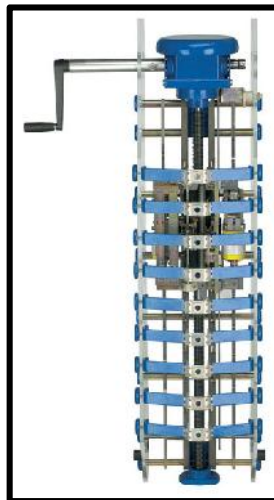


Figura 24 - Cambiador de taps para operar sin carga.

Fuente: VACUTAP VT

2.2.4.5. EQUIPOS AUXILIARES

2.2.4.5.1. DESECADOR DE AIRE

El desecador de aire, tiene la función de extraer la humedad del aire aspirado por el transformador en el periodo de poca demanda en donde el aceite se enfría.

El dispositivo está compuesto por un recipiente, fijado en el transformador, que contiene el depósito de material deshidratado (1) y el sifón para el aceite.

Cuando la temperatura del transformador es estacionaria, el material deshidratante permanece aislado de la atmósfera por una capa de aceite.

Cuando la masa del transformador está en curso de enfriamiento; la respiración se establece en cuanto la depresión alcanza cierto grado en el tubo (2), evacuando el aceite que contiene el tubo (3).

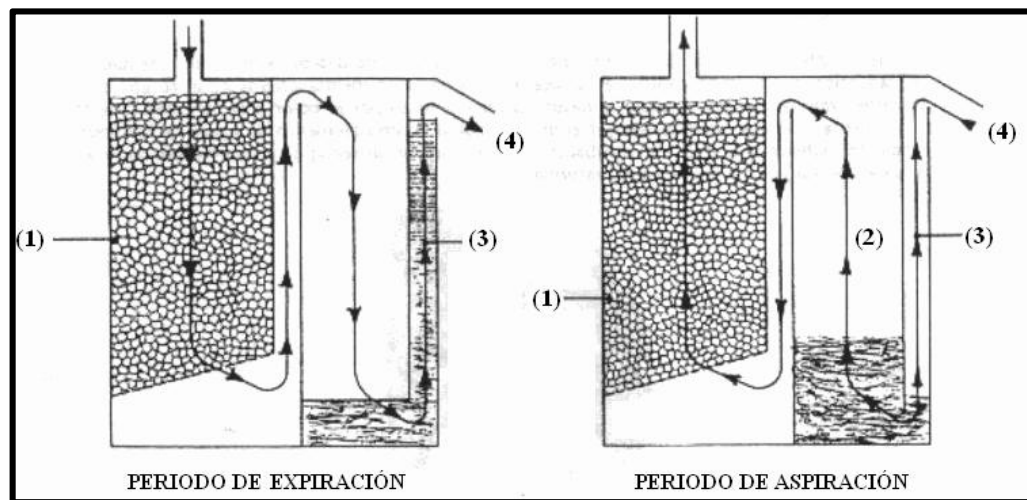


Figura 25 - Funcionamiento del desecador de aire.

El aire penetra por la saliente que se encuentra en la parte superior del tubo (3), atraviesa la capa de aceite del tubo (2) en donde se depositan las partículas de agua y el polvo que está en suspensión de acuerdo a las condiciones atmosféricas, pasando luego a través de una importante capa de material deshidratante (1) antes de penetrar en el tanque de expansión o en la cuba del transformador.

Durante el periodo de calentamiento, la dilatación del líquido dieléctrico provoca la expulsión del aceite contenido en el tubo (2) en cuanto la presión alcanza un valor suficiente y la expiración se establece en sentido contrario.

El material deshidratante por lo general es SILICAGEL; puede absorber hasta el 30% de su peso en agua conservándose seco exteriormente.

El color es azul en estado seco y se torna rosado cuando adquiere humedad. En ese estado lo recomendable es ejecutar el cambio del mismo.

La duración del SILICAGEL depende naturalmente de las variaciones de carga en el transformador y el estado de sequedad de la atmósfera.

2.2.4.5.2. RELÉ BUCHHOLZ

El relé Buchholz es un dispositivo de protección sensible a los fenómenos que se producen cuando se inicia un defecto en el interior de un transformador, es cuando se producen gases o vapores debido a la descomposición de los aislantes orgánicos.

El relé Buchholz es un aparato compacto, de poco volumen y de fácil montaje, está provisto por válvulas de entrada y salida, que permiten montarlo en serie sobre la canalización que une a la cuba del transformador con el tanque de expansión. Viene provisto de una flecha indicadora de la dirección del flujo de gases que va de la cuba del transformador al tanque de expansión.

El relé lleva en la parte superior una llave que puede utilizarse para los ensayos de funcionamiento de los flotadores.

FUNCIONAMIENTO

El receptáculo, lleno de aceite normalmente, contiene dos flotadores y móviles alrededor de ejes fijos. Sí, a consecuencia de un defecto poco

importante, se producen pequeñas burbujas de gas, estas se elevan en la cuba del transformador y se dirigen hacia el tanque de expansión. Estas burbujas son captadas por el aparato y almacenadas en el receptáculo, donde el nivel de aceite baja progresivamente, a medida que las burbujas llenan el espacio superior del receptáculo. Como consecuencia el flotador se inclina, y cuando la cantidad de gas es suficiente, cierra sus contactos que alimenta el circuito de alarma. Si continua el desprendimiento de gas, el nivel de aceite en el receptáculo baja hasta que los gases puedan alcanzar la tubería que los lleva hasta el tanque de expansión.

El flotador conserva su posición de reposo mientras sea lenta el desprendimiento de gases. Sí, el defecto se acentúa, el desprendimiento se hace violento y se producen grandes burbujas, de tal manera que a consecuencia del choque el aceite fluye bruscamente a través de la tubería hacia el tanque de expansión.

Este flujo de aceite encuentra el flotador y lo ocasiona, lo que provoca el cierre de los contactos; estos accionan a su vez, el mecanismo de desconexión de los interruptores de los lados del primario y secundario del transformador, poniendo a este fuera de servicio.

La protección Buchholz entra en funcionamiento también cuando se produce sobrecargas considerables, cortocircuitos de cierta duración, cuando baja el nivel del aceite del transformador, por debajo de un límite determinado, por exceso de aire en el interior de la cuba del transformador.

Una observación de la cantidad y aspectos de los gases desprendidos permiten localizar la naturaleza y la gravedad del defecto. El color de estos

gases da una buena indicación sobre el lugar donde se ha producido el defecto, por ejemplo:

-) Gases blancos: a partir de la destrucción del papel.
-) Gases amarillos: a partir del deterioro de las piezas de madera.
-) Gases negros o grises: a partir de la descomposición del aceite.

2.2.4.5.3. MEDIDORES DE TEMPERATURA

Conocer la temperatura del líquido aislante, devanados, así como la del transformador es muy importante para el personal encargado de la operación y mantenimiento del transformador; por ese motivo los fabricantes de transformadores instalan medidores de temperatura en la cuba del transformador. En la **figura 26** podemos visualizar un tipo de medidor de temperatura que se utilizan en transformadores.

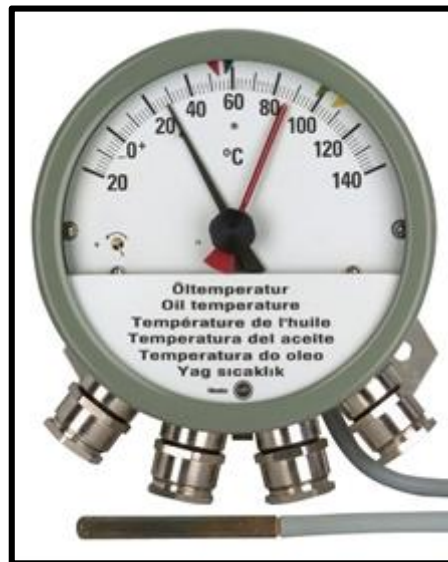


Figura 26 - Medidores de temperatura de marca TRASY2.

Fuente: TRASY2

2.2.4.5.4. RADIADORES, VENTILADORES Y BOMBAS DE CIRCULACIÓN

Los transformadores en aceite poseen diferentes métodos de ventilación con el objeto de mantener sus temperaturas de operación dentro de valores

normales (no excediendo los 55 o 65°C sobre la temperatura ambiente). Para el efecto, en cada método utiliza accesorios como radiadores, ventiladores, intercambiadores de calor, bombas de circulación, etc., los cuales se encuentran instalados generalmente en la cuba del transformador y son usados de forma individual o en conjunto.

Algunos de los métodos de ventilación usados en transformadores son:

-) Refrigeración natural – AN
-) Refrigeración por aire forzado – AF
-) Refrigeración por aceite forzado – OF
-) Refrigeración por agua
-) Combinación de los anteriores.

En la **figura 27** se puede observar un transformador con radiadores, ventiladores y bombas de circulación.



Figura 27 - Transformador de 20MVA con radiadores y ventiladores.

Fuente: Propia

2.2.5. PRUEBAS ELÉCTRICAS EN CAMPO

Se efectúan a los equipos que se encuentran en operación o en proceso de puesta en servicio y se clasifican de la siguiente manera:

- a) **Recepción y/o verificación:** Se realizan a todo el equipo nuevo o reparado, considerando las condiciones de traslado, efectuando en primer lugar una inspección detallada de cada una de sus partes.
- b) **Puesta en servicio:** Se realizan a cada uno de los equipos en campo después de haber sido: instalados, ajustados, secados, etc., con la finalidad de verificar sus condiciones para decidir su entrada en operación.
- c) **Mantenimiento:** Se efectúan periódicamente conforme a programas y a criterios de mantenimientos elegidos y condiciones operativas del equipo.

EVALUACIÓN DEL SISTEMA AISLANTE DEL TRANSFORMADOR

Cuando se realiza la inspección de un transformador, bien sea por rutina o por mantenimiento, se aplican en primera instancia una serie de pruebas preliminares que indican el estado en el que se encuentra la unidad.

En base a los resultados de estas pruebas, se tiene que tomar decisiones respecto al transformador, o bien dejarlo fuera de servicio y realizar un mantenimiento o dejarlo en operación y programar un mantenimiento preventivo.

RECOMENDACIONES GENERALES PARA REALIZAR PRUEBAS ELÉCTRICAS A TRANSFORMADORES

- a) Tener la seguridad de que el equipo no esté energizado. Verificando la apertura física de interruptores y/o seccionadores.
- b) La cuba del transformador debe estar puesto a tierra.
- c) Desconectar de la línea o barra los terminales del equipo.

- d) Si el equipo es nuevo, reparado o en operación, siempre debe realizarse una inspección o diagnóstico visual previas a las pruebas.
- e) Preparar los recursos a usar como son: Instrumentos, herramientas, etc.
- f) Preparar el área de trabajo y delimitarla.
- g) Colocar los instrumentos de prueba sobre bases firmes y niveladas.
- h) Comprobar que los terminales de prueba estén en buenas condiciones.
- i) No aplicar voltajes de prueba superiores al voltaje nominal del equipo a probar.
- j) Durante las pruebas deben tomarse todas las medidas de seguridad personal y para el equipo.

2.2.5.1. PRUEBAS A TRANSFORMADOR

2.2.5.1.1. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

La relación de transformación se define como la relación de vueltas del primario al secundario, comparando los resultados con los datos de placa o con los resultados de pruebas anteriores.

La ejecución de esta prueba permite conocer:

-) Las condiciones del transformador después de la operación de protecciones primarias tales como: relé diferencial, relé Buchholz, fusibles de potencia, etc.
-) Cantidad de espiras en cada bobina del transformador.
-) Identificar espiras en cortocircuito.
-) Circuitos abiertos (espiras, cambiadores, conexiones internas, etc).

La prueba de relación de transformación se debe realizar en todas las posiciones del intercambiador de tomas antes de la puesta en servicio del

transformador. Para transformadores que se encuentran en servicio, esta prueba se debe realizar en la posición de operación del intercambiador de tomas.

Del mismo modo, se deben realizar cada vez que las conexiones internas hayan sido removidas por reparación en los devanados, reemplazo de los bujes, mantenimiento del intercambiador de tomas, etc.

2.2.5.1.2. RESISTENCIA DE DEVANADOS

Esta prueba es utilizada para conocer el valor de la resistencia óhmica de los devanados de un transformador cuando es sometida a una corriente continua. Es auxiliar para conocer el valor de las pérdidas en el cobre (I^2R) y detectar falsos contactos en conexiones de bujes, cambiadores de tomas, soldaduras deficientes y hasta alguna falla inicial en los devanados.

La corriente empleada en la medición no debe exceder el 15% del valor nominal del devanado, ya que con valores mayores pueden obtenerse resultados inexactos causados por variación en la resistencia debido al calentamiento del devanado.

Los factores que afectan la prueba son: cables inapropiados, suciedad en los terminales del equipo bajo prueba y contactos mal hechos que generan puntos de alta resistencia.

2.2.5.1.3. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La prueba de resistencia de aislamiento es una prueba no destructiva que ayuda a diagnosticar el estado del aislamiento. La resistencia de un aislante eléctrico se define como la resistencia, en megaohmios (M Ω), que ofrece el aislante a la aplicación de un voltaje directo.

La medición de la resistencia de aislamiento para el caso de los transformadores se realiza entre devanados y entre devanado y tierra, entre intervalos de tiempo de entre uno y diez minutos.

El modelo circuital de un material aislante cuando se le aplica un campo eléctrico está compuesto por una resistencia en paralelo con un capacitor. Según muestra la **Figura 28**. Cuando se le somete a un campo eléctrico, aparecen dos corrientes: una corriente capacitiva proveniente de la polarización de las cargas eléctricas y otra corriente resistiva producto del movimiento de los electrones por conducción de un lado del material al otro. En régimen permanente el capacitor se carga y se comporta como un circuito abierto (ya que él depende de una función en el tiempo) quedando solamente la resistencia pura del modelo.

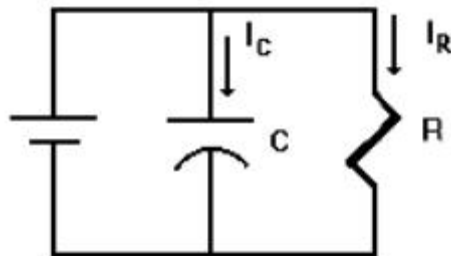


Figura 28 - Circuito equivalente de un aislamiento en DC.

Fuente: Propia

La resistencia de aislamiento varía directamente con el espesor del aislamiento e inversamente con el área del mismo; cuando se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

En la **tabla 1** se muestran unos voltajes de pruebas recomendados en función de la tensión nominal del transformador o autotransformador.

Tabla 1 - Voltajes de pruebas para la resistencia de aislamiento.
Fuente: ANSI/NETA ATS-2009

Transformer Coll Rating Type in Volts	Minimum DC Test Voltage
0 - 600	1000
601 - 5000	2500
Greater than 5000	5000

FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA

Entre los factores que afectan las pruebas y tiendan a reducir la resistencia de aislamiento de una manera notable son: la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética; para la suciedad, es necesario eliminar toda la materia extraña (polvo, carbón, aceite, etc.) que este depositada en la superficie del aislamiento; para la humedad, se recomienda efectuar las pruebas a una temperatura superior a la de rocío.

Otro factor que afecta las mediciones de resistencia de aislamiento y absorción dieléctrica es la presencia de carga previa en el aislamiento. Esta carga puede originarse porque el equipo trabaja aislado de tierra o por una aplicación de prueba anterior de corriente DC. Por ende, es necesario que, antes de efectuar la prueba, se descarguen los aislamientos mediante una conexión a tierra.

2.2.5.1.4. TANGENTE DELTA

Cualquier devanado en un transformador está aislado de los otros y de tierra por medio de aislamiento sólido (papel, barniz, etc.). El aislamiento sólido forma una red capacitiva. En cada capacitancia existen pérdidas

dieléctricas, las cuales están representadas por los resistores en serie con cada capacitancia.

El factor de potencia del aislamiento es una medida de las pérdidas de potencia a través del sistema de aislamiento y tierra causada por una corriente de fuga.

El factor de potencia del aislamiento es comúnmente definido como la relación entre la resistencia y la impedancia de la combinación capacitancia-resistencia que se forma en el sistema de aislamiento.

Como sabemos, ningún aislante es perfecto, por tanto la presencia de una corriente de fuga en él es posible. Mientras mayor sea dicha corriente de fuga, las pérdidas de potencia en el aislamiento serán mayores y por ende se tendrá un mayor factor de potencia del aislamiento.

Hasta la actualidad no se han definido valores de factor de potencia del aislamiento, pero en la práctica se considerarán valores normales entre 0.5% y 0.2% referidos a 20°C, a excepción de unidades nuevas en donde el factor de potencia del aislamiento debe estar por debajo del 0.05% a 20°C.

Un factor muy importante a considerar durante la realización de esta prueba es la temperatura. Se sabe que la magnitud del factor de potencia del aislamiento varía directamente con la temperatura. Debido a lo anterior existen factores de corrección por temperatura, de manera que se pueda llevar a los valores de factor de potencia obtenidos en la prueba a una base de temperatura común (20°C) y de esta manera poder compararlos con los recomendados.

El factor de potencia del aislamiento ayuda a detectar: humedad, carbonización del aislamiento, cambiadores de tomas defectuosos, contaminación del aceite con materiales disueltos o partículas conductoras, núcleos no puestos a tierra o mal puestos a tierra, entre otros.

MÉTODOS DE PRUEBA CON EL EQUIPO PARA MEDICIÓN DE FACTOR DE DISIPACIÓN

A continuación, se explica los tres modos de prueba más comunes de los medidores de factores de potencia, los cuales se realizan variando la conexión interna de los equipos de medición.

a) UST: Equipo bajo prueba no puesto a tierra, en este modo solamente se mide la corriente que circula por el cable de alto voltaje (donde se inyecta la fuente) y el cable de bajo voltaje, no se mide la corriente que circula hacia tierra.

b) GST: Equipo bajo prueba puesto a tierra, en este modo se mide la corriente de fuga que circula hacia tierra y la que circula por el cable de bajo voltaje.

c) GST-g: Equipo bajo prueba puesto a guarda, en este modo solo se mide la corriente de fuga hacia tierra.

Se debe hacer énfasis en cortocircuitar cada grupo de devanados (alta, baja y terciario si tuviera). Si los devanados se dejan flotando, la inductancia de los mismos será introducida en el circuito, dando como resultado un mayor factor de disipación.

Los factores que tienden a aumentar el valor del factor de disipación de los aislamientos de una manera notable están; la suciedad, la humedad, la temperatura y la inducción electromagnética.

2.2.6. APLICACIONES MÓVILES

DEFINICIÓN

Es una aplicación informática diseñada para ser ejecutada en teléfonos inteligentes, tabletas y otros dispositivos móviles.

Por lo general se encuentran disponibles a través de plataformas de distribución, operadas por las compañías propietarias de los sistemas operativos móviles como: Android, iOS, Blackberry, Windows Phone, entre otros.

Existen aplicaciones móviles gratuitas y de pago, donde en promedio el 20-30% del costo de la aplicación se destina al distribuidor y el resto es para el desarrollador

HISTORIA DE LAS APLICACIONES MÓVILES.

Las primeras aplicaciones móviles datan de finales de los noventa, estas eran lo que conocemos como la agenda, arcade games, Los editores de ringtones, etc. cumplían funciones muy elementales y su diseño era bastante simple.

La evolución de las apps se dio rápidamente gracias a las innovaciones en tecnología WAP y la transmisión de data (EDGE), esto vino acompañado de un desarrollo muy fuerte de los celulares.

Cuando la compañía Apple lanza el iPhone y junto a él llegan muchas más propuestas de teléfonos inteligentes, entre ellas, con sistema operativo Android, la competencia más grande del sistema operativo del iPhone.

Es aquí que empieza el desarrollo masivo de las aplicaciones móviles (Apps), juegos, noticias, diseño, arte, fotografía, medicina todo en tus manos gracias a la revolución de las aplicaciones móviles.

DESARROLLO DE LAS APLICACIONES MOVILES.

El desarrollo de aplicaciones móviles requiere el uso de entorno de desarrollos integrados. Las aplicaciones móviles suelen ser probadas primero usando emuladores y más tarde se ponen en el mercado en periodo de prueba. Actualmente un gran número de empresas se dedica a la creación profesional de aplicaciones. Aun así, han surgido páginas web en donde un usuario común puede crear aplicaciones de manera gratuita y sin conocimiento de programación.

El programador, en función del tipo de aplicación diseñada se encarga de dar vida a los diseños y crear la estructura sobre la cual se apoyará el funcionamiento de la aplicación, creando el código funcional mediante un lenguaje de programación. Existen varios lenguajes de programación entre los que destacan:

-) Android: inicialmente Java, también Visual Basic y Basic4Android que es un desarrollo posterior especialmente indicado para desarrolladores de Android.
-) iOS: Objective-C, Python y, últimamente, Swift que es un novedoso lenguaje mucho más veloz y versátil que los citados anteriormente.

TIPOS DE APLICACIONES MOVILES:

1. NATIVAS

Ventajas

-) Utilización de los recursos tanto del sistema como del hardware.
-) Permite ser publicada en tiendas para su distribución.
-) En su mayoría, no necesitan estar conectadas a Internet para su funcionamiento.

Desventajas

-) Solo pueden ser utilizadas por un dispositivo que cuente con el sistema para el cual fue desarrollada.
-) Requiere de un costo para distribuirla en una tienda, y dependiendo del sistema, para el uso del entorno de desarrollo.
-) Necesitan aprobación para ser publicadas en la plataforma.

2. HIBRIDAS

Ventajas

-) Uso de los recursos del dispositivo y del sistema operativo
-) El costo de desarrollo puede ser menor que el de una nativa
-) Son multiplataforma
-) Permite distribución a través de las tiendas de su respectiva plataforma.

Desventaja

-) La documentación puede ser un poco escasa y desordenada.

3. APLICACIONES WEB

Ventajas

-) Pueden ser utilizadas desde cualquier dispositivo sin importar el sistema operativo.
-) Puede que requiera un coste para su desarrollo, pero este puede ser mínimo en comparación con las nativas.
-) No requieren de ninguna aprobación para su publicación.

Desventajas

-) No pueden ser publicadas en plataformas para su distribución
-) No utilizan los recursos del sistema ni del dispositivo de manera óptima.

2.3 MARCO CONCEPTUAL

Manual.- libro o folleto en el cual se recogen los aspectos básicos, esenciales de una materia. Así, los manuales nos permiten comprender mejor el funcionamiento de algo, o acceder, de manera ordenada y concisa, al conocimiento de algún tema o materia.

