



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Estudios Superiores
Aragón

"Propuesta de Mantenimiento preventivo para los transformadores de la FES Aragón"

TESIS

Para obtener el título de:
Ingeniero Eléctrico - Electrónico

Presenta:

Julieta Roxana Medina Cuéllar

Asesor de tesis:

Ing. Fernando Xavier Vázquez Martínez



Nezahualcóyotl, Estado de México

2023



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Dedicatoria

Con todo mi amor y admiración dedico este trabajo a mis padres Silvia Cuéllar y Oscar Medina ya que sin ellos no sería la persona que hoy en día soy y nada de esto hubiera sido posible.

De igual manera dedico este trabajo a mi abuelita Azul, puesto que forjó con amor parte de mi vida y siempre la llevo en mi corazón.

Agradecimientos

Agradezco a Dios por permitirme llegar a este punto de mi vida.

A mis padres por siempre llenarme de amor, darme su apoyo incondicional y por todas sus enseñanzas.

A mi abuela Rosa María por regalarme los mejores años de mi infancia.

A mi abuela Silvia por acompañarme y estar para mí todos estos años.

A mi hermana Itzia Mariana por ser mi compañera de vida, ser paciente conmigo y otorgarme su cariño.

A mi hermano Ángel Samuel por mostrarme como compartir y amar la vida a pesar de sus adversidades.

A mi tía Yuridia Cuéllar por alentarme y ayudarme con este trabajo y en diversas situaciones de mi vida.

A mi perrita Mafalda, por estar continuamente a mi lado en todas las madrugadas difíciles.

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), específicamente a la Facultad de Estudios Superiores (FES), plantel Aragón por permitirme forjar mi vida profesional.

A mi asesor de tesis el Ing. Fernando X. Vázquez Martínez, por su amistad y sus enseñanzas para seguir creciendo como persona.

Al M. en C. Rodrigo Ocón Valdez por su invaluable ayuda para la culminación de este trabajo.

A mis amigos Viviana, Cristian, Efraín y Fernando por hacer de mi vida escolar una gran aventura.

Índice

Introducción.....	12
Planteamiento del Problema.....	14
Justificación.....	14
Objetivos.....	15
General.....	15
Particulares.....	15
Meta técnica.....	16
1. Marco Histórico.....	17
1.1. Electricidad en México.....	17
1.2. El Mantenimiento.....	19
1.3. El Transformador.....	20
1.4. Antecedentes de los Transformadores de la FES Aragón.....	22
2. Marco Teórico.....	23
2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia.....	23
2.2. El Transformador.....	23
2.2.1. Funcionamiento del Transformador.....	24
2.2.2. Características Físicas de un Transformador.....	25
2.2.3. Transformador Ideal.....	31
2.2.4. Transformador Real.....	31
2.2.5. Clasificaciones de los Transformadores.....	36
2.2.6. Potencia del Transformador.....	40
2.2.7. Regulación de Voltaje del Transformador.....	43

2.2.8. Eficiencia del Transformador	44
2.2.9. Relación de Transformación del Transformador.....	44
2.2.10. Polaridad del Transformador	45
2.2.11. Fallas del Transformador y sus Causas	46
2.3. Especificaciones de los Transformadores Trifásicos.....	48
2.3.1. Conexiones de los Transformadores Trifásicos.....	48
2.3.2. Potencia del Transformador Trifásico	52
2.3.3. Secuencia de Fases de un Transformador Trifásico	52
2.4. Tipos de Mantenimiento.....	54
2.5. Ciclo de Operación y Mantenimiento del Transformador.....	58
2.6. Normatividad.....	59
2.7. Herramientas de Gestión de Calidad	60
2.7.1. Ciclo Deming.....	60
3. Propuesta del Plan de Mantenimiento Preventivo para los Transformadores	62
3.1. Planeación del Programa de Mantenimiento	62
3.2. Fase 1 - Planificar	62
3.2.1. Organigrama Actual	62
3.2.2. Diseño del Plan de Mantenimiento Preventivo Mensual.....	63
3.2.3. Diseño del Plan de Mantenimiento Preventivo Semestral.....	64
3.2.4. Diseño del Plan de Mantenimiento Preventivo Anual.....	64
3.2.5. Planificación de Fechas para la Realización del Mantenimiento	69
3.2.6. Costos Totales del Mantenimiento	69
3.2.7. Competencias Requeridas	70
3.3. Fase 2 - Hacer	70

3.3.1. Capacitación de Pruebas.....	70
3.3.2. Libranza.....	90
3.3.3. Realización del Mantenimiento al Transformador A2 y A3.....	90
3.3.4. Resultados de las Pruebas.....	102
3.4. Fase 3 - Verificar.....	105
3.5. Fase 4 - Actuar.....	106
Conclusiones.....	107
Anexos.....	108
1. Checklist Mensual.....	108
2. Checklist Semestral.....	109
3. Pruebas.....	110
3.1. Prueba de Resistencia de Aislamiento de Devanados.....	110
3.2. Prueba de Resistencia Óhmica de los Devanados.....	111
3.3. Prueba de Relación de Transformación, Método del TTR.....	111
3.4. Prueba de Relación de Transformación, Método de Corrientes y Voltajes.....	112
4. Planificación de Fechas para la Realización del Mantenimiento.....	113
5. Libranza.....	114
6. Manual de la Propuesta del Plan de Mantenimiento Mensual, Semestral y Anual.....	114
Referencias.....	137

Índice de figuras

Figura 1. Curva de la bañera.....	15
Figura 2. Foto del anillo de inducción de Faraday.	21
Figura 3. Transformador de la empresa húngara Ganz & Cia.....	22
Figura 4. Diagrama típico de una parte de un SEP.....	23
Figura 5. Componentes básicos de un transformador (tipo núcleo).....	24
Figura 6. Núcleo magnético de tres columnas.....	26
Figura 7. Núcleo magnético de tres columnas.....	26
Figura 8. Devanados concéntricos de un transformador monofásico con núcleo tipo columna.	27
Figura 9. Fotografía de una placa de datos de un transformador.	28
Figura 10. Modelo de un transformador ideal.	31
Figura 11a y 11b. a) Ciclo de histéresis. b) Comparación del ciclo de histéresis entre el hierro dulce y el acero templado.	32
Figura 12. Flujo en un transformador monofásico real con carga en el secundario.....	34
Figura 13. Modelo de un transformador real.....	35
Figura 14. Transformadores en un Sistema Eléctrico de Potencia.....	36
Figura 15. Transformador con conexión monofásica de tres hilos.	38
Figura 16. Transformador con conexión trifásica de cuatro hilos.....	39
Figura 17. Desfasamiento entre el voltaje, la corriente y la potencia real.....	41
Figura 18. Triángulo de Potencias.....	42
Figura 19. Diagrama complejo de la potencia.....	43
Figura 20a y 20b. Polaridad de un transformador. a) Sustractiva. b) Aditiva.	45

Figura 21. Voltajes y corrientes de las conexiones delta y estrella.	48
Figura 22a y 22b. Desfasamiento entre V_{ϕ} para conexiones Y y Δ . a) Diagrama fasorial. b) Diagrama ondulatorio.	53
Figura 23a y 23b. Voltajes de tres fases a) Conexión Y. b) Conexión Δ	54
Figura 24. Ciclo de operación y mantenimiento del transformador.	58
Figura 25. Ciclo de mantenimiento del transformador.	62
Figura 26. Jerarquía de departamentos.	63
Figura 27. Curva de polarización.	66
Figura 28. Diagrama teórico del puente de Wheatstone.	67
Figura 29a y 29b. a) Fotografía de la pantalla del Megger KPS MA10. b) Cables del Megger KPS MA10.	71
Figura 30. Fotografía del puente de Wheatstone 2755.	72
Figura 31a y 31b. Fotografía del TTR Prova 1660. b) Cables de conexión del TTR Prova 1660.	73
Figura 32. Fotografía de los botones del TTR Prova 1660.	74
Figura 33a y 33b. a) Fotografía del multímetro FLUKE 117. b) Cables de conexión del multímetro FLUKE 117.	75
Figura 34. Fotografía del amperímetro FLUKE 323.	76
Figura 35a y 35b. a), b) Fotografía del termómetro infrarrojo Lasergríp 630.	77
Figura 36a y 36b. a) Fotografía parte delantera del transformador del L3. b) Fotografía parte trasera del transformador del L3.	78
Figura 37. Fotografía explicativa de cómo se cortocircuitan las terminales X_0 , X_1 , X_2 y X_3	79
Figura 38. Fotografía explicativa de cómo se cortocircuitan las terminales H_1 , H_2 y H_3	79

Figura 39. Fotografía explicativa del posicionamiento del interruptor de encendido y el selector de función/escala del Megger KPS MA10.....	80
Figura 40. Fotografía explicativa del posicionamiento del botón de prueba del Megger KPS MA10.....	81
Figura 41. Fotografía del Megger y el cronómetro.	81
Figura 42. Gráfica $M\Omega$ - tiempo para la conexión BT - tierra.	82
Figura 43. Gráfica $M\Omega$ - tiempo para la conexión AT - tierra.	83
Figura 44. Gráfica $M\Omega$ - tiempo para la conexión AT – BT.....	84
Figura 45. Fotografía de la medición de las resistencias con un multímetro.	85
Figura 46. Fotografía de las conexiones del puente de Wheatstone 2755.....	86
Figura 47. Fotografía de los botones del TTR Prova 1660.	88
Figura 48. Pantalla del TTR Prova 1660.....	88
Figura 49. Fotografía de la pantalla del TTR Prova 1660 con las conexiones a realizar.	89
Figura 50. Fotografía de la pantalla del TTR Prova 1660 con los datos del análisis.	89
Figura 51. Fotografía de la pantalla del TTR Prova 1660 con los datos obtenidos de las tres fases.	90
Figura 52. Mapa FES Aragón.....	91
Figura 53a y 53b. a) b) Fotografías de las partes del transformador A2.	91
Figura 54. Fotografía de la placa de datos del transformador A2.	92
Figura 55a y 55b. a), b) Fotografía de las partes del transformador A3.....	93
Figura 56. Fotografía barriendo el cuarto donde se ubica el transformador A2.....	94
Figura 57. Fotografía aspirando el polvo del transformador A2.	95

Figura 58a y 58b. a) Fotografía removiendo el polvo de las bobinas y terminales del transformador A3. b) Fotografía removiendo el polvo de los interruptores del transformador A3.	95
Figura 59. Fotografía colocando el limpiador de contactos WD-40 a los interruptores del transformador A2.....	96
Figura 60. Fotografía extendiendo el limpiador de contactos WD-40 de las terminales del transformador A2.....	96
Figura 61. Fotografía revisando los tornillos de los interruptores.....	97
Figura 62a y 62b. a) Fotografía desatornillando la conexión de la línea X_1 del transformador A2. b) Fotografía de la línea X_1 con su respectiva etiqueta.	97
Figura 63a y 63b. a), b) Fotografías de la realización de la prueba de la resistencia de aislamiento de los devanados del transformador A2.....	98
Figura 64a y 64b. a), b) Fotografía de las conexiones del Puente de Wheatstone a las terminales del transformador A2.....	99
Figura 65. Fotografía tomando la temperatura del devanado primario.	100
Figura 66. Fotografía de la medición de voltajes al transformador A2.....	101
Figura 67. Fotografía de la medición de corrientes de salida del transformador A2.	101

Índice de tablas

Tabla 1. Potencia instalada en México en 1889.	17
Tabla 2. Representación fasorial, relación de transformación y esquema de conexiones trifásicas.....	51
Tabla 3. Resultados obtenidos de la prueba de resistencia de aislamiento de BT - tierra.	82
Tabla 4. Resultados obtenidos de la prueba de resistencia de aislamiento de AT - tierra.....	83
Tabla 5. Resultados obtenidos de la prueba de resistencia de aislamiento de AT - BT.....	83
Tabla 6. Ajuste de la perilla de multiplicar.	86

Introducción

Los transformadores son máquinas estáticas que forman parte de los elementos principales dentro de una subestación eléctrica, dado que son los encargados de realizar un cambio en la amplitud del voltaje, lo cual, facilita la distribución y el consumo de energía eléctrica; hoy en día esta energía ha tomado un papel muy importante dentro de la vida cotidiana del ser humano incluyendo el ámbito escolar.

Desde la creación de la Facultad de Estudios Superiores (FES), plantel Aragón en el año de 1976, se instalaron los transformadores con los que se cuenta hoy en día, y debido al paso de los años, su falta de mantenimiento, el aumento de la población y las nuevas necesidades que han surgido dentro de esta, estos han tenido un impacto negativo en su calidad de vida.

Independientemente del tipo de instalación eléctrica con la que cuenta la Facultad, es de suma importancia tener un plan de mantenimiento preventivo para los transformadores, con la intención de lograr un funcionamiento apropiado del equipo, evitar recurrir al mantenimiento correctivo y obtener una adecuada distribución de energía, principalmente en las áreas donde existe un mayor consumo, como son: salas de cómputo, servicios escolares, laboratorios, cafeterías, entre otros.

La finalidad de esta tesis se enfoca en elaborar una propuesta de un plan de mantenimiento preventivo mensual, semestral y anual para los transformadores de la FES Aragón; para ello, primeramente, se reúne toda la información necesaria relacionada con los transformadores y el mantenimiento a éstos.

Para el presente trabajo se emplean como apoyo y referencia los transformadores de los edificios A2 y A3 de la Facultad.

Para llevar a cabo esta propuesta se hizo uso de una herramienta utilizada en los sistemas de gestión, la cual lleva por nombre *Ciclo Deming*; esto con el motivo de obtener un

plan adecuado para cumplir con las necesidades de los transformadores y con ello lograr el objetivo de una manera eficaz.

Planteamiento del Problema

El principal objetivo de este estudio se enfoca en la creación de un plan de mantenimiento preventivo mensual, semestral y anual para los transformadores de la FES Aragón. Se contactará con el área de mantenimiento de la Facultad y se realizarán diversas actividades para conocer más a fondo los factores relacionados con el funcionamiento de los transformadores.

Se puede definir al mantenimiento como un procedimiento, el cual busca que un determinado bien reciba tratamientos, para que aún con su uso, el paso del tiempo o diversas circunstancias exteriores siga brindando un servicio de calidad estipulada.

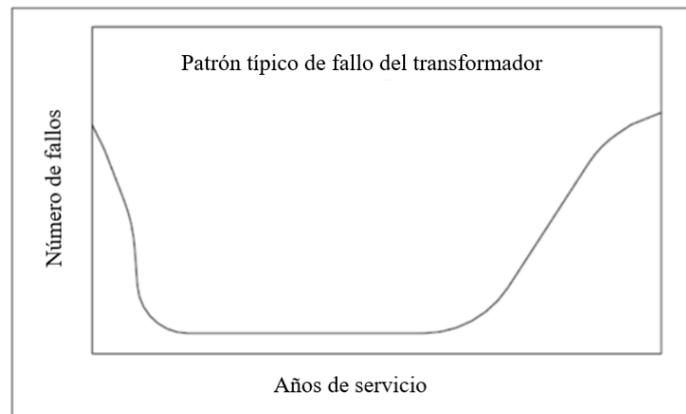
Justificación

Un mantenimiento inadecuado o la ausencia de este tiene la culpa de no descubrir problemas iniciales cuando se tuvo suficiente tiempo para corregirlos. Asimismo, la avería de un transformador impacta significativamente en el funcionamiento de los sistemas eléctricos y todo lo que depende de él. (Mayuresh & Eknath, 2014).

Existe una relación muy estrecha entre la probabilidad de fallo de un transformador y su edad (figura 1), debido a que, durante sus primeros momentos de vida, se hacen visibles posibles fallos con relación a la calidad de fabricación del transformador y en los últimos años, es cuando el transformador está lo suficientemente envejecido como para provocar un fallo de gran magnitud (Margalló, 2012). Frecuentemente los fabricantes definen la vida útil de un transformador entre los 25 y 40 años; sin embargo, esta depende mucho de su explotación y su mantenimiento pudiendo alargar o reducir este rango (Hillary *et al.*, 2017).

Figura 1.

Curva de la bañera.



Nota. Obtenido de *Curva de la bañera que muestra el riesgo de fallo de un transformador en función de su edad* (p.4), de I. Margalló Gasco, 2012.

De acuerdo con Romero-Quete *et al.* (2016) cuando un transformador presenta una avería por envejecimiento esta es irreparable, por lo tanto, es vital tomar decisiones apropiadas como un diseño de mantenimiento adecuado para prolongar la vida útil de la unidad.

Cabe señalar que hasta la actualidad la FES Aragón no cuenta con un plan de mantenimiento preventivo establecido para los transformadores.

Objetivos

General

- Desarrollar una propuesta de un plan de mantenimiento preventivo mensual, semestral y anual para los transformadores de la FES Aragón.

Particulares

- Obtener capacitación para la correcta ejecución de la propuesta del plan de mantenimiento.
- Ejecutar el plan de mantenimiento al transformador ubicado en el edificio A2 de la FES Aragón.

- Ejecutar el plan de mantenimiento al transformador ubicado en el edificio A3 de la FES
- Recabar la información del estatus de los transformadores anteriormente mencionados.
- Generar un manual referente para futuros mantenimientos.

Meta técnica

Con la creación de un plan de mantenimiento se logrará prevenir posibles fallas evitando recurrir al mantenimiento correctivo y se obtendrán datos para conocer el estado de los transformadores.

1. Marco Histórico

1.1. Electricidad en México

La electrificación en México dio inicio en 1879 con la instalación de la primera planta termoeléctrica generadora, la cual era la encargada de suministrar energía eléctrica a la fábrica textil “La Americana”, en el estado de León, Guanajuato (de la Garza *et al.*, 1994; Ortega & Galeana, 2016; Solis, 2012, como se cita en Best, 1889). Es importante señalar que muchas de las empresas eléctricas en México fueron principalmente privadas y extranjeras.

Más tarde, entró en operación la primera planta hidroeléctrica en el año de 1889, la cual fue ubicada en Batopilas, Chihuahua (Ortega & Galeana, 2016); para ese entonces la potencia eléctrica instalada en México estaba distribuida como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1.

Potencia instalada en México en 1889.

Zonas	kW instalados	Porcentaje del total
Norte	65.52	7.85
Golfo	53.70	6.42
Pacífico Norte	17.47	2.08
Pacífico Sur	19.50	2.34
Centro	681.70	81.31
Total Nacional	837.89	100.00

Nota. Obtenido de *Historia de la Industria Eléctrica en México, Tomo I* (p.19), por de la Garza *et al.*, 1990, Colecciones CSH, citado de Arizpe 1990.

Durante 1896 la firma alemana Siemens & Halske obtuvo la licencia del alumbrado público de la Ciudad de México, pero esta comenzó a operar hasta 1898 ya que no contaba con la infraestructura necesaria, por lo cual la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica (CMGLE) que era la encargada de iluminar las calles de la capital del país continuó por esos dos años (García, 2017).

La recién creada The Mexican Light and Power Company Limited (MEX-LIGHT), de origen canadiense, se asentó en México en 1903 e inició el primer gran proyecto hidroeléctrico en Necaxa, Puebla (de la Garza *et al.*, 1994; Ortega & Galeana, 2016; Global energy, 2018).

En diciembre de 1933, el Partido Nacional Revolucionario le otorgó al presidente la autorización para la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) (Global energy, 2018), pero fue hasta 1937 que esta se inauguró y comenzó a operar; en ese tiempo México contaba con aproximadamente 18.3 millones de habitantes, de los cuales solo el 38 % eran abastecidos con energía eléctrica, el otro 62 % eran las personas que se encontraban en áreas rurales donde el acceso a los servicios básicos de hoy en día era complicado (CFE, s.f.).

La primera unidad de importancia que emprendió la CFE fue la planta Ixtapantongo del Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán en 1944 (Global energy, 2018; CFE, s.f.). Para 1949 se decretó a la CFE como un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio (CFE, 2011).

El 27 de septiembre de 1960 el presidente Adolfo López Mateos nacionalizó la industria eléctrica comprando con fondos públicos y deuda externa la mayoría de los bienes e instalaciones de las empresas extranjeras, dentro de las cuales destacó la MEX-LIGHT, la cual recibió el nombre de Compañía de Luz y Fuerza Motriz; tan solo tres años después se modificó su denominación social a Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A. (CLyFC, S.A.) (de la Garza *et al.*, 1994; Senado, 2018; Global energy, 2018).

Cuatro años después de la nacionalización eléctrica el gobierno aprobó el estudio de la CFE y la CLyFC, S.A., para organizar el cambio de frecuencias a 60 Hz (de la Garza *et al.*, 1994), este proceso tuvo su fin hasta 1987 ya que no se utilizaron transformadores de frecuencia si no que se cambiaron por entero los generadores (Global energy, 2018). Durante estos años, específicamente en 1971, se declaró de utilidad pública la unificación de frecuencias, por lo que un año después se fundó el Comité de Unificación de Frecuencias (CUF) con la finalidad

de adaptar los equipos y aparatos eléctricos y electrónicos a 60 Hz, así como asesorar a los usuarios (DOF, 1972).

A partir de 1974 se autorizó la liquidación de la CLyFC, S.A., al igual que sus subsidiarias y 20 años después se creó la compañía mexicana de Luz y Fuerza del Centro (LyFC) (Ortega & Galeana, 2016; Senado, 2018), la cual por orden del presidente Felipe Calderón tuvo su extinción y liquidación el 11 de octubre del 2009, dejando así a la CFE encargada de operar el suministro y la venta de energía eléctrica en el país (Ortega & Galeana, 2016; Senado, 2018); en ese mismo año México ya contaba con 50.384 MW de capacidad instalada (Global energy, 2018).

1.2. El Mantenimiento

La historia del mantenimiento se relaciona con el desarrollo de las industrias; en 1880 el 90 % del trabajo realizado dentro de una compañía era ejecutado por el hombre y el 10 % restante por las máquinas, lo que implicaba un costo económico y de tiempo elevado (García, 2003).

A partir de 1913 la empresa Ford Motor Company implementó un sistema de organización el cual recibió el nombre de *producción en serie*; lo que ocasionó que las demás compañías comenzarán a implementar el mantenimiento a sus equipos, de lo que surgió lo que conocemos hoy en día como *mantenimiento correctivo* (Rionda, 2010).

Durante la Segunda Guerra Mundial las industrias tuvieron la necesidad de aumentar su producción, lo que ocasionó un desgaste en sus equipos y ante la necesidad de evitar posibles fallas en estos apareció el *mantenimiento preventivo*, el cual tuvo mayor importancia y desarrollo a partir de 1950. Años después, gracias a la sofisticación de los instrumentos de protección y medición y al crecimiento de las asociaciones nacionales de mantenimiento se desarrolló en 1966 el *mantenimiento predictivo* (Medrano *et al.*, 2017).

En el año de 1970 el japonés Seichi Nakajima crea el *Mantenimiento Productivo Total* (Total Productive Maintenance – TPM), basado en responsabilizar por el mantenimiento a todos los miembros de una empresa. A finales del siglo XX se acentúa el *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad* (Reliability Centered Maintenance – RCM), centrado en rediseñar el mantenimiento para asegurar que un elemento físico desempeñe sus funciones (Mora, 2009).

Hoy en día la elección del mantenimiento va acorde con los recursos y necesidades de cada equipo e industria.

1.3. El Transformador

El transformador ha sido una de las máquinas más fundamentales para el desarrollo de la sociedad, debido a que sin esta pieza de ingeniería la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica sería prácticamente imposible.

A principios del siglo XIX se tenía la creencia de que los fenómenos eléctricos y magnéticos no estaban relacionados, sin embargo, en 1820 Hans Christian Oersted da pruebas de lo contrario mediante su famoso experimento, en el cual observó como una brújula (aguja imantada) se ve afectada por el flujo de una corriente eléctrica. (Olivares *et al.*, s.f., citado de Coltman, 2002).

En 1831 el científico inglés Michael Faraday sentó la *ley de inducción electromagnética* basada en producir electricidad por medio del magnetismo, esta ley fue descubierta gracias a sus observaciones en su *anillo de inducción* (figura 2), el cual consistió en colocar un toroide y dos devanados¹ de cobre superpuestos y aislados uno del otro (Olivares *et al.*, s.f.).

¹ Los términos: devanado, bobina, y arrollamiento son sinónimos y se utilizan indistintamente en este texto.

Figura 2.

Foto del anillo de inducción de Faraday.



Nota. Obtenido de “The transformer” (p.9), por Furfari & Coltman, 2002, *IEEE Industry Applications Magazine*.

Con el pasar de los años, varios científicos llevaron a cabo experimentos con distintas versiones del anillo de inducción de Faraday; pero fue hasta mayo de 1885 durante la Exposición Nacional de Budapest donde el equipo de trabajo húngaro conformado por Otto Titus Blathy (al que se le atribuye la palabra *transformador*), Miska Deri y Karoly Zipernowsky de la compañía Ganz & Cia, presentaron 75 transformadores conectados en paralelo de núcleos toroidales de hierro con las bobinas enrolladas alrededor de ellos (figura 3). Aunque su construcción era costosa, eran eficientes para hacer funcionar lámparas de baja tensión (BT) desde un sistema de distribución de alta tensión (AT) (Furfari & Coltman, 2002).