Corriente.- es el flujo de carga eléctrica que recorre un material, se debe al movimiento de las cargas (electrones) en el interior del mismo. Al caudal de corriente (cantidad de carga por unidad de tiempo) se le denomina **intensidad de corriente eléctrica**, tiene como unidad los **Amperios (A)**.

Tensión.- es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, se puede medir con un voltímetro, siendo su unidad de medida el voltio (V).

Resistencia.- se le denomina resistencia eléctrica a la oposición al flujo de electrones al moverse a través de un conductor, teniendo como unidad la letra griega omega (Ω)

Capacitancia.- es la propiedad que tienen los cuerpos para mantener una carga eléctrica positiva, la unidad de la capacitancia es el Faradio (F).

Aislamiento.- material que resiste al paso de la corriente eléctrica a través del elemento que alberga y lo mantiene en su desplazamiento a lo largo del semiconductor. Dicho material se denomina aislante eléctrico.

App.- aplicativo móvil.

TD.- Tangente delta

CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL OBJETIVO DEL TRABAJO

3.1 MANUAL DE ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE PRUEBAS ELÉCTRICAS PRIMARIAS A TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE POTENCIA

3.1.1. ASPECTOS GENERALES

Teniendo conocimiento de los conceptos generales acerca de los transformadores eléctricos de potencia, se procedió con la elaboración de un manual de pruebas primarias a estos equipos, los cuales comprenden los siguientes: Prueba de relación de transformación, prueba de resistencia de devanados, prueba de resistencia de aislamiento y prueba de tangente delta.

Las conexiones que se realizan para las pruebas anteriormente mencionadas, se llevarán a cabo utilizando el manual de conexión de la unidad de pruebas a equipos eléctricos de marca OMICRON, modelo CPC-100. También, se presentará nuevos esquemas de conexión que facilitarán el entendimiento de los ingenieros al realizar las conexiones durante las pruebas.

Cabe mencionar que la prueba de resistencia de aislamiento o Megger, en el presente manual, se realiza con un megohmetro de marca Metrel, modelo MI-3201.

Los resultados de estas pruebas serán interpretados y fundamentados en las recomendaciones que nos presentan las normas internacionales para un diagnóstico real de los transformadores eléctricos de potencia.

3.1.2. UNIDAD DE PRUEBAS CPC-100 OMICRON

La CPC-100 puede realizar pruebas eléctricas de transformadores de potencia, transformadores de corriente, transformadores de tensión, máquinas rotatorias, sistemas de puesta a tierra, líneas eléctricas, y cables, e interruptores de potencia.

El sistema patentado de pruebas primarias de inyección CPC-100 reemplaza varios dispositivos de prueba individuales. Esto reduce los costes de capacitación y transporte, además del tiempo dedicado a las pruebas. Por ello, el CPC-100 es el equipo de prueba idóneo para la puesta en servicio y mantenimiento de activos de subestaciones.

El CPC-100 es la base de diversos accesorios. Estos posibilitan nuevas aplicaciones, tales como las mediciones de factor de potencia / disipación y también mediciones de impedancia de línea y de tierra.

FUNCIONES

-) Hasta 800A o 2000V con hasta 5KVA en un rango de frecuencia de 15-400Hz o 400Acc.

-) Una eliminación muy eficaz de las interferencias facilita la medición de señales pequeñas incluso en presencia de un elevado nivel de interferencias.
-) Plantillas de pruebas, procedimientos de prueba generados automáticamente.
-) Hasta 2000A o 12kV con el uso de amplificadores de corriente o tensión.



Figura 29 - Unidad de pruebas CPC-100 OMICRON.

Fuente: CPC-100 Reference Manual

3.1.3. ACCESORIO DE PRUEBAS CP-TD1 OMICRON

El accesorio CP-TD1 se usa en combinación de la CPC-100 OMICRON para realizar la medición de potencia/disipación y capacitancia.

Este equipo permite realizar mediciones del factor de potencia/disipación y capacitancia en un rango de 15 a 400 Hz. Este barrido de frecuencias aumenta la sensibilidad de la prueba y ayuda a evaluar mejor el estado del aislamiento y detectar defectos en una fase temprana.

El CP-TD1 incluye una fuente de alta tensión, un condensador de referencia y la electrónica de medición. Puede generar tensiones de salida de hasta 12kV y corrientes de hasta 300mA, incluso en entornos con fuertes interferencias.

FUNCIONES

-) Pruebas a frecuencia variable para un mejor diagnóstico de la condición
-) Eliminación muy eficaz de los campos de interferencia en la frecuencia de la red.
-) Rango de frecuencias más amplia para mayor sensibilidad.
-) Fuente de alta tensión para mediciones de descargas parciales.



Figura 30 - Accesorio de pruebas CP-TD1 OMICRON.
Fuente: CP-TD1 Reference Manual

3.1.4. MEGOHMETRO METREL MI-3201

El megohmetro Metrel MI-3201 es un instrumento portátil diseñado para la comprobación de la resistencia de aislamiento mediante la utilización de altas tensiones de prueba de hasta 5kV.

FUNCIONES

-) Medición de alta resistencia de aislamiento hasta 10T .
-) Tensión de prueba programable de 250V a 5kV.
-) Temporizador programable de 1s a 30m
-) Descarga automática del objeto comprobado luego de la prueba.
-) Medición de la capacitancia.



Figura 31 - Megohmetro Metrel MI-3201.
Fuente: Manual de Usuario Metrel MI-3201

3.1.5. PRUEBAS ELÉCTRICAS

3.1.5.1. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

PROCEDIMIENTO

Para la medición de la relación de transformación a un transformador eléctrico de potencia utilizando la unidad de pruebas CPC-100 OMICRON, se deben seguir los siguientes pasos:

1. Verificar la ausencia de tensión en el sitio donde se realizará la prueba con un detector de tensión.
2. Se debe seleccionar la plantilla de prueba RELACION TP como se muestra en la **figura 31**.

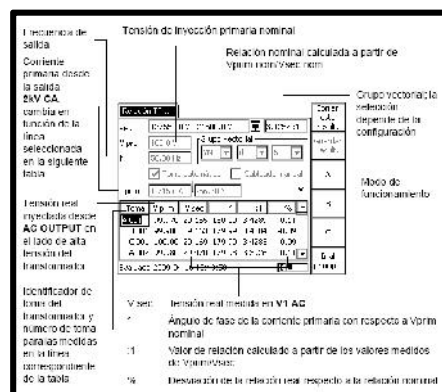


Figura 32 - Plantilla para la prueba de relación de transformación para transformadores de potencia.
Fuente: CPC-100 Reference Manual

3. Se debe seleccionar el grupo de conexión vectorial del transformador según la placa del equipo y según la **tabla 2**, se debe ingresar cada una de las tomas del transformador según los valores de la placa del transformador de potencia.
4. Realizar la conexión de la CPC 100 al transformador de potencia según el tipo de conexión del transformador como se muestran en las **figuras 32 y 33, 34, 35, 36, 37, 38 y 39**.



Figura 33 - Salidas de Tensión para prueba hasta 2KV AC.
Fuente: CPC-100 Reference Manual

- o Entrada de medición de tensión **300V AC**.

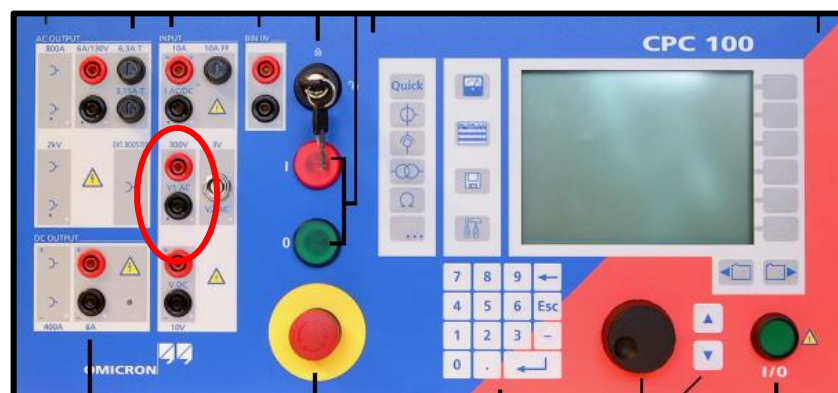


Figura 34 - Entrada de Medición de Tensión hasta 300V AC.
Fuente: | CPC-100 Reference Manual

5. La conexión hacia el transformador variará de acuerdo al grupo vectorial del transformador, para observar la conexión se debe:

- Desde la pantalla principal seleccionar **Insertar Tarjeta**

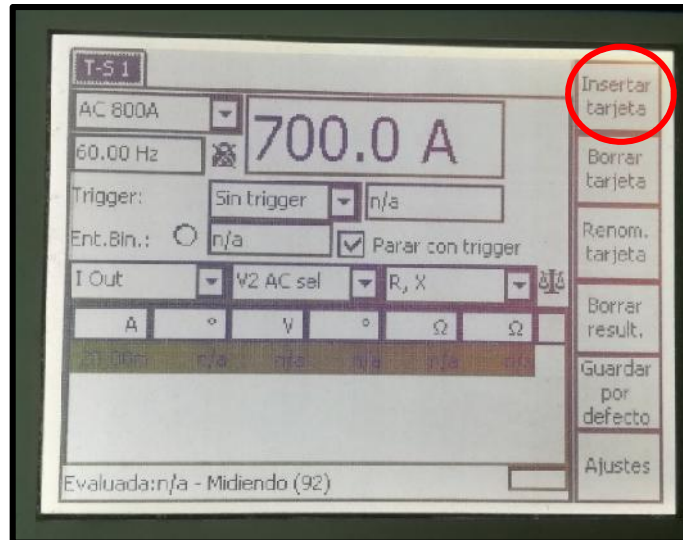


Figura 35 - Pantalla principal de Unidad de pruebas CPC-100 OMICRON.

Fuente: Propia

- Desplazarse y seleccionar **TP (Transformador de potencia)**

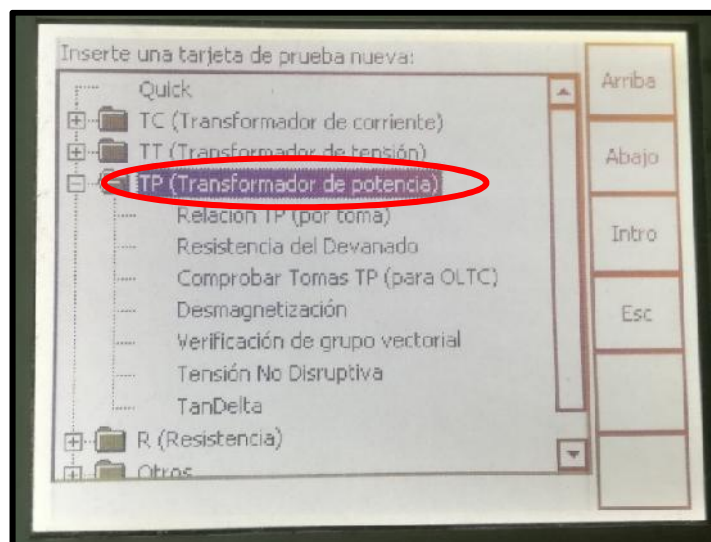


Figura 36 - Pantalla de selección de pruebas en la CPC-100 OMICRON

Fuente: Propia

- Seleccionar **TP (por toma)**

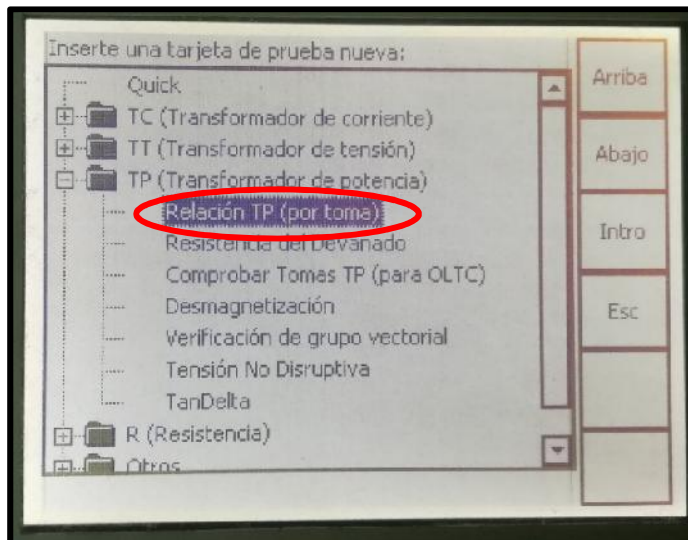


Figura 37 - Selección de tarjeta de pruebas de relación de transformación en la CPC-100 OMICRON.

Fuente: Propia

- Configurar el grupo vectorial

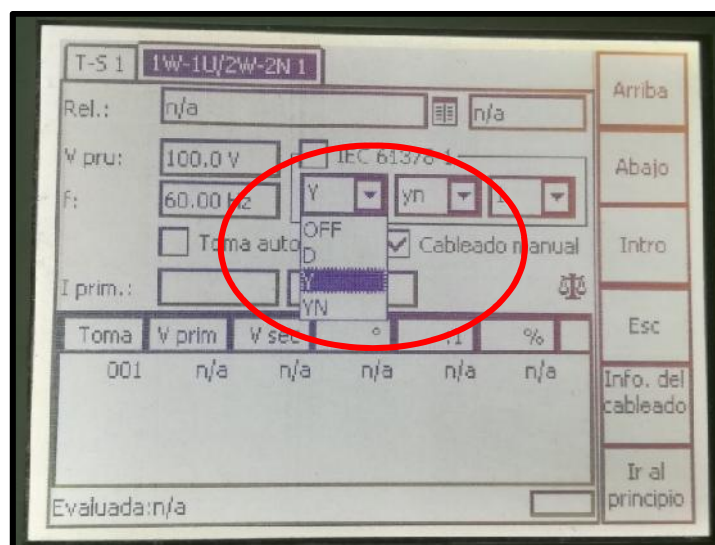


Figura 38 - Selección de grupo de conexión del transformador en la CPC-100 OMICRON.

Fuente: Propia

- Una vez configurado, seleccionar **Info. del Cableado**

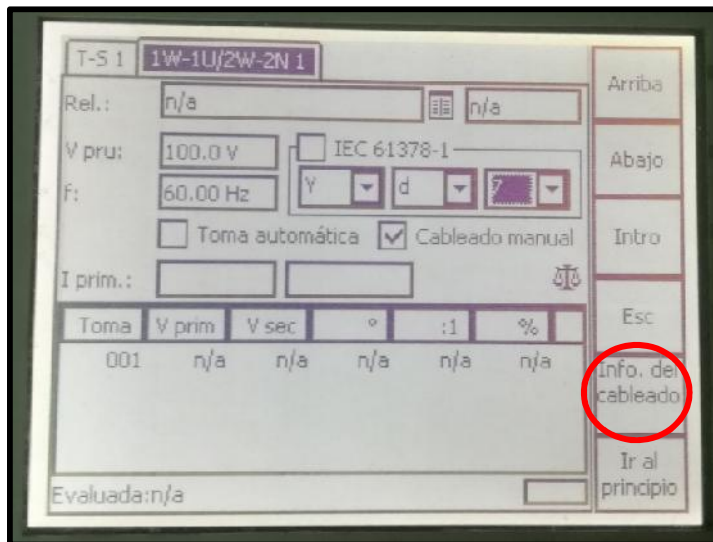


Figura 39 - Pantalla principal de la prueba de relación de transformación en la CPC-100 OMICRON.

Fuente: Propia

- Luego de realizar la conexión, presionar aceptar.

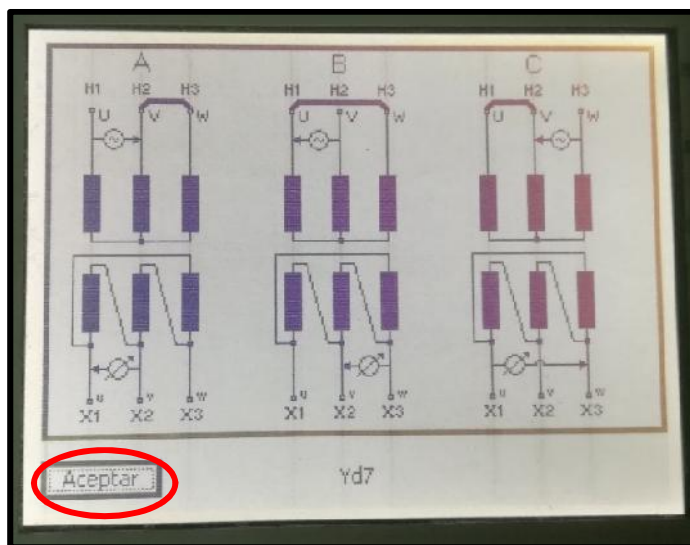


Figura 40 - Visualización del tipo de conexión de los cables al equipo a pobrar en la CPC-100 OMICRON.

Fuente: Propia


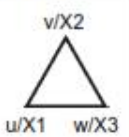

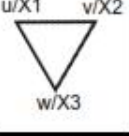

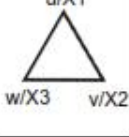
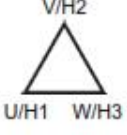
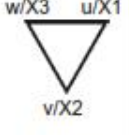
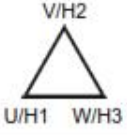
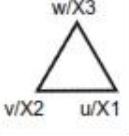

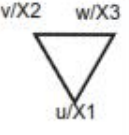

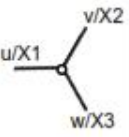
- Una vez realizadas las conexiones, pulsar el botón de Start para empezar la prueba.
- A continuación se muestra en el display de la CPC 100 el resultado de la relación de transformación y el estado de la polaridad del equipo.

Se debe repetir la medida para cada una de las fases y tomas del transformador.

GRUPOS DE CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES

En la **tabla 2** se presentan los grupos de conexión de los transformadores.


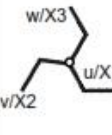

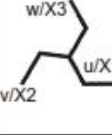

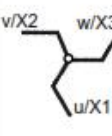

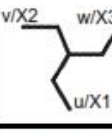
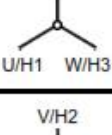
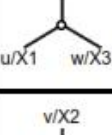
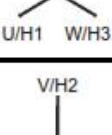
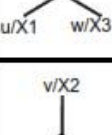


Tabla 2 - Grupos de conexión de transformadores eléctricos de potencia.
Fuente: ANSI/NETA ATS-2009

IEC 60076 vector group	Winding connection		Measurement	Trans-former high-voltage side	Trans-former low-voltage side	Measured turn ratio
	HV / H	LV / X				
Dd0			A	U-V / H1-H2	u-v / X1-X2	1
			B	V-W / H2-H3	v-w / X2-X3	
			C	W-U / H3-H1	w-u / X3-X1	
Dd2			A	U-V / H1-H2	w-v / X3-X2	1
			B	V-W / H2-H3	u-w / X1-X3	
			C	W-U / H3-H1	v-u / X2-X1	
Dd4			A	U-V / H1-H2	w-u / X3-X1	1
			B	V-W / H2-H3	u-v / X1-X2	
			C	W-U / H3-H1	v-w / X2-X3	
Dd6			A	U-V / H1-H2	v-u / X2-X1	1
			B	V-W / H2-H3	w-v / X3-X2	
			C	W-U / H3-H1	u-w / X1-X3	
Dd8			A	U-V / H1-H2	v-w / X2-X3	1
			B	V-W / H2-H3	w-u / X3-X1	
			C	W-U / H3-H1	u-v / X1-X2	
Dd10			A	U-V / H1-H2	u-w / X1-X3	1
			B	V-W / H2-H3	v-u / X2-X1	
			C	W-U / H3-H1	w-v / X3-X2	
Dyn1			A	U-V / H1-H2	n-v / X0-X2	$1*\sqrt{3}$
			B	V-W / H2-H3	n-w / X0-X3	
			C	W-U / H3-H1	n-u / X0-X1	

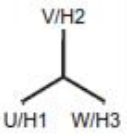
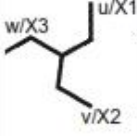
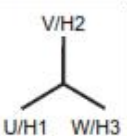
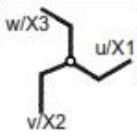
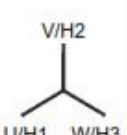
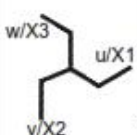
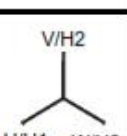
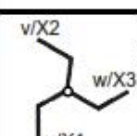

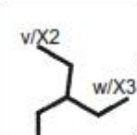
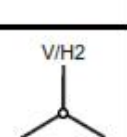
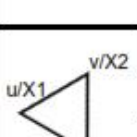
IEC 60076 vector group	Winding connection		Measurement	Trans-former high-voltage side	Trans-former low-voltage side	Measured turn ratio
	HV / H	LV / X				
Dy1			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$u-v / X1-X2$	$\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$v+w / X2-X3$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$w-u / X3-X1$	
Dyn3			A	$U-V / H1-H2$	$w-n / X3-X0$	$1*\sqrt{3}$
			B	$V-W / H2-H3$	$u-n / X1-X0$	
			C	$W-U / H3-H1$	$v-n / X2-X0$	
Dy3			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$w-v / X3-X2$	$\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$u-w / X1-X3$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$v-u / X2-X1$	
Dyn5			A	$U-V / H1-H2$	$n-u / X0-X1$	$1*\sqrt{3}$
			B	$V-W / H2-H3$	$n-v / X0-X2$	
			C	$W-U / H3-H1$	$n-w / X0-X3$	
Dy5			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$w-u / X3-X1$	$\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$u-v / X1-X2$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$v-w / X2-X3$	
Dyn7			A	$U-V / H1-H2$	$v-n / X2-X0$	$\sqrt{3}$
			B	$V-W / H2-H3$	$w-n / X3-X0$	
			C	$W-U / H3-H1$	$u-n / X1-X0$	

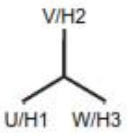
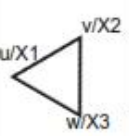
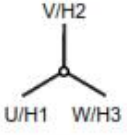
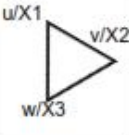
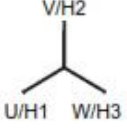
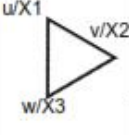
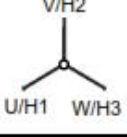
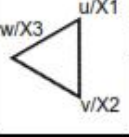
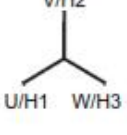
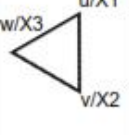
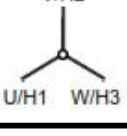
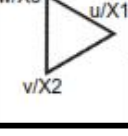
IEC 60076 vector group	Winding connection		Measurement	Trans-former high-voltage side	Trans-former low-voltage side	Measured turn ratio
	HV / H	LV / X				
Dz0			A	U-V / H1-H2	u-v / X1-X2	1
			B	V-W / H2-H3	v-w / X2-X3	
			C	W-U / H3-H1	w-u / X3-X1	
Dzn2			A	U-(V+W) / H1-(H2+H3)	n-v / X0-X2	1.5
			B	V-(U+W) / H2-(H1+H3)	n-w / X0-X3	
			C	W-(U+V) / H3-(H1+H2)	n-u / X0-X1	
Dz2			A	U-V / H1-H2	w-v / X3-X2	1
			B	V-W / H2-H3	u-w / X1-X3	
			C	W-U / H3-H1	v-u / X2-X1	
Dzn4			A	U-(V+W) / H1-(H2+H3)	w-n / X3-X0	1.5
			B	V-(U+W) / H2-(H1+H3)	u-n / X1-X0	
			C	W-(U+V) / H3-(H1+H2)	v-n / X2-X0	
Dz4			A	U-V / H1-H2	w-u / X3-X1	1
			B	V-W / H2-H3	u-v / X1-X2	
			C	W-U / H3-H1	v-w / X2-X3	
Dzn6			A	U-(V+W) / H1-(H2+H3)	n-u / X0-X1	1.5
			B	V-(U+W) / H2-(H1+H3)	n-v / X0-X2	
			C	W-(U+V) / H3-(H1+H3)	n-w / X0-X3	
Dz6			A	U-V / H1-H2	v-u / X2-X1	1
			B	V-W / H2-H3	w-v / X3-X2	
			C	W-U / H3-H1	u-w / X1-X3	

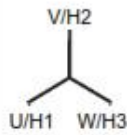
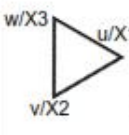
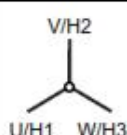
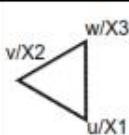
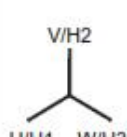
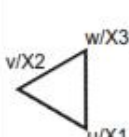
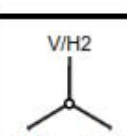
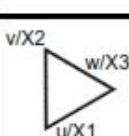
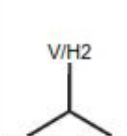
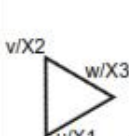
IEC 60076 vector group	Winding connection		Measurement	Trans-former high-voltage side	Trans-former low-voltage side	Measured turn ratio
	HV / H	LV / X				
Dy7			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$v-u / X2-X1$	$1*\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$w-v / X3-X2$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$u-w / X1-X3$	
Dyn9			A	$U-V / H1-H2$	$n-w / X0-X3$	$\sqrt{3}$
			B	$V-W / H2-H3$	$n-u / X0-X1$	
			C	$W-U / H3-H1$	$n-v / X0-X2$	
Dy9			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$v-w / X2-X3$	$1*\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$w-u / X3-X1$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$u-v / X1-X2$	
Dyn11			A	$U-V / H1-H2$	$u-n / X1-X0$	$\sqrt{3}$
			B	$V-W / H2-H3$	$v-n / X2-X0$	
			C	$W-U / H3-H1$	$w-n / X3-X0$	
Dy11			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$u-w / X1-X3$	$1*\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$v-u / X2-X1$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$w-v / X3-X2$	
Dzn0			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$u-n / X1-X0$	1.5
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$v-n / X2-X0$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$w-n / X3-X0$	

IEC 60076 vector group	Winding connection		Measurement	Trans-former high-voltage side	Trans-former low-voltage side	Measured turn ratio
	HV / H	LV / X				
Dzn8			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$v-n / X2-X0$	1.5
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$w-n / X3-X0$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$u-n / X1-X0$	
Dz8			A	$U-V / H1-H2$	$v-w / X2-X3$	1
			B	$V-W / H2-H3$	$w-u / X3-X1$	
			C	$W-U / H3-H1$	$u-v / X1-X2$	
Dzn10			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$n-w / X0-X3$	1.5
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$n-u / X0-X1$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$n-v / X0-X2$	
Dz10			A	$U-V / H1-H2$	$u-w / X1-X3$	1
			B	$V-W / H2-H3$	$v-u / X2-X1$	
			C	$W-U / H3-H1$	$w-v / X3-X2$	
YNyn0			A	$U-N / H1-H0$	$u-n / X1-X0$	1
			B	$V-N / H2-H0$	$v-n / X2-X0$	
			C	$W-N / H3-H0$	$w-n / X3-X0$	
YNy0			A	$U-V / H1-H2$	$u-v / X1-X2$	1
			B	$V-W / H2-H3$	$v-w / X2-X3$	
			C	$W-U / H3-H1$	$w-u / X3-X1$	
Yyn0			A	$U-V / H1-H2$	$u-v / X1-X2$	1
			B	$V-W / H2-H3$	$v-w / X2-X3$	
			C	$W-U / H3-H1$	$w-u / X3-X1$	

IEC 60076 vector group	Winding connection		Measurement	Trans-former high-voltage side	Trans-former low-voltage side	Measured turn ratio
	HV / H	LV / X				
Yy0			A	U-V / H1-H2	u-v / X1-X2	1
			B	V-W / H2-H3	v-w / X2-X3	
			C	W-U / H3-H1	w-u / X3-X1	
YNyn6			A	U-N / H1-H0	n-u / X0-X1	1
			B	V-N / H2-H0	n-v / X0-X2	
			C	W-N / H3-H0	n-w / X0-X3	
YNy6			A	U-V / H1-H2	v-u / X2-X1	1
			B	V-W / H2-H3	w-v / X3-X2	
			C	W-U / H3-H1	u-w / X1-X3	
Yyn6			A	U-V / H1-H2	v-u / X2-X1	1
			B	V-W / H2-H3	w-v / X3-X2	
			C	W-U / H3-H1	u-w / X1-X3	
Yy6			A	U-V / H1-H2	v-u / X2-X1	1
			B	V-W / H2-H3	w-v / X3-X2	
			C	W-U / H3-H1	u-w / X1-X3	
Yzn1			A	U-V / H1-H2	n-v / X0-X2	$1*\sqrt{3}$
			B	V-W / H2-H3	n-w / X0-X3	
			C	W-U / H3-H1	n-u / X0-X1	
Yz1			A	U-(V+W) / H1-(H2+H3)	u-v / X1-X2	$\sqrt{3}/2$
			B	V-(U+W) / H2-(H1+H3)	v-w / X2-X3	
			C	W-(U+V) / H3-(H1+H2)	w-u / X3-X1	
Yzn5			A	U-V / H1-H2	n-u / X0-X1	$1*\sqrt{3}$
			B	V-W / H2-H3	n-v / X0-X2	
			C	W-U / H3-H1	n-w / X0-X3	

IEC 60076 vector group	Winding connection		Measurement	Trans-former high-voltage side	Trans-former low-voltage side	Measured turn ratio
	HV / H	LV / X				
Yz5			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$w-u / X3-X1$	$\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$u-v / X1-X2$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$v-w / X2-X3$	
Yzn7			A	$U-V / H1-H2$	$v-n / X2-X0$	$\sqrt{3}$
			B	$V-W / H2-H3$	$w-n / X3-X0$	
			C	$W-U / H3-H1$	$u-n / X1-X0$	
Yz7			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$v-u / X2-X1$	$1*\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$w-v / X3-X2$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$u-w / X1-X3$	
Yzn11			A	$U-V / H1-H2$	$u-n / X1-X0$	$\sqrt{3}$
			B	$V-W / H2-H3$	$v-n / X2-X0$	
			C	$W-U / H3-H1$	$w-n / X3-X0$	
Yz11			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$u-w / X1-X3$	$1*\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$v-u / X2-X1$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$w-v / X3-X2$	
YNd1			A	$U-N / H1-H0$	$u-v / X1-X2$	$1/\sqrt{3}$
			B	$V-N / H2-H0$	$v-w / X2-X3$	
			C	$W-N / H3-H0$	$w-u / X3-X1$	

IEC 60076 vector group	Winding connection		Measurement	Trans-former high-voltage side	Trans-former low-voltage side	Measured turn ratio
	HV / H	LV / X				
Yd1			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$u-v / X1-X2$	$\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$v-w / X2-X3$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$w-u / X3-X1$	
YNd3			A	$U-N / H1-H0$	$w-v / X3-X2$	$1/\sqrt{3}$
			B	$V-N / H2-H0$	$u-w / X1-X3$	
			C	$W-N / H3-H0$	$v-u / X2-X1$	
Yd3			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$w-v / X3-X2$	$\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$u-w / X1-X3$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$v-u / X2-X1$	
YNd5			A	$U-N / H1-H0$	$w-u / X3-X1$	$1/\sqrt{3}$
			B	$V-N / H2-H0$	$u-v / X1-X2$	
			C	$W-N / H3-H0$	$v-w / X2-X3$	
Yd5			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$w-u / X3-X1$	$\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$u-v / X1-X2$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$v-w / X2-X3$	
YNd7			A	$U-N / H1-H0$	$v-u / X2-X1$	$1/\sqrt{3}$
			B	$V-N / H2-H0$	$w-v / X3-X2$	
			C	$W-N / H3-H0$	$u-w / X1-X3$	

IEC 60076 vector group	Winding connection		Measurement	Trans-former high-voltage side	Trans-former low-voltage side	Measured turn ratio
	HV / H	LV / X				
Yd7			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$v-u / X2-X1$	$1*\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$w-v / X3-X2$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$u-w / X1-X3$	
YNd9			A	$U-N / H1-H0$	$v-w / X2-X3$	$1/\sqrt{3}$
			B	$V-N / H2-H0$	$w-u / X3-X1$	
			C	$W-N / H3-H0$	$u-v / X1-X2$	
Yd9			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$v-w / X2-X3$	$1*\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$w-u / X3-X1$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$u-v / X1-X2$	
YNd11			A	$U-N / H1-H0$	$u-w / X1-X3$	$1/\sqrt{3}$
			B	$V-N / H2-H0$	$v-u / X2-X1$	
			C	$W-N / H3-H0$	$w-v / X3-X2$	
Yd11			A	$U-(V+W) / H1-(H2+H3)$	$u-w / X1-X3$	$1*\sqrt{3}/2$
			B	$V-(U+W) / H2-(H1+H3)$	$v-u / X2-X1$	
			C	$W-(U+V) / H3-(H1+H2)$	$w-v / X3-X2$	

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Para calcular la diferencia entre la relación teórica y la relación medida se usa la fórmula.

$$\%D = \frac{V_t \text{ ó } V_m}{V_t \text{ ó } V_m} \times 100$$

Donde,

-) %Desv: es la desviación de la medición en porcentaje.
-) Vteó : es el valor teórico o de placa.

) V_{med} : es el valor medido en la prueba.

La diferencia máxima permitida por los fabricantes y usada por las empresas de mantenimiento es del 0.5%. Las normativas internacionales no poseen criterios de evaluación, solo procedimientos para garantizar la seguridad durante las pruebas.

Si en el transformador trifásico bajo prueba, no se logra obtener resultados similares en las tres fases, el problema puede considerarse como un cortocircuito o un circuito abierto en los devanados; una corriente excesiva de excitación y voltaje pequeño, son indicativos de un cortocircuito en uno de los devanados.

3.1.5.2. RESISTENCIA DE DEVANADOS

PROCEDIMIENTO

Para medir la resistencia de devanados con la CPC-100 OMICRON se deben seguir los siguientes pasos:

1. Verificar la ausencia de tensión en el sitio donde se realizará la prueba con un detector de tensión.
2. Se debe seleccionar la plantilla de prueba **RES_DEV** como se muestra en la **Figura 40**.

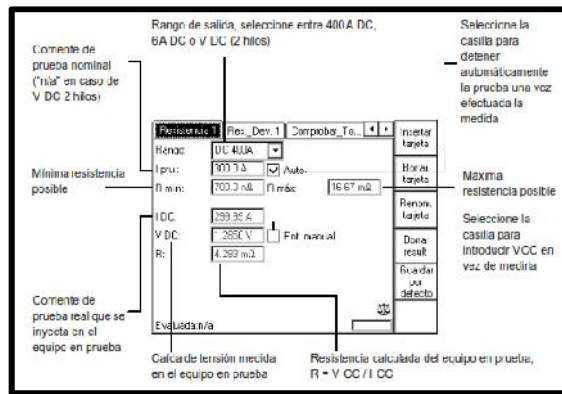


Figura 41 - Plantilla para pruebas de transformadores de potencia con cambiador de tomas.

Fuente: CPC-100 Reference Manual

3. Realizar las conexiones según el manual de uso para el equipo a medir.
4. Para el devanado de alta tensión se debe realizar la medida como se muestra en la **Figura 41**:

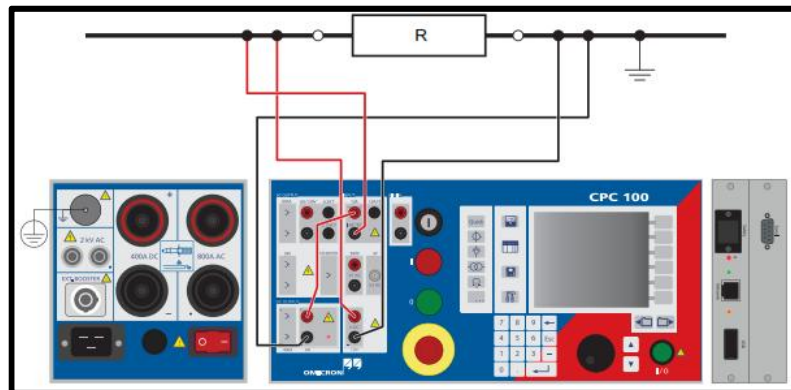


Figura 42 - Conexión de la CPC 100 a cada bobina del transformador de potencia.

Fuente: CPC-100 Reference Manual

5. Pulsar el botón de Start para empezar la prueba y realizar el cambio de toma.
6. A continuación se muestra en el display de la CPC 100 el resultado de la resistencia de devanados.
7. Guardar y repetir la prueba para cada uno de los devanados.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Las mediciones de la resistencia de devanados no deberían variar a más del 1% de los valores obtenidos en las pruebas en fábrica del equipo. Las diferencias entre las medidas realizadas a cada fase no deberían variar en más del 3%.

3.1.5.3. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

PROCEDIMIENTO

Para medir la resistencia de aislamiento se debe realizar lo siguiente:

1. Verificar la ausencia de tensión en el sitio donde se realizará la prueba con un detector de tensión.
2. Cortocircuitar los devanados de alta y de baja.
3. Realizar las conexiones según las **figuras**.

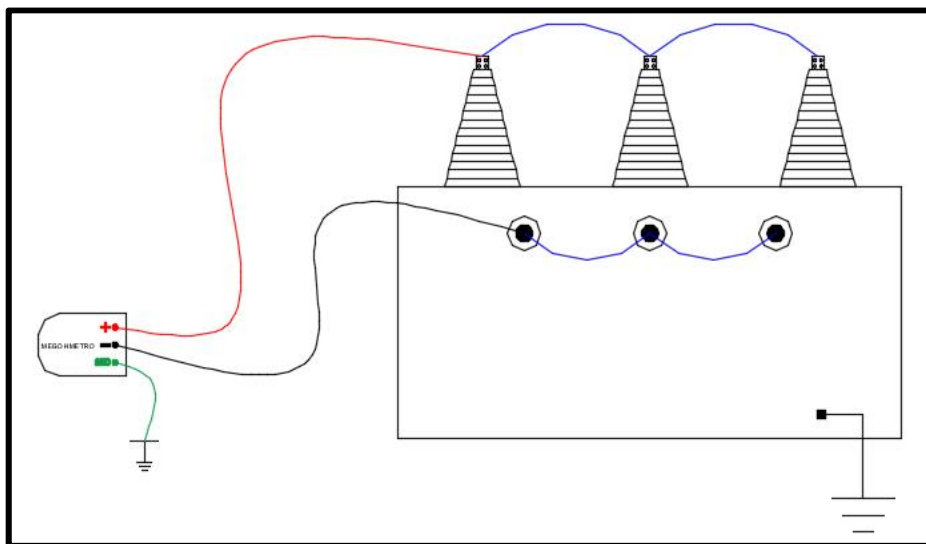


Figura 43 - Conexión de Megohmetro a transformador de potencia para medir la resistencia de aislamiento de alta a baja.

Fuente: Propia

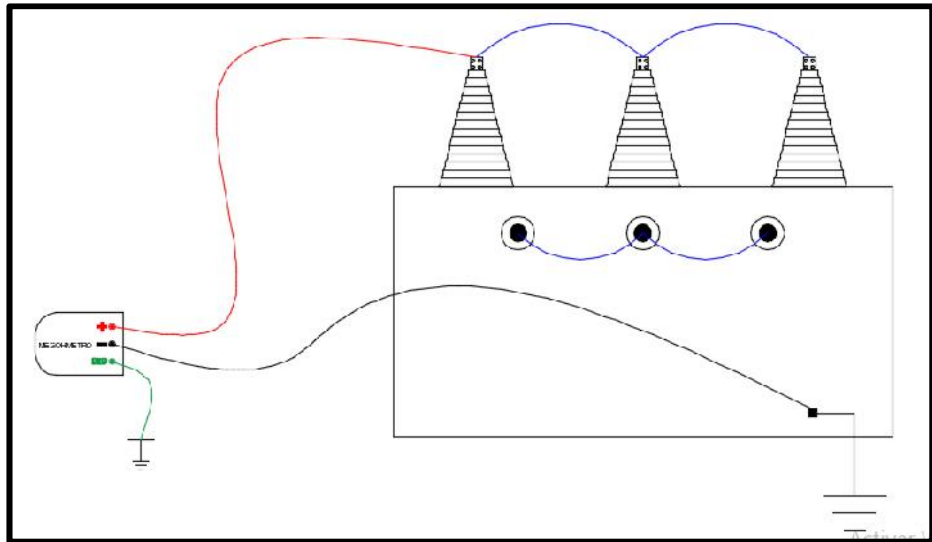


Figura 44 - Conexión de Megohmetro a transformador de potencia para medir la resistencia de aislamiento de alta a tierra.

Fuente: Propia

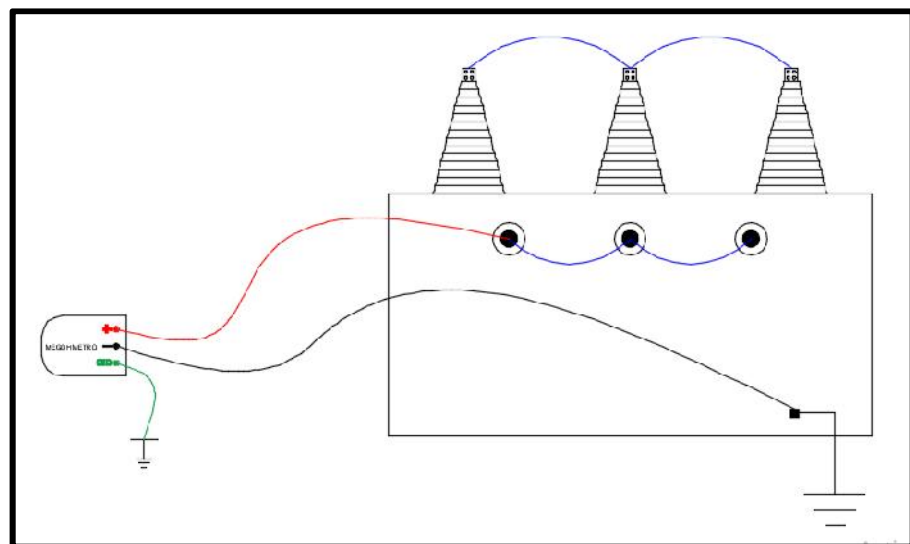


Figura 45 - Conexión de Megohmetro a transformador de potencia para medir la resistencia de aislamiento de baja a tierra.

Fuente: Propia

Nota:

- Para las mediciones se debe desconectar el neutro del sistema de puesta a tierra.
4. No se debe abrir el circuito de medida en medio de la prueba, ya que se pueden producir una tensión peligrosa.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Para evaluar las condiciones del aislamiento de los transformadores de potencia es conveniente analizar la tendencia de los valores que se obtengan en las pruebas periódicas.

En la normativa internacional ANSI/NETA ATS-2009, encontramos la tabla que se muestra a continuación en la cual encontramos los valores mínimos de resistencia de aislamiento recomendados por el comité técnico de la NETA (*International Electrical Testing Association*) que es ausencia de normas de consenso, sugiere los siguientes valores:

Tabla 3 - Resistencia mínima recomendada en pruebas según la normativa ANSI/NETA ATS-2009.

Fuente: ANSI/NETA ATS-2009

Transformer Coil Rating Type in Volts	Minimum DC Test Voltage	Recommended Minimum Insulation Resistance in Megohms	
		Liquid Filled	Dry
0 - 600	1000	100	500
601 - 5000	2500	1000	5000
Greater than 5000	5000	5000	25000

3.1.5.4. TANGENTE DELTA

PROCEDIMIENTO

Para medir la tangente delta con la CPC-100 OMICRON, se debe contar con el accesorio de pruebas CP-TD1.

1. Verificar la ausencia de tensión en el sitio donde se realizará la prueba con un detector de tensión.

2. Los terminales de alta tensión de la borna deben aislarse de las líneas de conexión.
3. Cada grupo de devanados deben ser cortocircuitados, lo que significa A, B, C (neutro) como muestra en la Figura 13.
4. Los terminales de neutro de todos los devanados con configuración estrella con neutro de conexión externa se tienen que desconectar de tierra (tanque).
5. Si el transformador tiene cambiador de tomas, **se debe situar en la posición neutra** (o toma intermedia).
6. Conecte el terminal de puesta a tierra de CPC 100 + CP TD1 al sistema de puesta a tierra del transformador (subestación).
7. Conecte la salida de alta tensión del CP TD1 al devanado de alta tensión.
8. Conecte el **IN A Rojo** al devanado de baja tensión; **IN B Azul** al devanado terciario según lo muestra la **figura 45**.