Figura 3.

Transformador de la empresa húngara Ganz & Cia.



Nota. Obtenido de *Transformador de la empresa húngara Ganz & C, de Budapest, presentando como modelo de patente en Alemania en febrero de 1885* (p.4), de Olivares *et al.*, s.f., citado de Furfari & Coltman, 2002.

Naturalmente los diseños de los transformadores han ido evolucionando para obtener una fabricación más sencilla y económica, pero cumpliendo siempre con las bases de su funcionamiento.

1.4. Antecedentes de los Transformadores de la FES Aragón

La FES Aragón es una entidad académica de nivel superior, aprobada en 1975, año en el que se instalaron los transformadores con los que hoy en día cuenta la Facultad; en relación con a la energía consumida en los edificios A2 y A3 hasta el 2017 solo se contaba con luminaria LED en los salones y pasillos y dos pantallas en cada uno de los tres salones de exámenes profesionales; pero un año después se agregaron dos aulas de cómputo en el edificio A2, las cuales cuentan para el año 2022 un total de 105 computadoras.

Para el año 2019 se añadió una smart TV de 55 pulgadas en cada salón; con 19 en el edificio A3 y 14 en las aulas del A2, dando un total de 33 nuevas pantallas. Aunado a esto al avance de las tecnologías provoca que el consumo de energía vaya en aumento año tras año.

2. Marco Teórico

2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia

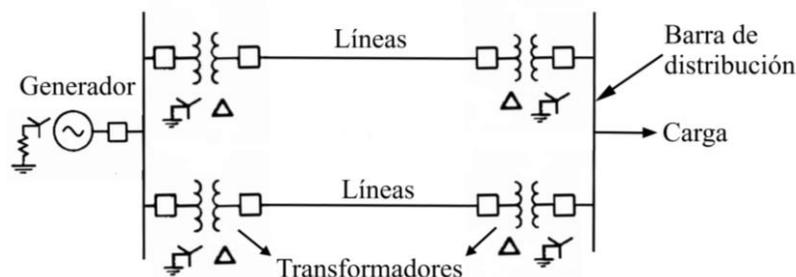
Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un conjunto de elementos estructurados para generar, transmitir y distribuir energía eléctrica, por lo tanto, un SEP se compone principalmente de tres partes: centrales generadoras, líneas de transmisión (aéreas o subterráneas) y redes de distribución (Stevenson, 1985).

De manera general las centrales son las encargadas de producir la energía eléctrica a través de fuentes primarias; las líneas cumplen con la misión de transportar la electricidad particularmente a altos voltajes para una mayor eficiencia y por último las redes canalizan la energía eléctrica desde los puntos de conexión con las líneas hasta los consumidores finales; todo esto se lleva a cabo con ayuda de diversos transformadores.

Una forma sencilla de representar gráficamente un SEP es a través de diagramas unifilares (figura 4).

Figura 4.

Diagrama típico de una parte de un SEP.



Nota. Adaptado de *Sistemas eléctricos de gran potencia* (p.5), por B. M. Weedy, 1982, Reverté.

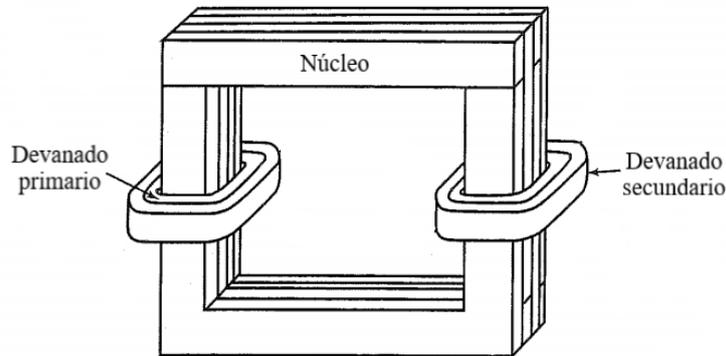
2.2. El Transformador

De acuerdo con Ras (1994) y Chapman (2012), un transformador es una máquina estática que consta de dos o más devanados enrollados alrededor de un núcleo ferromagnético (figura 5); su función es modificar una potencia eléctrica alterna con un nivel de corriente y

tensión en otra potencia eléctrica alterna con valores de corriente y tensión deseados, siempre bajo la misma frecuencia.

Figura 5.

Componentes básicos de un transformador (tipo núcleo).



Nota. Adaptado de *Máquina eléctricas y transformadores* (p.205), por Guru & Hiziroglu, 2003, Oxford University Press.

2.2.1. Funcionamiento del Transformador

El funcionamiento de un transformador comienza aplicando un voltaje alterno en la bobina primaria, en consecuencia circula por éste una corriente alterna generando así un campo magnético variable y por consiguiente una variación en su flujo magnético con respecto al tiempo, este cambio en el flujo origina una fuerza electromotriz inducida (fem) en los devanados del transformador; este fenómeno fue el descubierto por Faraday y para estructuras magnéticas que comprenden de inductores se representa mediante la ecuación de Faraday-Henry:

$$\varepsilon = -N \left(\frac{d\phi_m}{dt} \right) \quad (1)$$

Donde:

\mathcal{E} = fem medida en Volts (V).

N = número de espiras en el devanado.

ϕ_m = flujo magnético mutuo entre los devanados medido en Webers (Wb).

Para un cálculo más práctico la ecuación (1) también puede expresarse como:

$$\varepsilon = 4.4 \cdot \phi_{mp} \cdot f \cdot N \quad (2)$$

Donde:

ϕ_{mp} = amplitud del flujo magnético mutuo (Wb).

f = frecuencia medida en Hertz (Hz).

2.2.2. Características Físicas de un Transformador

La construcción de los transformadores es esencialmente la misma, pero estos tienen variaciones en cuanto a su tamaño y forma, ya que, dependen mucho del medio refrigerante y de las capacidades de corriente y voltaje que se deseen. Comúnmente un transformador consta de los siguientes elementos:

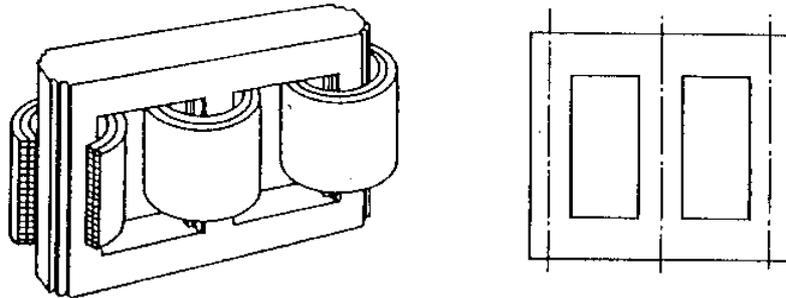
2.2.2.1. Núcleo

Se construye de láminas de materiales ferromagnéticos, las cuales se distinguen de dos partes: las columnas donde se enrollan las bobinas y los yugos o culatas que une las columnas; su función es transmitir el flujo magnético producido por los devanados del transformador, los cuales generalmente cuentan con un número de vueltas diferente (Pérez, 1992). El núcleo tiene varios diseños, dentro de los más utilizados se encuentran:

- **De columnas:** Dentro de este modelo se encuentran núcleos de dos y tres columnas (figura 6) y se caracteriza porque los arrollamientos envuelven al núcleo; el de tres columnas es el diseño más habitual en transformadores trifásicos.

Figura 6.

Núcleo magnético de tres columnas.

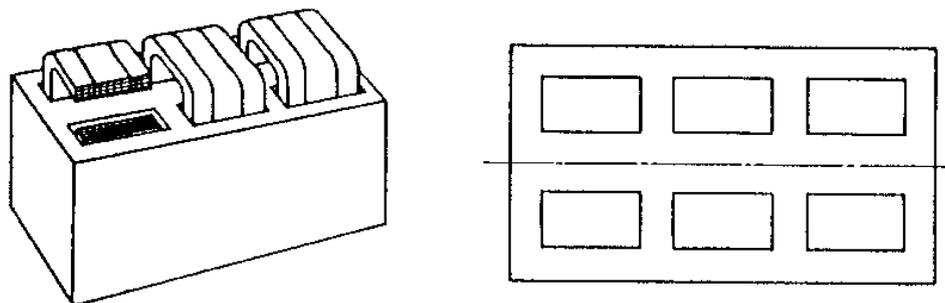


Nota. Obtenido de *Three-limb core-type transformer* (p.4), Oficina de normas indias, 2009.

- **Acorazado:** Este núcleo comparado con el anterior, tiene la versatilidad de construcción horizontal y vertical, además este reduce la dispersión magnética, pero aumenta su costo; existen diseños de tres (figura 7), cinco (Shell) y hasta siete columnas (core) y su peculiaridad se basa en que el núcleo envuelve los arrollamientos.

Figura 7.

Núcleo magnético de tres columnas.



Nota. Obtenido de *Three-phase conventional shell-form magnetic circuit* (p.5), Oficina de normas indias, 2009.

2.2.2.2. Devanados

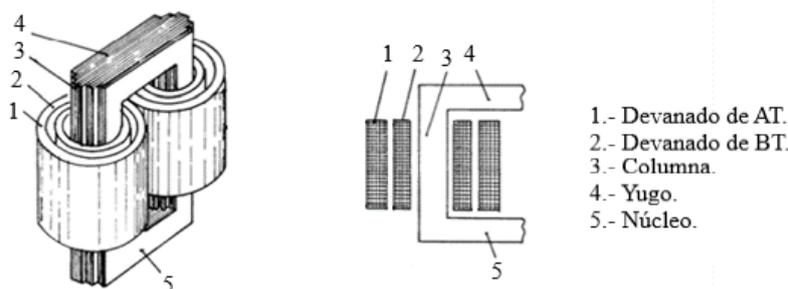
Son construidos a base de materiales altamente conductores (cobre o aluminio), dado que, de no ser así se tendría una resistencia eléctrica elevada y en consecuencia una cantidad mayor de pérdidas resistivas.

Como se vio anteriormente el transformador cuenta con uno o varios devanados primarios (conectados a la fuente) y secundarios (conectados a la carga), los cuales tienen la característica de ser de alta, media y baja tensión dependiendo de la utilidad del transformador.

Las bobinas de un transformador se pueden fabricar de dos formas: concéntricamente (figura 8) o alternadamente, la primera se basa en acoplar los devanados de AT y de BT uno sobre otro con una capa aislante intermedia, cumpliendo que el de menor tensión es el más cercano al núcleo y la segunda como su nombre lo indica consiste en ir alternando las bobinas.

Figura 8.

Devanados concéntricos de un transformador monofásico con núcleo tipo columna.



Nota. Adaptado de *Vista de los Devanados de un Transformador tipo columnas* (p.18.), de de la Cruz y Vargas, 2008.

2.2.2.3. Terminales

Su tarea consiste en distinguir las bobinas de un transformador, por lo tanto, se utiliza la letra “H” y un subíndice numérico (el cual indica la fase) para AT y la letra “X” y un subíndice numérico para BT, por ejemplo: H₁, H₂, X₁, X₂, etc. (DOF, 1988).

Para transformadores trifásicos con terminal neutro se indicará con la letra correspondiente y el subíndice cero y para las terminales que tengan un neutro en común se marcarán con sus letras correspondientes y el subíndice cero, por ejemplo: H₀ o X₀ (DOF, 1988).

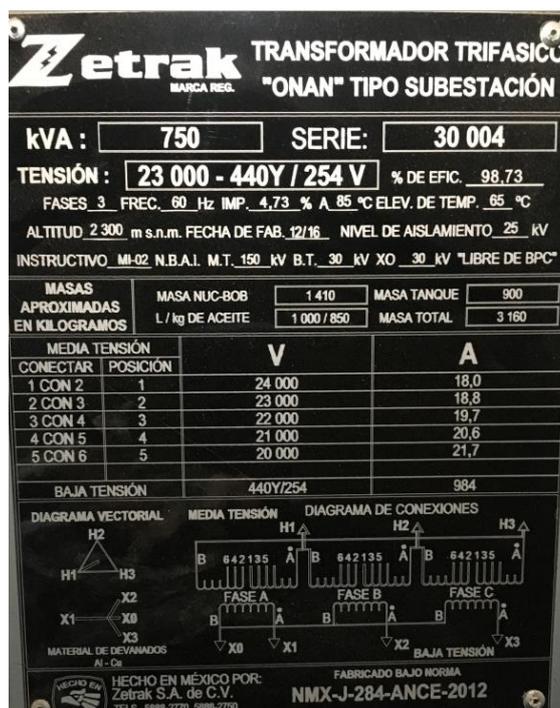
En algunos transformadores las terminales van acompañadas de boquillas, las cuales tienen la función de aislar el paso de la tensión entre el transformador y la línea, manteniendo su hermeticidad y aislamiento eléctrico.

2.2.2.4. Placa de Datos

Es una placa resistente a la corrosión, en la cual aparecen las características técnicas más relevantes del transformador (figura 9).

Figura 9.

Fotografía de una placa de datos de un transformador.



El DOF (1988) describe los siguientes datos mínimos que debe contener:

- Número de serie.
- Tipo de enfriamiento.
- Número de fases.
- Frecuencia (Hz).
- Capacidad nominal (VA): Es la potencia del transformador para trabajar a plena carga.

- Tensión nominal (V): Se encuentran dos voltajes, el de AT y el de BT; si se tienen dos valores ya sea para AT o para BT, el primero indicará la tensión que hay entre líneas y el segundo indicará el voltaje entre una fase y el neutro.
- Corriente nominal (A): Corresponde a la corriente con la que se puede cargar el transformador; de la misma forma que la tensión se tienen dos valores, uno para AT y otro para BT, en donde se cumple que la corriente en AT siempre será menor que la de BT.
- Elevación de temperatura (°C): Es el valor de diseño de temperatura del transformador.
- Diagrama vectorial y de conexiones: Indica la conexión interna del transformador.
- Impedancia (%): Representa la oposición del transformador a la corriente durante un cortocircuito.
- Masa (kg): Marca el peso neto del transformador.
- Altitud (m.s.n.m): Define la altura máxima en metros sobre el nivel del mar para la cual se diseñó el transformador.
- Derivaciones: Hace referencia al cambiador de TAPS del transformador y dependiendo del paso seleccionado se define el voltaje que va a recibir el lado de AT para entregar el voltaje de diseño en el lado de BT.
- Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (NBAI) (kV): Indica el voltaje que el transformador debe soportar ante fenómenos transitorios (rayos), se encuentra en AT y en BT.
- Norma del diseño del transformador.
- Fecha de fabricación: Mes y año.
- Nombre del fabricante.
- País de origen del transformador.

2.2.2.5. Sistema de Aislamiento

El sistema de aislamiento de un transformador juega un papel muy importante dentro de la capacidad y la vida útil del transformador, su función se centra en proteger y aislar las partes energizadas del transformador y su característica principal es que presentan una alta resistencia al flujo de corriente.

Mayuresh & Eknath (2014) lo definen como el conjunto interno completo de materiales aislantes dieléctricos el cual se puede clasificar en sistema de aislamiento mayor y menor; el primero comprende el aislamiento entre los devanados y el núcleo y entre los cables de AT y tierra y el segundo consiste en el aislamiento entre las vueltas de las bobinas. Avelino (2008) menciona algunos de los materiales utilizados en el sistema de aislamiento de un transformador, dentro de los cuales resaltan los siguientes:

- Esmaltes y barnices aislantes (naturales y sintéticos).
- Resinas (poliéster, epóxicas, poliuretano, etc.).
- Papel Kraft.
- Cartón prensado.
- Papel manila y corrugado.
- Plásticos y cementos.
- Algodón.
- Madera de maple.

2.2.2.6. Accesorios

Dentro de los accesorios que forman parte del transformador se pueden encontrar:

- Bornes de puesta a tierra.
- Regulación de media tensión.
- Tapones de apretado.
- Orejas de izaje.

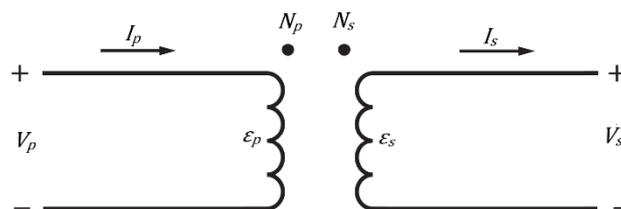
- Termosondas control de temperatura (indicadores).
- Almohadillas aisladoras de ruido.
- Herrajes de montaje.

2.2.3. Transformador Ideal

Un transformador ideal es aquel en donde el flujo producido por sus bobinas se encuentra contenido en su totalidad en el núcleo, otra de sus características es que carece de resistividad en sus conductores; por lo anterior Pérez (1992) describe al transformador ideal como aquel que no presenta algún tipo de pérdidas y como resultado posee una potencia constante, en otras palabras, su potencia de entrada es igual a la de salida y por lo tanto $V_p = \mathcal{E}_p$ y $V_s = \mathcal{E}_s$ (figura 10). Es preciso señalar que su uso es teórico ya que su fabricación no es posible.

Figura 10.

Modelo de un transformador ideal.



Nota. V_p = voltaje aplicado en el primario; I_p = corriente en el primario; N_p = espiras del primario; \mathcal{E}_p = voltaje inducido en el primario; V_s = voltaje entregado por el secundario; I_s = corriente en el secundario; N_s = espiras del secundario y \mathcal{E}_s = voltaje inducido en el secundario.

Adaptado de *Máquina eléctricas* (p.52), por Stephen J. Chapman, 2012, McGraw Hill.

2.2.4. Transformador Real

Para poder obtener un modelo real sobre el comportamiento de cualquier transformador es de suma importancia considerar sus imperfecciones; esto gracias a que con los materiales

con los que se dispone de la naturaleza, no es posible efectuar una conversión y transmisión de energía pura (Pérez, 1992); por lo tanto, es necesario considerar los siguientes aspectos:

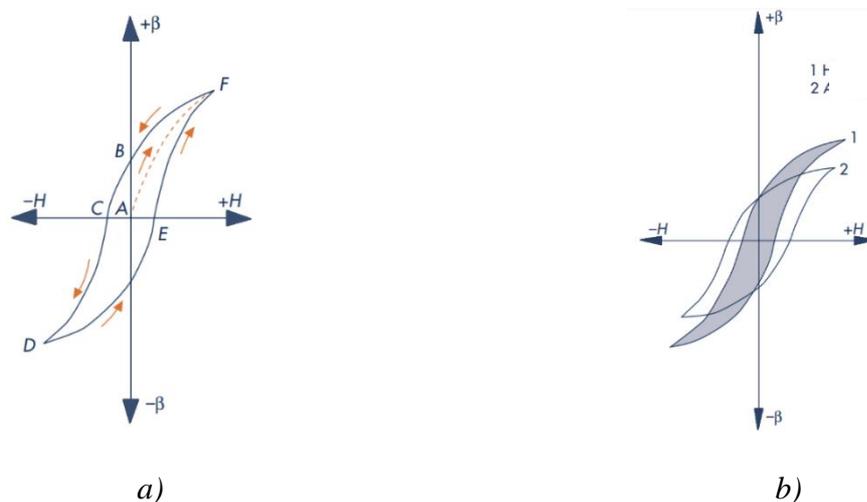
2.2.4.1. Pérdidas Magnéticas

También llamadas *pérdidas en el núcleo* o *pérdidas en el hierro* son causadas por la permeabilidad, retentividad y conductividad de los materiales ferromagnéticos y dependen de la frecuencia, la densidad de flujo magnético, la construcción de los núcleos y la calidad de su material (CFE, 2015); son proporcionales al voltaje y se dividen en:

- **Pérdidas por corrientes parásitas:** Igualmente conocidas como *pérdidas de corrientes de Eddy* o *pérdidas de corrientes de Foucault*; Jiménez (2004) las define como pérdidas de energía por efecto Joule, generadas por la corriente de circulación en el núcleo.
- **Pérdidas por histéresis:** Cuando un material ferromagnético es atravesado por un campo magnético, éste absorbe energía; una parte de esta energía se convierte en calor (pérdidas) por causa del fenómeno de histéresis (Staff, 1965), el cual es representado para cada material por su curva de histéresis (figura 11a y 11b).

Figura 11a y 11b.

a) Ciclo de histéresis. b) Comparación del ciclo de histéresis entre el hierro dulce y el acero templado.



Nota. A = comienzo del ciclo de imanación que, al aumentar la intensidad, llega a F; D = extremo del ciclo a máxima intensidad negativa; CFEDC = área de histéresis; β = densidad de flujo; H = fuerza magnetizadora; 1 = área de pérdidas para hierro dulce; 2 = área de pérdidas para acero templado. Obtenido de *Mantenimiento de máquinas eléctricas* (p.67-68), por Juan Jiménez, 2004, McGraw Hill.

2.2.4.2. Pérdidas Eléctricas

Las *pérdidas eléctricas* o *pérdidas en el cobre* se deben a la corriente que pasa a través de los devanados, provocando un calentamiento resistivo, dependen de la resistividad del material, la construcción de los devanados, la frecuencia y la temperatura del transformador (CFE, 2015) y son representadas por:

$$P_{cu} = I^2 \cdot R \quad (3)$$

Donde:

P_{cu} = pérdidas eléctricas en Watts (W).

I = corriente eléctrica medida en Amperes (A).

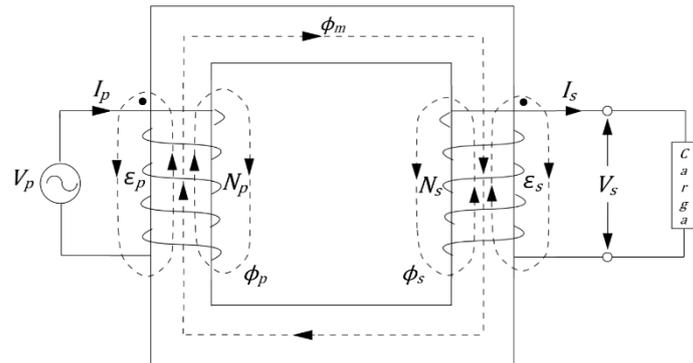
R = resistencia eléctrica medida en Ohms (Ω).

2.2.4.3. Flujos Dispersos

Los *flujos dispersos* (figura 12) son generados a causa de las fuertes corrientes de carga del transformador y del aislamiento que existe entre las espiras, las bobinas y el núcleo, estos flujos producen a su vez una autoinductancia.

Figura 12.

Flujo en un transformador monofásico real con carga en el secundario.



Nota. ϕ_m = flujo mutuo entre los devanados; ϕ_p = flujo de dispersión en el primario; ϕ_s = flujo de dispersión en el secundario. Adaptado de *Transformer Engineering Design, Technology, and Diagnostics* (p.12), por Kulkarni & Khaparde, 2013, CRC Press.

Debido a los flujos de dispersión la ecuación (1) para el circuito primario se expresa de la siguiente forma:

$$\varepsilon_{Tp} = -N_p \left(\frac{d\phi_m}{dt} \right) - N_p \left(\frac{d\phi_p}{dt} \right) \quad (4)$$

Donde:

ε_{Tp} = fem total inducida en el devanado primario (V).

N_p = espiras en el devanado primario.

ϕ_p = flujo disperso en el devanado primario (Wb).

Por lo tanto, el circuito secundario también se puede expresar en términos de la ley de Faraday-Henry:

$$\varepsilon_{Ts} = -N_s \left(\frac{d\phi_m}{dt} \right) - N_s \left(\frac{d\phi_s}{dt} \right) \quad (5)$$

Donde:

ε_{Ts} = fem total inducida en el devanado secundario (V).

N_s = espiras en el devanado secundario.

ϕ_s = flujo disperso en el devanado secundario (Wb).

2.2.4.4. Corriente de Excitación

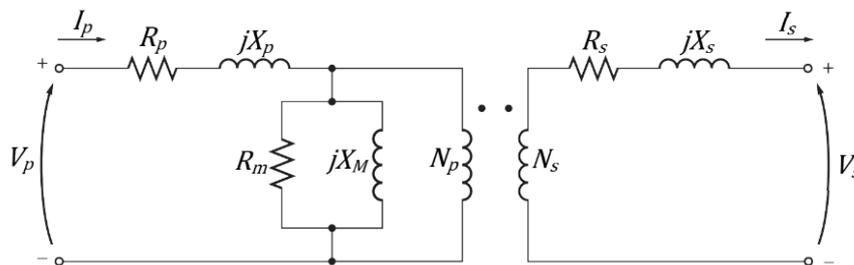
Es la corriente que circula a través de las terminales de una bobina cuando se le aplica tensión nominal a frecuencia nominal, manteniéndose las otras bobinas en circuito abierto y corresponde a la fuerza magnetomotriz (fmm) que actúa en todo el circuito magnético (Fitzgerald *et al.*, 2004); esta corriente se conforma de los siguientes elementos:

- **Corriente de magnetización:** Corriente necesaria para producir un flujo en el núcleo del transformador.
- **Corriente de pérdidas magnéticas:** Es aquella que suministra la potencia que se absorbe por histéresis y por las pérdidas por corrientes parásitas.

Considerando todos los puntos anteriores, el modelo real de un transformador (figura 13) se puede expresar de la siguiente forma:

Figura 13.