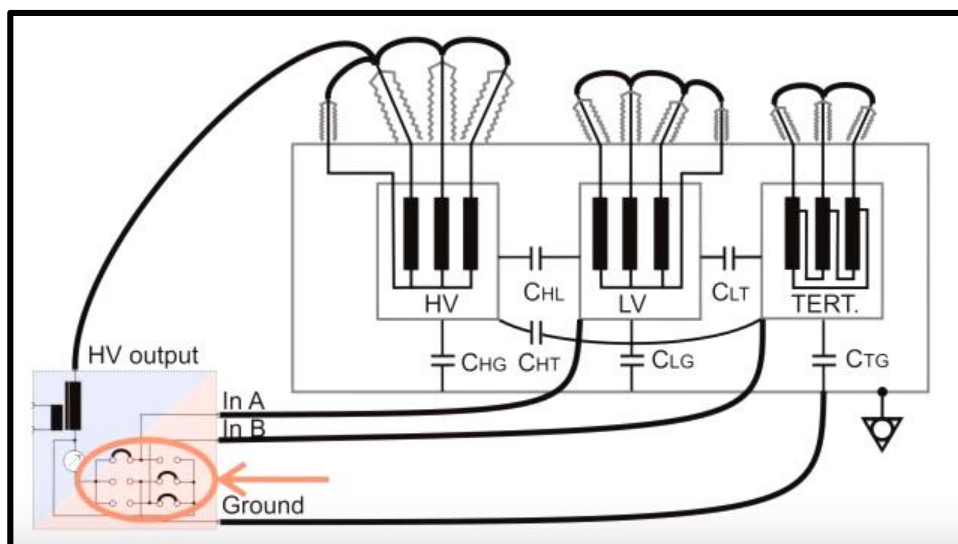


Figura 46 - Conexión al transformador desde la CP-TD1.
Fuente: CP-TD1 Reference Manual

9. La tensión de prueba se elige en función de la tensión nominal del devanado.

10. Todas las pruebas se deben hacer con el aceite a temperaturas próximas a 20°C.

11. Prueba de factor potencia o tangente delta:

- a. Se debe usar la tarjeta de prueba **TanDelta-PF 1** para medir la tangente delta o factor de potencia del transformador según la **Figura 46**.

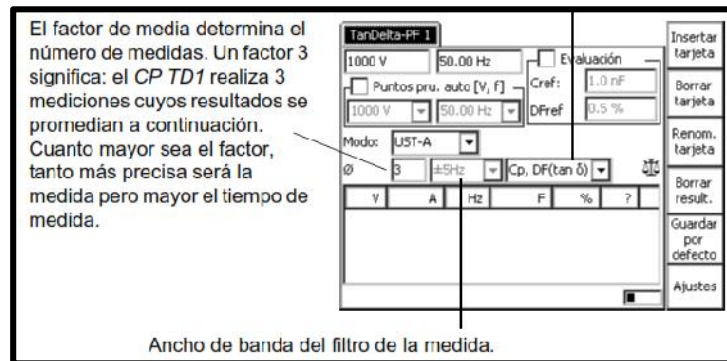


Figura 47 - Plantilla para pruebas de transformadores TanDelta.

Fuente: CP-TD1 Reference Manual

- b. Se debe realizar la conexión de la CPC 100 + CP TD1 a los devanados del transformador como se indica en la Figura 15.
- c. Pulsar el botón de Start para empezar la prueba.
- d. A continuación se muestra en el display de la CPC 100 los resultados obtenidos durante la medición.

12. No se debe abrir el circuito de medida en medio de la prueba, ya que se pueden producir una tensión peligrosa.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En las **figuras 47, 48 y 49** se muestra esquemáticamente la representación de los aislamientos que constituyen a los transformadores de dos, tres devanados y autotransformadores.

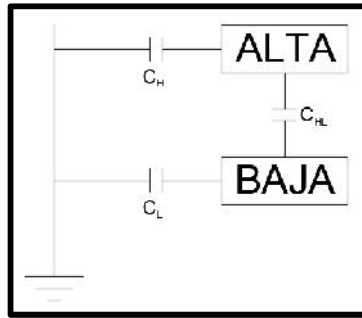


Figura 48 - Capacitancia en transformador de 2 devanados.
Fuente: Propia

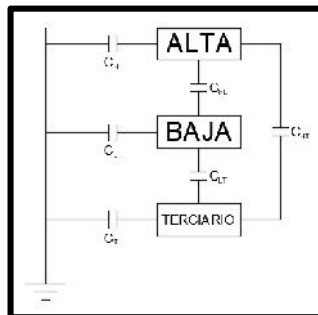


Figura 49 - Capacitancia en transformador de 3 devanados.
Fuente: Propia

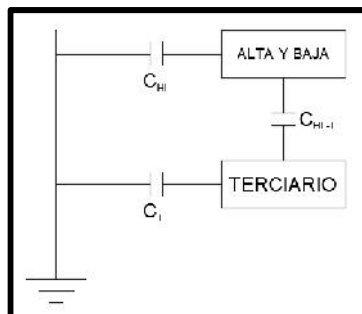


Figura 50 - Capacitancia en autotransformador.
Fuente: Propia

Los aislamientos C_H , C_L y C_T son respectivamente los aislamientos entre el devanado de alta tensión y tierra, el devanado de baja tensión y tierra y el devanado terciario y tierra. Los aislamientos representados como C_{HL} , C_{LT} y C_{HT} son aislamientos entre devanados.

En la **tabla 4** se presenta el criterio de evaluación del aislamiento para transformadores. Se debe revisar en la estadística de valores obtenidos de factor de potencia o disipación en pruebas anteriores, con el objeto de analizar la tendencia de dichos valores.

Tabla 4 - Resultados máximos esperados en factor de disipación según ANSI/NETA ATS-2009.

Fuente: IEEE Std. 62-1995

Lectura de Factor de Potencia	Posible condición del Aislamiento
$\leq 0.5\%$	Bueno
$> 0.5\% - \leq 0.7\%$	Deterioro Normal
$> 0.7\% - \leq 1\%$	Requiere Investigación
$> 1\%$	Deterioro Excesivo

Los aislamientos nuevos con aislamiento de papel-aceite típicamente presentan factores de potencia o disipación entre 0.25% a 0.30%, cualquier valor mayor a 0.5% se considera normalmente deteriorado, excepto en transformadores usados donde deben ser menores al 1%. Si es que existieran variaciones bien sea en capacitancia o corriente indican movimiento del devanado o del núcleo; 5% o más indican movimiento severo.

La capacitancia es una función de la geometría del espécimen y no se esperan cambios con la edad. Cambios de capacitancia son indicativos de cambios físicos. Un aumento en el valor de los vatios indica contaminación del sistema tal como absorción de humedad, polución o suciedad. Ejemplos que pueden producir variaciones en las pérdidas:

-) Mala conexión o pérdida de distancias mínimas en barras o uniones.
-) Carbonización debido al paso del arco eléctrico.
-) Ionización de un material aislante sólido causando pequeñas descargas parciales.

3.2 DESARROLLO DE APLICATIVO MÓVIL

El desarrollo del aplicativo móvil tiene como finalidad que, durante las pruebas en sitio, el ingeniero a cargo de las pruebas pueda tener, este manual, en su dispositivo móvil. Esto tiene el objetivo de que no existan equivocaciones en las conexiones para cada tipo de pruebas y en la interpretación de los resultados en sitio, las cuales al ser ingresados en el aplicativo, este nos permitirá saber si los resultados obtenidos son los esperados, contrastándolos con las normas internacionales.

La pantalla principal del aplicativo móvil se muestra en la **Figura N°51**.



Figura 51 – Pantalla principal del aplicativo.

A continuación, se presenta la secuencia y el uso por cada tipo de prueba a los transformadores.

3.2.1 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Para la relación de transformación, se deben ingresar los siguientes datos:

1. Potencia (Expresada en KVA)
2. Voltaje Primario (Expresado en KV)
3. Voltaje Secundario (Expresado en KV)

4. Número de Taps y porcentaje de cada salto.
5. Seleccionar el grupo de conexión del transformador

La pantalla en la cual se realiza el relleno de esta información y se observa la conexión desde la unidad CPC100 al transformador se presenta en la **Figura N°52**.

The screenshot shows a mobile application interface titled "Relación de Transformación". It contains several input fields: "Potencia:" with a value of "000000" and a unit dropdown set to "kVA"; "Voltaje Primario:" with a value of "000000" and a unit dropdown set to "kV"; "Voltaje Secundario:" with a value of "000000" and a unit dropdown set to "kV"; "Taps:" with a value of "0" and a unit dropdown set to "X"; and "Conexión:" with a value of "D80" and a "Ver Conexión" button. A large blue "CALCULAR" button is at the bottom.

Figura 52 – Ingreso de datos de relación de transformación.

Una vez, completada la información necesaria del transformador se procede a dirigirse a la pantalla en la cual se deben ingresar los resultados de cada prueba en cada toma de los devanados (si es que lo hubiese). El ingreso de los resultados se realizará en la pantalla que se presenta en la **Figura N°53**.

The screenshot shows the results screen for "Relación de Transformación". It displays three phases: "Fase R", "Fase G", and "Fase T". Each phase has a table with columns "Tap", "Resultado", and "Estado". For each phase, there is one row with "Tap" value "1", "Resultado" value "0.0", and "Estado" value "X". Below the tables is a "Ver Resumen" button and three green status indicators: "Fase R" with a checkmark and "Sin Terminar", "Fase G" with a checkmark and "Sin Terminar", and "Fase T" with a checkmark and "Sin Terminar".

Figura 53 – Ingreso de resultados de relación de transformación.

Al finalizar el ingreso de los resultados de los resultados obtenidos, se debe pulsar el botón “**Ver Resumen**” el cual nos indicará si los resultados obtenidos son los esperados en base a la normatividad internacional.

3.2.2 RESISTENCIA DE DEVANADOS

Para la prueba de resistencia de devanados se puede observar la conexión desde la unidad CPC100 al transformador como se presenta en la **Figura N°54**, así como también se muestra la pantalla en la que se deben ingresar los resultados obtenidos.

Top	Resultado
H1	0000 a
H2	0000 a
H3	0000 a

Top	Resultado
X1	0000 a
X2	0000 a
X3	0000 a

Figura 54 – Pantalla principal de ingreso de datos de resistencia de devanados.

Al finalizar el ingreso de los resultados de los resultados obtenidos, se debe pulsar el botón “**Ver Resumen**” el cual nos indicará si los resultados obtenidos son los esperados en base a la normatividad internacional.

3.2.3 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Para la resistencia de aislamiento, se deben ingresar los siguientes datos:

1. Voltaje Primario (Expresado en KV)
2. Voltaje Secundario (Expresado en KV)

En la pantalla en la cual se realiza el relleno de esta información, se puede observar la conexión para cada tipo de medida que se realiza en la resistencia de aislamiento, la pantalla en la que se pueden ver los botones para observar las conexiones se presenta en la **Figura N°55**.



Figura 55 – Ingreso de datos de prueba de resistencia de aislamiento.

El ingreso de los resultados se realizará en la pantalla que se presenta en la **Figura N°56**.



Figura 56 – Pantalla de ingreso de resultados de resistencia de aislamiento.

Al finalizar el ingreso de los resultados de los resultados obtenidos, se debe pulsar el botón **“Ver Resumen”** el cual nos indicará si los resultados obtenidos son los esperados en base a la normatividad internacional.

3.2.4 TANGENTE DELTA

Para la tangente delta, se deben ingresar los siguientes datos:

1. Voltaje Primario (Expresado en KV)
2. Voltaje Secundario (Expresado en KV)

La pantalla en la cual se realiza el relleno de esta información y se observa la conexión desde la unidad CPC100 al transformador se presenta en la **Figura N°57**.



Figura 57 – Ingreso de datos de prueba de tangente delta.

El ingreso de los resultados se realizará en la pantalla que se presenta en la **Figura N°58**.



Figura 58 – Pantalla de ingreso de resultados de tangente delta.

Al finalizar el ingreso de los resultados de los resultados obtenidos, se debe pulsar el botón “**Ver Resumen**” el cual nos indicará si los resultados obtenidos son los esperados en base a la normatividad internacional.

VII CONCLUSIONES

Las pruebas eléctricas primarias a transformadores eléctricos de potencia cumplen un rol fundamental para la determinación del estado en el que se encuentra los componentes constructivos del equipos, ya sean las bobinas, el equipo intercambiador de tomas, etc. Concluyendo que cada prueba realizada y según sean los resultados obtenidos nos dirá que acciones debemos tomar como posibles soluciones para el mantenimiento del espécimen en prueba.

Cuando en la prueba de relación de transformación los resultados obtenidos no van acorde a los datos de placa del transformador o tienen un error significativo en la medida, concluimos que, es una muestra de que en el interior de cada bobina del transformador existen cortocircuitos entre espiras por daño en el aislamiento, por montajes incorrectos o configuración incorrecta del intercambiador de tomas.

Con la prueba de resistencia de devanados, concluimos que, es posible detectar altas resistencias en contactos metálicos, en las conexiones del cambiador de tomas, conexionado de bujes con los devanados y el conexionado de los devanados.

Con las pruebas de resistencia de aislamiento y tangente delta podemos evaluar el estado del sistema de aislamiento del transformador eléctrico de potencia, concluyendo que, estas pruebas nos permite conocer si es que el sistema de aislamiento se encuentran contaminados, presentan deterioro químico, daño por sobrecalentamiento o si el aislante presenta algún grado de humedad en la estructura que lo compone.

Con la elaboración de este manual de análisis e interpretación de resultados de las principales pruebas eléctricas a transformadores eléctricos de potencia,

concluimos que es importante el ahorro de tiempo en la ejecución de las pruebas, y que por ese motivo se han brindado los conocimientos concisos y los pasos primordiales para la ejecución de cada prueba, facilitando los tipos de conexión y brindando a los ingenieros de pruebas la facilidad para la interpretación y evaluación de los resultados obtenidos.

Con el desarrollo del aplicativo móvil de este manual, concluimos que, podremos obtener una evaluación *in situ* del estado del transformador, ya que esta plataforma nos dirá si el transformador cumple con lo establecido por la normatividad internacional. Además, el aplicativo móvil desarrollado en este trabajo es de carácter innovador por motivo que en el mercado de las aplicaciones no existe una como la que se desarrolló en este documento.

VIII RECOMENDACIONES

Para que los resultados de las pruebas eléctricas realizadas a los transformadores de potencia sean confiables, recomendamos que las pruebas deben ser realizadas con las unidades de prueba debidamente calibradas, así como también debe existir una periodicidad en la realización de las pruebas al transformador eléctrico, con el fin de que tener datos históricos con los cuales, los nuevos resultados, puedan ser comparados. Cabe mencionar que las pruebas deben ser realizadas, de preferencia, con los mismos equipos y en las mismas condiciones.

Es importante que cada persona encargada de realizar las pruebas debe tener el conocimiento y estar en la capacidad de saber operar la unidad de pruebas que vaya a utilizar, por tal motivo recomendamos que se realicen capacitaciones completas sobre el uso de las unidades de pruebas y en especial sobre el tipo de pruebas que se van a realizar.

Recomendamos que el personal a cargo de la realización de las pruebas tenga conocimiento sobre el procedimiento de cada una de las pruebas, ya que, de no saber, pueden ocasionar daños irreversibles tanto a las unidades de prueba, como al transformador de potencia, trayendo consigo costos muy elevados de reparación o reposición.

Las tablas presentes en la normativa sirven como base para el diagnóstico del estado de los transformadores eléctricos de potencia, no obstante se recomienda emplear, también, el criterio de cada profesional, por lo que es importante que en las aulas de clase se incentive la lectura y el conocimiento de las normativas internacionales.

Se recomienda que, previamente a la ejecución de las pruebas eléctricas, el personal a cargo de la realización de estas pruebas sigan a cabalidad lo mencionado en el procedimiento de cada prueba con el fin de evitar pérdidas humanas, también es importante que se utilice el equipo de protección personal (EPP) adecuado para la realización de las pruebas.

El uso del aplicativo móvil es importante como un complemento con el fin de tener conocimiento del estado del transformador; como este aplicativo funciona en teléfonos inteligentes de gama media y alta, se recomienda que el personal encargado de la realización de las pruebas sea proveído de un móvil que pueda soportar esta plataforma.

IX REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Sobrevila, M. (2000). *Máquinas Eléctricas*. Argentina. Editorial Alsina.
Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/142696875/Maquinas-Electricas-Sobrevila>
2. Myers S, Kelly J, Parrish R. (1981). *A guide to transformer maintenance*. Transformer Maintenance Institute. Estados Unidos.
3. International Electrical Testing Association. (2009). *Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems*. Estados Unidos.
4. Institute of Electrical and Electronics Engineers. (1995). *IEEE Std. 62-1995 "IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus"*. (ed. Rev. IEEE Std. 62-1978).
5. Gallo E. (2016). *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo*. Colombia. Disponible en: <https://es.slideshare.net/ernestogallo581/diagnostico-y-mantenimiento-a-transformadores-conferencia-virtual-tercera-sesin>
6. Castiblanco J, Benavides C. (2006). *Guía general y recomendaciones para pruebas de diagnóstico de falla en equipos de alta tensión en subestaciones de energía eléctrica*. Tesis de grado. Universidad de La Salle, Bogotá, Colombia.
7. Council on Large Electric Systems - CIGRÉ. (2011). *Guide for Transformer Maintenance*. Alemania.
8. OMICRON electronics GmbH. (2016). *CPC 100 Reference Manual*.
9. OMICRON electronics GmbH. (2007). *CP TD1 Reference Manual*.

X. ANEXO A

APLICACIÓN PRÁCTICA DEL MANUAL DE PRUEBAS A UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ISA – TRANSMANTARO.

A.1. INTRODUCCIÓN

En este anexo se desarrollará, como un ejemplo práctico, las pruebas de diagnóstico realizados a un autotransformador de 100MVA para la Subestación eléctrica de Isa – Transmantaro en Chimbote.

A.2. CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO

El transformador que se probó para la aplicación de este manual posee las siguientes características:

)	MARCA:	SIEMENS
)	POTENCIA:	100MVA
)	VOLTAJE:	220 / 138 KV
)	FRECUENCIA:	60 Hz
)	CONEXIÓN:	YNyn0
)	N° DE SERIE:	201075

A.3. REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS

A.3.1. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

La prueba de relación de transformación se realizó al transformador aplicando tensión por el lado de 220 kV y midiendo la salida en 138 kV monofásicamente.

Tabla 5 - Resultados de Relación de Transformación en la fase U
Fuente: Propia

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACIÓN (H1 H0 / X1 X0)											
Toma	Vprim. Nom.	Vsec. Nom	Relación Nominal	LECTURA							
				V prim.		V sec.		Relación		I prim.	
1	242000 V	138000 V	1.7536 : 1	399.93 V	0.00 °	228.50 V	0.15 °	1.7502 : 1	-0.19 %	1.91 mA	-24.22 °
2	239250 V	138000 V	1.7337 : 1	399.93 V	0.00 °	231.13 V	0.16 °	1.7303 : 1	-0.19 %	1.94 mA	-23.59 °
3	236500 V	138000 V	1.7138 : 1	399.94 V	0.00 °	233.83 V	0.17 °	1.7104 : 1	-0.20 %	1.98 mA	-24.05 °
4	233750 V	138000 V	1.6938 : 1	399.91 V	0.00 °	236.55 V	0.14 °	1.6906 : 1	-0.19 %	2.02 mA	-24.78 °
5	231000 V	138000 V	1.6739 : 1	399.86 V	0.00 °	239.34 V	0.14 °	1.6707 : 1	-0.19 %	2.09 mA	-24.44 °
6	228250 V	138000 V	1.6540 : 1	399.99 V	0.00 °	242.31 V	0.15 °	1.6507 : 1	-0.20 %	2.09 mA	-26.17 °
7	225500 V	138000 V	1.6341 : 1	399.86 V	0.00 °	245.19 V	0.16 °	1.6308 : 1	-0.20 %	2.15 mA	-25.79 °
8	222750 V	138000 V	1.6141 : 1	399.91 V	0.00 °	248.24 V	0.13 °	1.6110 : 1	-0.20 %	2.19 mA	-27.32 °
9	220000 V	138000 V	1.5942 : 1	399.95 V	0.00 °	251.37 V	0.13 °	1.5911 : 1	-0.19 %	2.23 mA	-27.80 °
10	217250 V	138000 V	1.5743 : 1	399.90 V	0.00 °	254.52 V	0.16 °	1.5712 : 1	-0.20 %	2.25 mA	-27.73 °
11	214500 V	138000 V	1.5543 : 1	399.93 V	0.00 °	257.80 V	0.14 °	1.5513 : 1	-0.20 %	2.31 mA	-27.50 °
12	211750 V	138000 V	1.5344 : 1	399.95 V	0.00 °	561.17 V	0.16 °	1.5314 : 1	-0.20 %	2.38 mA	-28.15 °
13	209000 V	138000 V	1.5145 : 1	399.92 V	0.00 °	264.58 V	0.14 °	1.5115 : 1	-0.20 %	2.40 mA	-28.95 °
14	206250 V	138000 V	1.4946 : 1	399.93 V	0.00 °	268.12 V	0.15 °	1.4916 : 1	-0.20 %	2.47 mA	-28.88 °
15	203500 V	138000 V	1.4746 : 1	399.91 V	0.00 °	271.73 V	0.15 °	1.4717 : 1	-0.20 %	2.53 mA	-30.30 °
16	200750 V	138000 V	1.4547 : 1	399.91 V	0.00 °	275.45 V	0.14 °	1.4519 : 1	-0.20 %	2.60 mA	-30.52 °
17	198000 V	138000 V	1.4348 : 1	399.92 V	0.00 °	279.28 V	0.15 °	1.4320 : 1	-0.20 %	2.66 mA	-30.49 °

Tabla 6 - Resultados de Relación de Transformación en la fase V
Fuente: Propia

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACIÓN (H1 H0 / X1 X0)											
Toma	Vprim. Nom.	Vsec. Nom	Relación Nominal	LECTURA							
				V prim.		V sec.		Relación		I prim.	
1	242000 V	138000 V	1.7536 : 1	399.93 V	0.00 °	228.50 V	0.15 °	1.7502 : 1	-0.19 %	1.91 mA	-24.22 °
2	239250 V	138000 V	1.7337 : 1	399.93 V	0.00 °	231.13 V	0.16 °	1.7303 : 1	-0.19 %	1.94 mA	-23.59 °
3	236500 V	138000 V	1.7138 : 1	399.94 V	0.00 °	233.83 V	0.17 °	1.7104 : 1	-0.20 %	1.98 mA	-24.05 °
4	233750 V	138000 V	1.6938 : 1	399.91 V	0.00 °	236.55 V	0.14 °	1.6906 : 1	-0.19 %	2.02 mA	-24.78 °
5	231000 V	138000 V	1.6739 : 1	399.86 V	0.00 °	239.34 V	0.14 °	1.6707 : 1	-0.19 %	2.09 mA	-24.44 °
6	228250 V	138000 V	1.6540 : 1	399.99 V	0.00 °	242.31 V	0.15 °	1.6507 : 1	-0.20 %	2.09 mA	-26.17 °
7	225500 V	138000 V	1.6341 : 1	399.86 V	0.00 °	245.19 V	0.16 °	1.6308 : 1	-0.20 %	2.15 mA	-25.79 °
8	222750 V	138000 V	1.6141 : 1	399.91 V	0.00 °	248.24 V	0.13 °	1.6110 : 1	-0.20 %	2.19 mA	-27.32 °
9	220000 V	138000 V	1.5942 : 1	399.95 V	0.00 °	251.37 V	0.13 °	1.5911 : 1	-0.19 %	2.23 mA	-27.80 °
10	217250 V	138000 V	1.5743 : 1	399.90 V	0.00 °	254.52 V	0.16 °	1.5712 : 1	-0.20 %	2.25 mA	-27.73 °
11	214500 V	138000 V	1.5543 : 1	399.93 V	0.00 °	257.80 V	0.14 °	1.5513 : 1	-0.20 %	2.31 mA	-27.50 °
12	211750 V	138000 V	1.5344 : 1	399.95 V	0.00 °	561.17 V	0.16 °	1.5314 : 1	-0.20 %	2.38 mA	-28.15 °
13	209000 V	138000 V	1.5145 : 1	399.92 V	0.00 °	264.58 V	0.14 °	1.5115 : 1	-0.20 %	2.40 mA	-28.95 °
14	206250 V	138000 V	1.4946 : 1	399.93 V	0.00 °	268.12 V	0.15 °	1.4916 : 1	-0.20 %	2.47 mA	-28.88 °
15	203500 V	138000 V	1.4746 : 1	399.91 V	0.00 °	271.73 V	0.15 °	1.4717 : 1	-0.20 %	2.53 mA	-30.30 °
16	200750 V	138000 V	1.4547 : 1	399.91 V	0.00 °	275.45 V	0.14 °	1.4519 : 1	-0.20 %	2.60 mA	-30.52 °
17	198000 V	138000 V	1.4348 : 1	399.92 V	0.00 °	279.28 V	0.15 °	1.4320 : 1	-0.20 %	2.66 mA	-30.49 °

Tabla 7 - Resultados de Relación de Transformación en la fase W
Fuente: Propia

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACIÓN (H3 H0 / X3 X0)											
Toma	Vprim. Nom.	Vsec. Nom	Relación Nominal	LECTURA							
				V prim.		V sec.		Relación		I prim.	
1	242000 V	138000 V	1.7536 : 1	399.91 V	0.00 °	228.49 V	0.13 °	1.7502 : 1	-0.19 %	1.83 mA	-22.01 °
2	239250 V	138000 V	1.7337 : 1	399.90 V	0.00 °	231.11 V	0.15 °	1.7303 : 1	-0.19 %	1.88 mA	-22.03 °
3	236500 V	138000 V	1.7138 : 1	399.96 V	0.00 °	233.83 V	0.17 °	1.7104 : 1	-0.19 %	1.90 mA	-22.51 °
4	233750 V	138000 V	1.6938 : 1	399.93 V	0.00 °	239.57 V	0.15 °	1.6906 : 1	-0.19 %	1.96 mA	-24.24 °
5	231000 V	138000 V	1.6739 : 1	399.91 V	0.00 °	239.37 V	0.16 °	1.6707 : 1	-0.19 %	1.98 mA	-24.54 °
6	228250 V	138000 V	1.6540 : 1	399.93 V	0.00 °	242.27 V	0.14 °	1.6507 : 1	-0.20 %	2.01 mA	-24.63 °
7	225500 V	138000 V	1.6341 : 1	399.96 V	0.00 °	245.24 V	0.14 °	1.6309 : 1	-0.19 %	2.06 mA	-24.93 °
8	222750 V	138000 V	1.6141 : 1	399.94 V	0.00 °	248.26 V	0.13 °	1.6110 : 1	-0.20 %	2.09 mA	-25.62 °
9	220000 V	138000 V	1.5942 : 1	399.92 V	0.00 °	251.35 V	0.13 °	1.5911 : 1	-0.19 %	2.16 mA	-26.70 °
10	217250 V	138000 V	1.5743 : 1	399.93 V	0.00 °	254.53 V	0.13 °	1.5712 : 1	-0.19 %	2.18 mA	-26.60 °
11	214500 V	138000 V	1.5543 : 1	399.93 V	0.00 °	257.80 V	0.16 °	1.5513 : 1	-0.19 %	2.24 mA	-26.83 °
12	211750 V	138000 V	1.5344 : 1	399.91 V	0.00 °	261.14 V	0.16 °	1.5314 : 1	-0.20 %	2.26 mA	-27.49 °
13	209000 V	138000 V	1.5145 : 1	399.91 V	0.00 °	264.57 V	0.15 °	1.5115 : 1	-0.20 %	2.34 mA	-28.31 °
14	206250 V	138000 V	1.4946 : 1	399.91 V	0.00 °	268.10 V	0.15 °	1.4917 : 1	-0.19 %	2.37 mA	-28.06 °
15	203500 V	138000 V	1.4746 : 1	399.92 V	0.00 °	271.73 V	0.14 °	1.4718 : 1	-0.19 %	2.43 mA	-29.04 °
16	200750 V	138000 V	1.4547 : 1	399.93 V	0.00 °	275.46 V	0.16 °	1.4519 : 1	-0.20 %	2.50 mA	-29.57 °
17	198000 V	138000 V	1.4348 : 1	399.88 V	0.00 °	279.25 V	0.16 °	1.4320 : 1	-0.20 %	2.55 mA	-28.94 °

A.3.2. RESISTENCIA DE DEVANADOS

La medición de la resistencia de devanados se llevó a cabo aplicando 6 Amperios en corriente continua a cada uno de los devanados del transformador y midiendo la caída de tensión en los mismos.

Tabla 8 - Resultados de Resistencia de devanados en la fase U
Fuente: Propia

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS			
220 kV - FASE U			
Pos.	I DC	V DC	R medida
1	5.30 A	4.31 V	812.17 m
2	5.31 A	4.28 V	806.14 m
3	5.31 A	4.25 V	800.69 m
4	5.31 A	4.22 V	794.39 m
5	5.31 A	4.19 V	788.44 m
6	5.32 A	4.16 V	781.94 m
7	5.32 A	4.13 V	779.59 m
8	5.32 A	4.10 V	770.23 m
9	5.32 A	4.07 V	764.78 m
10	5.32 A	4.10 V	770.60 m
11	5.32 A	4.13 V	777.10 m
12	5.32 A	4.16 V	782.45 m
13	5.32 A	4.17 V	788.92 m
14	5.31 A	4.22 V	794.41 m
15	5.31 A	4.25 V	800.62 m
16	5.31 A	4.28 V	806.47 m
17	5.31 A	4.32 V	812.92 m

Tabla 9 - Resultados de Resistencia de devanados en la fase V
Fuente: Propia

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS			
220 kV - FASE V			
Pos.	I DC	V DC	R medida
1	5.30 A	4.32 V	813.67 m
2	5.31 A	4.29 V	807.91 m
3	5.31 A	4.26 V	801.65 m
4	5.31 A	4.23 V	795.69 m
5	5.31 A	4.19 V	789.64 m
6	5.31 A	4.16 V	783.27 m
7	5.32 A	4.13 V	777.27 m
8	5.32 A	4.10 V	770.95 m
9	5.32 A	4.07 V	764.48 m
10	5.32 A	4.10 V	771.40 m
11	5.32 A	4.13 V	777.06 m
12	5.31 A	4.16 V	783.00 m
13	5.31 A	4.19 V	788.81 m
14	5.31 A	4.23 V	795.51 m
15	5.31 A	4.25 V	801.37 m
16	5.31 A	4.28 V	807.46 m
17	5.30 A	4.32 V	813.73 m

Tabla 10 - Resultados de Resistencia de devanados en la fase W
Fuente: Propia

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS			
220 kV - FASE W			
Pos.	I DC	V DC	R medida
1	5.30 A	4.31 V	814.23 m
2	5.30 A	4.28 V	808.15 m
3	5.30 A	4.25 V	802.59 m
4	5.30 A	4.22 V	796.18 m
5	5.30 A	4.19 V	790.37 m
6	5.31 A	4.16 V	784.29 m
7	5.31 A	4.14 V	779.18 m
8	5.31 A	4.10 V	772.50 m
9	5.31 A	4.07 V	766.21 m
10	5.31 A	4.10 V	771.50 m
11	5.31 A	4.13 V	777.55 m
12	5.04 A	4.16 V	783.12 m
13	5.31 A	4.19 V	789.56 m
14	5.31 A	4.22 V	795.23 m
15	5.31 A	4.25 V	801.70 m
16	5.31 A	4.29 V	807.47 m
17	5.31 A	4.32 V	814.41 m

Tabla 11 - Resultados de Resistencia de devanados en la fase u, v, w. Lado de 138KV
Fuente: Propia

138 kV			
Item	I DC	V DC	R medida
u	5.40 A	2.68 mV	495.57 m
v	5.40 A	2.68 mV	496.13 m
w	5.40 A	2.68 mV	496.16 m

A.3.3. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La medición de la resistencia de aislamiento se realiza cortocircuitando las fases del devanado de alta y las fases del devanado de baja del transformador, seguido de eso se inyecta una tensión de 5000 V en corriente continua para obtener una intensidad de corriente que nos permita obtener la resistencia de aislamiento.

La inyección de tensión dependerá de la resistencia de aislamiento que se quiere obtener, para la resistencia de aislamiento desde el lado de Alta hasta el lado de Baja, se inyecta la tensión desde el lado de Alta, de la misma manera se realizará para la resistencia de aislamiento de Alta a tierra y de Baja a tierra.

Tabla 12 - Resultados de Resistencia de aislamiento del transformador
Fuente: Propia

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO					
Item	V prueba	I prueba	C prueba	Tiempo	R medida
Alta - Baja	5436 V	319 n A	10.2 n F	60 s	17.00 G
Alta - Tierra	5435 V	487 n A	8.7 n F	60 s	11.20 G
Baja - Tierra	5433 V	776 n A	15.2 n F	60 s	7.00 G

A.3.4. TANGENTE DELTA.

La prueba de tangente delta se realizó aplicando tensión a cada uno de los devanados del transformador con las demás fases conectadas a tierra a fin de conocer los valores del Factor de Disipación desde el lado de Alta a Baja, Alta a tierra y Baja a Tierra.

Tabla 13 - Resultados de Tangente delta de Alta a Baja (CHL)
Fuente: Propia

PRUEBA DE TANGENTE DELTA					
CAPACITANCIA "ALTA - BAJA"					
Vprueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	DF
2000.00 V	2015 V	4.95 m A	60.00 Hz	6.52 n F	0.24 %
4000.00 V	4009 V	9.86 m A	60.00 Hz	6.52 n F	0.24 %
6000.00 V	6017 V	14.80 m A	60.00 Hz	6.52 n F	0.24 %
8000.00 V	8000 V	19.68 m A	60.00 Hz	6.52 n F	0.24 %
10000.00 V	9999 V	24.59 m A	60.00 Hz	6.52 n F	0.24 %

Tabla 14 - Resultados de Tangente delta de Alta a Tierra (CH)

Fuente: Propia

CAPACITANCIA "ALTA - TIERRA"					
Vprueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	DF
2000.00 V	2010 V	6.71 m A	60.00 Hz	8.86 n F	0.52 %
4000.00 V	4010 V	13.40 m A	60.00 Hz	8.86 n F	0.30 %
6000.00 V	6012 V	20.08 m A	60.00 Hz	8.86 n F	0.30 %
8000.00 V	8000 V	26.72 m A	60.00 Hz	8.86 n F	0.30 %
10000.00 V	9999 V	33.40 m A	60.00 Hz	8.86 n F	0.31 %

Tabla 15 - Resultados de Tangente delta de Baja a Tierra (CL)

Fuente: Propia

CAPACITANCIA "BAJA - TIERRA"					
Vprueba	V salida	I salida	Frecuencia	Cp	DF
2000.00 V	2013 V	11.27 m A	60.00 Hz	14.85 n F	0.29 %
4000.00 V	4016 V	22.48 m A	60.00 Hz	14.85 n F	0.32 %
6000.00 V	6017 V	33.71 m A	60.00 Hz	14.86 n F	0.35 %
8000.00 V	7999 V	44.84 m A	60.00 Hz	14.87 n F	0.38 %
10000.00 V	9999 V	56.08 m A	60.00 Hz	14.87 n F	0.43 %

A.4. CONCLUSIONES DE LAS PRUEBAS

-) Luego de los resultados de las pruebas de relación de transformación se concluyó que el transformador entrega el nivel de tensión acorde a la relación de transformación nominal ya que, según la norma, nos menciona que los resultados son aceptables cuando son menores que el **0.5% de variación de la relación de transformación nominal**.
-) Los valores de resistencia de devanados obtenidos se encuentran dentro de los promedios normales de transformadores de este tipo como se especifica en la norma **ANSI-NETA ATS-2009 "Standard for acceptance testing specifications for electrical power equipment and systems"**, para aceptación de equipos eléctricos, la cual menciona que **el mayor valor de resistencia obtenido no deberá ser mayor que el 150% del menor valor de resistencia medido**.

- J El valor medido de la resistencia de aislamiento están dentro de los valores recomendados según la norma **ANSI-NETA ATS-2009**, para aceptación de equipos eléctricos, ya que para estos niveles de tensión la resistencia mínima en la lectura deberá ser **5000 M** .
- J Los resultados de las pruebas de Tangente Delta se encuentran dentro de los rangos esperados según la norma IEEE Std. 62-1995 “IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of *Electric Power Apparatus*”, la cual refiere a que los transformadores de potencia deben tener un **Factor de Potencia o disipación** menor a **0.7%**.

XI. ANEXO B

FOTOGRAFÍAS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS EN EL ANEXO A



Figura 59 - Autotransformador 100MVA ISA – Transmantaro

Fuente: Propia

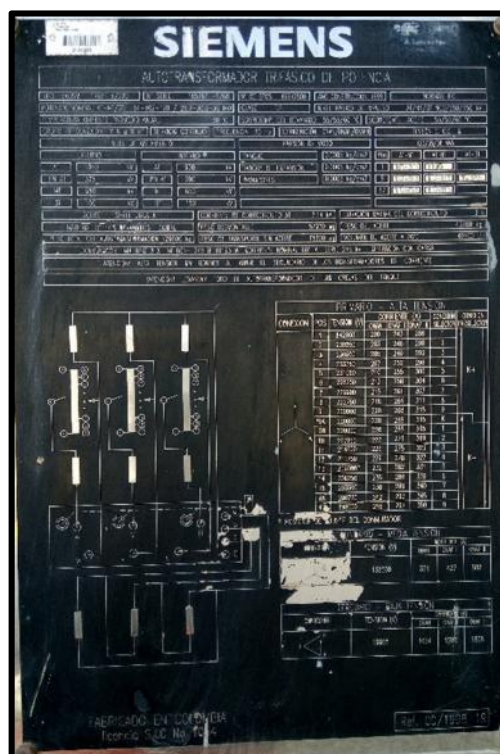


Figura 60 - Placa de Autotransformador 100MVA ISA – Transmantaro

Fuente: Propia



**Figura 61 - CPC 100 realizando pruebas al Autotransformador 100MVA ISA –
Transmantaro**

Fuente: Propia



Figura 62 - Resultado de Resistencia de aislamiento de Alta a Baja

Fuente: Propia



Figura 63 - Resultado de Resistencia de aislamiento de Alta a Tierra

Fuente: Propia



Figura 64 - Resultado de Resistencia de aislamiento de Baja a Tierra

Fuente: Propia

XII. ANEXO C

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN DE LA UNIDAD DE PRUEBAS CPC-100



EverLab
Energía & Laboratorios

METROLOGÍA E INGENIERÍA

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CLE-1089- 2016
 Página : 1 de 3
 Fecha : 28/11/2016

ORDEN TRABAJO : 0887-2016
 N° EXPEDIENTE : 0158-2016

1 CLIENTE : **SPT INGENIERIA PERU SAC**
 Dirección : JR. NAPO N° 652 URB. CHACRA COLORADA - BREÑA - LIMA

2 INSTRUMENTO DE MEDICIÓN : **SISTEMA MULTIFUNCIONAL DE PRUEBAS**
 Marca : OMICRON
 Modelo : CPC-100
 Serie : QB342W
 Alcance de Escala : Max. 2000 V / 800 A
 Procedencia : AUSTRIA

3 FECHA Y LUGAR DE MEDICIÓN
 Fecha : 28/11/2016
 Lugar de Calibración : Laboratorio de Calibraciones de ENERLAB S.A.C.

4 METODO DE CALIBRACIÓN
 La calibración se realizó por medición directa y comparativa con patrones calibrados con trazabilidad nacional.

5 PATRON DE CALIBRACIÓN

INSTRUMENTO	MARCA	MODELO	IDENTIFICACION Y/O SERIE	N° DE CERTIFICADO	TRAZABILIDAD
ANALIZADOR DE REDES	METREL	MI-2892	15410712	LE-415-2016	DM-INACAL
TERMOMIGROMETRO	TRACEABLE	4087	140309235	LT-085-2016	DM-INACAL

6 CONDICIONES AMBIENTALES

MAGNITUD	INICIAL	FINAL
TEMPERATURA	22,2 °C	22,2 °C
HUMEDAD RELATIVA	60,2 %	60,2 %

7 OBSERVACIONES
 Los resultados de las mediciones efectuadas se muestran en la página 02 del presente documento.
 El valor indicado del equipo que se muestra en la tabla, es el promedio de 5 valores medidos.
 La incertidumbre de la medición se determinó con un factor de cobertura K=2, para un nivel de confianza de 95%.
 Con fines de identificación se colocó una etiqueta autoadhesiva con la indicación "CALIBRADO".
 La periodicidad de la calibración depende del uso, mantenimiento y conservación del instrumento de medición.



Ing. Máximo Córdova Cordero
CIP:94415
Gerencia Técnica



LABORATORIO DE CALIBRACIONES
EverLab
Energía & Laboratorios S.A.C.
RUC: 20523719286

PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL DE ESTE DOCUMENTO SIN AUTORIZACIÓN ESCRITA DE ENERLAB S.A.C.

Jr. Los Palmitos N° 127-131 Urb. Los Jardines de San Juan - San Juan de Lurigancho - Lima - Lima
 Teléfono: (511) 3769578 / 6739041 Entel: 981 452 217 RPM: *0237890 / #948975146 / #956031703 RPC: 940247374
 Cel: 952033733 / 948975146 / 956031703 Web: www.enerlab.com.pe / e-mail: ventas@enerlab.com.pe

Figura 65 - Certificado de calibración CPC-100, página 1

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CLE-1089- 2016

Página : 2 de 3
Fecha : 28/11/2016

RESULTADOS DE CALIBRACIÓN

GENERACION DE TENSION AC (V)

VALOR PATRON (V)	VALOR MEDIDO (V)	FACTOR DE CORRECCION (V)	INCERTIDUMBRE (V)
100,00	100,20	-0,20	0,058
200,00	200,20	-0,20	0,058
300,00	300,40	-0,40	0,058
400,00	400,40	-0,40	0,058
500,00	500,50	-0,50	0,058

VALOR PATRON (V)	VALOR MEDIDO (V)	FACTOR DE CORRECCION (V)	INCERTIDUMBRE (V)
600,0	600,4	-0,4	0,058
700,0	700,4	-0,4	0,058
800,0	800,4	-0,4	0,058
900,0	900,6	-0,6	0,058
950,0	950,6	-0,6	0,058

VALOR PATRON (V)	VALOR MEDIDO (V)	FACTOR DE CORRECCION (V)	INCERTIDUMBRE (V)
1200	1200	0	0,058
1400	1400	0	0,058
1600	1600	0	0,058
1800	1801	-1	0,058
2000	2001	-1	0,058

GENERACION DE FRECUENCIA (Hz)

VALOR PATRON (Hz)	VALOR MEDIDO (Hz)	FACTOR DE CORRECCION (Hz)	INCERTIDUMBRE (Hz)
50,0	50,0	0,0	0,058
60,0	60,0	0,0	0,058
70,0	70,0	0,0	0,058
80,0	80,0	0,0	0,058



PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL DE ESTE DOCUMENTO SIN AUTORIZACIÓN ESCRITA DE ENERLAB S.A.C.

Jr. Los Palmitos N° 127-131 Urb. Los Jardines de San Juan - San Juan de Lurigancho - Lima - Lima
Teléfono: (511) 3769578 / 6739041 Entel: 981 452 217 RPM: *0237890 / #948975146 / #956031703 RPC: 940247374
Cel: 952033733 / 948975146 / 956031703 Web: www.enerlab.com.pe / e-mail: ventas@enerlab.com.pe

Figura 66 - Certificado de calibración CPC-100, página 2

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CLE-1089- 2016

Página : 3 de 3

Fecha : 28/11/2016

GENERACION DE CORRIENTE AC (A)

VALOR PATRON (A)	VALOR MEDIDO (A)	FACTOR DE CORRECCION (A)	INCERTIDUMBRE (A)
50,0	50,2	-0,2	0,058
100,0	100,2	-0,2	0,058
150,0	150,2	-0,2	0,058
200,0	200,4	-0,4	0,058

VALOR PATRON (A)	VALOR MEDIDO (A)	FACTOR DE CORRECCION (A)	INCERTIDUMBRE (A)
250,0	250,3	-0,3	0,058
300,0	300,3	-0,3	0,058
350,0	350,4	-0,4	0,058
400,0	400,4	-0,4	0,058

VALOR PATRON (A)	VALOR MEDIDO (A)	FACTOR DE CORRECCION (A)	INCERTIDUMBRE (A)
500,0	500,5	-0,5	0,058
600,0	600,5	-0,5	0,058
700,0	700,5	-0,5	0,058
800,0	800,5	-0,5	0,058

GENERACION DE CORRIENTE 6A / 130V AC

VALOR PATRON (A)	VALOR MEDIDO (A)	FACTOR DE CORRECCION (A)	INCERTIDUMBRE (A)
6,0	6,0	0,0	0,058

8 CONCLUSIONES

De las mediciones realizadas se concluye que el equipo se encuentra calibrado debido a que los valores medidos están dentro del rango normal de operación.

FIN DE DOCUMENTO



PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL DE ESTE DOCUMENTO SIN AUTORIZACIÓN ESCRITA DE ENERLAB S.A.C.