Modelo de un transformador real.



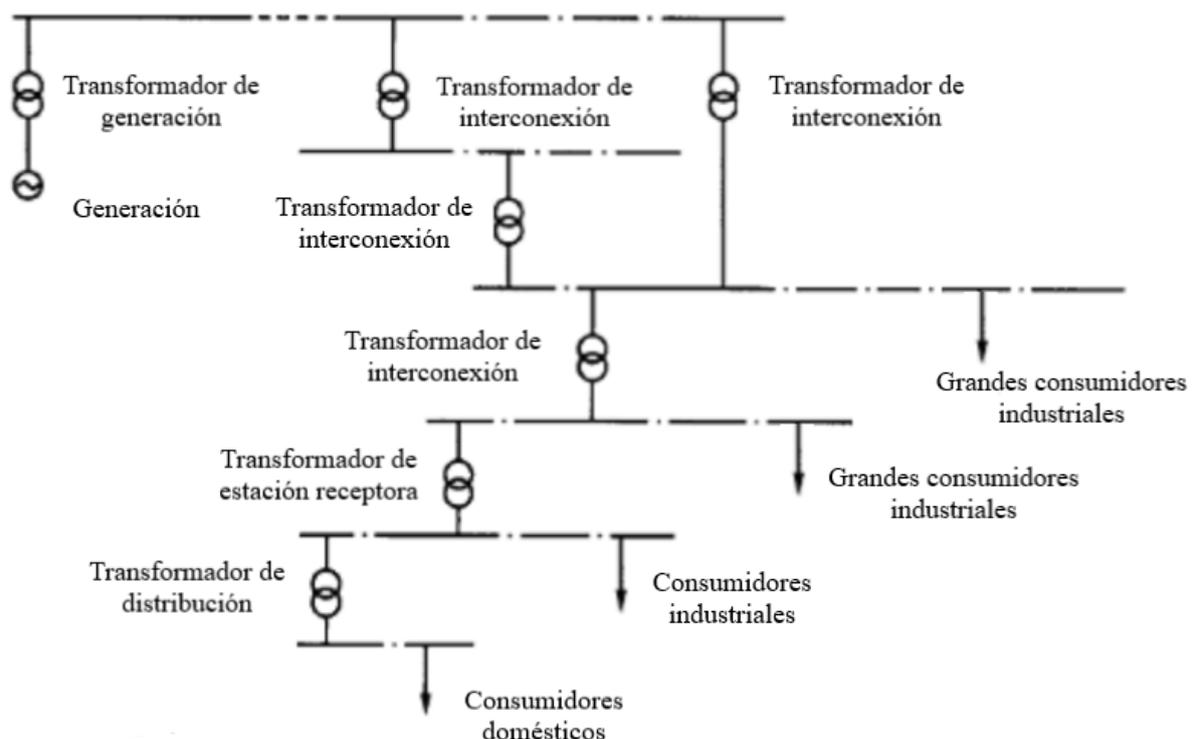
Nota. R_p = resistencia del devanado primario; jX_p = reactancia debida a la inductancia dispersa en el primario; R_s = resistencia del devanado secundario; jX_s = reactancia debida a la inductancia dispersa en el secundario; R_m = resistencia debida a la corriente de pérdidas magnéticas jX_M = reactancia debida a la corriente de magnetización. Adaptado de *Máquinas eléctricas* (p.66), por Stephen J. Chapman, 2012, McGraw Hill.

2.2.5. Clasificaciones de los Transformadores

Los transformadores tienen diversas clasificaciones dependiendo de: su utilización, capacidad, medio refrigerante, sistema de tensiones, construcción, por mencionar algunas. De acuerdo con Kulkarni & Khaparde (2014) los transformadores se pueden clasificar por su utilización dentro del SEP (figura 14):

Figura 14.

Transformadores en un Sistema Eléctrico de Potencia.



Nota. Adaptado de *Ejemplo de red eléctrica con los tipos de transformadores correspondientes* (p.7), de Alcón, 2010.

2.2.5.1. Por su Utilización:

- **Transformadores de potencia:** Dentro de este grupo de transformadores se encuentran todos aquellos que se ubican entre la salida de una estación generadora y la salida de una subestación eléctrica en media tensión; sus características dependen de su función,

pero su uso principal es realizar transformaciones para potencias elevadas. Dentro de este tipo de transformadores podemos encontrar:

- **Transformador de unidad o generación:** Es aquel que se conecta a la salida de los equipos generadores y es el encargado de elevar la tensión para su transmisión a largas distancias.
- **Transformador de interconexión:** También conocido como *autotransformador*, es el encargado de enlazar el sistema de transmisión con el de subtransmisión; se caracteriza por tener un solo devanado para el lado primario y el secundario, de modo que no existe aislamiento entre ellos.
- **Transformador de estación receptora:** Su función es reducir la tensión de subtransmisión a niveles de distribución. Tiene una gran variabilidad de carga, ya que puede trabajar con cargas muy bajas, así como sobrecargado.
- **Transformador de distribución:** La misión de este transformador es realizar la última transformación de tensión, por lo que toma el voltaje de la red de distribución de media tensión y lo reduce a niveles de consumo. Se ubica en los centros de transformación; su uso dentro de la red eléctrica es muy grande y su supervisión muy escasa por lo que se busca que su mantenimiento sea el menor posible.
- **Transformadores de instrumento:** Trabajan en conjunto con el equipo de control y dispositivos de protección. Son utilizados para modificar las características de algunas magnitudes eléctricas, permitiendo así su cuantificación con instrumentos de medición de escalas reducidas como el voltímetro y el amperímetro (Jiménez, 2004).
- **Transformador de Corriente (T.C.):** Su utilidad consiste en proveer una corriente secundaria en fase más pequeña y directamente proporcional a su corriente primaria; para su elección es importante considerar que el nivel de falla y las condiciones de carga normal no saturan al núcleo.

- **Transformador de Potencial (T.P.):** Su diseño es similar al de un transformador de potencia, pero con la diferencia de que el T.P. está diseñado para manejar corrientes muy pequeñas, su principal uso es realizar muestreos de AT y producir un voltaje secundario proporcional al primero.

Desde el punto de vista de Ras (1994), los transformadores también se pueden catalogar por:

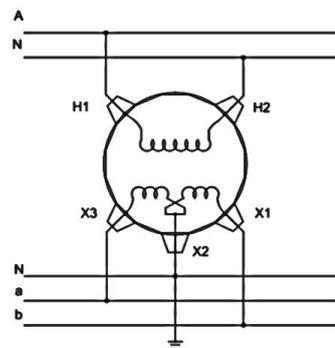
2.2.5.2. Por su Sistema de Tensiones

Existen diversas clasificaciones, pero entre ellas destacan dos sistemas principales:

- **Transformador monofásico:** Su conexión consta de una fase o línea más su neutro. Cuenta con dos bobinas, una primaria y otra secundaria (figura 15).

Figura 15.

Transformador con conexión monofásica de tres hilos.

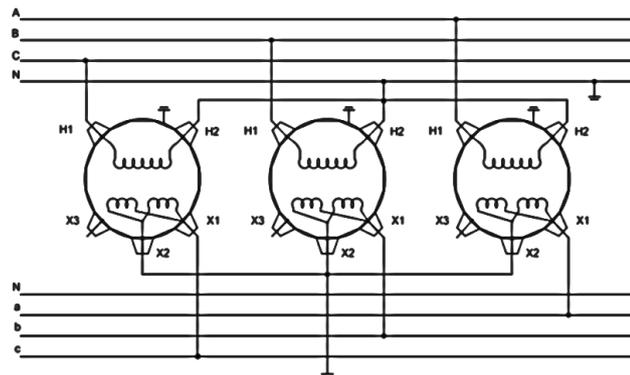


Nota. H₁ y H₂ = terminales de alta tensión; X₁, X₂ y X₃ = terminales de baja tensión; N = neutro; A, a y b = líneas de transmisión. Obtenido de *Servicio Monofásico 120/240 V, transformador con dos pasamuros de alta* (p.9), de ENSA, 2011.

- **Transformador trifásico:** En este caso se tienen tres fases, las cuales pueden estar conectadas a un neutro. Se constituye de seis arrollamientos, tres primarios y tres secundarios (figura 16).

Figura 16.

Transformador con conexión trifásica de cuatro hilos.



Nota. A, B, C, a, b y c = líneas de transmisión. Obtenido de *Servicio Trifásico Y GRD – Y GRD 208Y/120 V*. En esta configuración se tendrá 208 V fase-fase y 120V fase-tierra (p.14), de ENSA, 2011.

2.2.5.3. Por su Medio Refrigerante

- **Transformador seco²:** Este transformador es considerado medioambientalmente seguro, cuenta con un proceso de enfriamiento mediante aire y su componente aislante es del tipo seco; no genera peligro por fugas de algún líquido aislante, de fuego o explosión, puede ser ubicado cerca del punto de utilización de la potencia y es ideal para aplicaciones en ambientes interiores y exteriores. Su sistema de enfriamiento puede ser de tres tipos:
 - AA: Tienen enfriamiento propio a partir del aire que es su medio aislante y que rodea el núcleo y las bobinas.
 - AFA: Su enfriamiento es a partir de aire forzado, generado por ventiladores o sopladores con la finalidad de aumentar la potencia de un AA; requieren de revisiones periódicas a los motores de los ventiladores.

² Este tipo de transformadores son los que se encuentran en la FES Aragón.

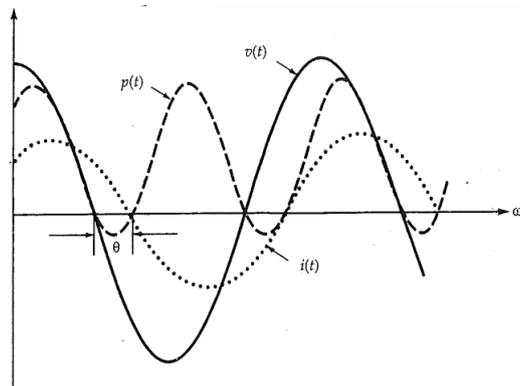
- AA/FA: Estos tienen enfriamiento natural y por aire forzado, básicamente es un tipo AA con ventiladores adicionales para disipar el calor.
- **Transformador sumergido en aceite:** Su uso es sobre todo para actividades que requieran valores elevados de tensión. Su construcción se fundamenta en sumergir el núcleo y los devanados de un transformador en un líquido aislante (aceite); existen diversos sistemas de refrigeración, Rodríguez y Orejuela (2013) los dividen en:
 - OA: Sumergido en aceite, el cual circula por convección natural dentro de un tanque.
 - OA/FA: Sumergido en aceite con enfriamiento propio y de aire forzado (ventiladores).
 - FOA: Sumergido en aceite con enfriamiento propio y por aceite forzado con enfriadores de aire forzado, a través de radiadores de aire y aceite o cambiadores de calor ubicados por la parte exterior del tanque.
 - OA/FA/FOA: Sumergido en aceite con enfriamiento propio y de aceite-aire forzado por medio de bombas y ventiladores.
 - OW: Sumergido en aceite con enfriamiento por agua.
 - FOW: Sumergido en aceite con enfriamiento por aceite forzado y enfriadores de agua forzada.

2.2.6. Potencia del Transformador

Debido a la naturaleza alterna e inductiva de un transformador, la potencia suministrada a la carga se ve afectada por un desfase entre el voltaje y la corriente (figura 17).

Figura 17.

Desfasamiento entre el voltaje, la corriente y la potencia real.



Nota. $p(t)$ = potencia en función del tiempo; $v(t)$ = voltaje en función del tiempo; $i(t)$ = corriente en función del tiempo; θ = ángulo de impedancia de la carga. Obtenido de *Máquinas eléctricas y transformadores* (p.10), por Guru & Hiziroglu, 2003, Oxford University Press.

Por lo tanto, Chapman (2012), indica que, para poder obtener la *potencia promedio*, es necesario considerar tres potencias:

- **Potencia real o activa:** Es aquella que se consume para generar un trabajo, y está dada por:

$$P = V \cdot I \cdot \cos \theta \quad (6)$$

Donde:

P = potencia real (W).

V = voltaje medido (V).

I = corriente eléctrica (A).

R = resistencia eléctrica (Ω).

θ = ángulo de impedancia de la carga medido en grados ($^\circ$).

- **Potencia reactiva:** Se define como la potencia almacenada y liberada dentro del campo magnético del inductor; cabe señalar que no produce algún trabajo útil y se expresa por:

$$Q = V \cdot I \cdot \sin \theta \quad (7)$$

Donde:

Q = potencia reactiva medida en volts ampere reactivos (VAr).

- **Potencia aparente (S):** Es la potencial total que teóricamente se suministra a la carga sin considerar el ángulo de impedancia y viene dada por la expresión:

$$S = V \cdot I \quad (8)$$

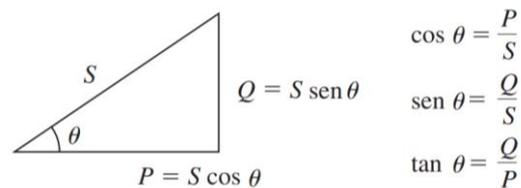
Donde:

S = potencia aparente medida en Volts Ampere (VA).

Las potencias P, Q y S se pueden representar mediante el *Triángulo de Potencias* (figura 18).

Figura 18.

Triángulo de Potencias.



Nota. S = potencia aparente; Q = potencia; P = potencia real o activa reactiva. Adaptado de *Máquinas eléctricas* (p.40), por Stephen J. Chapman, 2012, McGraw Hill.

Del cual se obtienen principalmente dos relaciones:

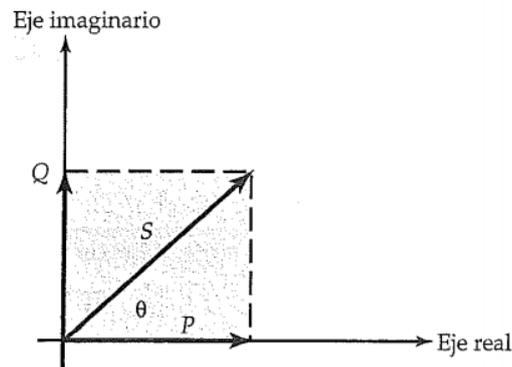
$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (9)$$

$$\cos \theta = \frac{P}{S} \quad (10)$$

Para la realización de cálculos computacionales se obtiene la forma compleja de la potencia (figura 19).

Figura 19.

Diagrama complejo de la potencia.



Nota. Obtenido de *Máquinas eléctricas y transformadores* (p.13), por Guru & Hiziroglu, 2003, Oxford University Press.

Y se representa mediante la ecuación (11):

$$S = P + jQ \quad (11)$$

En la ecuación (10) se observa la relación entre el ángulo de impedancia de la carga y las potencias P y S; esta relación representa el *Factor de Potencia (FP)*, el cual indica el aprovechamiento de la potencia promedio suministrada a la carga; y se representa por:

$$FP = \cos \theta = \cos(-\theta) \quad (12)$$

$$FP = \frac{P}{S} \quad (13)$$

Se dice que cuando se tiene un FP en atraso el circuito es inductivo y la corriente va en atraso con respecto al voltaje; por otro lado, si se tiene un FP adelantado el circuito es capacitivo y la corriente antecede al voltaje.

2.2.7. Regulación de Voltaje del Transformador

Expresa el cambio neto en el voltaje de salida (bobina secundaria) al pasar de una condición sin carga (en vacío) a plena carga, manteniendo el mismo voltaje de entrada (bobina primaria) (Guru & Hiziroglu, 2003), este cambio se representa en porcentaje y viene definido por:

$$\% RV = \frac{V_{sv} - V_{spl}}{V_{spl}} \cdot 100 \% \quad (14)$$

Donde:

$\% RV$ = regulación de voltaje medida en por ciento (%).

V_{sv} = voltaje de salida al vacío (V).

V_{spl} = voltaje de salida a plena carga (V).

2.2.8. Eficiencia del Transformador

Guru & Hiziroglu (2003) definen la eficiencia como la razón que existe entre la potencia real de entrada (bobina primaria) y la potencia real de salida (bobina secundaria) de un transformador, por lo tanto, esta se representa mediante la ecuación:

$$\eta = \left(\frac{P_e}{P_s} \right) \cdot 100 \% \quad (15)$$

Donde:

η = eficiencia (%).

P_e = potencia real de entrada (W).

P_s = potencia real de salida (W).

La eficiencia de un transformador se ve afectada por las pérdidas de éste, en términos de P_s se puede expresar como:

$$\eta = \left(\frac{P_s}{P_s + P_{fe} + P_{cu}} \right) \cdot 100 \% \quad (16)$$

En términos de P_e la ecuación (17) se define como:

$$\eta = \left(\frac{P_e - P_{fe} - P_{cu}}{P_e} \right) \cdot 100 \% \quad (17)$$

2.2.9. Relación de Transformación del Transformador

Es la relación que existe entre el número de vueltas del devanado primario y el número de vueltas del devanado secundario en consecuencia, también es la relación de voltaje aplicado en el primario y el entregado en el secundario; su valor siempre será mayor a uno viene dada por la ecuación:

$$a = \frac{V_p}{V_s} = \frac{I_p}{I_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad (18)$$

Donde:

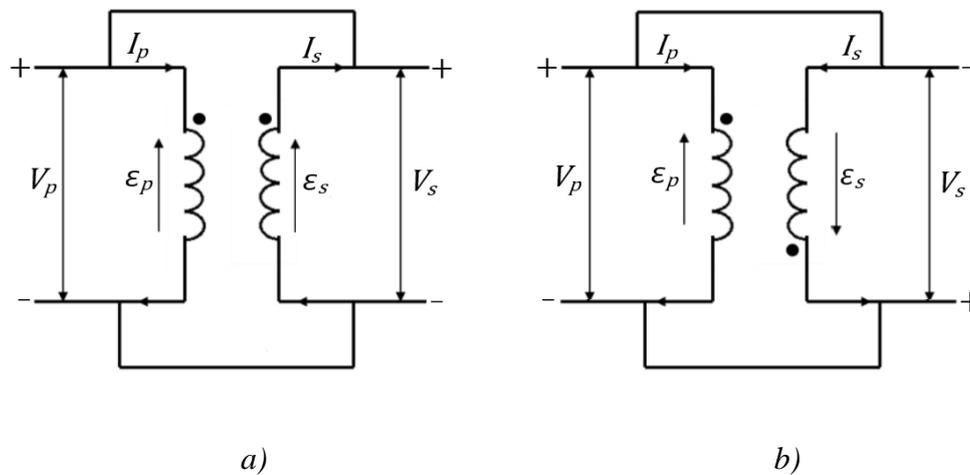
a = relación de transformación.

2.2.10. Polaridad del Transformador

Hace referencia a la dirección relativa de la fem de cada bobina; la polaridad de un transformador puede ser aditiva o sustractiva (figura 20a y 20b) y no afecta su funcionamiento, pero es importante a la hora de conectar varios devanados en serie (para incrementar su voltaje nominal) o en paralelo (para incrementar su corriente nominal) (Guru & Hiziroglu, 2003).

Figura 20a y 20b.

Polaridad de un transformador. a) Sustractiva. b) Aditiva.



Nota. a) y b) Adaptado de *Transformadores de distribución* (p.26), por Pedro Avelino, 2001, Reverté.

Chapman (2012) indica que para conocer esta polaridad se utiliza la *convección de puntos*, la cual básicamente consiste en colocar un punto en el extremo positivo del devanado de un transformador cumpliendo con:

- La polaridad del V_p y del V_s es igual en el extremo marcado con punto.
- La I_p fluye hacia adentro en el extremo marcado con punto y la I_s fluiría hacia afuera en el extremo marcado con punto.

2.2.11. Fallas del Transformador y sus Causas

Independientemente del tipo de transformador que se tenga, estos tienen en común diversos factores en cuanto a su funcionamiento y construcción, por ello, existen diversas causas que pueden generar fallas en los mismos; el grupo ABB (2007) menciona las causas más destacables a la hora de generarse un fallo, las cuales se enlistan seguidamente:

- Capacidad no apropiada (sobrecarga).
- Deficiente o incorrecta protección eléctrica.
- Deterioro natural.
- Deterioro del aislamiento (oxidación, humedad, sobrecalentamiento, etc.).
- Desastres naturales (descargas atmosféricas, sismos, etc.).
- Fallas de línea a tierra.
- Error en la selección del aislante y deterioro de este.
- Error en la selección y conexión de cables.
- Humedad (fugas de tuberías, inundaciones, etc.).
- Inadecuada operación.
- Incorrecta capacidad y rango de pararrayos.
- Incorrecto o insuficiente mantenimiento.
- Mala elección del interruptor y relé de protección.
- Mala instalación.
- Malas conexiones (torque inapropiado de tornillos y tuercas).
- Sobre tensiones.

Los puntos anteriores, dan lugar a diversas fallas primarias, secundarias o hasta terciarias, las cuales generalmente resultan de la combinación de varios factores o de estas mismas; González *et al.*, (2017) indican las fallas más comunes de un transformador, dentro de las cuales se encuentran:

- **Fallas por sobrecarga:** Estas ocurren cuando se sobrepasa el valor de la potencia nominal del transformador, esto se debe a distintas causas como son: el aumento de cargas, el mal dimensionamiento por suplir la demanda requerida, una mala temperatura ambiental, un desbalance entre fases, etc.
- **Fallas por descargas parciales:** Son consideradas como roturas dieléctricas (chispas eléctricas), generadas en pequeñas regiones del sistema de aislamiento, cuando este se encuentra sometido a condiciones muy elevadas de tensión.
- **Fallas por sobretensión:** Se refieren a un aumento de la tensión sobre el valor máximo de servicio, son provocadas mayormente por descargas atmosféricas, las cuales, si bien no afectan o causan daños severos al transformador debido a sus protecciones, afectan a los demás componentes instalados; de igual forma pueden ocurrir por variaciones bruscas de carga o por cortocircuitos.
- **Fallas por sobrecalentamiento:** Se producen por la pérdida del medio refrigerante, de ventiladores o bombas diseñadas para proporcionar enfriamiento, estas también pueden acontecer por malas conexiones.
- **Fallas por cortocircuitos:** Estas pueden ser por defectos entre conductores de diferentes fases, por defectos entre las espiras de los devanados, a causa de una baja impedancia de corto circuito, por arco eléctrico, entre otras.

De manera general todas estas fallas provocan una disminución en la vida útil del transformador y pueden tener consecuencias como: un aumento brusco de temperatura, desgaste de los materiales aislantes, cortos circuitos y en el peor de los casos, generar averías, explosiones o una pérdida total del mismo; por lo tanto, es importante conocer las causas de las fallas para poder tomar medidas que las contrarresten. Dentro de los componentes que sufren mayor cantidad de fallos se encuentran los devanados, el cambiador de TAPS y el núcleo.

2.3. Especificaciones de los Transformadores Trifásicos

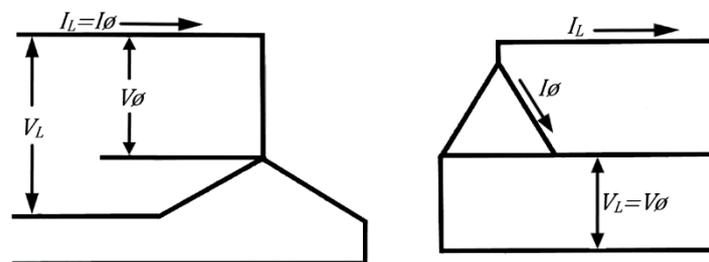
Hoy en día el uso de los transformadores trifásicos de corriente alterna dentro del SEP es muy grande, ya que permite transportar una cantidad mayor de energía; existen dos formas para su fabricación, ya sea con el conjunto de tres transformadores monofásicos o con seis devanados enrollados sobre un núcleo común.

2.3.1. Conexiones de los Transformadores Trifásicos

Conforme con Pérez (1992) y Guru & Hiziroglu (2003) los arrollamientos primarios y secundarios de un transformador se pueden conectar en una conexión delta (Δ) o estrella (Y), las cuales tienen diferencias en cuanto a su voltaje y corriente (figura 21).

Figura 21.

Voltajes y corrientes de las conexiones delta y estrella.



Nota. V_L = voltaje de línea; I_L = corriente de línea; V_ϕ = voltaje de fase; I_ϕ = corriente de fase.

Adaptado de *Máquinas eléctricas* (p.86), por Fitzgerald *et al.*, 2004, McGraw Hill.

Para la conexión Y se define que:

$$V_L = \sqrt{3} (V_\phi) \quad (19)$$

$$I_L = I_\phi \quad (20)$$

Donde:

V_L = voltaje de línea (V).

V_ϕ = voltaje de fase (V).

I_L = corriente de línea (A).

I_ϕ = corriente de fase (A).

Para la conexión Δ se obtienen las siguientes relaciones:

$$I_L = \sqrt{3} (I_\emptyset) \quad (21)$$

$$V_L = V_\emptyset \quad (22)$$

Para obtener una conexión completa de un transformador, se tiene cuatro posibles arreglos descritos enseguida:

2.3.1.1. Conexión Y – Y

En este tipo de conexión, los devanados primarios y secundarios del transformador se encuentran conectados en Y; su uso es aconsejable para sistemas de alta tensión, gracias a que su V_\emptyset es un 58% menor que el V_L .