Jr. Los Palmitos N° 127-131 Urb. Los Jardines de San Juan - San Juan de Lurigancho - Lima - Lima
Teléfono: (511) 3769578 / 6739041 Entel: 981 452 217 RPM: *0237890 / #948975146 / #956031703 RPC: 940247374
Cel: 952033733 / 948975146 / 956031703 Web: www.enerlab.com.pe / e-mail: ventas@enerlab.com.pe

Figura 67 - Certificado de calibración CPC-100, página 3

XIII. ANEXO D

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN DE LA UNIDAD DE PRUEBAS CP-TD1



EnerLab
Energía & Laboratorios

METROLOGÍA E INGENIERÍA

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CLE-0743- 2017
 Página : 1 de 2
 Fecha : 15/06/2017

N° OT : 0568-2017
 N° EXPEDIENTE : 0875-2017

1 CLIENTE : **ENERLAB SAC**
 Dirección : JR. LOS PALMITOS 127 -URB. LOS JARDINES DE SAN JUAN - S.J.L

2 INSTRUMENTO DE MEDICIÓN : **ELEVADOR DE TENSION**
 Marca : OMICRON
 Modelo : CP TD1
 Serie : FM733P
 Código / Identificación : EL-ING-040
 Alcance : 1x12KV / 300mA
 Procedencia : AUSTRIA

3 FECHA Y LUGAR DE MEDICIÓN
 Fecha : 15/06/2017
 Lugar de Calibración : Laboratorio de Calibraciones de ENERLAB S.A.C.

4 METODO DE CALIBRACIÓN
 La calibración se realizó por medición directa y comparativa con patrones calibrados con trazabilidad Nacional.

5 PATRON DE CALIBRACIÓN

INSTRUMENTO	MARCA	MODELO	IDENTIFICACION Y/O SERIE	N° DE CERTIFICADO	TRAZABILIDAD
ANALIZADOR DE REDES	METREL	MI-2892	15410712	LE-415-2016	DM-INACAL
KILOVOLTMETRO	STB	50103-DIG-03	16412	CLE-011 - 2016	ENERLAB SAC
TERMOMIGROMETRO	TRACEABLE	4087	140309235	LT-085-2016	DM-INACAL

6 CONDICIONES AMBIENTALES

MAGNITUD	INICIAL	FINAL
TEMPERATURA	21.5 °C	21.5 °C
HUMEDAD RELATIVA	64.5 %	64.5 %

7 OBSERVACIONES
 Los resultados de las mediciones efectuadas se muestran a partir de la página 02 del presente documento.
 El valor indicado del equipo que se muestra en la tabla, es el promedio de 5 valores medidos.
 La incertidumbre de la medición se determinó con un factor de cobertura K=2, para un nivel de confianza de 95%.
 Con fines de identificación se colocó una etiqueta autoadhesiva con la indicación "Servicio de Calibración".
 La periodicidad de la calibración depende del uso, mantenimiento y conservación del instrumento de medición.


 Ing. Máximo Oriundo Cordero
 CIP: 94415
Gerencia Técnica


 LABORATORIO DE CALIBRACIONES
EnerLab
 Energía & Laboratorios S.A.C.
 RUC: 20523719298

PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL DE ESTE DOCUMENTO SIN AUTORIZACIÓN ESCRITA DE ENERLAB S.A.C.

Jr. Los Palmitos N° 127-131 Urb. Los Jardines de San Juan - San Juan de Lurigancho - Lima - Lima
 Teléfono: (511) 376-9578 / 393-6673 Entel: 981 452 217 RPM: *0237890 / #948975146 / #956031703 RPC: 940247374
 Web: www.enerlab.com.pe / e-mail: ventas@enerlab.com.pe / ventas01@enerlab.com.pe / calibraciones@enerlab.com.pe

Figura 68 - Certificado de calibración CP TD-1, página 1

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CLE-0743- 2017

Página : 2 de 2

Fecha : 15/06/2017

RESULTADOS DE CALIBRACIÓN

GENERACION DE TENSION AC (KV)

VALOR GENERADO (KV)	VALOR PATRON (KV)	FACTOR DE CORRECCION (KV)	INCERTIDUMBRE (KV)
1.0	1.0	0.0	0.058
2.0	2.0	0.0	0.058
3.0	3.0	0.0	0.058
4.0	4.0	0.0	0.058
5.0	5.0	0.0	0.058
6.0	6.0	0.0	0.058
7.0	7.1	-0.1	0.070
8.0	8.1	-0.1	0.058
9.0	9.1	-0.1	0.058
10.0	10.1	-0.1	0.058
11.0	11.0	0.0	0.058
12.0	12.0	0.0	0.058

8 CONCLUSIONES

De las mediciones realizadas se concluye que el equipo se encuentra calibrado debido a que los valores medidos están dentro del rango normal de operación.

FIN DE DOCUMENTO




PROHIBIDA LA REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL DE ESTE DOCUMENTO SIN AUTORIZACIÓN ESCRITA DE ENERLAB S.A.C.

Jr. Los Palmitos N° 127-131 Urb. Los Jardines de San Juan - San Juan de Lurigancho - Lima - Lima
Teléfono: (511) 376-9578 / 393-6673 Entel: 981 452 217 RPM: *0237890 / #948975146 / #956031703 RPC: 940247374
Web: www.enerlab.com.pe / e-mail: ventas@enerlab.com.pe / ventas01@enerlab.com.pe / calibraciones@enerlab.com.pe

Figura 69 - Certificado de calibración CP TD-1, página 2

XIV. ANEXO E

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN DEL MEGOHMETRO METREL MI-3201

 **LOGYTEC**

LABORATORIO DE CALIBRACIONES
Formato: GTE-LAB-REG-015
Página: 1 de 2

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN N° 171252

Datos Generales

Solicitante	SPT INGENIERIA PERU S.A.C.
Dirección	JR. NAPO NRO. 652 URB. CHACRA COLORADA - BRE?A - LIMA
Equipo	MEGOHMETRO
Marca	Metrel
Modelo	MI3201
Número de serie	13201197
Fecha de Calibración	2017-02-13
Registro	14-7902

Método de Calibración

Por comparación directa con nuestro Patrón
Se han tomado cinco lecturas por cada valor nominal.

Patrón(es) utilizado(s).

Descripción	N° de serie	Trazabilidad	Validez
CAJA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Marca: MEGABRAS Modelo: CPR-20G	MM7263F	INACAL Certificado N°: LE-071-2017 Calibrado 2017-01-25	1 año(s)

Lugar de la Calibración

Realizada en las instalaciones de Laboratorio de Calibraciones de LOGYTEC S.A.
Calle Isidoro Suárez # 236 - San Miguel - Lima


Condiciones Ambientales

Temperatura Ambiente	Humedad Relativa
22,5 °C ± 1 °C	65,0 % ± 5 %

Nota

Los resultados expresados en este Certificado son válidos únicamente para la unidad ensayada, no siendo extensivos a otras unidades aun cuando fueran del mismo tipo y lote.

La incertidumbre total expandida está basada en una incertidumbre patrón combinada multiplicada por un factor de expansión k=2 para un nivel de confianza de aproximadamente 95%.

 **LOGYTEC S.A.**
LABORATORIO - CALIBRACIONES

Toda reproducción de este documento deberá ser integral y sin ninguna alteración

Figura 70 - Certificado de calibración Metrel MI-3201, página 1

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN N° 171252
Resultado de la calibración


Resistencia

Escala de tensión	Nominal	Patrón	Lectura	Error	μ (K=2)
500 V	10 M Ω	9,97198 M Ω	10,02 M Ω	0,048 M Ω	0,115 M Ω
	100 M Ω	99,4844 M Ω	99,6 M Ω	0,12 M Ω	1,15 M Ω
	500 M Ω	500,842 M Ω	498 M Ω	-2,8 M Ω	5,8 M Ω
	1000 M Ω	997,252 M Ω	998 M Ω	0,8 M Ω	11,5 M Ω
1 kV	10 M Ω	9,97198 M Ω	9,97 M Ω	-0,002 M Ω	0,115 M Ω
	100 M Ω	99,4844 M Ω	99,5 M Ω	0,02 M Ω	1,15 M Ω
	500 M Ω	500,842 M Ω	499 M Ω	-1,8 M Ω	5,8 M Ω
	1000 M Ω	997,252 M Ω	996 M Ω	-1,3 M Ω	11,5 M Ω
2.5 kV	10 M Ω	9,97198 M Ω	9,95 M Ω	-0,022 M Ω	0,115 M Ω
	100 M Ω	99,4844 M Ω	99,6 M Ω	0,12 M Ω	1,15 M Ω
	500 M Ω	500,842 M Ω	498 M Ω	-2,8 M Ω	5,8 M Ω
	1000 M Ω	997,252 M Ω	995 M Ω	-2,3 M Ω	11,5 M Ω
5 kV	10 M Ω	9,97198 M Ω	9,98 M Ω	0,008 M Ω	0,115 M Ω
	100 M Ω	99,4844 M Ω	99,6 M Ω	0,12 M Ω	1,15 M Ω
	500 M Ω	500,842 M Ω	498 M Ω	-2,8 M Ω	5,8 M Ω
	1000 M Ω	997,252 M Ω	998 M Ω	0,8 M Ω	11,5 M Ω

Observaciones

Del resultado de las mediciones se concluye que el instrumento se encuentra calibrado.

Calibrado por:



 Eduardo Fernandez Uflee
 Laboratorio de Calibraciones


LOGYTEC S.A.
 LABORATORIO - CALIBRACIONES

Toda reproducción de este documento deberá ser integral y sin ninguna alteración

Figura 71 - Certificado de calibración Metrel MI-3201, página 2

XV. ANEXO F

PROTOCOLO DE PRUEBAS ELÉCTRICAS A TRANSFORMADORES

DATOS DEL TRANSFORMADOR				DATOS GENERALES			
Marca:		Año de Fab.:		Lugar:			
Conexión:		Vol Prim:		Fecha			
Serial:		Vol Sec:		Cliente:			
MVA:		Ubicación:		CC:			
EQUIPOS DE PRUEBA							
Marca:		Modelo:		Serial:		Fecha Cal:	
Marca:		Modelo:		Serial:		Fecha Cal:	
Marca:		Modelo:		Serial:		Fecha Cal:	
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN							
Devanados	Relación Nominal	Tensión Prim [V]	Tensión Sec [V]	Rel. Medida	Error [%]		
RESISTENCIA DE DEVANADOS							
Devanado	Corriente Medida [A]	Tensión Medida [mV]	Resistencia Medida [mΩ]				
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO							
Medida	Tensión Inyectada [kV]	Resistencia Medida [MΩ]	Capacitancia Medida [nF]				
Alta – Baja							
Alta – Tierra							
Baja – Tierra							
TANGENTE DELTA							
Medida	Tensión Inyectada [kV]	Capacitancia Medida [nF]	Factor de disipación [%]				
Alta – Baja							
Alta – Tierra							
Baja – Tierra							

OBSERVACIONES

OPERARIO	SUPERVISOR	CLIENTE
Nombre:	Nombre:	Nombre:

XV. ANEXO G

NORMATIVIDAD INTERNACIONAL DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES

ANSI/NETA ATS-2009

AMERICAN NATIONAL STANDARD

STANDARD FOR
ACCEPTANCE TESTING SPECIFICATIONS for
Electrical Power Equipment
and Systems

Secretariat
InterNational Electrical Testing Association



Approved by
American National Standards Institute



– This page intentionally left blank –



American National Standard

Approval of an American National Standard requires verification by ANSI that the requirements for due process, consensus, and other criteria for approval have been met by the standards developer.

Consensus is established when, in the judgment of the ANSI Board of Standards Review, substantial agreement has been reached by directly and materially affected interests. Substantial agreement means much more than a simple majority, but not necessarily unanimity. Consensus requires that all views and objections be considered, and that a concerted effort be made toward their resolution.

The use of American National Standards is completely voluntary; their existence does not in any respect preclude anyone, whether he has approved the standards or not, from manufacturing, marketing, purchasing, or using products, processes, or procedures not conforming to the standards.

The American National Standards Institute does not develop standards and will in no circumstances give an interpretation of any American National Standard in the name of the American National Standards Institute. Requests for interpretations should be addressed to the secretariat or sponsor whose name appears on the title page of this standard.

Caution Notice: This American National Standard may be revised or withdrawn at any time. The procedures of the American National Standards Institute require that action be taken periodically to reaffirm, revise, or withdraw this standard. Purchasers of American National Standards may receive current information on all standards by calling or writing the American National Standards Institute.

Published by
InterNational Electrical Testing Association
3050 Old Centre Avenue, Suite 102
Portage, MI 49024
888.300.6382 • FAX 269.488.6383
www.netaworld.org
neta@netaworld.org
Jayne Tanz - Executive Director

Copyright© 2009
InterNational Electrical Testing Association
All rights reserved
Printed in the United States of America

No part of this publication may be reproduced in any form, in an electronic retrieval system or otherwise, without the prior written permission of the publisher.





Copyright Information and Alteration of Content

2009 ANSI/NETA Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems (ANSI/NETA ATS-2009) is protected under the copyright laws of the United States, and all rights are reserved. Further, the ANSI/NETA ATS-2009 may not be copied, modified, sold, or used except in accordance with such laws and as follows:

Purchasers may reproduce and use all or a portion of the ANSI/NETA ATS-2009 provided *ANSI/NETA Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems* are clearly identified in writing as the source of all such uses or reproductions.

Section 7 of the *ANSI/NETA Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems* may be reproduced and used on a “cut and paste” basis for the particular type of equipment to be tested.

The following sections of the *ANSI/NETA Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems* must be incorporated by reference as part of any subsection:

3. Qualifications of Testing Organization and Personnel
 - 3.1 Testing Organization
 - 3.2 Testing Personnel
4. Division of Responsibility
 - 4.1 The Owner’s Representative
 - 4.2 The Testing Organization
5. General
 - 5.1 Safety and Precautions
 - 5.2 Suitability of Test Equipment
 - 5.3 Test Instrument Calibration
 - 5.4 Test Report

The purchaser is required to include the above sections with any section(s) of 7.

© Copyright 2009
InterNational Electrical Testing Association
3050 Old Centre Avenue, Suite 102
Portage, MI 49024
E-mail: neta@netaworld.org • Web: www.netaworld.org



Standards Review Council

These specifications were submitted for public comment and reviewed by the NETA Standards Review Council.

Charles K. Blizzard, Sr.
Timothy J. Cotter
Diane W. Hageman
Roderic L. Hageman
David Huffman
Ralph Patterson
Alan D. Peterson
Jayne Tanz
Ron Widup

Ballot Pool Members Of ANSI/NETA Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems, 2009

Ken Bassett
Tom Bishop
Scott Blizzard
Michel Castonguay
Rick Eynon
David Geary
Don Genutis
Paul Hartman

Gary Hartshorn
David Huffman
Stuart Jackson
Jim Jordan
Scott Kinney
Andrew Kobler
Benjamin Lanz
Mark Lautenschlager

Joe Nims
Jerry Parnell
Jaime Ybarra
Mose Ramieh
Randall Sagan
Peter Sammy
Richard Sobhraj
Larry Stovall

Tim Thomas
Alan Turpen
Wally Vahlstrom
Chris Werstiuk
John White
JP Wolff



NETA Accredited Companies

The following is a listing of all NETA Accredited Companies as of the date this document was approved by ANSI as an American National Standard, February 19, 2009.

A&F Electrical Testing, Inc.	Kevin Chilton
Advanced Testing Systems	D. Patrick MacCarthy
American Electrical Testing Co.	Scott A. Blizzard
Apparatus Testing and Engineering	James Lawler
Applied Engineering Concepts	Michel Castonguay
Burlington Electrical Testing Company, Inc.	Walter Cleary
C.E. Testing, Inc.	Mark Chapman
DYMAX Holdings, Inc.	Gene Philipp
Eastern High Voltage	Joseph Wilson
Electric Power Systems, Inc.	Steve Reed
Electrical and Electronic Controls	Michael Hughes
Electrical Energy Experts, Inc.	William Styer
Electrical Engineering Consulting & Testing, P.C.	Barry W. Tyndall
Electrical Equipment Upgrading, Inc.	Kevin Miller
Electrical Reliability Services	Lee Bigham
Electrical Testing Services	Frank Plonka
Electrical Testing, Inc.	Steve Dodd
Elemco Testing Co. Inc.	Robert J. White
ESCO Energy Services	Lynn Hamrick
Hampton Tedder Technical Services	Matt Tedder
Harford Electrical Testing Co., Inc.	Vincent Biondino
High Energy Electrical Testing, Inc.	James P. Ratshin
High Voltage Maintenance Corp.	Tom Nation
HMT, Inc.	John Pertgen
Industrial Electric Testing, Inc.	Gary Benzenberg
Industrial Electronics Group	Butch E. Teal
Infra-Red Building and Power Service	Thomas McDonald
M&L Power Systems Maintenance, Inc.	Darshan Arora
Magna Electric Corporation	Kerry Heid
Magna IV Engineering – Edmonton	Wayne Sheridan



NETA Accredited Companies

Magna IV Engineering, Ltd. – BC	Cameron Hite
MET Electrical Testing Co., Inc.	William McKenzie
Nationwide Electrical Testing, Inc.	Shashikant B. Bagle
North Central Electric, Inc.	Robert Messina
Northern Electrical Testing, Inc.	Lyle Detterman
Orbis Engineering Field Services, Ltd.	Lorne Gara
Phasor Engineering	Rafael Castro
Potomac Testing, Inc.	Ken Bassett
Power & Generation Testing, Inc.	Mose Ramieh
Power Engineering Services, Inc.	Miles R. Engelke
Power Plus Engineering, Inc.	Salvatore Mancuso
Power Products & Solutions, Inc.	Ralph Patterson
Power Services, Inc.	Gerald Bydash
Power Systems Testing Co.	David Huffman
Power Test, Inc.	Richard Walker
Power Testing and Energization, Inc.	Chris Zavadlov
Powertech Services, Inc.	Jean A. Brown
PRIT Service, Inc.	Roderic Hageman
Reuter & Hanney, Inc.	Michael Reuter
REV Engineering, Ltd.	Roland Davidson
Scott Testing, Inc.	Russ Sorbello
Shermco Industries, Inc.	Ron Widup
Sigma Six Solutions, Inc.	John White
Taurus Power and Controls, Inc.	Rob Bulfinch
Tony Demaria Electric, Inc.	Anthony Demaria
Trace Electrical Services & Testing, LLC	Joseph Vasta
Utilities Instrumentation Service, Inc.	Gary Walls
Utility Service Corporation	Alan Peterson



NOTICE

In no event shall the InterNational Electrical Testing Association be liable to anyone for special, collateral, incidental, or consequential damages in connection with or arising out of the use of these materials.

This document is subject to periodic review, and users are cautioned to obtain the latest edition. Comments and suggestions are invited from all users for consideration by the Association in connection with such review. Any such suggestions will be fully reviewed by the Association after giving the commenter, upon request, a reasonable opportunity to be heard.

This document should not be confused with federal, state, or municipal specifications or regulations, insurance requirements, or national safety codes. While the Association recommends reference to or use of this document by government agencies and others, use of this document is purely voluntary and not binding.

InterNational Electrical Testing Association
3050 Old Centre Avenue, Suite 102 • Portage, MI 49024
Voice: 888.300.6382 Facsimile: 269.488.6383
Email: neta@netaworld.org • Web: www.netaworld.org
Jayne Tanz, CMP - Executive Director



FOREWORD

(This Foreword is not part of American National Standard ANSI/NETA ATS-2009)

The InterNational Electrical Testing Association (NETA) was formed in 1972 to establish uniform testing procedures for electrical equipment and apparatus. NETA developed specifications for the acceptance of new electrical apparatus prior to energization and for the maintenance of existing apparatus to determine its suitability to remain in service. The first NETA *Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems* was produced in 1972. Upon completion of this project, the NETA Technical Committee began work on a maintenance document, and *Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems* was published in 1975.

NETA has been an Accredited Standards Developer for the American National Standards Institute since 1996. NETA's scope of standards activity is different from that of the IEEE, NECA, NEMA, and UL. In matters of testing electrical equipment and systems NETA continues to reference other standards developers' documents where applicable. NETA's review and updating of presently published standards takes into account both national and international standards. NETA's standards may be used internationally as well as in the United States. NETA firmly endorses a global standardization. IEC standards as well as American consensus standards are taken into consideration by NETA's Section Panels and reviewing committees.

The *NETA Acceptance Testing Specifications* was developed for use by those responsible for assessing the suitability for initial energization of electrical power equipment and systems and to specify field tests and inspections that ensure these systems and apparatus perform satisfactorily, minimizing downtime and maximizing life expectancy.

Since 1972, several revisions of the *Acceptance Testing Specifications* have been published; in 1989 the NETA Technical Committee, with approval of the Board of Directors, set a four-year review and revision schedule. Unless it involves a significant safety or urgent technical issue, each comment and suggestion for change is held until the appropriate review period. Each edition includes new and completely revised sections. The document uses the standard numbering system of ANSI and IEEE. Since 1989, revised editions of the *Acceptance Testing Specifications* have been published in 1991, 1995, 1999, 2003, and 2007.

On February 19, 2009, the American National Standards Institute approved the NETA *Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems* as an American National Standard.

Suggestions for improvement of this standard are welcome. They should be sent to the InterNational Electrical Testing Association, 3050 Old Centre Avenue, Suite 102, Portage, MI 49024.



PREFACE

It is recognized by the Association that the needs for acceptance testing of commercial, industrial, governmental, and other electrical power systems vary widely. Many criteria are used in determining what equipment is to be tested and to what extent.

To help the user better understand and navigate more efficiently through this document, we offer the following information:

Notation of Changes

Material included in this edition of the document but not part of the 2007 edition is marked with a black vertical line in the margin to the left of the insertion of text, deletion of text, or alteration of text.

The Document Structure

The document is divided into twelve separate and defined sections:

Section	Description
Section 1	General Scope
Section 2	Applicable References
Section 3	Qualifications of Testing Organization and Personnel
Section 4	Division of Responsibility
Section 5	General
Section 6	Power System Studies
Section 7	Inspection and Test Procedures
Section 8	System Function Test
Section 9	Thermographic Survey
Section 10	Electromagnetic Field Testing
Tables	Reference Tables
Appendices	Various Informational Documents

Section 7 Structure

Section 7 is the main body of the document with specific information on what to do relative to the inspection and acceptance testing of electrical power distribution equipment and systems. It is not intended that this document list how to test specific pieces of equipment or systems.

Expected Test Results

Section 7 consists of sections specific to each particular type of equipment. Within those sections there are, typically, three main bodies of information:


1. Visual and Mechanical Inspection
2. Electrical Tests
3. Test Values




PREFACE (Continued)

Results of Visual and Mechanical Inspections

Some, but not all, visual and mechanical inspections have an associated test value or result. Those items with an expected result are referenced under Section 3.1 Test Values – Visual and Mechanical. For example, Section 7.1 Switchgear and Switchboard Assemblies, item 7.1.1.7.2 calls for verifying tightness of connections using a calibrated torque wrench method. Under the Test Values – Visual and Mechanical Section 7.1.3.1.2, the expected results for that particular task are listed within Section 3.1, with reference back to the original task description on item 7.1.1.7.2.