- **Ventajas:**

- Cuenta con la disposición de un neutro, tanto en el lado de baja como en el de alta tensión, por consiguiente, permite obtener dos tensiones distintas.
- Tiene una tolerancia alta a eventos de corto circuitos.

- **Desventajas:**

- Su I_L es igual a la I_\emptyset , lo que genera un aumento en la sección de los conductores.
- Si se tiene cargas desequilibradas, los voltajes en las fases pueden llegar a un desequilibrio severo.

2.3.1.2. Conexión Δ - Δ

Su conexión tanto en el primario como en el secundario se encuentran en Δ , su empleo primordial es para transformadores de baja tensión, ya que es necesario el uso de una cantidad mayor de espiras.

- **Ventajas:**

- Cuando se tienen I_L elevadas, por la I_\emptyset circularán $\frac{I_L}{\sqrt{3}}$ lo que permitirá una reducción en la sección de las espiras.
- No tiene desplazamiento de fases.

- Tiene un buen comportamiento ante cargas desequilibradas.
- Si se daña una fase, puede seguir funcionando ($\Delta - V$).
- **Desventajas:**
 - Al no contar con un neutro en ninguno de los lados (AT y BT), su utilización queda limitada, ya que no se permite la distribución de dos tensiones.
 - Si se emplea para altas tensiones, su coste es mayor.

2.3.1.3. Conexión Y – Δ

Para esta conexión el lado primario se encuentra en Y y el lado secundario se conecta en Δ . Su uso generalmente está enfocado en reducir voltajes, debido a que se puede contar con un neutro para aterrizar en el lado de alta.

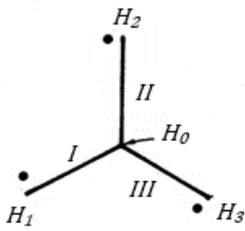
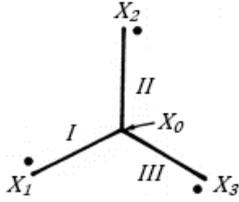
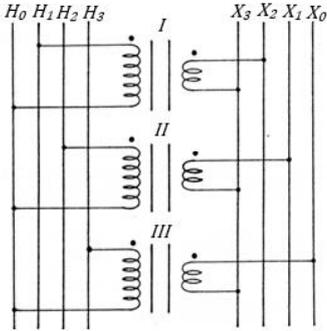
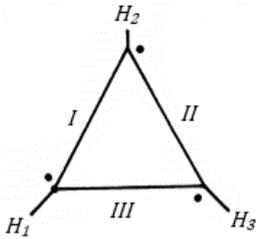
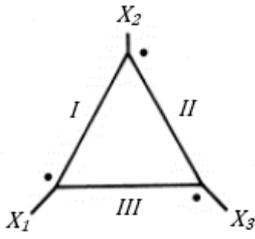
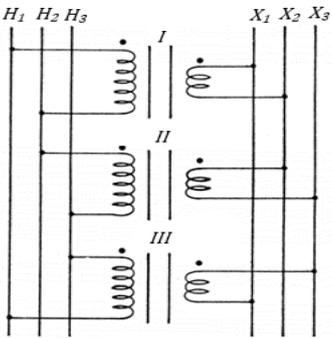
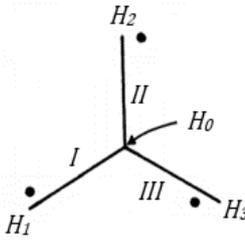
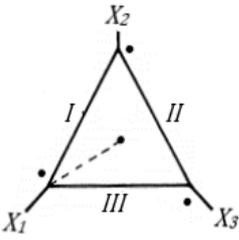
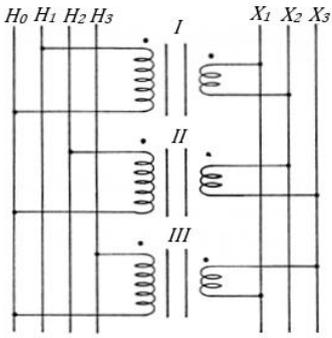
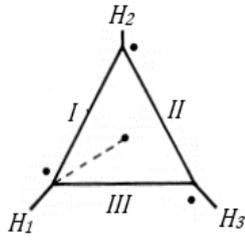
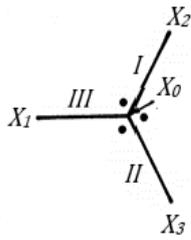
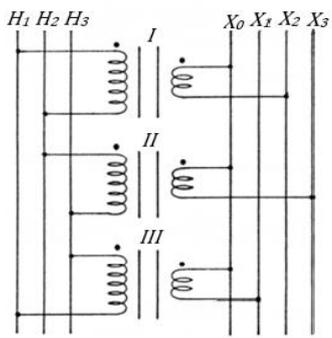
2.3.1.4. Conexión $\Delta - Y$

Se encuentra conectado en Δ en el lado primario y en Y en el secundario. Su utilización es principalmente para elevar voltajes de generación o transmisión, aunque en muchas ocasiones se ocupa para sistemas de distribución, debido a los dos voltajes que se pueden emplear en la salida; es el tipo de conexión más empleado, gracias a que presenta muy pocos inconvenientes.

Es preciso señalar que dentro de las conexiones antes mencionadas existen diferencias a considerar en cuanto a su relación de transformación y a su manera de conexión (tabla 2).

Tabla 2.

Representación fasorial, relación de transformación y esquema de conexiones trifásicas.

Conexión	Diagrama fasorial		Esquema de conexiones	Relación de transformación
	Primario	Secundario	Primario - Secundario	
Y - Y				$a = \frac{V_p}{V_s}$
Δ - Δ				$a = \frac{V_p}{V_s}$
Y - Δ				$a = \frac{\sqrt{3} (V_p)}{V_s}$
Δ - Y				$a = \frac{V_p}{\sqrt{3} (V_s)}$

Nota. Adaptado de *Generadores, motores y transformadores eléctricos*, por Pérez Víctor, 1992.

2.3.2. Potencia del Transformador Trifásico

La potencia de un transformador trifásico con cargas balanceadas se puede representar en términos de fase o de línea para una conexión Y o Δ ; por lo tanto, de las ecuaciones (7), (8) y (9) se obtienen las siguientes relaciones:

- De fase:

$$P = 3 \cdot V_{\phi} \cdot I_{\phi} \cdot \cos \theta \quad (23)$$

$$Q = 3 \cdot V_{\phi} \cdot I_{\phi} \cdot \sen \theta \quad (24)$$

$$S = 3 \cdot V_{\phi} \cdot I_{\phi} \quad (25)$$

- De línea:

$$P = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L \cdot \cos \theta \quad (26)$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L \cdot \sen \theta \quad (27)$$

$$P = \sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_L \quad (28)$$

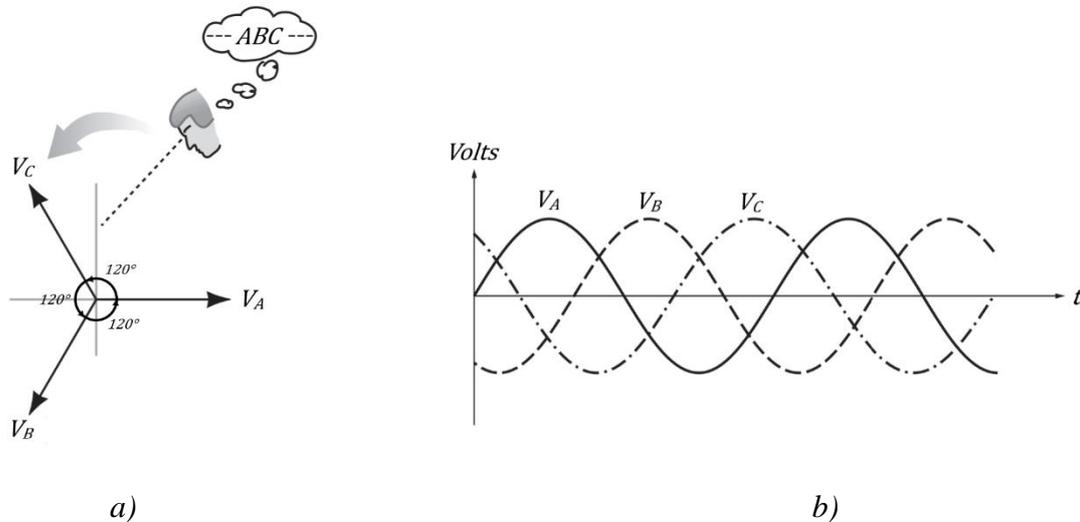
2.3.3. Secuencia de Fases de un Transformador Trifásico

Debido a que un sistema trifásico consta de tres fases desfasadas 120° entre sí es importante conocer su *secuencia de fases*, la cual muestra el orden cronológico en que se presentan las tensiones trifásicas.

Robbins & Miller (2008) hacen referencia a dos series posibles, una de orden $V_A - V_B - V_C$ llamada *secuencia de fase positiva* o *ABC* (figura 22a y 22b), y otra donde si la rotación se invierte se obtiene una secuencia de orden $V_A - V_C - V_B$ conocida como *secuencia de fase negativa* o *ACB*.

Figura 22a y 22b.

Desfasamiento entre V_{\emptyset} para conexiones Y y Δ . a) Diagrama fasorial. b) Diagrama ondulatorio.

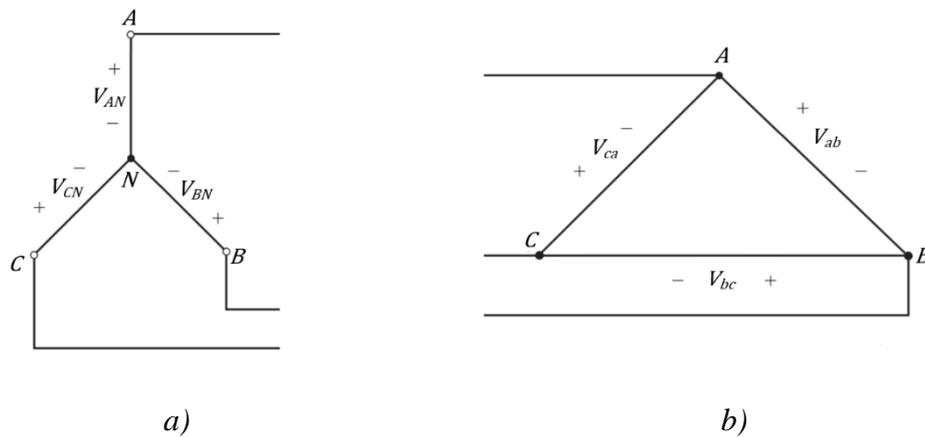


Nota. V_A = voltaje de la fase A; V_B = voltaje de la fase B; V_C = voltaje de la fase C. a) Adaptado de *Análisis de circuitos, teoría y práctica* (p.843), por Robbins & Miller, 2008, Cengage Learning. b) Adaptado de *Máquinas eléctricas* (p.449), por Stephen J. Chapman, 2012, McGraw Hill.

La secuencia de fase para el V_{\emptyset} en conexión Y y Δ se representa de la misma forma, pero ya que existe una diferencia entre sus tensiones, las denominaciones de V_A , V_B y V_C tienen equivalentes diferentes por lo que para Y corresponden a V_{AN} , V_{BN} y V_{CN} y para Δ equivalen a V_{ab} , V_{bc} y V_{ca} respectivamente (figura 23a y 23b).

Figura 23a y 23b.

Voltajes de tres fases a) Conexión Y. b) Conexión Δ .



Nota. V_{AN} , V_{BN} y V_{CN} = voltajes de fase para conexión delta; V_{ab} , V_{bc} y V_{ca} = voltajes de fase para conexión estrella. Adaptado de *Análisis de circuitos, teoría y práctica* (p.844), por Robbins & Miller, 2008, Cengage Learning.

2.4. Tipos de Mantenimiento

Existen muchas clasificaciones de los tipos de mantenimiento dependiendo del autor y de la clase de tareas que los distinguen, García (2003), menciona que convencionalmente, se dividen en cinco tipos:

- **Mantenimiento predictivo:** Consiste en conocer e informar constantemente el estado y operatividad del equipo con la finalidad de descubrir si las condiciones de la maquinaria cambian, para ello se requieren medios técnicos avanzados, y en ocasiones, de fuertes conocimientos matemáticos, físicos y/o técnicos.

Este mantenimiento cuenta con la ventaja de generar un registro acerca del análisis de las características de las fallas, y así poder programar la reparación (de ser necesaria) junto con la parada programada del equipo y de esta forma reducir las intervenciones de mano de obra.

- **Mantenimiento en uso:** Este es considerado como un mantenimiento básico, ya que consiste en tareas simples realizadas por el personal a cargo, por lo cual se requiere de una capacitación periódica para los mismos.
- **Mantenimiento preventivo:** Se trata de un mantenimiento planificado, que se basa en realizar intervenciones a la máquina en el momento más oportuno, incluso cuando esta mantiene su capacidad operativa, es decir, que no presenta algún tipo de falla o desgaste.

Es importante tener en cuenta que dentro del mantenimiento preventivo se encuentran diversos métodos, los cuales la CIGRE (2011) divide en 3 tipos:

- **Mantenimiento Basado en el Tiempo:** También llamado *TBM* (del inglés Time Based Maintenance) o *Mantenimiento Preventivo Sistemático*; se caracteriza por tener intervalos de tiempo predeterminados y acciones planificadas, las cuales se realizan independientemente del estado en el que se encuentre el equipo. El TBM es considerado una de las formas más sencillas de planificar el mantenimiento de activos, aunque no es el más rentable.
- **Mantenimiento Basado en la Condición:** Se centra en el estado físico en el que se encuentra el activo, tomando en cuenta su uso, el posible desgaste de las piezas móviles, la ocurrencia de eventos y el rendimiento de equipos similares; también se le conoce como *CBM* (del inglés Condition Based Maintenance) o *Mantenimiento Preventivo Condicional*.

El CBM busca reducir los costos realizando el mantenimiento únicamente cuando el estado de la máquina justifique el uso de las medidas de acción; uno de los inconvenientes de este método es que requiere de una planificación más compleja debido a que a menudo se utiliza dentro de un plan de paradas basado en el tiempo.

Es preciso señalar que para evaluar el estado del activo de una manera adecuada es necesario aplicar métodos como el *TBCM* (del inglés Time Based Condition Monitoring) o *Monitorización de la Condición Basada en el Tiempo*, el cual se basa en realizar acciones planificadas a intervalos regulares, un ejemplo de estas son las comprobaciones visuales, mediciones, pruebas, etc. Y el *OLCM* (del inglés On-Line Condition Monitoring) o *Monitorización del estado en línea*, siendo este una técnica o medición realizable con el equipo en funcionamiento puesto que consiste en tareas sencillas como un escaneo térmico.

- **Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad:** Igualmente nombrado *RCM* (del inglés Reliability Centred Maintenance), es un método que considera el tiempo de funcionamiento, el estado de la máquina, su posición dentro de la red, su importancia operativa, los riesgos para la seguridad del medio ambiente y cualquier consecuencia probable de su posible interrupción.

Para aplicar el RCM es necesario combinar diversos factores de seguridad, medioambientales y de criticidad operativa, con el propósito de asignarle un valor de criticidad (confiabilidad requerida) a los componentes del equipo, ya sea en conjunto o de manera aislada.

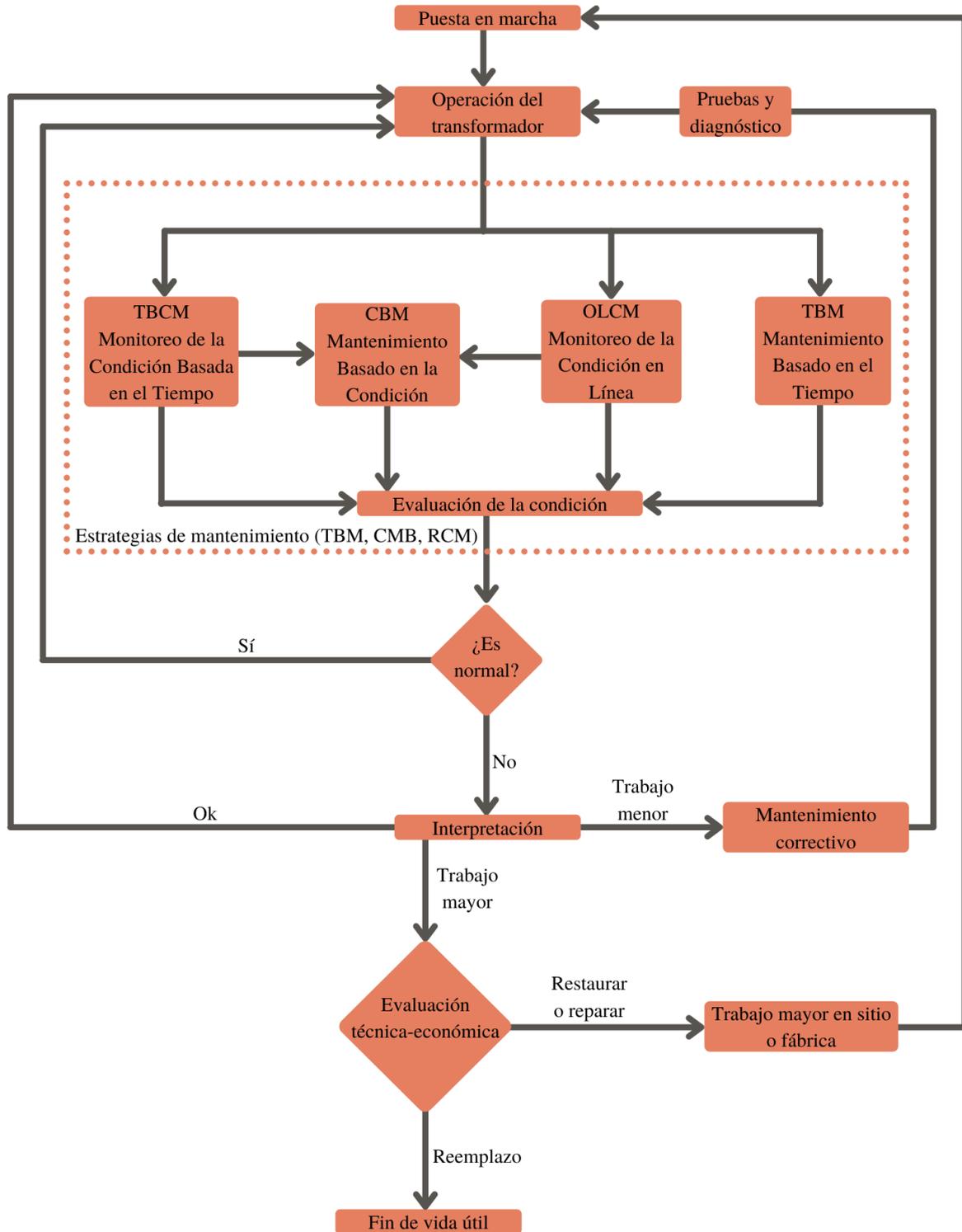
- **Mantenimiento correctivo:** Consiste en tareas destinadas a corregir los defectos que se van presentando en el equipo y que como resultado este ha dejado de proporcionar el servicio esperado; es importante prevenir este tipo de mantenimiento, debido a que cuando se genera una falla que necesita de un correctivo, los costos suelen ser elevados.
- **Mantenimiento cero horas:** Este tipo de mantenimiento se basa en un conjunto de tareas y procedimientos, con el objetivo de dejar el equipo a “cero horas” de funcionamiento. Su ejecución consiste principalmente en sustituir o reparar los

componentes necesarios para que este quede como si fuera nuevo y de esta forma alargar su tiempo de vida útil de una manera controlada.

2.5. Ciclo de Operación y Mantenimiento del Transformador

Figura 24.

Ciclo de operación y mantenimiento del transformador.



Nota. Adaptado de *Transformer Operation and Maintenance Cycle* (p.4), de CIGRE, 2011.

2.6. Normatividad

Se pueden encontrar diversas normas para la fabricación y diseño de los transformadores, las cuales dependen mucho del país y el tipo de transformador que se desee; en México se consideran las especificaciones de la CFE, la NOM (Norma Oficial Mexicana) y la NMX (Norma Mexicana), de las cuales se desglosan muchas normas más; dentro de las referidas a transformadores o relacionadas a estos destacan:

- NOM-002-SEDE/ENER-2014, Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.
- NOM-008-SCFI-2017, Sistema general de unidades de medida.
- NMX-J-116-ANCE-2017, Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación - especificaciones.
- NMX-J-123-ANCE-2019, Aceites minerales aislantes para transformadores - especificaciones, muestreo y métodos de prueba.
- NMX-J-153-1972, Clasificación de materiales aislantes.
- NMX-J-169-ANCE-2015, Transformadores y autotransformadores de distribución y potencia - métodos de prueba.
- NMX-J-271/1-ANCE-2007, Técnicas de prueba en alta tensión - parte 1: definiciones generales y requisitos de prueba.
- NMX-J-284-ANCE-2018, Transformadores y autotransformadores de potencia-especificaciones.
- NMX-J-285-ANCE-2017, Transformadores tipo pedestal monofásicos y trifásicos para distribución subterránea-especificaciones.
- NMX-J-287-ANCE-2020, Transformadores tipo sumergible monofásicos y trifásicos para distribución subterránea especificaciones y métodos de prueba.
- CFE K0000-06-2004, Transformadores de potencia de 10 MVA y mayores.

- CFE K0000-09-2004, Transformadores de potencia de menores a 10 MVA.
- CFE K0000-13-2004, Transformadores de potencia para subestaciones de distribución.
- CFE K0000-20-2004, Evaluación de pérdidas de transformadores de potencia y cálculo de penalizaciones.

Conviene enfatizar que estas normas van cambiando cada cierto año y las mencionadas anteriormente son las que se encuentran vigentes durante el año 2023.

2.7. Herramientas de Gestión de Calidad

Son instrumentos empleados para efectuar una acción la cual permite que una organización logre su finalidad de una manera eficiente destinando sus recursos de una forma racional; se pueden encontrar una cantidad muy grande de herramientas; enseguida se especifican las herramientas utilizadas para cumplir con los objetivos de esta tesis:

2.7.1. Ciclo Deming

El *Ciclo, Ruta o Rueda de Deming*, se atribuye al físico y matemático americano el Dr Williams E. Deaming, esta herramienta también es conocida como *Ciclo PDCA* (del inglés Plan - Do - Check - Act) o *Ciclo PHVA* (Planificar - Hacer - Verificar - Actuar); es una metodología de mejora continua aplicable para cualquier tipo de situación o proceso, ya sea de gestión de calidad o de fabricación; consiste en una serie de cuatro etapas, las cuales se realizan consecutiva e iterativamente.

1. Planificar: Como primer paso se establecen los objetivos que se quieren alcanzar y con base a estos se formula un plan sobre cómo se procederá; para esto se deben cuestionar las siguientes preguntas:

- ¿Qué se va a hacer?
- ¿Cómo se va a hacer?
- ¿Quién será el responsable de hacerlo?
- ¿Cuánto tiempo tomará realizarlo?

Una vez desglosadas las preguntas anteriores, se define una secuencia lógica de las diferentes actividades a realizar, dentro de las cuales se encuentran:

- Recopilar datos (observar y documentar la situación actual).
 - Analizar los datos recopilados.
 - Determinar las posibles causas.
 - Establecer medidas correctivas o acciones de modificación.
2. Hacer: En esta etapa se lleva a cabo la ejecución del plan establecido con anterioridad, controlando que este se realice de acuerdo con lo señalado.
3. Verificar: Con la finalidad de verificar el correcto funcionamiento del plan, se realiza una comparación de los resultados obtenidos con los planeados previamente y para ello se contestan las preguntas:
- ¿Se alcanzaron los resultados deseados?
 - ¿Qué se aprendió?
 - ¿Qué queda por resolver?
4. Actuar: Ya analizados los resultados se tienen dos opciones:
- Se alcanzó el objetivo: En este caso se sistematizan todos los procedimientos aplicados y se sigue operando de esta forma.
 - No se alcanzó el objetivo: Se prosigue a examinar el ciclo desarrollado para identificar algún error y modificarlo o bien comenzar con uno nuevo.

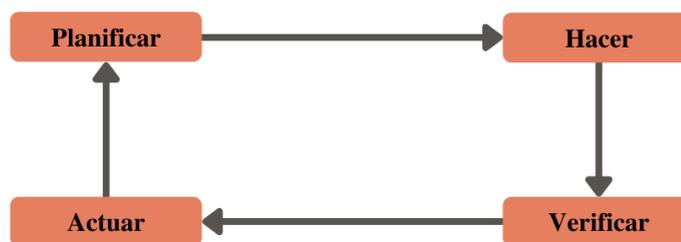
3. Propuesta del Plan de Mantenimiento Preventivo para los Transformadores

3.1. Planeación del Programa de Mantenimiento

La elaboración de este plan se enfocó en reducir el tiempo y los costos generados por la corrección de las fallas de los transformadores, en asegurarse de que sus partes externas, internas y accesorios se encontraran en condiciones aptas para seguir operando; de manera análoga se establecieron los requisitos del mantenimiento para el equipo, así como la recolección y archivado de los resultados obtenidos de las pruebas e inspecciones. En seguida se muestra un resumen del ciclo de mantenimiento del transformador (figura 25) utilizado para cumplir con el propósito de este trabajo.