<p>7. INSPECTION AND TEST PROCEDURES</p> <p>7.1 Switchgear and Switchboard Assemblies</p> <p>1. Visual and Mechanical Inspection</p> <ol style="list-style-type: none">1. Compare equipment nameplate data with drawings and specifications.2. Inspect physical and mechanical condition.3. Inspect anchorage, alignment, grounding, and required area clearances.4. Verify the unit is clean and all shipping bracing, loose parts, and documentation shipped inside cubicles have been removed.5. Verify that fuse and circuit breaker sizes and types correspond to drawings and coordination study as well as to the circuit breaker's address for microprocessor-communication packages.6. Verify that current and voltage transformer ratios correspond to drawings.7. Inspect bolted electrical connections for high resistance using one or more of the following methods:<ol style="list-style-type: none">1. Use of a low-resistance ohmmeter in accordance with Section 7.1.2.2. Verify tightness of accessible bolted electrical connections by calibrated torque-wrench method in accordance with manufacturer's published data or Table 100.12.3. Perform thermographic survey in accordance with Section 9.8. Confirm correct operation and sequencing of electrical and mechanical interlock systems.<ol style="list-style-type: none">1. Attempt closure on locked-open devices. Attempt to open locked-closed devices.2. Make key exchange with devices operated in off-normal positions.9. Verify appropriate lubrication on moving current-carrying parts and on moving and sliding surfaces.10. Inspect insulators for evidence of physical damage or contaminated surfaces.11. Verify correct barrier and shutter installation and operation.12. Exercise all active components.13. Inspect mechanical indicating devices for correct operation.14. Verify that filters are in place and vents are clear.15. Perform visual and mechanical inspection of instrument transformers in accordance with Section 7.10. <p>* Optional</p> <p> Page 23 ANSI/NETA ATS-2009</p>	
--	--

	<p>7. INSPECTION AND TEST PROCEDURES</p> <p>7.1 Switchgear and Switchboard Assemblies (continued)</p> <ol style="list-style-type: none">4. Verify correct secondary voltage by energizing the primary winding with system voltage. Measure secondary voltage with the secondary wiring disconnected.5. Verify correct function of control transfer relays located in the switchgear with multiple control power sources. <p>9. Voltage Transformers</p> <ol style="list-style-type: none">1. Perform secondary wiring integrity test. Verify correct potential at all devices.2. Verify secondary voltages by energizing the primary winding with system voltage. <p>10. Perform current-injection tests on the entire current circuit in each section of switchgear.</p> <ol style="list-style-type: none">1. Perform current tests by secondary injection with magnitudes such that a minimum current of 1.0 ampere flows in the secondary circuit. Verify correct magnitude of current at each device in the circuit.*2. Perform current tests by primary injection with magnitudes such that a minimum of 1.0 ampere flows in the secondary circuit. Verify correct magnitude of current at each device in the circuit. <ol style="list-style-type: none">11. Perform system function tests in accordance with Section 8.12. Verify operation of cubicle switchgear/switchboard space heaters.13. Perform phasing checks on double-ended or dual-source switchgear to insure correct bus phasing from each source. <p>3. Test Values</p> <p>3.1 Test Values – Visual and Mechanical</p> <ol style="list-style-type: none">1. Compare bolted connection resistance values to values of similar connections. Investigate values which deviate from those of similar bolted connections by more than 50 percent of the lowest value. (7.1.1.7.1)2. Bolt-torque levels shall be in accordance with manufacturer's published data. In the absence of manufacturer's published data, use Table 100.12. (7.1.1.7.2)3. Results of the thermographic survey shall be in accordance with Section 9. (7.1.1.7.3) <p>* Optional</p> <p> Page 25 ANSI/NETA ATS-2009</p>
--	--



PREFACE (Continued)

Results of Electrical Tests

Each electrical test has a corresponding expected result, and the test and the result have identical numbers. If the electrical test is item four, the expected result under the Test Values section is also item four. For example, under Section 7.15.1 Rotating Machinery, AC Induction Motors and Generators, item 7.15.1.2.2 (item 2 within the Electrical Tests section) calls for performing an insulation-resistance test in accordance with IEEE Standard 43. Under the Test Values – Electrical section, the expected results for that particular task are listed in the Test Values section under item 2.

<p>7. INSPECTION AND TEST PROCEDURES</p> <p>7.15.1 Rotating Machinery, AC Induction Motors and Generators</p> <p>1. Visual and Mechanical Inspection</p> <ol style="list-style-type: none">1. Compare equipment nameplate data with drawings and specifications.2. Inspect physical and mechanical condition.3. Inspect anchorage, alignment, and grounding.4. Inspect air baffles, filter media, cooling fans, slip rings, brushes, and brush rigging.5. Inspect bolted electrical connections for high resistance using one of the following methods:<ol style="list-style-type: none">1. Use of low-resistance ohmmeter in accordance with Section 7.15.1.2.2. Verify tightness of accessible bolted electrical connections by calibrated torque-wrench method in accordance with manufacturer's published data. In the absence of manufacturer's published data, use Table 100.12.3. Perform thermographic survey in accordance with Section 9.6. Perform special tests such as air-gap spacing and machine alignment, if applicable.7. Verify the application of appropriate lubrication and lubrication systems.8. Verify that resistance temperature detector (RTD) circuits conform to drawings. <p>2. Electrical Tests – AC Induction</p> <ol style="list-style-type: none">1. Perform resistance measurements through bolted connections with a low-resistance ohmmeter, if applicable, in accordance with Section 7.15.1.1.2. Perform insulation-resistance tests in accordance with ANSI/IEEE Standard 43.<ol style="list-style-type: none">1. Machines larger than 200 horsepower (150 kilowatts): Test duration shall be ten minutes. Calculate polarization index.2. Machines 200 horsepower (150 kilowatts) and less: Test duration shall be one minute. Calculate dielectric-absorption ratio.3. Perform dc dielectric withstand voltage tests on machines rated at 2300 volts and greater in accordance with ANSI/IEEE Standard 95.4. Perform phase-to-phase stator resistance test on machines 2300 volts and greater. <p>*5. Perform insulation power-factor or dissipation-factor tests.</p>	
--	--

	<p>7. INSPECTION AND TEST PROCEDURES</p> <p>7.15.1 Rotating Machinery, AC Induction Motors and Generators (continued)</p> <p>5. Air-gap spacing and machine alignment shall be in accordance with manufacturer's published data. (7.15.1.1.6).</p> <p>3.2 Test Values – Electrical Tests</p> <ol style="list-style-type: none">1. Compare bolted connection resistance values to values of similar connections. Investigate any values that deviate from similar bolted connections by more than 50 percent of the lowest value.2. The dielectric absorption ratio or polarization index shall not be less than 1.0. The recommended minimum insulation resistance (IR_{1 min}) test results in megohms shall be corrected to 40° C and read as follows:<ol style="list-style-type: none">1. IR_{1 min} = kV + 1 for most windings made before 1970, all field windings, and others not described in 2.2 and 2.3. (kV is the rated machine terminal-to-terminal voltage in rms kV)2. IR_{1 min} = 100 megohms for most dc armature and ac windings built after 1970 (form-wound coils).3. IR_{1 min} = 5 megohms for most machines and random-wound stator coils and form-wound coils rated below 1 kV.<p>NOTE: Dielectric withstand voltage and surge comparison tests shall not be performed on machines having values lower than those indicated above.</p>3. If no evidence of distress or insulation failure is observed by the end of the total time of voltage application during the dielectric withstand test, the test specimen is considered to have passed the test.4. Investigate phase-to-phase stator resistance values that deviate by more than 10 percent.5. Power-factor or dissipation-factor values shall be compared to manufacturer's published data. In the absence of manufacturer's published data these values will be compared with previous values of similar machines.6. Tip-up values shall indicate no significant increase in power factor.7. If no evidence of distress, insulation failure, or lack of waveform nesting is observed by the end of the total time of voltage application during the surge comparison test, the test specimen is considered to have passed the test.8. Bearing insulation-resistance measurements shall be within manufacturer's published tolerances. In the absence of manufacturer's published tolerances, the comparison shall be made to similar machines. <p>* Optional</p>
--	--



PREFACE (*Continued*)

Optional Tests

The purpose of these specifications is to assure that all tested electrical equipment and systems supplied by either contractor or owner are operational and within applicable standards and manufacturer's published tolerances and that equipment and systems are installed in accordance with design specifications.

Certain tests are assigned an optional classification. The following considerations are used in determining the use of the optional classification:

1. Does another listed test provide similar information?
2. How does the cost of the test compare to the cost of other tests providing similar information?
3. How commonplace is the test procedure? Is it new technology?

Manufacturer's Instruction Manuals

It is important to follow the recommendations contained in the manufacturer's published data. Many of the details of a complete and effective testing procedure can be obtained from this source.

Summary

The guidance of an experienced testing professional should be sought when making decisions concerning the extent of testing. It is necessary to make an informed judgment for each particular system regarding how extensive a procedure is justified. The approach taken in these specifications is to present a comprehensive series of tests applicable to most industrial and larger commercial systems. In smaller systems, some of the tests can be deleted. In other cases, a number of the tests indicated as optional should be performed.

Likewise, guidance of an experienced testing professional should also be sought when making decisions concerning the results of test data and their significance to the overall analysis of the device or system under test. Careful consideration of all aspects of test data, including manufacturer's published data and recommendations, must be included in the overall assessment of the device or system under test.

The Association encourages comment from users of this document. Please contact the NETA office or your local NETA Accredited Company.

Standards Review Council InterNational Electrical Testing Association

Charles K. Blizzard, Sr.
Timothy J. Cotter
Diane W. Hageman
Roderic L. Hageman
David Huffman
Ralph Patterson
Alan D. Peterson
Jayne Tanz
Ron Widup



– This page intentionally left blank –



CONTENTS

1.	GENERAL SCOPE	1
2.	APPLICABLE REFERENCES	
2.1	Codes, Standards and Specifications	2
2.2	Other Publications.....	8
2.3	Contact Information	8
3.	QUALIFICATIONS OF TESTING ORGANIZATION AND PERSONNEL	
3.1	Testing Organization.....	11
3.2	Testing Personnel.....	11
4.	DIVISION OF RESPONSIBILITY	
4.1	The Owner's Representative.....	12
4.2	The Testing Organization	12
5.	GENERAL	
5.1	Safety and Precautions.....	13
5.2	Suitability of Test Equipment	13
5.3	Test Instrument Calibration	14
5.4	Test Report.....	15
6.	POWER SYSTEM STUDIES	
6.1	Short-Circuit Studies.....	16
6.2	Coordination Studies.....	17
6.3	Arc-Flash Hazard Analysis.....	18
6.4	Load Flow Studies	20
6.5	Stability Studies	21
6.6	Harmonic-Analysis Studies	22
7.	INSPECTION AND TEST PROCEDURES	
7.1	Switchgear and Switchboard Assemblies	23
7.2.1.1	Transformers, Dry-Type, Air-Cooled, Low-Voltage, Small	28
7.2.1.2	Transformers, Dry-Type, Air-Cooled, Large.....	30
7.2.2	Transformers, Liquid-Filled.....	33
7.3.1	Cables, Low-Voltage, Low-Energy - Reserved.....	37
7.3.2	Cables, Low-Voltage, 600-Volt Maximum	38
7.3.3	Cables, Medium- and High-Voltage	40
7.4	Metal-Enclosed Busways.....	43
7.5.1.1	Switches, Air, Low-Voltage	45
7.5.1.2	Switches, Air, Medium-Voltage, Metal-Enclosed.....	47
7.5.1.3	Switches, Air, Medium- and High-Voltage, Open	50
7.5.2	Switches, Oil, Medium-Voltage	53
7.5.3	Switches, Vacuum, Medium-Voltage	56
7.5.4	Switches, SF ₆ , Medium-Voltage.....	59
7.5.5	Switches, Cutouts.....	62
7.6.1.1	Circuit Breakers, Air, Insulated-Case/Molded-Case	64
7.6.1.2	Circuit Breakers, Air, Low-Voltage Power	67
7.6.1.3	Circuit Breakers, Air, Medium-Voltage	71
7.6.2	Circuit Breakers, Oil, Medium- and High-Voltage	75
7.6.3	Circuit Breakers, Vacuum, Medium-Voltage	80
7.6.4	Circuit Breakers, SF ₆	84
7.7	Circuit Switchers.....	88
7.8	Network Protectors, 600-Volt Class	91



CONTENTS (continued)

7.9.1	Protective Relays, Electromechanical and Solid-State	94
7.9.2	Protective Relays, Microprocessor-Based	101
7.10	Instrument Transformers	103
7.11.1	Metering Devices	108
7.11.2	Metering Devices, Microprocessor-Based	110
7.12.1.1	Regulating Apparatus, Voltage, Step Voltage Regulators	112
7.12.1.2	Regulating Apparatus, Voltage, Induction Regulators	117
7.12.2	Regulating Apparatus, Current - Reserved	121
7.12.3	Regulating Apparatus, Load Tap-Changers	122
7.13	Grounding Systems	125
7.14	Ground-Fault Protection Systems, Low-Voltage	127
7.15.1	Rotating Machinery, AC Induction Motors and Generators	130
7.15.2	Rotating Machinery, Synchronous Motors and Generators	134
7.15.3	Rotating Machinery, DC Motors and Generators	140
7.16.1.1	Motor Control, Motor Starters, Low-Voltage	143
7.16.1.2	Motor Control, Motor Starters, Medium-Voltage	145
7.16.2.1	Motor Control, Motor Control Centers, Low-Voltage	149
7.16.2.2	Motor Control, Motor Control Centers, Medium-Voltage	150
7.17	Adjustable Speed Drive Systems	151
7.18.1.1	Direct-Current Systems, Batteries, Flooded Lead-Acid	154
7.18.1.2	Direct-Current Systems, Batteries, Vented Nickel-Cadmium	157
7.18.1.3	Direct-Current Systems, Batteries, Valve-Regulated Lead-Acid	160
7.18.2	Direct-Current Systems, Chargers	162
7.18.3	Direct-Current Systems, Rectifiers - Reserved	164
7.19.1	Surge Arresters, Low-Voltage	165
7.19.2	Surge Arresters, Medium- and High-Voltage	167
7.20.1	Capacitors and Reactors, Capacitors	169
7.20.2	Capacitors and Reactors, Capacitor Control Devices - Reserved	171
7.20.3.1	Capacitors and Reactors, Reactors, Shunt and Current-Limiting, Dry-Type	172
7.20.3.2	Capacitors and Reactors, Reactors, Shunt and Current-Limiting, Liquid-Filled	174
7.21	Outdoor Bus Structures	178
7.22.1	Emergency Systems, Engine Generator	180
7.22.2	Emergency Systems, Uninterruptible Power Systems	182
7.22.3	Emergency Systems, Automatic Transfer Switches	185
7.23	Communications - Reserved	188
7.24.1	Automatic Circuit Reclosers and Line Sectionalizers, Automatic Circuit Reclosers, Oil/Vacuum	189
7.24.2	Automatic Circuit Reclosers and Line Sectionalizers, Automatic Line Sectionalizers, Oil	193
7.25	Fiber-Optic Cables	196
8.	SYSTEM FUNCTION TESTS	197
9.	THERMOGRAPHIC SURVEY	198
10.	ELECTROMAGNETIC FIELD TESTING	199
11.	CORONA STUDIES - Reserved	201



CONTENTS (continued)

TABLES

100.1	Insulation Resistance Test Values, Electrical Apparatus and Systems.....	204
100.2	Switchgear Withstand Test Voltages	205
100.3	Recommended Dissipation Factor/Power Factor at 20° C; Liquid-Filled Transformers, Regulators, and Reactors, Acceptance Test Values.....	206
100.4	Insulating Fluid Limits	
100.4.1	Test Limits for New Insulating Oil Received in New Equipment	207
100.4.2	Test Limits for Silicone Insulating Liquid in New Transformers	207
100.4.3	Typical Values for Less-Flammable Hydrocarbon Insulating Liquid.....	208
100.5	Transformer Insulation Resistance, Acceptance Testing.....	209
100.6	Medium-Voltage Cables, Acceptance Test Values	
100.6.1	DC Test Voltages	210
100.6.2	AC Test Voltages	211
100.6.3	Partial Discharge Requirements	212
100.6.4	Very Low Frequency Testing Levels	212
100.7	Inverse Time Trip Test at 300% of Rated Continuous Current, Molded-Case Circuit Breakers.....	213
100.8	Instantaneous Trip Tolerances for Field Testing of Circuit Breakers.....	214
100.9	Instrument Transformer Dielectric Tests, Field Acceptance	215
100.10	Maximum Allowable Vibration Amplitude.....	216
100.11	Reserved	217
100.12	US Standard Fasteners, Bolt Torque Values for Electrical Connections	
100.12.1	Heat-Treated Steel - Cadmium or Zinc Plated	218
100.12.2	Silicon Bronze Fasteners	219
100.12.3	Aluminum Alloy Fasteners	219
100.12.4	Stainless Steel Fasteners.....	220
100.13	SF ₆ Gas Tests	221
100.14	Insulation Resistance Conversion Factors	
100.14.1	Test Temperatures to 20° C.....	222
100.14.2	Test Temperatures to 40° C.....	223
100.15	High-Potential Test Voltage, Automatic Circuit Reclosers.....	224
100.16	High-Potential Test Voltage for Acceptance Test of Line Sectionalizers	225
100.17	Dielectric Withstand Test Voltages, Metal-Enclosed Bus.....	226
100.18	Thermographic Survey, Suggested Actions Based on Temperature Rise	227
100.19	Dielectric Withstand Test Voltages, Electrical Apparatus Other than Inductive Equipment	228
100.20	Rated Control Voltages and their Ranges for Circuit Breakers	
100.20.1	Circuit Breakers.....	229
100.20.2	Solenoid-Operated Devices	230
100.21	Accuracy of IEC Class TP Current Transformers Error Limit.....	231
100.22	Minimum Radii for Power Cable, Single & Multiple Conductor Cables with Interlocked Armor, Smooth or Corrugated Aluminum Sheath or Lead Sheath.....	232



CONTENTS (*continued*)

APPENDICES

Appendix A - Definitions.....	235
Appendix B - Reserved.....	237
Appendix C - About the InterNational Electrical Testing Association	238
Appendix D - Form for Comments.....	240
Appendix E - Form for Proposals	241



1. GENERAL SCOPE

1. These specifications cover the suggested field tests and inspections that are available to assess the suitability for initial energization of electrical power equipment and systems.
2. The purpose of these specifications is to assure that tested electrical equipment and systems are operational, are within applicable standards and manufacturer's tolerances, and are installed in accordance with design specifications.
3. The work specified in these specifications may involve hazardous voltages, materials, operations, and equipment. These specifications do not purport to address all of the safety issues associated with their use. It is the responsibility of the user to review all applicable regulatory limitations prior to the use of these specifications



2. APPLICABLE REFERENCES

2.1 Codes, Standards, and Specifications

All inspections and field tests shall be in accordance with the latest edition of the following codes, standards, and specifications except as provided otherwise herein.

1. American National Standards Institute – ANSI

2. ASTM International - ASTM

ASTM D92	<i>Standard Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup Tester</i>
ASTM D445	<i>Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (the Calculation of Dynamic Viscosity)</i>
ASTM D664	<i>Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration</i>
ASTM D877	<i>Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids using Disk Electrodes</i>
ASTM D923	<i>Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids</i>
ASTM D924	<i>Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids</i>
ASTM D971	<i>Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil against Water by the Ring Method</i>
ASTM D974	<i>Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration</i>
ASTM D1298	<i>Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method</i>
ASTM D1500	<i>Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)</i>
ASTM D1524	<i>Standard Test Method for Visual Examination of Used Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin in the Field</i>
ASTM D1533	<i>Standard Test Methods for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fischer Titration</i>
ASTM D1816	<i>Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Oils of Petroleum Origin Using VDE Electrodes</i>



2. APPLICABLE REFERENCES

2.1 Codes, Standards, and Specifications (*continued*)

ASTM D2029	<i>Standard Test Methods for Water Vapor Content of Electrical Insulating Gases by Measurement of Dew Point</i>
ASTM D2129	<i>Standard Test Method for Color of Clear Electrical Insulating Liquids (Platinum-Cobalt Scale)</i>
ASTM D2284	<i>Standard Test Method of Acidity of Sulfur Hexafluoride</i>
ASTM D2285	<i>Standard Test Method for Interfacial Tension of Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin against Water by the Drop-Weight Method</i>
ASTM D2477	<i>Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage and Dielectric Strength of Insulating Gases at Commercial Power Frequencies</i>
ASTM D2685	<i>Standard Test Method for Air and Carbon Tetrafluoride in Sulfur Hexafluoride by Gas Chromatography</i>
ASTM D2759	<i>Standard Practice for Sampling Gas from a Transformer under Positive Pressure</i>
ASTM D3284	<i>Standard Test Method for Combustible Gases in the Gas Space of Electrical Apparatus Using Portable Meters</i>
ASTM D3612	<i>Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography</i>
ASTM D3613	<i>Standard Practice for Sampling Electrical Insulating Oils for Gas Analysis and Determination of Water Content</i>

3. Association of Edison Illuminating Companies - AEIC

4. Canadian Standards Association - CSA

5. Electrical Apparatus Service Association - EASA

ANSI/EASA AR100 *Recommended Practice for the Repair of Rotating Electrical Apparatus*



2. APPLICABLE REFERENCES

2.1 Codes, Standards, and Specifications (*continued*)

6. Institute of Electrical and Electronic Engineers - IEEE

ANSI/IEEE C2	<i>National Electrical Safety Code</i>
ANSI/IEEE C37 Compilation	<i>Guides and Standards for Circuit Breakers, Switchgear, Relays, Substations, and Fuses</i>
ANSI/IEEE C57 Compilation	<i>Distribution, Power, and Regulating Transformers</i>
ANSI/IEEE C62 Compilation	<i>Surge Protection</i>
ANSI/IEEE C93.1	<i>Requirements for Power-Line Carrier Coupling Capacitors and Coupling Capacitor Voltage Transformers (CCVT)</i>
ANSI/IEEE 43	<i>IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery</i>
ANSI/IEEE 48	<i>IEEE Standard Test Procedures and Requirements for Alternating- Current Cable Terminations 2.5 kV through 765 kV</i>
IEEE 81	<i>IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System Part I: Normal Measurements</i>
ANSI/IEEE 81.2	<i>IEEE Guide for Measurement of Impedance and Safety Characteristics of Large, Extended or Interconnected Grounding Systems</i>
ANSI/IEEE 95	<i>IEEE Recommended Practice for Insulation Testing of Large AC Rotating Machinery with High Direct Voltage</i>
IEEE 100	<i>The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms</i>
IEEE 141	<i>IEEE Recommended Practice for Electrical Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book)</i>
ANSI/IEEE 142	<i>IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Green Book)</i>
ANSI/IEEE 241	<i>IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings (Gray Book)</i>
ANSI/IEEE 242	<i>IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (Buff Book)</i>