Figura 25.

Ciclo de mantenimiento del transformador.



3.2. Fase 1 - Planificar

3.2.1. Organigrama Actual

Dentro de la FES Aragón se hace uso frecuente del servicio eléctrico, por lo tanto, para que se tenga una correcta distribución de la energía eléctrica se tiene la siguiente jerarquía de departamentos.

Figura 26.

Jerarquía de departamentos.



En la figura 26 se puede observar al departamento de Mantenimiento, el cual es el encargado directo del área eléctrica de la Facultad, fue por ello que se trabajó de la mano con este.

3.2.2. Diseño del Plan de Mantenimiento Preventivo Mensual

Dentro de este mantenimiento se realizaron diversas tareas simples y rutinarias, por lo que se propuso el uso de una hoja de *Checklist mensual* (anexo 1), la cual consiste en una lista de dichas actividades, las cuales no necesariamente deben ser realizadas por técnicos o ingenieros si no que se pueden efectuar por un trabajador del departamento de mantenimiento; dentro de estas tareas se encuentran:

- Inspeccionar de manera visual el transformador.
- Verificar la ausencia de ruidos y vibraciones excesivas.
- Checar la temperatura de las terminales del transformador.
- Revisar la temperatura de los devanados del transformador.
- Verificar las corrientes de carga del transformador.
- Verificar los voltajes de línea del transformador.

3.2.3. Diseño del Plan de Mantenimiento Preventivo Semestral

Este plan consiste en tareas enfocadas principalmente a la parte de limpieza y conexiones del transformador, el desempeño de este plan debe de llevarse a cabo con el transformador desenergizado. De igual manera que se hizo con el mantenimiento mensual, para este mantenimiento también se propuso una hoja de *Checklist semestral* (anexo 2) con las siguientes tareas a realizar:

- Inspeccionar de manera visual el transformador.
- Realizar la limpieza de polvo, telarañas y basura.
- Limpiar con una brocha y un paño suave el transformador y todos sus componentes.
- Aplicar un limpiador de contactos por las partes metálicas del transformador y sus componentes.
- Revisar las terminales de conexión y los aprietes de tornillería.
- Revisar la decoloración de las terminales por posibles calentamientos o falsos contactos.
- Verificar de manera visual el aislamiento de las bobinas (partes carbonizadas).
- Revisar que no exista corrosión en las partes de metal y la tornillería (excesos de humedad).

3.2.4. Diseño del Plan de Mantenimiento Preventivo Anual

Debido a que para este plan es esencial conocer más a fondo el estado en el que se encuentra el transformador, se seleccionaron tres de las diversas pruebas que existen que ayudan a dicho propósito, para las cuales se presentó un formato individual (anexos 3) con la intención de lograr un mejor control sobre estas; dichas pruebas se explican enseguida:

3.2.4.1. Resistencia del Aislamiento de los Devanados

Dentro de la vida útil de un transformador, los aislamientos juegan un papel importante; por ello es trascendental la realización de esta prueba, dado que esta da a conocer el estado en

el que se encuentran los aislamientos y con base en ello determinar si estos pueden o no soportar los esfuerzos dieléctricos a los que son sometidos.

Hay que resaltar que los aislamientos se van debilitando gracias al paso del tiempo y su exposición prolongada de temperatura; pero su valor debe rondar por el orden de cientos de $M\Omega$, por consiguiente, si se obtiene un valor de resistencia bajo o nulo, revelaría humedad o un daño grave en el embobinado.

Para llevar a cabo esta prueba, en función del tiempo se hace uso de un cronómetro y de un instrumento de medición, que lleva por nombre *megóhmetro*, el cual consta de una fuente de C.A. y un indicador de $M\Omega$; este instrumento tiene la capacidad de generar voltajes pequeños o grandes y dependiendo de la intensidad de corrientes de fuga que detecte, será el valor de la resistencia de aislamiento que entregue.

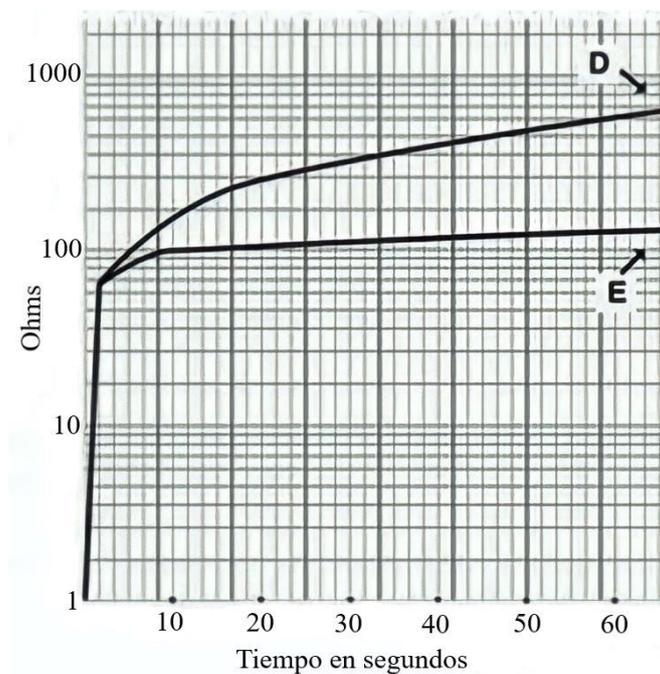
Puesto que las variaciones de intensidad de la tensión generada pueden inducir voltajes en los devanados, se cortocircuitan las terminales de baja y alta tensión de estos; y se realizan las siguientes tres conexiones, las cuales deben medirse por el lapso de un minuto cada una:

1^a conexión: Entre el devanado de alta tensión contra tierra.

2^a conexión: Entre el devanado de baja tensión contra tierra.

3^a conexión: Entre el devanado de alta y baja tensión.

Para poder observar de forma más clara los resultados de esta prueba, se recomienda realizar una curva de polarización (figura 27), la cual debe tener un constante aumento de Ohms en el tiempo (curva D); de lo contrario se indicaría un problema en el aislamiento (curva E).

Figura 27.*Curva de polarización.*

Nota. Adaptado de *Curva absorción de la prueba de conductividad en el motor de 350 HP*, de Chauvin Arnoux, s.f.

3.2.4.2. Resistencia Óhmica de los Devanados

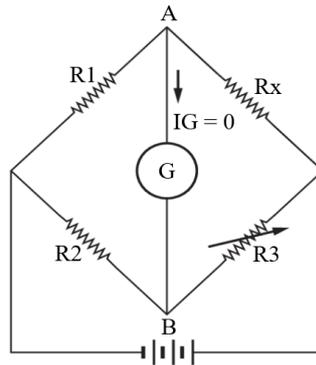
Su principal objetivo se basa en conocer las pérdidas eléctricas de los devanados, así como saber la temperatura de estos; sin embargo, también es útil para determinar las correctas conexiones internas de los devanados y taps, esto con la finalidad de verificar si existen condiciones de circuito abierto o algún antecedente de una posible falla.

Para el desempeño de esta prueba, se propone el *Método del puente de Wheatstone*, puesto que es de fácil manejo y cuenta con una gran precisión. Este método se describe enseguida:

- **Método del puente de Wheatstone:** Se basa en el principio de equilibrio de potencial entre los puntos *A* y *B*; para ello se busca que el galvanómetro no obstruya el paso de corriente. El puente de Wheatstone consta de dos resistencias fijas, una variable y una resistencia desconocida, siendo esta última la resistencia a medir (figura 28).

Figura 28.

Diagrama teórico del puente de Wheatstone.



Nota. R1 = resistencia fija conocida; R2 = resistencia fija conocida; R3 = resistencia variable; Rx = resistencia desconocida; G =galvanómetro; IG = corriente del galvanómetro. Adaptado de *Theoretical Circuit Diagram* (p.10), de Yokogawa, 2017.

Para este método se llevan a cabo seis mediciones, tres para el lado de AT y tres más para el lado de BT; estas mediciones deben conectarse de la siguiente manera:

1ª medición: X₀ y X₁.

2ª medición: X₀ y X₂.

3ª medición: X₀ y X₃.

4ª medición: H₁ y H₂.

5ª medición: H₂ y H₃.

6ª medición: H₃ y H₁.

Debido a la relación que existe entre la temperatura y la resistencia, es necesario que estas mediciones se realicen sincrónicamente; para la obtención de dicha temperatura se puede insertar un termómetro entre cada bobina o tomar su temperatura con un termómetro infrarrojo, por lo tanto, si se tiene una temperatura diferente a 20°C es forzoso recalcular la resistencia a través de la ecuación:

$$R_2 = R_1 \left(\frac{T + T_2}{T + T_1} \right) \quad (29)$$

Donde:

R_1 = resistencia referida a la temperatura T_1 (Ω).

R_2 = resistencia referida a la temperatura T_2 (Ω).

T_2 = temperatura del devanado al momento de la medición ($^{\circ}\text{C}$).

T = temperatura del material³ ($^{\circ}\text{C}$).

T_1 = temperatura de operación ($^{\circ}\text{C}$).

3.2.4.3. Relación de Transformación

El motivo de esta prueba es comprobar la relación de transformación que existe entre los devanados, para garantizar que estos pueden producir los niveles de tensión apropiados, además, contribuye para verificar la ausencia de cortocircuitos entre las espiras de los bobinados, existen diversos métodos para llevar a cabo ésta prueba, pero en este caso se propusieron dos, los cuales se describen a continuación:

- **Método del transformador patrón con relación variable:** Su uso es a partir de un *TTR* (del inglés Transformer Turn Ratio), el cual no solo permite conocer la relación de transformación, sino que también proporciona el porcentaje de desviación, el voltaje de salida y el ángulo de fase.

Su funcionamiento consiste en aplicar una tensión alterna, con una frecuencia igual a la nominal, conectada a los extremos tanto del devanado primario como del devanado secundario a través del TTR, las conexiones se indican en el instrumento, facilitando la prueba.

- **Método de corrientes y voltajes:** La ejecución de este método se realiza con el transformador energizado, esta se lleva a cabo con un multímetro y un amperímetro y se basa en tomar medidas de las corrientes o los voltajes de fase y línea del

³ Cu = 234.5 $^{\circ}\text{C}$ y Al = 225.0 $^{\circ}\text{C}$

transformador; una vez realizadas estas mediciones se obtiene la relación de transformación a partir de las ecuaciones de la tabla 2.

3.2.5. Planificación de Fechas para la Realización del Mantenimiento

Una vez que se tiene elaborada la propuesta, es necesario llevar a cabo la planificación de esta; para ello se presenta un formato con las fechas del cuándo debería realizarse la ejecución del mantenimiento (anexo 4).

Conviene señalar que las fechas que se proponen están basadas en la realización del mantenimiento a los transformadores ubicados en los edificios A2 y A3; no obstante, estas fechas pueden modificarse dependiendo del transformador, el paso de los años y en función del área de mantenimiento.

En relación con los demás transformadores de la FES, se recomienda llevar a cabo su mantenimiento lo antes posible para conocer el estado de los mismos.

3.2.6. Costos Totales del Mantenimiento

Uno de los puntos más importantes del mantenimiento es su costo, es por ello que para este trabajo se realizó un desglose de la inversión inicial necesaria para cumplir con el mantenimiento de la mejor manera posible, cabe señalar que el área de mantenimiento ya cuenta con la mayoría del equipo y herramientas utilizadas, por lo cual solo se consideró el equipo que fue prestado y es recomendable adquirir, dentro de los cuales se encuentran:

- Megóhmetro UNI-T UT512, el cual tiene un precio aproximado de \$4,000.00.
- Aspiradora Truper ASP-06 23 L naranja/negra 120 V 60 Hz con un precio similar de \$1,500.00.
- TTR, los precios para este equipo son muy variables, ya que rondan desde los \$30,000.00 hasta los \$150,000.00; el TTR PROVA 1660, se encuentra en un precio cercano a los \$45,000.00.

En caso de que se adquirieran todos los equipos, se necesitaría un aproximado de \$48,000.00. No obstante como se propusieron dos métodos para la *Prueba de relación de transformación* la adquisición del TTR, aunque es recomendada no es totalmente necesaria y la inversión podría ser de \$5,500.00.

3.2.7. Competencias Requeridas

Es fundamental señalar que para la ejecución de esta propuesta de mantenimiento es necesario el conocimiento básico del transformador, así como la capacitación y el entendimiento de las pruebas a realizar.

3.3. Fase 2 - Hacer

3.3.1. Capacitación de Pruebas

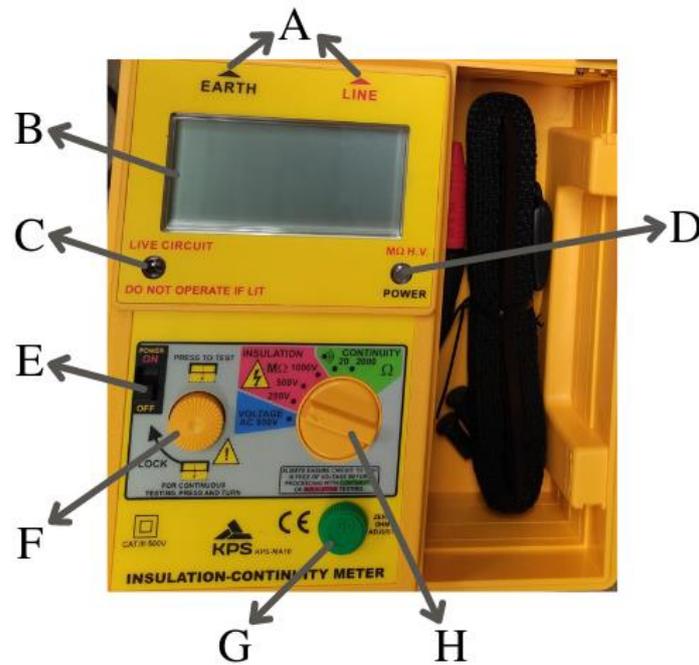
Dentro del plan de mantenimiento anual se efectuaron las tres pruebas propuestas, las cuales se llevaron a cabo a un transformador no instalado prestado por el Laboratorio L3 “Eléctrica-electrónica”, esto con la finalidad de tener un conocimiento más amplio sobre la ejecución de estas. A continuación, se enlistan los pasos a seguir para obtener una correcta ejecución:

3.3.1.1. Identificación del Equipo

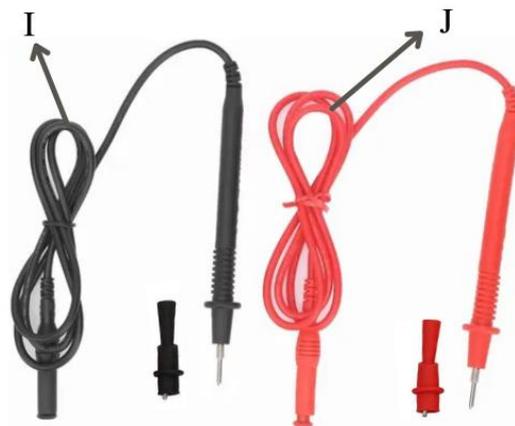
- 1.- Megger KPS MA10.

Figura 29a y 29b.

a) Fotografía de la pantalla del Megger KPS MA10. b) Cables del Megger KPS MA10.



a)



b)

Nota. b) Obtenido de *DC 1000V LCD Digital Medidor de Aislamiento de alta tensión de Megger Megaohmímetro Medidor de resistencia*, de Focus Technology Co., Ltd., 2022.

A: Tomas de entrada.

B: Pantalla LCD.

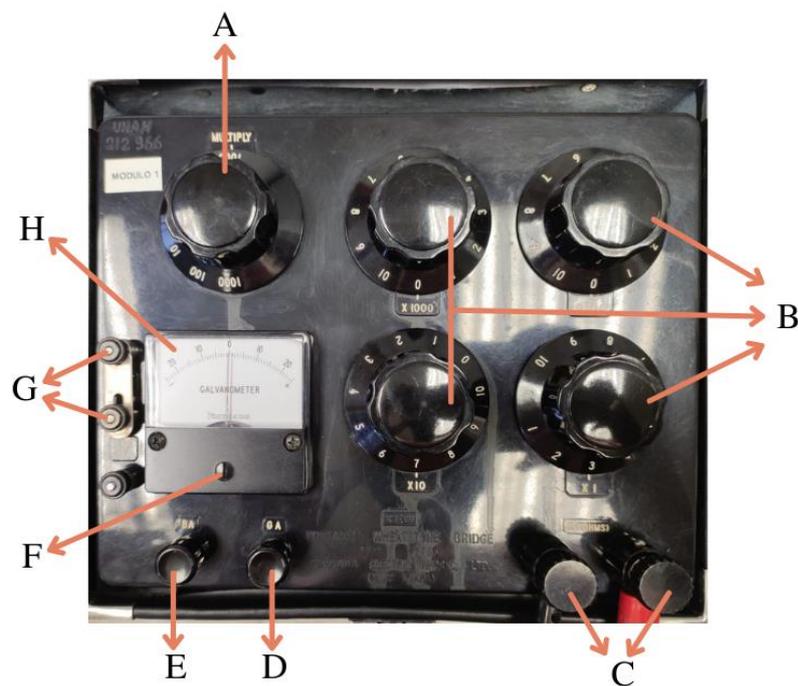
C: Indicador de tensión externa.

- D: Indicador de encendido.
- E: Interruptor de encendido.
- F: Botón de prueba.
- G: Ajuste a cero.
- H: Selector de función/escala.
- I: Cable negro de conexión a tierra.
- J: Cable rojo de conexión a línea.

2.- Puente de Wheatstone 2755.

Figura 30.

Fotografía del puente de Wheatstone 2755.



- A: Perilla de multiplicar: Multiplica el valor $\times 0.001$, $\times 0.01$, $\times 0.1$, $\times 1$, $\times 10$, $\times 100$ y $\times 1000$.
- B: Perillas de medición.
- C: Terminales de la resistencia R_x .
- D: Interruptor/pulsador "GA": Hace funcionar el galvanómetro.

E: Pulsador “BA”: Está relacionado con la batería del puente.

F: Ajustador a cero.

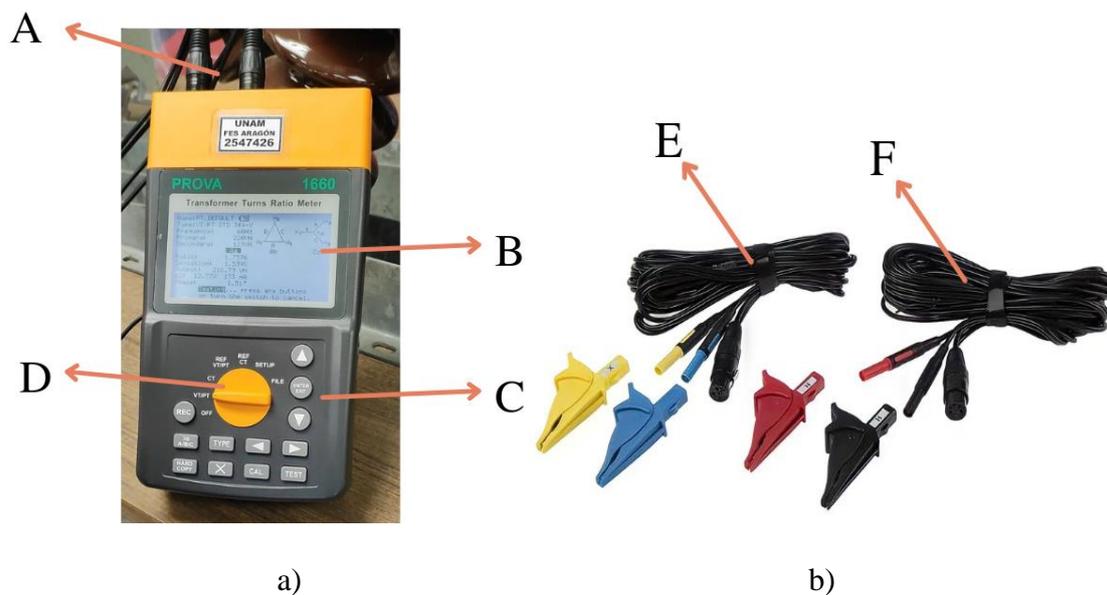
G: Terminales externas del galvanómetro.

H: Galvanómetro.

3.- TTR Prova 1660.

Figura 31a y 31b.

Fotografía del TTR Prova 1660. b) Cables de conexión del TTR Prova 1660.



Fuente: b) Adaptado de *Transformer Turns Ratio Meter, 34Vrms excitation voltage 0.8 → 2000 ratio range*, de RS Components Ltd., s.f.

A: Entradas de cables de conexión.

B: Pantalla LCD.

C: Botones.

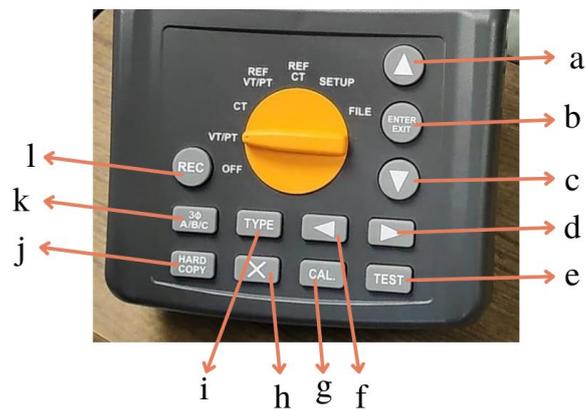
D: Selector de función.

E: Cables de conexión para BT.

F: Cables de conexión para AT.

Figura 32.

Fotografía de los botones del TTR Prova 1660.



a: Botón, ayuda a seleccionar el último elemento o el último archivo cuando el selector de función se encuentra en REF VT/PT, REF CT, SETUP o FILE.

b: ENTER EXIT botón, en el rango REF VT/PT o REF CT muestra u oculta el teclado del software. En la lista de archivos, pulse este botón para seleccionar o salir de un archivo.

c: Botón, ayuda a seleccionar el siguiente elemento o el siguiente archivo cuando el interruptor se encuentra en REF VT/PT, REF CT, SETUP o FILE.

d: Botón, incrementa el valor en 1 o muestra el archivo de la página siguiente; o si se mantiene pulsado este botón durante 2 segundos se incrementan rápidamente los valores, cumpliendo que los rangos seleccionados sean REF VT/PT, REF CT, SETUP o FILE.

e: TEST botón, inicia la medición de la relación de giro del transformador.

f: Botón, disminuye el valor en 1 o muestra el archivo de la página anterior; o si se mantiene pulsado este botón durante 2 segundos se disminuyen rápidamente los valores, cumpliendo que los rangos seleccionados sean REF VT/PT, REF CT, SETUP o FILE.

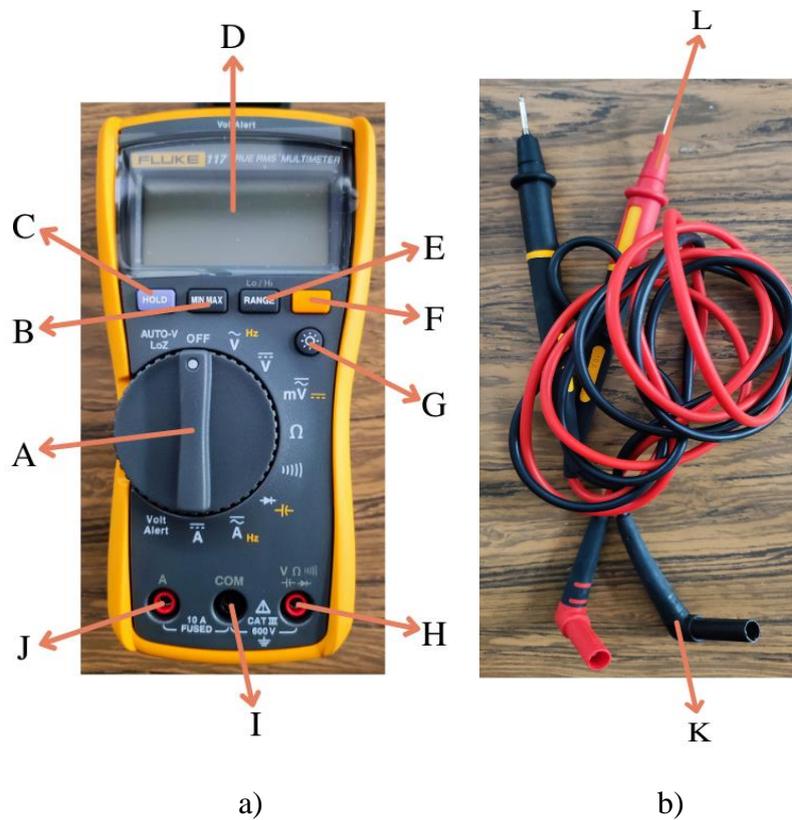
g: CAL. botón, calibrar el ángulo de fase.

- h: DELETE botón, borra datos del archivo seleccionado.
- i: TYPE botón, selecciona el tipo de conexión del devanado del transformador.
- j: HARD COPY botón, guarda la pantalla como archivo BMP.
- k: 3Ø A/B/C botón, intercambia fases en un transformador trifásico.
- l: REC botón, grabador de mediciones.

4.- Multímetro FLUKE 117.

Figura 33a y 33b.

a) Fotografía del multímetro FLUKE 117. b) Cables de conexión del multímetro FLUKE 117.



A: Selector de función.

B: MIN MAX botón, desactiva la alarma audible. Aparece BEEP en la pantalla cuando está activada.

C: HOLD botón, retiene todos los segmentos de la pantalla hasta que se suelte el botón.

D: Pantalla LCD.

E: RANGE botón, activa las mediciones de capacitancia de baja impedancia.

Aparece LCAP en la pantalla cuando están activadas.

F: Botón, desactiva modo en espera. Aparece PoFF en la pantalla cuando está activado.

G: Botón \odot , desactiva el apagado automático de la retroiluminación. Aparece LoFF en la pantalla cuando está activado.

H: Terminal de entrada para medir tensión, continuidad, resistencia, capacitancia y frecuencia, y para comprobar diodos.

I: Terminal común (retorno) para todas las mediciones.

J: Terminal de entrada para medir corrientes de CA y CC hasta 10 A.

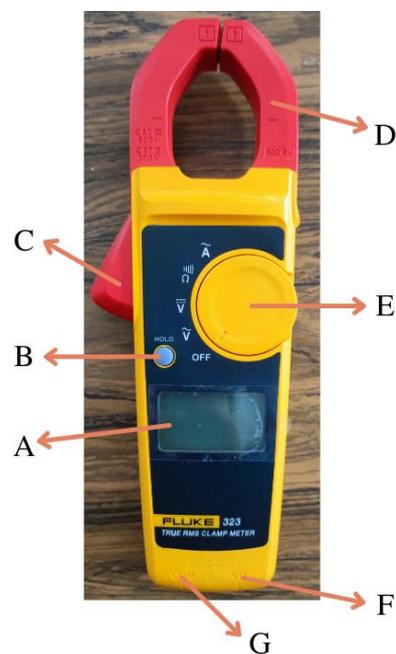
K: Cable de entrada para las terminales marcadas con la letra H y J.

L: Cable para la terminal común.

5.- Amperímetro de gancho FLUKE 323.

Figura 34.

Fotografía del amperímetro FLUKE 323.



A: Pantalla LCD.

B: HOLD botón, retiene todos los segmentos de la pantalla hasta que se suelte el botón.

C: Gatillo para abrir la pinza.

D: Pinza.

E: Selector de función.

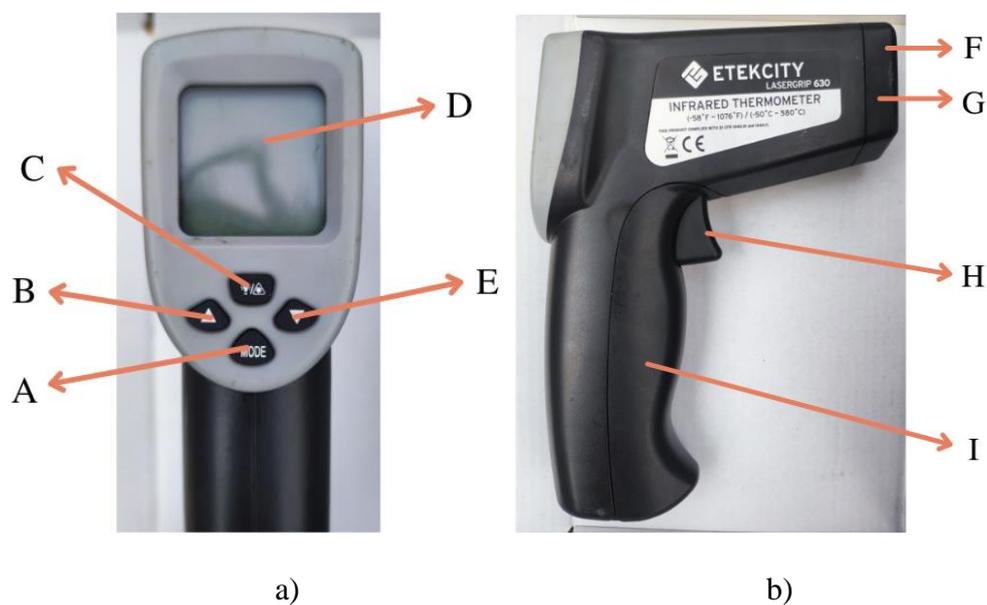
F: Terminal de entrada para medir tensión, continuidad y resistencia.⁴

G: Terminal común (retorno) para todas las mediciones.

6.- Termómetro infrarrojo Lasergrip 630.

Figura 35a y 35b.

a), b) Fotografía del termómetro infrarrojo Lasergrip 630.



A: MODE botón, modo selección.

B: Botón para subir.

C: Botón para subir la luz de la pantalla.

D: Pantalla LCD.

⁴ Los cables que se utilizan para las terminales del amperímetro son los mismos que se ocupan en el multímetro.

E: Botón para bajar.

F: Sensor IR.

G: Agujero láser.

H: Gatillo de medición.

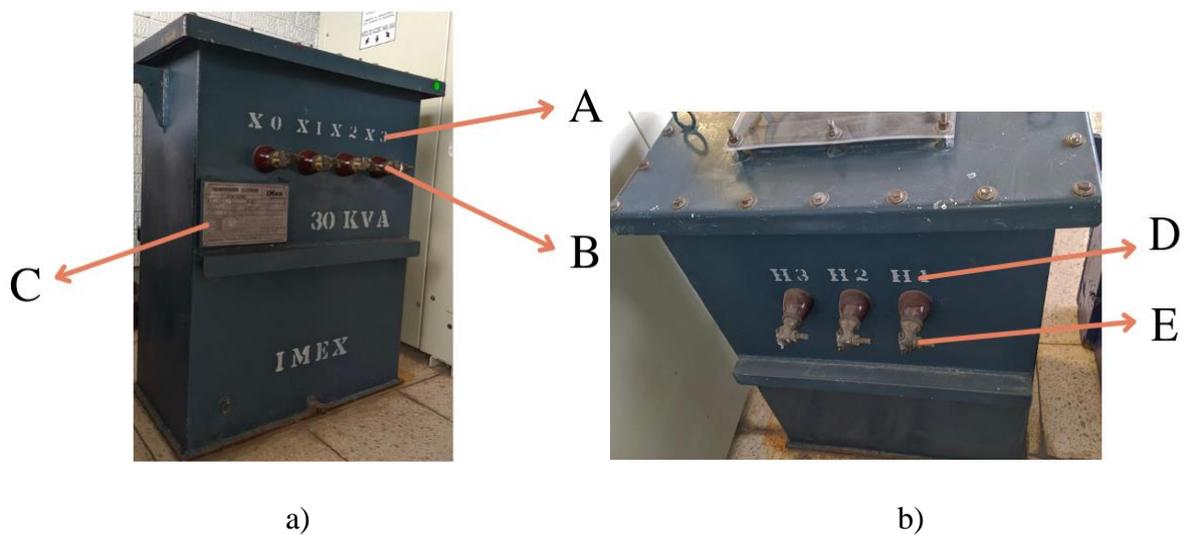
I: Compartimiento de la batería.

3.3.1.2. Identificación del Transformador del L3

1.- Como primera instancia se identificaron las partes del transformador con el cual se trabajó.

Figura 36a y 36b.

a) Fotografía parte delantera del transformador del L3. b) Fotografía parte trasera del transformador del L3.



A: Terminales del devanado secundario.

B: Conexión con las bobinas del devanado secundario.

C: Placa de datos.

D: Terminales del devanado primario.

E: Conexión con las bobinas del devanado primario.

3.3.1.3. Resistencia del Aislamiento de los Devanados

1.- Realización de la prueba.

1.1.- Al comienzo de esta prueba se cortocircuitaron las bobinas X_0 , X_1 , X_2 y X_3 con ayuda de un cable desnudo o 3 cables caimanes como se muestra en la figura 37.

Figura 37.

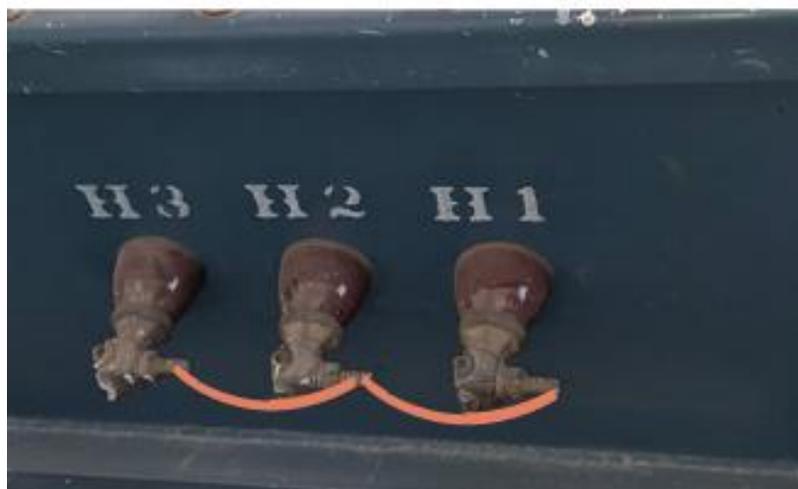
Fotografía explicativa de cómo se cortocircuitan las terminales X_0 , X_1 , X_2 y X_3 .



1.2.- Una vez terminado el paso 1.1., se cortocircuitaron las bobinas H_1 , H_2 , H_3 (figura 38) con ayuda de un cable desnudo o 2 cables caimanes.

Figura 38.

Fotografía explicativa de cómo se cortocircuitan las terminales H_1 , H_2 y H_3 .



1.3.- Se conectó el cable negro a la toma de entrada EARTH y el otro extremo a una tierra física; en este caso se colocó en una parte metálica de la cuba del transformador.

1.4.- De igual forma se conectó el cable rojo a la toma de entrada LINE y el otro extremo a una terminal de AT.

1.5.- Se movió el interruptor de encendido a la posición de ON y se seleccionó el voltaje de prueba, en este caso el selector de función/escala se posicionó en 1000 V como se puede observar en los círculos blancos de la figura siguiente:

Figura 39.

Fotografía explicativa del posicionamiento del interruptor de encendido y el selector de función/escala del Megger KPS MA10.



Nota. Es importante tener siempre a la mano un cronómetro que sea de preferencia digital, ya que como se mencionó anteriormente esta prueba es en base al tiempo.

1.6.- Para dar inicio a la prueba se pulsó el botón de prueba y se giró en sentido horario como se indica en la flecha LOCK; al mismo instante se dio inicio al cronómetro.

Nota. El giro en sentido horario del botón de prueba no es totalmente necesario, pero ayuda a mantener el botón pulsado, lo que es indispensable para que el equipo continúe realizando la medición.

Figura 40.

Fotografía explicativa del posicionamiento del botón de prueba del Megger KPS MA10.



1.7.- A continuación, se tomó nota cada 10 seg del valor entregado en $M\Omega$, el cual se puede observar en la pantalla (figura 41).

Figura 41.

Fotografía del Megger y el cronómetro.



1.8.- Transcurrido el minuto se giró en sentido antihorario y se soltó el botón de prueba; de igual forma se detuvo el cronómetro y se reinició.

1.9.- Se desconectó el cable rojo y se conectó a una terminal de BT.

1.10.- Teniendo la conexión nueva, se repitieron los pasos 1.6, 1.7 y 1.8.

1.11.- Para la última conexión se conectó el cable negro a una terminal de AT.

1.12.- Se repitieron los pasos 1.6, 1.7 y 1.8.

1.13.- Una vez obtenidos todos los datos, se realizó una tabla y con ella una gráfica de $M\Omega$ - tiempo para las conexiones BT - tierra, AT - tierra y BT - AT.

Tabla 3.

Resultados obtenidos de la prueba de resistencia de aislamiento de BT - tierra.

$M\Omega$	Tiempo
1	1
1121	10
1389	20
1551	30
1632	40
1734	50
1795	60

Figura 42.

Gráfica $M\Omega$ - tiempo para la conexión BT - tierra.

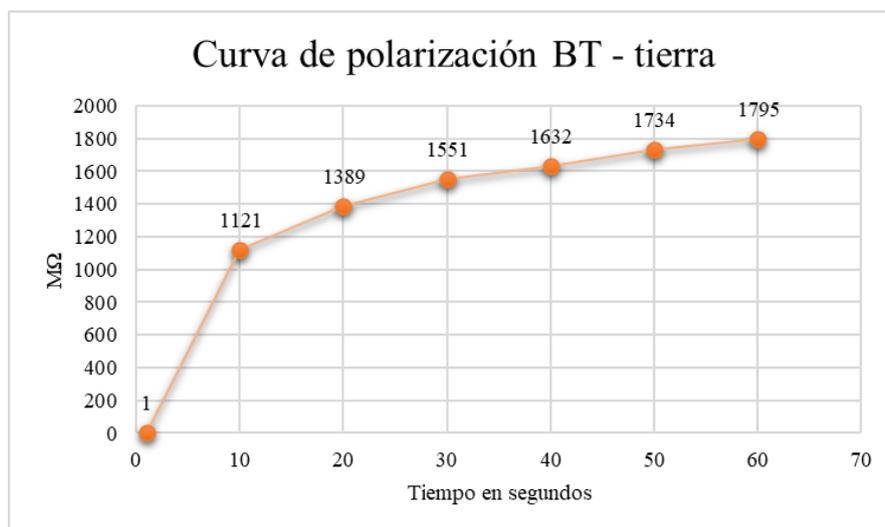


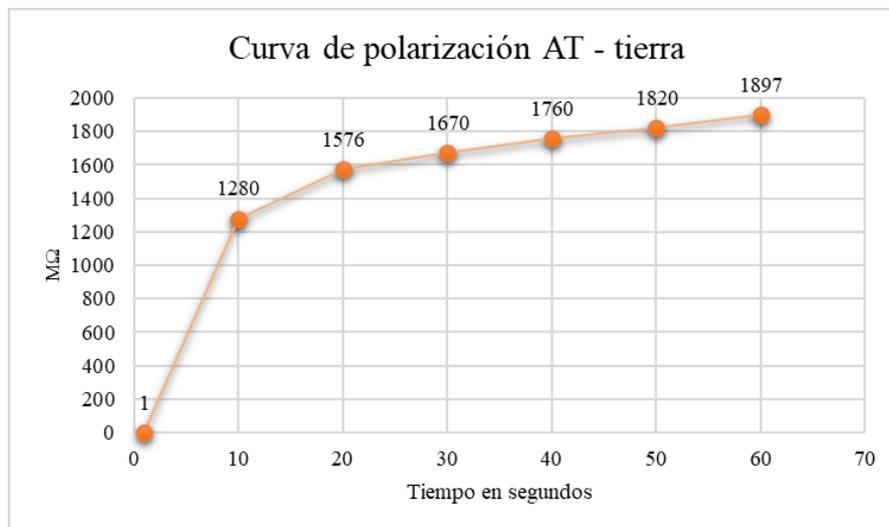
Tabla 4.

Resultados obtenidos de la prueba de resistencia de aislamiento de AT - tierra.

MΩ	Tiempo
1	1
1280	10
1576	20
1670	30
1760	40
1820	50
1897	60

Figura 43.

Gráfica MΩ - tiempo para la conexión AT - tierra.

**Tabla 5.**

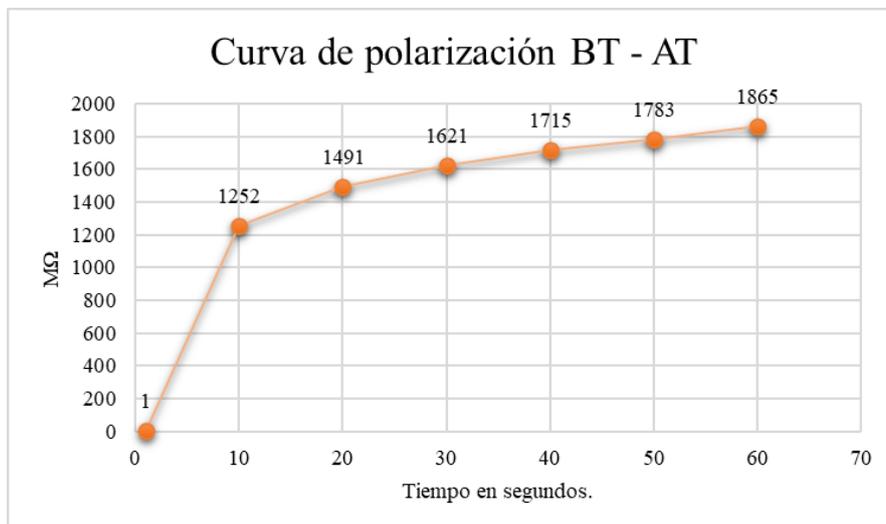
Resultados obtenidos de la prueba de resistencia de aislamiento de AT - BT.

MΩ	Tiempo
1	1
1252	10
1491	20
1621	30
1715	40

$M\Omega$	Tiempo
1783	50
1865	60

Figura 44.

Gráfica $M\Omega$ - tiempo para la conexión AT – BT.



3.3.1.4. Resistencia Óhmica de los Devanados

1.- Realización de la prueba.

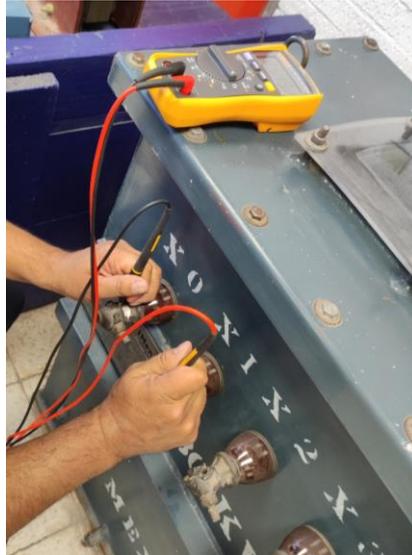
1.1.- En primer lugar, se verificó que el galvanómetro estuviera calibrado e indicará cero.

Nota. En caso de que el galvanómetro no indique cero, este se deberá ajustar al punto cero con el ajustador a cero.

1.2.- Con ayuda del multímetro se midió la resistencia R_x , con la intención de tener un aproximado del valor que se busca. Para ello se colocó el selector de función en Ω , el cable negro en la terminal común y el rojo en la terminal para medir resistencia; y sus extremos en X_0 y X_1 respectivamente.

Figura 45.

Fotografía de la medición de las resistencias con un multímetro.



Nota. Es importante que al realizar esta prueba se tome simultáneamente la temperatura ambiente y del transformador.⁵

1.3.- Se conectaron con dos cables con puntas conductoras las terminales de la resistencia R_x a las bobinas $X_0 - X_1$.

⁵ En este caso no se realizaron estas mediciones debido a que el transformador no se encuentra en operación.

Figura 46.

Fotografía de las conexiones del puente de Wheatstone 2755.



1.4.- A raíz de lo que se obtuvo en los resultados del punto 1.2 se eligió el factor multiplicativo más óptimo con la perilla de multiplicar de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 6.

Ajuste de la perilla de multiplicar.

Valor de Rx	Factor Multiplicativo
Menos de 10 Ω	0.001
10 Ω - 100 Ω	0.01
100 Ω - 1k Ω	0.1
1 k Ω - 10 k Ω	1.0
10 k Ω - 100 k Ω	10.0
100 k Ω - 1 M Ω	100.0
1 M Ω - 10 M Ω	1000.0

Nota. Adaptado de *Theoretical Circuit Diagram* (p.6), de Yokogawa, 2017.

1.5.- Con el factor multiplicativo elegido, se prosiguió a mover las perillas de medición hasta lograr que al presionar los pulsadores GA y BA la manecilla del galvanómetro se mantuviera en cero.

Nota. Cuando la aguja se deflexione hacia el lado positivo es necesario incrementar las perillas de medición y cuando se deflexione hacia el lado negativo se debe disminuir el valor de dichas perillas.

1.6.- Una vez concluido el paso 1.5 se realizó la siguiente operación:

$$R_x = FM \cdot VT \quad (30)$$

Donde:

R_x = resistencia desconocida (Ω).

FM = factor multiplicativo.

VT = valor total de las perillas de medición.

1.7.- Se repitió el paso 1.2 pero para $X_0 - X_2$.

1.8.- A continuación, se desconectaron los cables de las bobinas $X_0 - X_1$.

1.9.- Ya desconectados los cables, se conectaron a $X_0 - X_2$.

1.10.- Se repitieron los pasos 1.4, 1.5 y 1.6.

1.11.- Para continuar con las conexiones $X_0 - X_3$, $H_1 - H_2$, $H_2 - H_3$ y $H_3 - H_1$ se repitieron los pasos 1.2, 1.4, 1.5 y 1.6, respetando que cada conexión se hizo individualmente.

3.3.1.5. Relación de Transformación

1.- Realización de la prueba

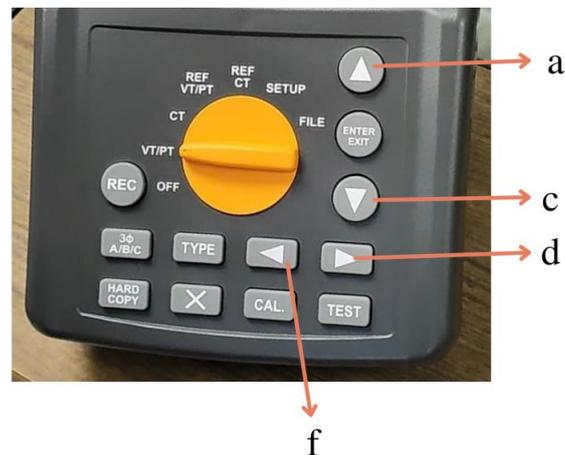
1.1.- Primeramente, se encendió el TTR posicionando el selector de función en la opción REF VT/PT.

1.2.- Se seleccionó el modo de operación para un transformador de potencia.

1.3.- A continuación, se realizaron los ajustes de nombre, voltajes, tipo de conexión, frecuencia y factor de referencia de corrección; con ayuda de los botones “a” y “c” para seleccionar el parámetro anterior o siguiente y los botones “f” y “d” para aumentar o disminuir el valor de los parámetros.

Figura 47.

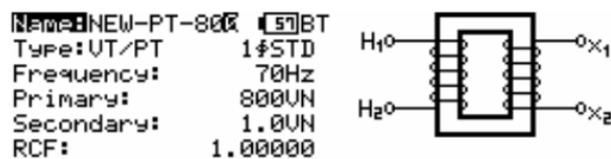
Fotografía de los botones del TTR Prova 1660.



1.4.- Una vez finalizados los ajustes, se presionó la frase “Save as”, la cual se encuentra ubicada en la parte inferior derecha de la pantalla.

Figura 48.

Pantalla del TTR Prova 1660.



Save
Save As...

Nota. Adaptado de *Transformer/VT Parameter Setting* (p.20), de Prova Instruments INC., 2015.

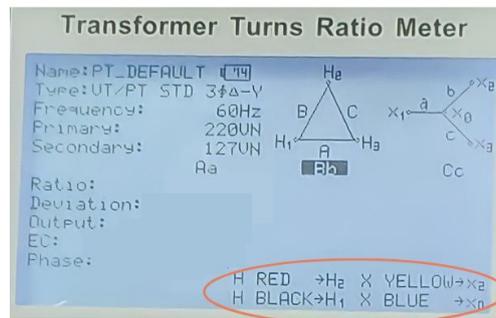
1.5.- Se presionó el botón ENTER EXIT.

1.6.- Seguidamente, se posicionó el selector de función en VT/PT.

Una vez realizados los pasos anteriores en la parte inferior derecha de la pantalla se desplegarán las conexiones a realizar:

Figura 49.

Fotografía de la pantalla del TTR Prova 1660 con las conexiones a realizar.

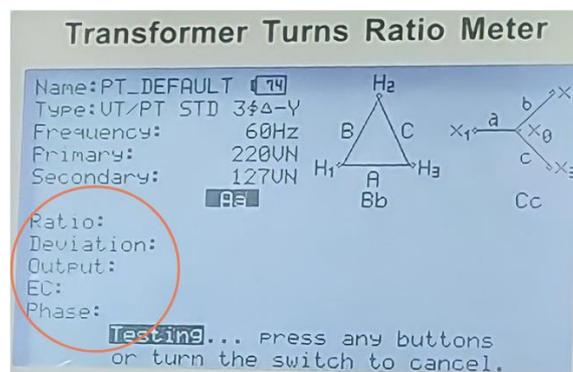


1.7.- Se realizaron las conexiones que indicó la pantalla y se comenzó el cálculo presionando el botón TEST.

Finalizado el análisis, el equipo desplegó 5 datos: la relación de transformación (ratio), la desviación entre la relación y la referencia (deviation), el voltaje de salida (output), el voltaje y corriente de excitación (EC) y el ángulo de fase (phase).