2. APPLICABLE REFERENCES

2.1 Codes, Standards, and Specifications (*continued*)

IEEE 386	<i>IEEE Standard for Separable Insulated Connectors System for Power Distribution Systems above 600 V</i>
ANSI/IEEE 399	<i>IEEE Recommended Practice for Power Systems Analysis (Brown Book)</i>
ANSI/IEEE 400	<i>IEEE Guide for Field Testing and Evaluation of the Insulation of Shielded Power Cable Systems</i>
ANSI/IEEE 400.2	<i>IEEE Guide for Field Testing of Shielded Power Cable Systems Using Very Low Frequency (VLF)</i>
ANSI/IEEE 421.3	<i>IEEE Standard for High-Potential-Test Requirements for Excitation Systems for Synchronous Machines</i>
ANSI/IEEE 446	<i>IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications (Orange Book)</i>
ANSI/IEEE 450	<i>IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Vented Lead-Acid Batteries for Stationary Applications</i>
ANSI/IEEE 493	<i>IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (Gold Book)</i>
ANSI/IEEE 519	<i>IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems</i>
ANSI/IEEE 602	<i>IEEE Recommended Practice for Electric Systems in Health Care Facilities (White Book)</i>
ANSI/IEEE 637	<i>IEEE Guide for the Reclamation of Insulating Oil and Criteria for Its Use</i>
IEEE 644	<i>Procedures for Measurement of Power Frequency Electric and Magnetic Fields from AC Power Lines</i>
ANSI/IEEE 739	<i>IEEE Recommended Practice for Energy Management in Commercial and Industrial Facilities (Bronze Book)</i>
ANSI/IEEE 902	<i>IEEE Guide for Maintenance, Operation and Safety of Industrial and Commercial Power Systems (Yellow Book)</i>
IEEE 1015	<i>IEEE Recommended Practice for Applying Low-Voltage Circuit Breakers Used in Industrial and Commercial Power Systems (Blue Book)</i>
IEEE 1100	<i>IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment (Emerald Book)</i>



2. APPLICABLE REFERENCES

2.1 Codes, Standards, and Specifications (*continued*)

- ANSI/IEEE 1106 *IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Nickel-Cadmium Batteries for Stationary Applications*
- ANSI/IEEE 1159 *IEEE Recommended Practice on Monitoring Electrical Power Quality*
- ANSI/IEEE 1188 *IEEE Recommended Practice for Maintenance, Testing, and Replacement of Valve-Regulated Lead-Acid (VRLA) Batteries for Stationary Applications*
- IEEE 1584 *IEEE Guide for Arc-Flash Hazard Calculations*
7. Insulated Cable Engineers Association – ICEA
- ANSI/ICEA
S-93-639/NEMA
WC 74 *5-46 kV Shielded Power Cable for Use in the Transmission and Distribution of Electric Energy*
- ANSI/ICEA
S-94-649 *Standard for Concentric Neutral Cables Rated 5,000 - 46,000 Volts*
- ANSI/ICEA
S-97-682 *Standard for Utility Shielded Power Cables Rated 5,000 - 46,000 Volts*
8. InterNational Electrical Testing Association - NETA
- ANSI/NETA ETT *Standard for Certification of Electrical Testing Technicians*
- ANSI/NETA MTS *Standard for Electrical Maintenance Testing of Dry-Type Transformers*
7.2.1.1
- ANSI/NETA MTS *Standard for Electrical Maintenance Testing of Liquid-Filled Transformers*
7.2.1.2
- NETA MTS *Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and Systems*
9. National Electrical Manufacturers Association - NEMA
- NEMA AB4 *Guidelines for Inspection and Preventive Maintenance of Molded-Case Circuit Breakers Used in Commercial and Industrial Applications*
- ANSI/NEMA 84.1 *Electrical Power Systems and Equipment Voltage Ratings (60 Hz)*
- NEMA MG1 *Motors and Generators*
10. National Fire Protection Association - NFPA



2. APPLICABLE REFERENCES

2.1 Codes, Standards, and Specifications (*continued*)

ANSI/NFPA 70	<i>National Electrical Code</i>
ANSI/NFPA 70B	<i>Recommended Practice for Electric Equipment Maintenance</i>
ANSI/NFPA 70E	<i>Standard for Electrical Safety in the Workplace</i>
ANSI/NFPA 99	<i>Standard for Healthcare Facilities</i>
ANSI/NFPA 101	<i>Life Safety Code</i>
ANSI/NFPA 110	<i>Emergency and Standby Power Systems</i>
ANSI/NFPA 780	<i>Installation of Lightning Protection Systems</i>

11. Occupational Safety and Health Administration - OSHA
12. State and local codes and ordinances
13. Underwriters Laboratories, Inc. - UL



2. APPLICABLE REFERENCES

2.2 Other Publications

Manufacturer's instruction manuals for the equipment to be tested.

John C. Cadick, *Electrical Safety Handbook*, New York: McGraw Hill

Megger, *A Stitch in Time...The Complete Guide to Electrical Insulation Testing*

Paul Gill, *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*, New York: Marcel Dekker, Inc.

Kenneth G. Mastrullo, Ray A. Jones, Jane G. Jones, *The Electrical Safety Program Book*, NFPA

2.3 Contact Information

American National Standards Institute – ANSI

25 West 43rd Street 4th Fl.

New York, NY 10036

(212) 642-4900

www.ansi.org

ASTM International – ASTM

100 Barr Harbor Drive

W. Conshohocken, PA 19428

(610) 832-9585

www.astm.org

Association of Edison Illuminating Companies – AEIC

600 N. 18th Street; PO Box 2641

Birmingham, AL 35291

(205) 257-2530

www.aeic.org

Canadian Standards Association – CSA

178 Rexdale Boulevard

Toronto, ON M9W 1R3

(416) 747-4000

www.csa.ca

Electrical Apparatus Service Association – EASA

1331 Baur Boulevard

St. Louis, MO 63132

(314) 993-2220

www.easa.com

Institute of Electrical and Electronic Engineers – IEEE

PO Box 1331

Piscataway, NJ 08855

(732) 981-0060

www.ieee.org



2. APPLICABLE REFERENCES

2.3 Contact Information (*continued*)

Insulated Cable Engineers Association – ICEA
c/o Global Document Engineers
15 Inverness Way East
Englewood, CO 80112
(303) 397-7956
www.icea.net

International Electrotechnical Commission – IEC
Contact through American National Standards Institute

InterNational Electrical Testing Association – NETA
3050 Old Centre Avenue, Suite 102
Portage, MI 49024
(269) 488-6382 or (888) 300-NETA (6382)
www.netaworld.org

Marcel Dekker, Inc.
PO Box 5005
Monticello, NY 12701
(800) 228-160
www.dekker.com

The McGraw-Hill Companies
P.O. Box 182604
Columbus, OH 43272
Phone: (877) 833-5524
www.mcgraw-hill.com

Megger
4271 Bronze Way
Dallas, TX 75237
(214) 723-2861
www.megger.com

National Electrical Manufacturers Association– NEMA
1300 N. 17th St. Suite 1847
Rosslyn, VA 22209
(703) 841-3200
www.nema.org

National Fire Protection Association – NFPA
1 Battery March Park
PO Box 901
Quincy, MA 02269-9101
(617) 984-7247
www.nfpa.org



2. APPLICABLE REFERENCES

2.3 Contact Information (*continued*)

Occupational Safety and Health Administration – OSHA
U.S. Department of Labor
Occupational Safety and Health Administration
Office of Public Affairs - Room N3647
200 Constitution Avenue
Washington, D.C. 20210
(202) 693-1999
www.osha.gov

The Okonite Company
102 Hilltop Road
Ramsey, New Jersey 07446
(201) 825-0300 Fax 201-825-3524
www.okonite.com

Underwriters Laboratories, Inc. – UL
333 Pfingsten Road
Northbrook, IL 60062
(847) 272-8800
www.ul.com



3. QUALIFICATIONS OF TESTING ORGANIZATION AND PERSONNEL

3.1 Testing Organization

1. The testing organization shall be an independent, third party entity which can function as an unbiased testing authority, professionally independent of the manufacturers, suppliers, and installers of equipment or systems being evaluated.
2. The testing organization shall be regularly engaged in the testing of electrical equipment devices, installations, and systems.
3. The testing organization shall use technicians who are regularly employed for testing services.
4. An organization having a designation of “NETA Accredited Company” issued by the InterNational Electrical Testing Association meets the above criteria.
5. The testing organization shall submit appropriate documentation to demonstrate that it satisfactorily complies with these requirements.

3.2. Testing Personnel

1. Technicians performing these electrical tests and inspections shall be trained and experienced concerning the apparatus and systems being evaluated. These individuals shall be capable of conducting the tests in a safe manner and with complete knowledge of the hazards involved. They must evaluate the test data and make a judgment on the serviceability of the specific equipment.
2. Technicians shall be certified in accordance with ANSI/NETA ETT-2000, *Standard for Certification of Electrical Testing Personnel*. Each on-site crew leader shall hold a current certification, Level III or higher, in electrical testing.



4. DIVISION OF RESPONSIBILITY

4.1 The Owner's Representative

The owner's representative shall provide the testing organization with the following:

1. A short-circuit analysis, a coordination study, and a protective device setting sheet as described in Section 6.
2. A complete set of electrical plans and specifications, including all change orders.
3. Drawings and instruction manuals applicable to the scope of work.
4. An itemized description of equipment to be inspected and tested.
5. A determination of who shall provide a suitable and stable source of electrical power to each test site.
6. A determination of who shall perform certain preliminary low-voltage insulation-resistance, continuity, and low-voltage motor rotation tests prior to and in addition to tests specified herein.
7. Notification of when equipment becomes available for acceptance tests. Work shall be coordinated to expedite project scheduling.
8. Site-specific hazard notification and safety training.

4.2 The Testing Organization

The testing organization shall provide the following:

1. All field technical services, tooling, equipment, instrumentation, and technical supervision to perform such tests and inspections.
2. Specific power requirements for test equipment.
3. Notification to the owner's representative prior to commencement of any testing.
4. A timely notification of any system, material, or workmanship that is found deficient based on the results of the acceptance tests.
5. A written record of all tests and a final report.



5. GENERAL

5.1 Safety and Precautions

All parties involved must be cognizant of industry-standard safety procedures. This document does not contain any procedures including specific safety procedures. It is recognized that an overwhelming majority of the tests and inspections recommended in these specifications are potentially hazardous. Individuals performing these tests shall be qualified and capable of conducting the tests in a safe manner and with complete knowledge of the hazards involved.

1. Safety practices shall include, but are not limited to, the following requirements:
 1. All applicable provisions of the Occupational Safety and Health Act, particularly OSHA 29 CFR Part 1910 and 29 CFR Part 1926.
 2. ANSI/NFPA 70E, *Standard for Electrical Safety in the Workplace*.
 3. *The Electrical Safety Program Book*, Kenneth G. Mastrullo, Ray A. Jones, Jane G. Jones, NFPA.
 4. Applicable state and local safety operating procedures.
 5. Owner's safety practices.
2. A safety lead person shall be identified prior to the commencement of work.
3. A safety briefing shall be conducted prior to the commencement of work.
4. All tests shall be performed with the apparatus de-energized and grounded except where otherwise specifically required to be ungrounded or energized for certain tests.
5. The testing organization shall have a designated safety representative on the project to supervise operations with respect to safety. This individual may be the same person described in 5.1.2.

5.2 Suitability of Test Equipment

1. All test equipment shall meet the requirements in Section 5.3 and be in good mechanical and electrical condition.
2. Field test metering used to check power system meter calibration must be more accurate than the instrument being tested.
3. Accuracy of metering in test equipment shall be appropriate for the test being performed.
4. Waveshape and frequency of test equipment output waveforms shall be appropriate for the test to be performed and the equipment to be tested.



5. GENERAL

5.3 Test Instrument Calibration

1. The testing organization shall have a calibration program which assures that all applicable test instruments are maintained within rated accuracy for each test instrument calibrated.
2. The firm providing calibration service shall maintain up-to-date instrument calibration instructions and procedures for each test instrument calibrated.
3. The accuracy shall be directly traceable to the National Institute of Standards and Technology (NIST).
4. Instruments shall be calibrated in accordance with the following frequency schedule:
 1. Field instruments: Analog and Digital, 12 months maximum.
 2. Laboratory instruments: 12 months maximum.
 3. Leased specialty equipment: 12 months maximum.
5. Dated calibration labels shall be visible on all test equipment.
6. Records which show date and results of instruments calibrated or tested must be kept up to date.
7. Calibrating standard shall be of better accuracy than that of the instrument tested.



5. GENERAL

5.4 Test Report

1. The test report shall include the following:
 1. Summary of project.
 2. Description of equipment tested.
 3. Description of tests.
 4. Test data.
 5. Analysis and recommendations.
2. Test data records shall include the following minimum requirements:
 1. Identification of the testing organization.
 2. Equipment identification.
 3. Humidity, temperature, and other conditions that may affect the results of the tests and/or calibrations.
 4. Date of inspections, tests, maintenance, and/or calibrations.
 5. Identification of the testing technician.
 6. Indication of inspections, tests, maintenance, and/or calibrations to be performed and recorded.
 7. Indication of expected results when calibrations are to be performed.
 8. Indication of as-found and as-left results, as applicable.
 9. Sufficient spaces to allow all results and comments to be indicated.
3. The testing organization shall furnish a copy or copies of the complete report to the owner as specified in the acceptance testing contract.



6. POWER SYSTEM STUDIES

6.1 Short-Circuit Studies

1. Scope of Study

Determine the short-circuit current available at each component of the electrical system and the ability of the component to withstand and/or interrupt the current. Provide an analysis of all possible operating scenarios which will be or have been influenced by the proposed or completed additions or changes to the subject system.

2. Procedure

The short-circuit study shall be performed in accordance with the recommended practices and procedures set forth in ANSI/IEEE 399 and the step-by-step procedures outlined in the short-circuit calculation chapters of IEEE 141 and ANSI/IEEE 242.

3. Study Report

Results of the short-circuit study shall be summarized in a final report containing the following items:

1. Basis, description, purpose, and scope of the study.
2. Tabulations of the data used to model the system components and a corresponding one-line diagram.
3. Descriptions of the scenarios evaluated and identification of the scenario used to evaluate equipment short-circuit ratings.
4. Tabulations of equipment short-circuit ratings versus available fault duties. The tabulation shall identify percentage of rated short circuit and clearly note equipment with insufficient ratings.
5. Conclusions and recommendations.



6. POWER SYSTEM STUDIES

6.2 Coordination Studies

1. Scope of Study

Determine protective device characteristics, settings, or sizes that provide a balance between equipment protection and selective device operation that is optimum for the electrical system. Provide an analysis of all possible operating scenarios which will be or have been influenced by the proposed or completed additions or changes to the subject system.

2. Procedure

The coordination study shall be performed in accordance with the recommended practices and procedures set forth in ANSI/IEEE 399 and ANSI/IEEE 242. Protective device selection and settings shall comply with requirements of NFPA 70 *National Electrical Code*.

3. Study Report

Results of the coordination study shall be summarized in a final report containing the following items:

1. Basis, description, purpose, and scope of the study and a corresponding one-line diagram.
2. Time-current curves demonstrating the coordination of time-overcurrent protective devices.
3. Tabulations of protective devices identifying circuit location, manufacturer, type, range of adjustment, IEEE device number, current transformer ratios, recommended settings or device size, and referenced time-current curve.
4. Conclusions and recommendations.

4. Implementation

The owner shall engage an independent testing firm for the purpose of inspecting, setting, testing, and calibrating the protective relays, circuit breakers, fuses, and other applicable devices as outlined in this specification.



6. POWER SYSTEM STUDIES

6.3 Arc-Flash Hazard Analysis

1. Scope of Study

Determine arc-flash incident energy levels and flash protection boundary distances based on the results of the Short-Circuit and Coordination Studies. Perform the analysis under worst-case arc-flash conditions for all modes of operation. Provide an analysis of all possible operating scenarios which will be or have been influenced by the proposed or completed additions to the subject system.

2. Procedure

Identify all locations and equipment to be included in the arc-flash hazard analysis.

1. Prepare a one-line diagram of the power system.
2. Perform a short-circuit study in accordance with Section 6.1.
3. Perform a coordination study in accordance with Section 6.2.
4. Identify the possible system operating modes including tie-breaker positions, and parallel generation.
5. Calculate the arcing fault current flowing through each branch for each fault location using empirical formula in accordance with NFPA, IEEE, or other standards.
6. Determine the time required to clear the arcing fault current using the protective device settings and associated trip curves.
7. Select the working distances based on system voltage and equipment class.
8. Calculate the incident energy at each fault location at the prescribed working distance.
9. Determine the hazard/risk category (HRC) for the estimated incident energy level.



6. POWER SYSTEM STUDIES

6.3 Arc-Flash Hazard Analysis (*continued*)

10. Calculate the flash protection boundary at each fault location.
11. Document the assessment in reports and one-line diagrams. Place appropriate labels on the equipment.

3. Study Report

Results of the arc-flash study shall be summarized in a final report containing the following items:

1. Basis, method of hazard assessment, description, purpose, scope, and date of the study.
2. Tabulations of the data used to model the system components and a corresponding one-line diagram.
3. Descriptions of the scenarios evaluated and identification of the scenario used to evaluate equipment ratings.
4. Tabulations of equipment incident energies, hazard risk categories, and flash protection boundaries. The tabulation shall identify and clearly note equipment that exceeds allowable incident energy ratings.
5. Required arc-flash labeling and placement of labels.
6. Conclusions and recommendations.



6. POWER SYSTEM STUDIES

6.4 Load-Flow Studies

1. Scope of Study

Determine active and reactive power, voltage, current, and power factor throughout the electrical system. Provide an analysis of all possible operating scenarios.

2. Procedure

The load-flow study shall be performed in accordance with the recommended practices and procedures set forth in ANSI/IEEE 399.

3. Study Report

Results of the load-flow study shall be summarized in a final report containing the following items:

1. Basis, description, purpose, and scope of the study.
2. Tabulations of the data used to model the system components and a corresponding one-line diagram.
3. Descriptions of the scenarios evaluated and the basis for each.
4. Tabulations of power and current flow versus equipment ratings. The tabulation shall identify percentage of rated load and the scenario for which the percentage is based. Overloaded equipment shall be clearly noted.
5. Tabulations of system voltages versus equipment ratings. The tabulation shall identify percentage of rated voltage and the scenario for which the percentage is based. Voltage levels outside the ranges recommended by equipment manufacturers, ANSI/IEEE C84.1, or other appropriate standards shall be clearly noted.
6. Tabulations of system real and reactive power losses with areas of concern clearly noted.
7. Conclusions and recommendations.



6. POWER SYSTEM STUDIES

6.5 Stability Studies

1. Scope of Study

Determine the ability of the electrical system's synchronous machines to remain in step with one another following a disturbance. Provide an analysis of disturbances for all possible operating scenarios which will be or have been influenced by the proposed or completed additions or changes to the subject system.

2. Procedure

The stability study shall be performed in accordance with the recommended practices and procedures set forth in ANSI/IEEE 399.

3. Study Report

Results of the stability study shall be summarized in a final report containing the following items:

1. Basis, description, purpose, and scope of the study.
2. Tabulations of the data used to model the system components and a corresponding one-line diagram.
3. Descriptions of the scenarios evaluated and tabulations or graphs showing the calculation results.
4. Conclusions and recommendations.



6. POWER SYSTEM STUDIES

6.6 Harmonic-Analysis Studies

1. Scope of Study

Determine the impact of nonlinear loads and their associated harmonic contributions on the voltage and currents throughout the electrical system. Provide an analysis of all possible operating scenarios which will be or have been influenced by the proposed or completed additions or changes to the subject system.

2. Procedure

The harmonic-analysis study shall be performed in accordance with the recommended practices and procedures set forth in ANSI/IEEE 399.

3. Study Report

Results of the harmonic-analysis study shall be summarized in a final report containing the following items:

1. Basis, description, purpose, and scope of the study.
2. Tabulations of the data used to model the system components and a corresponding one-line diagram.
3. Descriptions of the scenarios evaluated and the basis for each.
4. Tabulations of rms voltages, peak voltages, rms currents, and total capacitor bank loading versus associated equipment ratings. Equipment with insufficient ratings shall be clearly identified for each of the scenarios evaluated.
5. Tabulations of calculated voltage-distortion factors, current-distortion factors, and individual harmonics versus the limits specified by ANSI/IEEE 519. Calculated values exceeding the limits specified in the standard shall be clearly noted.
6. Plots of impedance versus frequency showing resonant frequencies to be avoided.
7. Tabulations of the system transformer capabilities based on the calculated nonsinusoidal load current and the procedures set forth in ANSI/IEEE C57.110. Overloaded transformers shall be clearly noted.
8. Conclusions and recommendations.



7. INSPECTION AND TEST PROCEDURES

7.1 Switchgear and Switchboard Assemblies

1. Visual and Mechanical Inspection

1. Compare equipment nameplate data with drawings and specifications.
2. Inspect physical and mechanical condition.
3. Inspect anchorage, alignment, grounding, and required area clearances.
4. Verify the unit is clean and all shipping bracing, loose parts, and documentation shipped inside cubicles have been removed.
5. Verify that fuse and circuit breaker sizes and types correspond to drawings and coordination study as well as to the circuit breaker's address for microprocessor-communication packages.
6. Verify that current and voltage transformer ratios correspond to drawings.
7. Inspect bolted electrical connections for high resistance using one or more of the following methods:
 1. Use of a low-resistance ohmmeter in accordance with Section 7.1.2.
 2. Verify tightness of accessible bolted electrical connections by calibrated torque-wrench method in accordance with manufacturer's published data or Table 100.12.
 3. Perform thermographic survey in accordance with Section 9.
8. Confirm correct operation and sequencing of electrical and mechanical interlock systems.
 1. Attempt closure on locked-open devices. Attempt to open locked-closed devices.
 2. Make key exchange with devices operated in off-normal positions.
9. Verify appropriate lubrication on moving current-carrying parts and on moving and sliding surfaces.
10. Inspect insulators for evidence of physical damage or contaminated surfaces.
11. Verify correct barrier and shutter installation and operation.
12. Exercise all active components.
13. Inspect mechanical indicating devices for correct operation.
14. Verify that filters are in place and vents are clear.
15. Perform visual and mechanical inspection of instrument transformers in accordance with Section 7.10.

* Optional