Figura 50.

Fotografía de la pantalla del TTR Prova 1660 con los datos del análisis.



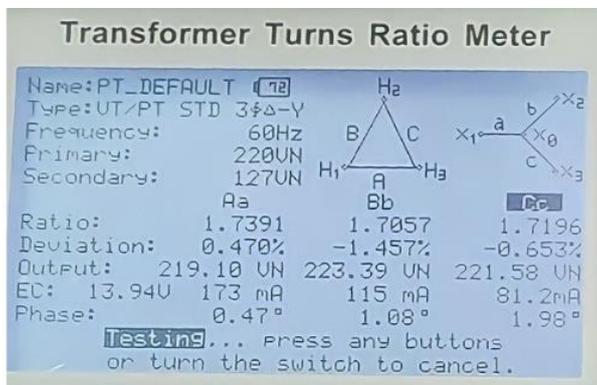
1.8.- Ya obtenidos los resultados de la primera fase, se presionó el botón 3Ø A/B/C para cambiar la fase.

1.9.- Se repitieron los pasos 1.7 y 1.8 para la siguiente fase.

1.10.- Se realizó el paso 1.7 para la última fase y se obtuvieron los resultados de todas las fases.

Figura 51.

Fotografía de la pantalla del TTR Prova 1660 con los datos obtenidos de las tres fases.



3.3.2. Libranza

Un punto esencial para efectuar la propuesta del plan de mantenimiento fue solicitar el permiso necesario para desenergizar los transformadores, el cual se pidió a través de una carta (anexo 5) la cual debe contener la fecha planeada para la realización del mantenimiento, el nombre de la persona encargada y la mención del equipo al cual se le realizará el mantenimiento; esta carta puede ir en formato libre y debe estar dirigida al encargado del área de Superintendencia de obras de la Facultad.

3.3.3. Realización del Mantenimiento al Transformador A2 y A3

Para llevar a cabo los mantenimientos mensual, semestral y anual propuestos, se desempeñaron diversas actividades antes, durante y después de la realización de los mismos. Debido a que las actividades para ambos transformadores son las mismas el procedimiento solo se describió una vez, pero tomando en cuenta los resultados de ambos transformadores como se muestra a continuación:

- 1.- Se solicitó al encargado del área de mantenimiento la llave de la puerta donde se encuentra el transformador.

2.- Después, se desenergizó el transformador desde la subestación de la Facultad, ubicada en la letra S de la figura 3.28.

Figura 52.

Mapa FES Aragón.



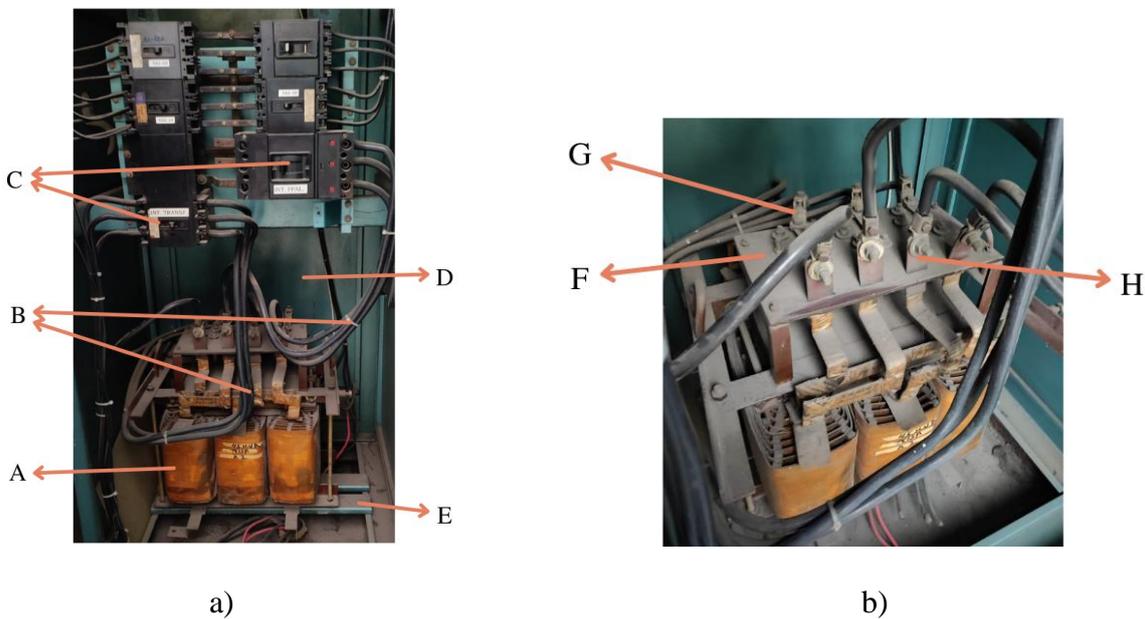
Nota. B = biblioteca Jesús Reyes Heróles; L1 = laboratorio 1; A4 = edificio de aulas A4; A5 = edificio de aulas A5; S = subestación. *Adaptado de 45 aniversario, FES Aragón, UNAM, México, FES Aragón 2018.*

3.- Una vez que se desenergizó el transformador, se procedió a identificar sus partes y verificar que este se encontrara bien aterrizado a tierra.

3.1.- Transformador ubicado en el edificio A2.

Figura 53a y 53b.

a) b) *Fotografías de las partes del transformador A2.*



A: Bobinas del transformador.

B: Líneas de transmisión.

C: Interruptores.

D: Gabinete del transformador.

E: Base del transformador.

F: Placa donde se indican las terminales del transformador.⁶

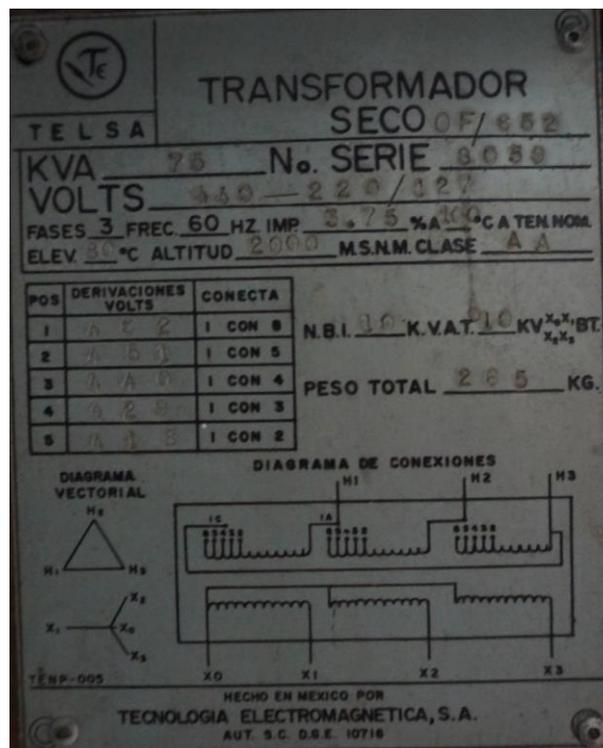
G: Conexión con las bobinas del devanado primario.

H: Conexión con las bobinas del devanado secundario.

Nota. La placa de este transformador se encontraba en la parte trasera del transformador, es por ello que en la figura 53 no se alcanza a percibir.

Figura 54.

Fotografía de la placa de datos del transformador A2.



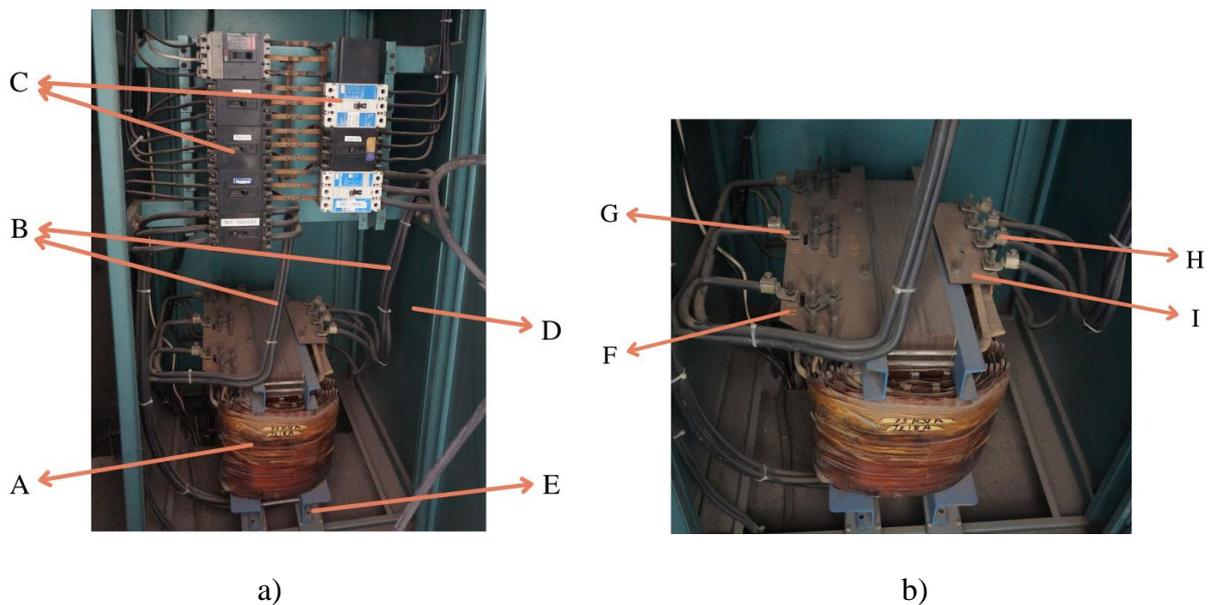
3.2.- Transformador ubicado en el edificio A3.⁷

⁶ Debido al estado del transformador, las terminales de este no se alcanzaban a percibir.

⁷ Este transformador no cuenta con placa de datos.

Figura 55a y 55b.

a), b) Fotografía de las partes del transformador A3.



A: Bobinas del transformador.

B: Líneas de transmisión.

C: Interruptores.

D: Gabinete del transformador.

E: Base del transformador.

F: Terminales del devanado primario.

G: Conexión con las bobinas del devanado primario.

H: Conexión con las bobinas del devanado secundario.

I: Terminales del devanado secundario.

Nota. Antes de comenzar, se conectó una extensión del transformador A3 para poder utilizar algunos equipos como la aspiradora; cuando se trabajó en el transformador A3, la extensión se conectó del transformador A2 ya que estos se encuentran uno arriba del otro.

4.- Luego se comenzó con la limpieza del transformador, la cual consistió principalmente en los siguientes pasos:

4.1.- En primer lugar, se barrió toda la basura y el exceso de polvo del piso y se quitaron las telarañas del cuarto donde se ubica el transformador.

Figura 56.

Fotografía barriendo el cuarto donde se ubica el transformador A2.



4.2.- Después se conectó un ventilador y se colocó en la parte superior del gabinete del transformador, esto con la intención de que el polvo producido circulara.

4.3.- Se sopló y aspiró el polvo del transformador, los interruptores, cables, y gabinetes.

Figura 57.

Fotografía aspirando el polvo del transformador A2.



4.4.- Con el cabezal de una escoba y una brocha se removió la mayor cantidad posible de polvo que se encontraba en las bobinas y terminales del transformador, así como en los interruptores.

Figura 58a y 58b.

a) Fotografía removiendo el polvo de las bobinas y terminales del transformador A3. b)

Fotografía removiendo el polvo de los interruptores del transformador A3.



a)



b)

4.5.- Una vez que se quitó la mayor cantidad de polvo, se procedió a colocar una pequeña cantidad de WD-40 a todas las conexiones, cables y terminales; y con ayuda de una brocha y un paño suave se extendió el limpiador de contactos.

Figura 59.

Fotografía colocando el limpiador de contactos WD-40 a los interruptores del transformador A2.



Figura 60.

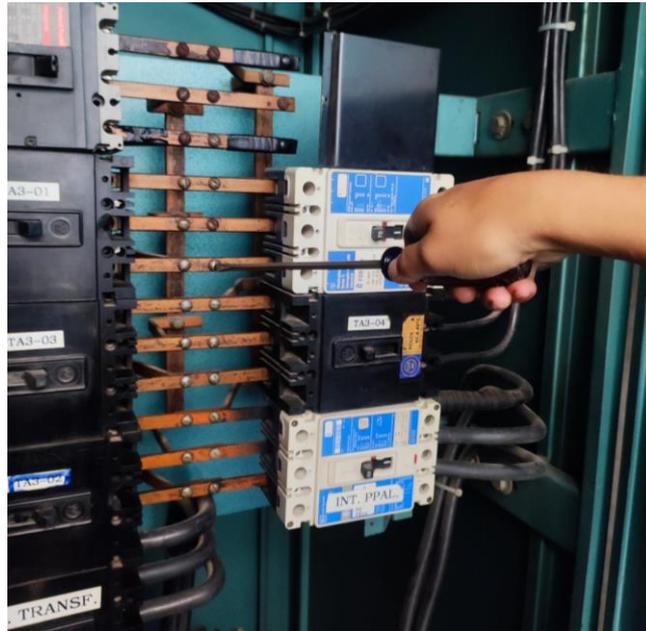
Fotografía extendiendo el limpiador de contactos WD-40 de las terminales del transformador A2.



5.- Ya que se terminó de realizar la limpieza, se revisó que no hubiera ningún tornillo o tuerca floja.

Figura 61.

Fotografía revisando los tornillos de los interruptores.



6.- Concluida la revisión se procedió a comenzar la *Prueba de resistencia del aislamiento de los devanados*.

6.1.- Como primera instancia se desconectaron las líneas de las bobinas, con ayuda de una matraca, una extensión de matraca y un dado; conforme se fueron desconectando las líneas, estas se etiquetaron con su respectiva terminal.

Figura 62a y 62b.

a) Fotografía desatornillando la conexión de la línea X₁ del transformador A2. b) Fotografía de la línea X₁ con su respectiva etiqueta.



a)

b)

6.2.- Luego se cortocircuitaron las conexiones de los devanados primarios con 2 cables caimán y de los secundarios con 3 cables caimán.

6.3.- Primer se realizó la medición de AT contra tierra, por lo cual se conectó el cable negro a la toma de entrada EARTH y el otro extremo se conectó a una parte de la cuba del transformador.

6.4.- El cable rojo se conectó a la toma de entrada LINE y el otro extremo a una terminal de AT.

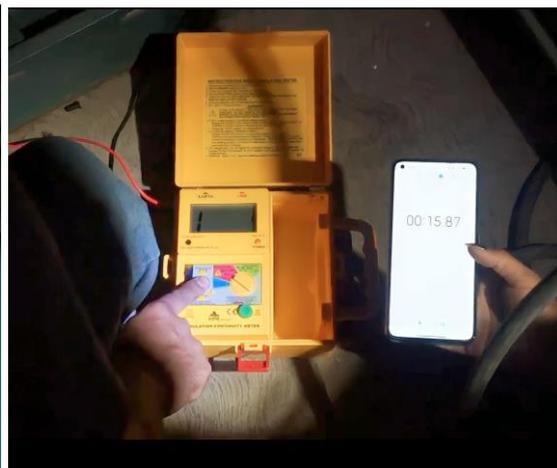
6.5.- El selector de función/escala se posicionó en 500 V y se comenzó la medición por el lapso de tiempo de un minuto, los resultados se fueron anotando en el formato creado para esta prueba (anexo 3.1).

Figura 63a y 63b.

a), b) Fotografías de la realización de la prueba de la resistencia de aislamiento de los devanados del transformador A2.



a)



b)

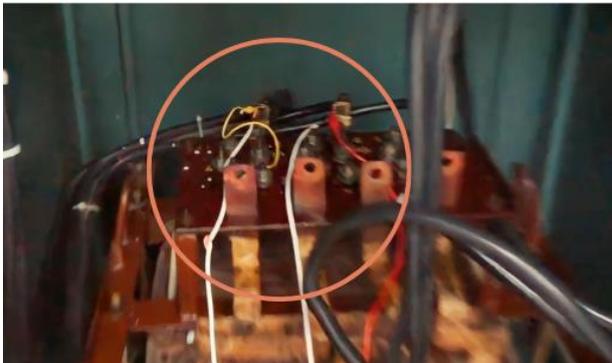
6.6.- Terminada la primera medición se repitió el punto 6.5 para las otras dos mediciones faltantes, las cuales fueron entre el devanado de BT contra tierra y entre el devanado de BT y AT.

7.- Finalizada la prueba, se comenzó con la *Prueba de resistencia óhmica de los devanados*.

7.1.- Para esta prueba primero se colocaron dos cables largos en las terminales de la resistencia Rx del puente de Wheatstone 2755 y sus extremos se sujetaron con cables caimán a la conexión $X_0 - X_1$.

Figura 64a y 64b.

a), b) *Fotografía de las conexiones del Puente de Wheatstone a las terminales del transformador A2.*



a)



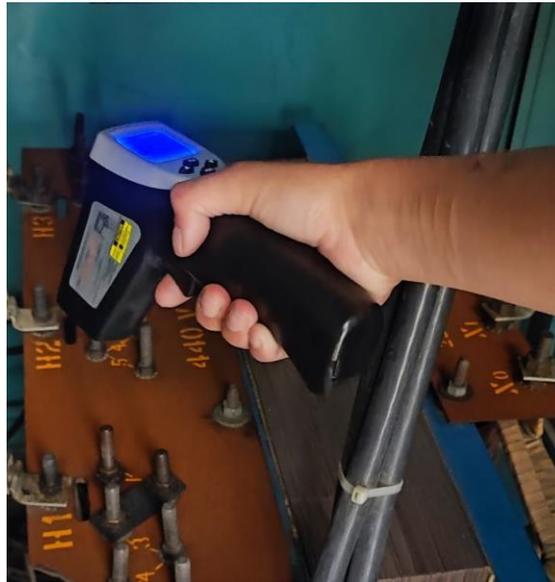
b)

7.2.- Se realizó la medición y la ecuación 30 para encontrar la resistencia y se anotó en el formato de esta prueba (anexo 3.2).

7.3.- De manera simultánea al punto 7.2, se tomaron las medidas de temperatura de los devanados y del ambiente con el termómetro infrarrojo a 30 cm de distancia presionando el gatillo de medición.

Figura 65.

Fotografía tomando la temperatura del devanado primario.



7.4.- Las conexiones faltantes, se fueron midiendo de la siguiente forma: $X_0 - X_2$, $X_0 - X_3$, $H_1 - H_2$, $H_2 - H_3$ y $H_1 - H_3$.

8.- Al concluir, se realizó la última prueba la cual fue la *Prueba de relación de transformación*, cabe mencionar que se utilizó el *método de corrientes y voltajes* y se decidió realizar la relación de transformación con ayuda de los voltajes primarios y secundarios; aunque por cuestiones generales del mantenimiento también se midieron los valores de las corrientes de salida (carga).⁸

8.1.- El primer paso para la correcta ejecución de esta prueba fue reconectar todas las líneas a su respectiva terminal.

8.2.- Luego se energizó el transformador desde la subestación.

8.3.- Con la ayuda de un multímetro se midieron los voltajes de $H_1 - H_2$, $H_2 - H_3$ y $H_3 - H_1$ para el lado de AT y para el lado de BT se midió $X_0 - X_1$, $X_0 - X_2$, $X_0 - X_3$, $X_1 - X_2$, $X_1 - X_3$ y $X_2 - X_3$. Con este fin se colocó el selector de función en

⁸ En caso de que se realice la relación de transformación en base a las corrientes, es necesaria la medición de las corrientes tanto de entrada como de salida.

\tilde{V}^{Hz} , el cable negro en la terminal común y el rojo en la terminal para medir tensión. De igual forma todos los resultados se fueron anotando en la hoja específica de la prueba (anexo 3.3).

Figura 66.

Fotografía de la medición de voltajes al transformador A2.



8.4.- Por último, se tomaron las mediciones de corriente de la fase 1 (X_1), la fase 2 (X_2) y la fase 3 (X_3) del transformador con el uso del amperímetro de gancho. Para lo cual se posicionó el selector de función en \tilde{A} y se apretó el gatillo para abrir y cerrar la pinza.

Figura 67.

Fotografía de la medición de corrientes de salida del transformador A2.



9.- Una vez finalizado el mantenimiento se desconectó y recogió todo el equipo y material utilizado, se cerraron las puertas donde se encuentran los transformadores y se regresaron las llaves al encargado, al cual se le avisó que ya se había dado por concluido el mantenimiento.

3.3.4. Resultados de las Pruebas

3.3.4.1. Prueba de Resistencia de Aislamiento de Devanados

El resultado obtenido en esta prueba fue de 1 para ambos transformadores y se pudo observar en la pantalla del Megger, la razón por la que no se pudieron percibir más valores fue debido a que el equipo se salía de escala; cabe destacar que la prueba se realizó aplicando 500 V y no 1000 V, esto porque no es recomendable aplicar un voltaje más grande a los transformadores puesto que estos ya llevan muchos años en operación y el aplicar un voltaje así podría ser perjudicial.

3.3.4.2. Prueba de Resistencia Óhmica de los Devanados

Los resultados arrojados en esta prueba fueron diferentes en cada transformador, para el que se encuentra ubicado en el A2, se obtuvieron los siguientes valores.

- $H_1 - H_2 = 0.096 \Omega.$
 - $H_2 - H_3 = 0.134 \Omega.$
 - $H_3 - H_1 = 0.094 \Omega.$
- } Devanados primarios.
-
- $X_0 - X_1 = 0.034 \pm 0.01 \Omega.$
 - $X_0 - X_2 = 0.033 \pm 0.01 \Omega.$
 - $X_0 - X_3 = 0.034 \pm 0.01 \Omega.$
- } Devanados secundarios.

Con la ec. 29 se realizó la corrección de las resistencias a raíz de las temperaturas del material, las bobinas y el ambiente:

- $R_{2,H1-H2} = 0.096 \Omega \left(\frac{234.5^\circ C + 33.3^\circ C}{234.5^\circ C + 25^\circ C} \right) = 0.099 \Omega$

- $R_{2,H2-H3} = 0.134 \Omega \left(\frac{234.5^\circ\text{C} + 34^\circ\text{C}}{234.5^\circ\text{C} + 25^\circ\text{C}} \right) = 0.138 \Omega$
- $R_{2,H3-H1} = 0.094 \Omega \left(\frac{234.5^\circ\text{C} + 34.7^\circ\text{C}}{234.5^\circ\text{C} + 25^\circ\text{C}} \right) = 0.097 \Omega$
- $R_{2,X0-X1} = 0.034 \Omega \left(\frac{234.5^\circ\text{C} + 33.3^\circ\text{C}}{234.5^\circ\text{C} + 25^\circ\text{C}} \right) = 0.035 \Omega$
- $R_{2,X0-X2} = 0.033 \Omega \left(\frac{234.5^\circ\text{C} + 33.8^\circ\text{C}}{234.5^\circ\text{C} + 25^\circ\text{C}} \right) = 0.034 \Omega$
- $R_{2,X0-X3} = 0.034 \Omega \left(\frac{234.5^\circ\text{C} + 35^\circ\text{C}}{234.5^\circ\text{C} + 25^\circ\text{C}} \right) = 0.035 \Omega$

Como se pudo observar en los resultados anteriores en las resistencias obtenidas para el lado primario del transformador se tuvieron dos resistencias muy similares a los 0.09 Ω y una que ronda los 0.1 Ω ; debido a que no se tienen datos previos al respecto no se pudo determinar si desde sus inicios la resistencia era mayor o fue cambiando con el paso de los años.

Conforme al lado secundario del transformador, se consiguieron resultados muy favorables, ya que todas las resistencias rondan en un valor similar a los 0.03 Ω .

Para el transformador del A3 se obtuvieron las siguientes resistencias:

- $H_1 - H_2 = 0.096 \Omega.$
 - $H_2 - H_3 = 0.089 \Omega.$
 - $H_3 - H_1 = 0.093 \Omega \pm 0.01 \Omega.$
- } Devanados primarios.
- $X_0 - X_1 = 0.035 \Omega.$
 - $X_0 - X_2 = 0.035 \Omega.$
 - $X_0 - X_3 = 0.038 \Omega.$
- } Devanados secundarios.

Los resultados obtenidos después de la corrección de las resistencias fueron:

- $R_{2,H1-H2} = 0.096 \Omega \left(\frac{234.5^\circ\text{C} + 31^\circ\text{C}}{234.5^\circ\text{C} + 25^\circ\text{C}} \right) = 0.098 \Omega$
- $R_{2,H2-H3} = 0.089 \Omega \left(\frac{234.5^\circ\text{C} + 41.9^\circ\text{C}}{234.5^\circ\text{C} + 25^\circ\text{C}} \right) = 0.094 \Omega$
- $R_{2,H3-H1} = 0.093 \Omega \left(\frac{234.5^\circ\text{C} + 37^\circ\text{C}}{234.5^\circ\text{C} + 25^\circ\text{C}} \right) = 0.097 \Omega$

- $R_{2,X0 - X1} = 0.035 \Omega \left(\frac{234.5^\circ\text{C} + 30.4^\circ\text{C}}{234.5^\circ\text{C} + 25^\circ\text{C}} \right) = 0.035 \Omega$
- $R_{2,X0 - X2} = 0.035 \Omega \left(\frac{234.5^\circ\text{C} + 42.6^\circ\text{C}}{234.5^\circ\text{C} + 25^\circ\text{C}} \right) = 0.037 \Omega$
- $R_{2,X0 - X3} = 0.038 \Omega \left(\frac{234.5^\circ\text{C} + 36.3^\circ\text{C}}{234.5^\circ\text{C} + 25^\circ\text{C}} \right) = 0.039 \Omega$

En relación a resistencias arrojadas por el transformador A3, se determinó que estas rondan en valores normales y muy similares para el lado primario y el secundario.

3.3.3.3. Prueba de Relación de Transformación

Los datos que se obtuvieron para las corrientes de carga y los voltajes del transformador A2 se mencionan a continuación:

- $H_1 - H_2 = 433.2 \text{ V}$.
- $H_2 - H_3 = 435.9 \text{ V}$.
- $H_3 - H_1 = 430.8 \text{ V}$.
- $X_0 - X_1 = 118.5 \text{ V}$.
- $X_0 - X_2 = 119.9 \text{ V}$.
- $X_0 - X_3 = 119.3 \text{ V}$.
- $X_1 - X_2 = 206.7 \text{ V}$.
- $X_2 - X_3 = 205.9 \text{ V}$.
- $X_3 - X_1 = 208.3 \text{ V}$.
- Fase 1 = 3.5Ω .
- Fase 2 = 6.2Ω .
- Fase 3 = 2.2Ω .

En este caso se tomaron en cuenta los voltajes de línea y la relación de transformación quedó de la siguiente manera:

- $a_1 = \frac{433.2 \text{ V}}{206.7 \text{ V}} = 2.09$
- $a_2 = \frac{435.9 \text{ V}}{205.9 \text{ V}} = 2.11$

- $a_3 = \frac{430.8 \text{ V}}{208.3 \text{ V}} = 2.06$

Las corrientes de salida y los voltajes de transformador A3 fueron:

- $H_1 - H_2 = 430 \text{ V.}$
- $H_2 - H_3 = 435.9 \text{ V.}$
- $H_3 - H_1 = 434 \text{ V.}$
- $X_0 - X_1 = 121 \text{ V.}$
- $X_0 - X_2 = 122 \text{ V.}$
- $X_0 - X_3 = 120 \text{ V.}$
- $X_1 - X_2 = 208 \text{ V.}$
- $X_2 - X_3 = 210.9 \text{ V.}$
- $X_3 - X_1 = 209 \text{ V.}$
- Fase 1 = 1.7 Ω .
- Fase 2 = 7.3 Ω .
- Fase 3 = 1.1 Ω .

La relación de transformación del transformador A3 fue:

- $a_1 = \frac{430 \text{ V}}{208 \text{ V}} = 2.06$
- $a_2 = \frac{435.9 \text{ V}}{210.9 \text{ V}} = 2.06$
- $a_3 = \frac{434 \text{ V}}{209 \text{ V}} = 2.07$

Los datos de la relación de transformación para ambos transformadores fueron satisfactorios, debido a que la relación de transformación es de dos y los datos obtenidos no excedieron el valor en $\pm 0.5 \%$ de error permitido.

3.4. Fase 3 - Verificar

En esta fase se realizó una comparación de los resultados previstos con los que posteriormente se obtuvieron.

A causa del tiempo que llevan en servicio los transformadores y debido a su falta de mantenimiento se esperaba que al realizar las pruebas estos arrojarán resultados desfavorables, indicando un estado crítico y la necesidad de recurrir a un mantenimiento correctivo; pero una vez que se llevó a cabo el mantenimiento se pudo observar que el estado en el que se encuentran los transformadores es bastante favorable, puesto que estos aún cuentan con un buen sistema de aislamiento y no presentan algún daño grave.

3.5. Fase 4 - Actuar

Con la realización del mantenimiento se logró conocer un poco acerca del estado en el cual se encuentran operando los transformadores A2 y A3, el cual no es un estado de daño crítico, por lo que se recomienda realizar un mantenimiento preventivo como el realizado en este trabajo para todos los transformadores faltantes de la Facultad y llevar a cabo un plan de mantenimiento periódico de los mismos.

Conclusiones

Gracias a todo lo anterior podemos interpretar que los transformadores no se encuentran en un estado crítico a pesar de sus años de servicio y su falta de mantenimiento. De manera análoga el manual generado será de utilidad para que futuras personas puedan realizar con mayor facilidad los pasos para el desarrollo del plan de mantenimiento mensual, semestral y anual propuesto.

Si el departamento de Mantenimiento considera apropiado el añadir más pruebas al plan de mantenimiento puede hacerlo ya que esto es solo una propuesta.

Anexos

1. Checklist Mensual

Checklist mensual

	Facultad de Estudios Superiores Plantel Argón Ingeniería Eléctrica Electrónica	
---	---	---

Fecha:	domingo, 9 de octubre de 2022
Equipo a revisar:	

Operario:		Firma:	
T. aprox:	15 min.	Hora inicio:	
		Hora final:	

Notas de seguridad:	Mantenga las distancias de seguridad a cualquier terminal del transformador ENERGIZADO y asegúrese que el gabinete del equipo esta firmemente aterrizado. No se toque ningun componente del equipo si no esta seguro de ello.
----------------------------	--

Herramientas:	
Amperímetro de gancho	
Termómetro infrarojo	
Multímetro	
Lámpara	

Equipo de protección:	
Botas	
Guantes aislantes	
Playera de algodón	

Activiades		Lectura	Unidad
Inspeccionar de manera visual el transformador	-	-	-
Verificar la ausencia de ruidos y vibraciones excesivas	-	-	-
Checar la temperatura de las terminales:	X0		
	X1		
	X2		
	X3		
	H1		
	H2		
	H3		
Revisar la temperatura ambiente donde se encuentra el transformador	-		
Revisar la temperatura de los devanados del transformador	1 (H1)		
	2 (H2)		
	3 (H3)		
Verificar la corriente de carga del transformador	Fase 1		
	Fase 2		
	Fase 3		
Verificar el voltaje de línea del transformador	X1 - X2		
	X1 - X3		
	X2 - X3		

2. Checklist Semestral

Checklist semestral

	Facultad de Estudios Superiores Plantel Argón Ingeniería Eléctrica Electrónica	
---	---	---

Fecha:	domingo, 9 de octubre de 2022
Equipo a revisar:	

Operario:		Firma:	
T. aprox:	45 min.	Hora inicio:	
		Hora final:	

Notas de seguridad:	<p>Antes de realizar cualquier trabajo de mantenimiento cerca de las terminales del transformador, asegúrese que se encuentre desenergizado. Conecte a tierra las terminales del transformador antes de maniobrar en la parte superior del mismo. Fallas al desenergizar el transformador pueden conducir a daños en el equipo, severo daño personal o la muerte.</p>
----------------------------	---

Herramientas:	
Matraca y dados	
Brocha y paño suave	
Sopladora	
Aspiradora	
Escoba	
Recogedor	
Desarmador plano	
Limpiador de contactos	
Lámpara	

Equipo de protección:	
Botas	
Playera de algodón	

Actividades	
Inspeccionar de manera visual el transformador	
Limpieza de polvo, telarañas y basura	
Limpieza del transformador y sus componentes con una brocha y un paño suave	
Aplicar limpiador de contactos a las partes metálicas del transformador	
Aplicar limpiador de contactos a los componentes del transformador y su tornillería	
Revisar las terminales de conexión y aprietes de tornillería	
Revisar la decoloración de las terminales por posibles calentamientos o falsos contactos	
Verificar de manera visual el aislamiento de las bobinas	
Revisar que no exista corrosión en partes de metal y tornillería	
Verificar ausencia de piezas sueltas o tornillos flojos	

3. Pruebas

3.1. Prueba de Resistencia de Aislamiento de Devanados

Prueba de resistencia de aislamiento de los devanados

	Facultad de Estudios Superiores Plantel Argón Ingeniería Eléctrica Electrónica	
---	---	---

Fecha:	domingo, 9 de octubre de 2022
Equipo a revisar:	

Notas de seguridad: Antes de realizar cualquier trabajo de mantenimiento cerca de las terminales del transformador, asegúrese que se encuentre desenergizado. Conecte a tierra las terminales del transformador antes de maniobrar en la parte superior del mismo. Fallas al desenergizar el transformador pueden conducir a daños en el equipo o severo daño personal o la muerte.

Operario:	Firma:	
T. aprox: 15 min.	Hora inicio:	Hora final:

Herramientas:	
Megóhmetro	
Cinco cables caimán	
Cronómetro	
Lámpara	

Equipo de protección:	
Botas	
Playera de algodón	

BT - tierra	
Tiempo	MΩ
10 seg	
20 seg	
30 seg	
40 seg	
50 seg	
60 seg	

AT - tierra	
Tiempo	MΩ
10 seg	
20 seg	
30 seg	
40 seg	
50 seg	
60 seg	

AT - BT	
Tiempo	MΩ
10 seg	
20 seg	
30 seg	
40 seg	
50 seg	
60 seg	

Notas:	
---------------	--

3.2. Prueba de Resistencia Óhmica de los Devanados

Prueba de resistencia óhmica

	Facultad de Estudios Superiores Plantel Argón Ingeniería Eléctrica Electrónica	
---	---	---

Fecha:	domingo, 9 de octubre de 2022
Equipo a revisar:	

Notas de seguridad:	Antes de realizar cualquier trabajo de mantenimiento cerca de las terminales del transformador, asegúrese que se encuentre desenergizado. Conecte a tierra las terminales del transformador antes de maniobrar en la parte superior del mismo. Fallas al desenergizar el transformador pueden conducir a daños en el equipo o severo daño personal o la muerte.
----------------------------	---

Operario:	Firma:	
T. aprox: 30 - 40 min.	Hora inicio:	Hora final:

Herramientas:	
Puente de Wheatstone	
Dos cables	
Dos cables caimán	
Lámpara	

Equipo de protección:	
Botas	
Playera de algodón	

Terminales	Lectura	Ohms
X0 - X1		
X0 - X2		
X0 - X3		
H1 - H2		
H1 - H3		
H2 - H3		

Notas:	
---------------	--

3.3. Prueba de Relación de Transformación, Método del TTR

Prueba de relación de transformación Método del TTR

	Facultad de Estudios Superiores Plantel Argón Ingeniería Eléctrica Electrónica	
---	---	---

Fecha:	domingo, 9 de octubre de 2022
Equipo a revisar:	

Notas de seguridad:	Antes de realizar cualquier trabajo de mantenimiento cerca de las terminales del transformador, asegúrese que se encuentre desenergizado. Conecte a tierra las terminales del transformador antes de maniobrar en la parte superior del mismo. Fallas al desenergizar el transformador pueden conducir a daños en el equipo o severo daño personal o la muerte.
----------------------------	---

Operario:	Firma:	
T. aprox: 15 min.	Hora inicio:	Hora final:

Herramientas:	
TTR	
Dos cables	
Extensión	
Lámpara	

Equipo de protección:	
Botas	
Playera de algodón	

Lectura	Rel. de transf.	% de desviación	Voltaje de salida	Ángulo de fase
Aa				
Bb				
Cc				

Notas:	
---------------	--

3.4. Prueba de Relación de Transformación, Método de Corrientes y Voltajes

Prueba de relación de transformación
Método de corrientes y voltajes

	Facultad de Estudios Superiores Plantel Argón Ingeniería Eléctrica Electrónica	
---	---	---

Fecha: domingo, 9 de octubre de 2022

Equipo a revisar: _____

Notas de seguridad: Mantenga las distancias de seguridad a cualquier terminal del transformador ENERGIZADO y asegúrese que el gabinete del equipo esta firmemente aterrizado. No se toque ningún componente del equipo si no esta seguro de ello.

Operario: _____	Firma: _____	Hora final: _____
T. aprox: 5 min.	Hora inicio: _____	

Herramientas:	
Multímetro	
Amperímetro de gancho	
Lámpara	

Equipo de protección:	
Botas	
Playera de algodón	

Fase	Lectura	Unidad
1 (X1)		A
2 (X2)		A
3 (X3)		A
1 (H1)		A
2 (H2)		A
3 (H3)		A

Terminales	Lectura	Unidad
X0 - X1		V
X0 - X2		V
X0 - X3		V
X1 - X2		V
X2 - X3		V
X3 - X1		V

Terminales	Lectura	Unidad
H1 - H2		V
H1 - H3		V
H2 - H3		V

Notas: _____

5. Libranza

Nezahualcóyotl, Estado de México a 31 de junio de 2022

Estimado José Luis Ramírez

Sirva la presente para solicitar a usted su valioso apoyo y autorización para que el día sábado 02 de junio del año en curso se permita el acceso de la que suscribe y el M. en C. Rodrigo Ocón de la carrera de IEE, para llevar a cabo la libranza de los transformadores ubicados en el edificio A3 y A2 de la Facultad y de esta forma realizar el mantenimiento preventivo a estos.

Sin otro particular y en espera de su aprobación, quedó de usted.

Medina Cuéllar Julieta Roxana

6. Manual de la Propuesta del Plan de Mantenimiento Mensual, Semestral y Anual

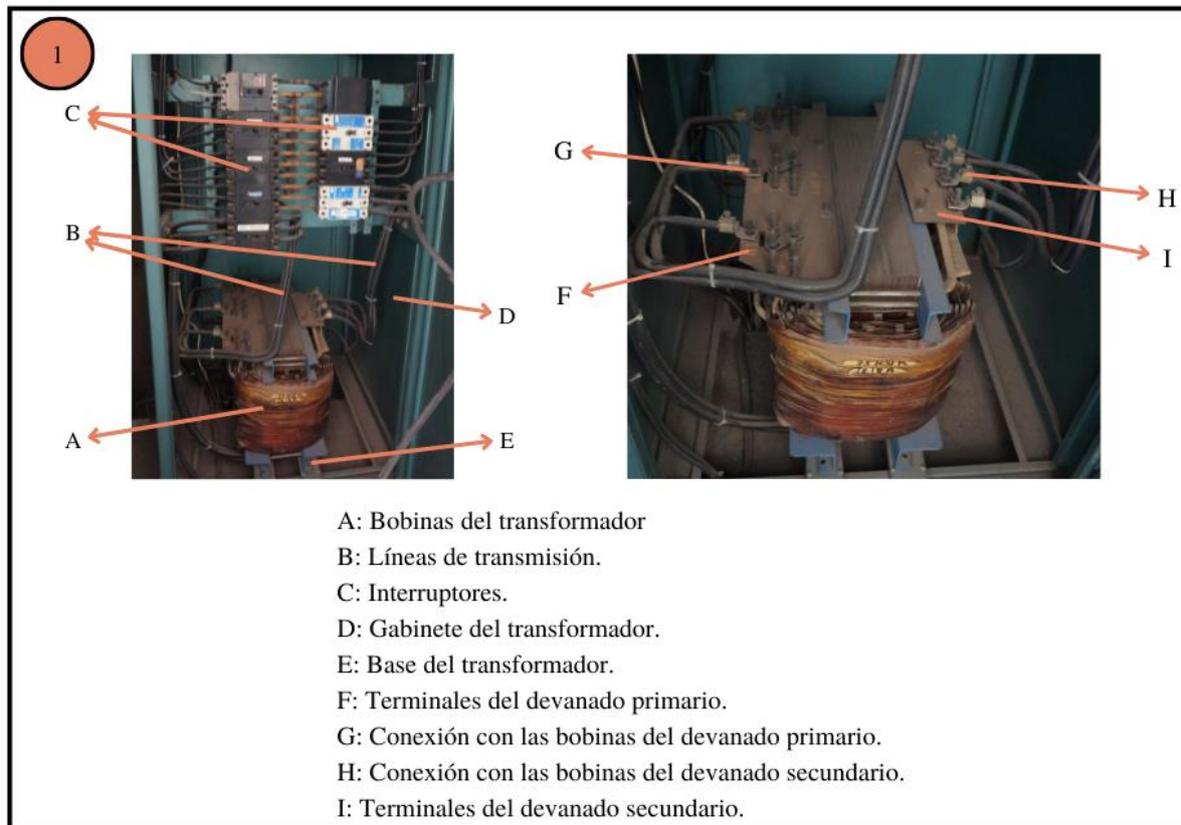
Capítulo 1

Información general

IDENTIFICACIÓN DE LAS PARTES DE UN TRANSFORMADOR

mismas características principales (**Figura 1**).

Existen diversos modelos de transformadores, pero todos cuentan con las



IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS

Megger KPS MA10

Este instrumento (**Figura 2**) es necesario para la realización de la *prueba de resistencia de aislamiento de los devanados*, su función principal es medir la resistencia de aislamiento de cables y bobinas; ya sea respecto a tierra o entre fase.





Puente de Wheatstone 2755

El puente de Wheatstone (**Figura 3**) es necesario para llevar a cabo la *prueba de resistencia de aislamiento*, el cual se utiliza para determinar el valor absoluto de una resistencia mediante la comparación con otras tres resistencias conocidas.



Transformer Turn Ratio (TTR) Prova 1660

Este instrumento (**Figura 4**) es útil para ejecutar la *prueba de relación de transformación*, su utilización da a conocer la relación de transformación, además de que proporciona el porcentaje de desviación, el voltaje de salida y el ángulo de fase.



Multímetro FLUKE 117

El multímetro (**Figura 5**) es un instrumento sumamente práctico, debido a que ayuda con la medición de diversas magnitudes como corrientes, voltajes, resistencias, capacitancias, etc.

Amperímetro de gancho FLUKE 323

La función principal del amperímetro de gancho (**Figura 6**) es medir la corriente sin la necesidad de interrumpir el paso de esta.

Termómetro infrarrojo Lasergrip 630

El termómetro infrarrojo (**Figura 7**) tiene la capacidad de comprobar la temperatura de un objeto sin la necesidad de tocarlo.

Ecuación 1

$$Rx = FM \cdot VT$$

Donde:

Rx = resistencia desconocida medida en Ω .

FM = factor multiplicativo.

VT = valor total de las perillas de medición.

Ecuación 2

Para voltajes de fase:

$$a = \frac{V_p}{\sqrt{3} (V_s)}$$

Donde:

a = relación de transformación.

V_p = voltaje primario o de entrada medido en Volts (V).

V_s = voltaje secundario o de salida (V).

Ecuación 3

Para voltajes de línea:

$$a = \frac{V_p}{V_s}$$

Donde:

a = relación de transformación.

V_p = voltaje primario o de entrada (V).

V_s = Voltaje secundario o de salida (V).

Ecuación 4

Para corrientes:

$$a = \frac{I_p}{I_s}$$

Donde:

a = relación de transformación.

I_p = corriente primaria o de entrada medida en Amperes (A).

I_s = corriente secundaria o de salida (A).

Tabla 1. Ajuste de la perilla de multiplicar.

Valor de Rx	Factor Multiplicativo
Menos de 10 Ω	0.001
10 Ω - 100 Ω	0.01
100 Ω - 1k Ω	0.1
1 k Ω - 10 k Ω	1.0
10 k Ω - 100 k Ω	10.0
100 k Ω - 1 M Ω	100.0
1 M Ω - 10 M Ω	1000.0





Capítulo 2

Mantenimiento mensual

ADVERTENCIA

Mantenga las distancias de seguridad a cualquier terminal del transformador ENERGIZADO y asegúrese que el gabinete del equipo está firmemente aterrizado. No se toque ningún componente del equipo si no está seguro de ello.

INSPECCIÓN VISUAL DEL TRANSFORMADOR

Inspeccionar de manera general el transformador, verificando que no se encuentre alguna anomalía como cables sueltos.

NOTA

En caso de que se encuentre alguna anomalía, reportar de inmediato al encargado del área de mantenimiento.

VERIFICACIÓN DE LA AUSENCIA DE RUIDOS Y VIBRACIÓN EXCESIVAS

Por naturaleza un transformador genera ruidos y vibraciones, pero cuando estos llegan a ser más fuertes pueden provocar un calentamiento en el transformador; por ello es importante prestar atención a estos fenómenos.

CHEQUEAR LA TEMPERATURA DE LAS TERMINALES Y LOS DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR

Para tomar las mediciones de las temperaturas es necesario conocer las partes del termómetro infrarrojo Lasergrip 630 (**Figura 1**).



- 1.- Encender el termómetro infrarrojo presionando el gatillo de medición.
- 2.- Tomar las medidas de temperatura de las terminales (**Figura 2**) X_0 , X_1 , X_2 , X_3 , H_1 , H_2 y H_3 con el termómetro infrarrojo a 30 cm de distancia presionando el gatillo de medición.
- 3.- Tomar las temperaturas de los devanados H_1 , H_2 y H_3 del transformador.



VERIFICACIÓN DE LAS CORRIENTES DE CARGA DEL TRANSFORMADOR

La corriente de carga del transformador se mide a través del amperímetro de gancho FLUKE 323 para ello se deben saber las partes de este (**Figura 3**).



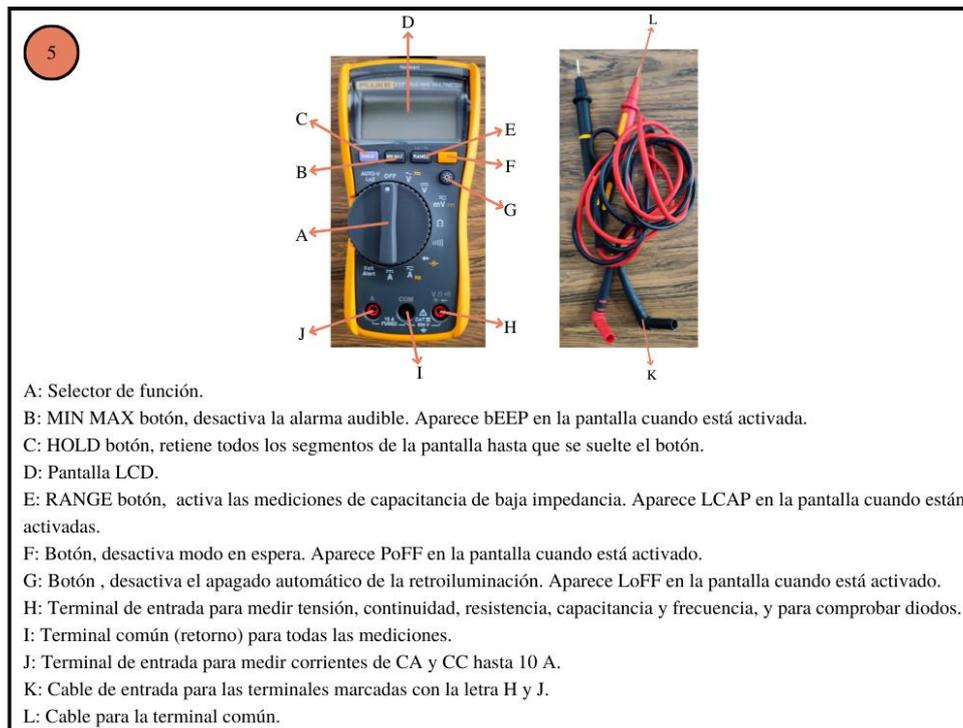
- 1.- Posicionar el selector de función en \tilde{A} .
- 2.- Tomar las mediciones de corriente (**Figura 4**) de la fase 1 (X_1), la fase 2 (X_2)

y la fase 3 (X_3) apretando el gatillo para abrir y cerrar la pinza.



COMPROBACIÓN DE LOS VOLTAJES DE LÍNEA DEL TRANSFORMADOR

Para conocer los valores de los voltajes de línea del transformador se hace uso del multímetro FLUKE 117, por lo que es indispensable conocer cómo está compuesto (**Figura 5**).



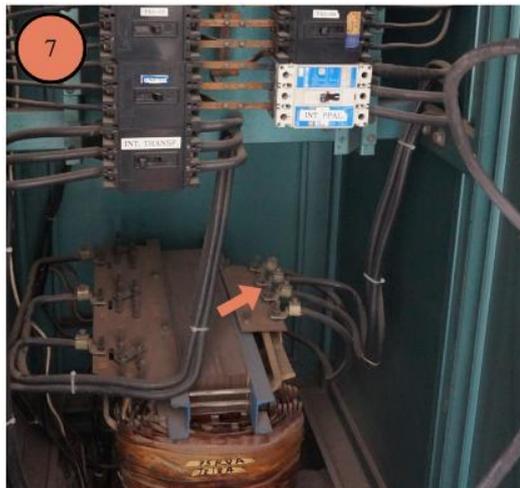
- 1.- Conectar el cable negro en la terminal común y el rojo en la terminal para medir tensión.
- 2.- Posicionar el selector de función en \tilde{V}^{Hz} .

NOTA

Al realizar esta medición comprobar que las puntas de los cables tienen un buen contacto con cada terminal a medir.

- 3.- Medir los voltajes de línea $X_1 - X_2$, $X_1 - X_3$ y $X_2 - X_3$, colocando las puntas del multímetro en las salidas del interruptor donde se encuentren conectadas las líneas

(Figura 6) o directo a las terminales del transformador (Figura 7).



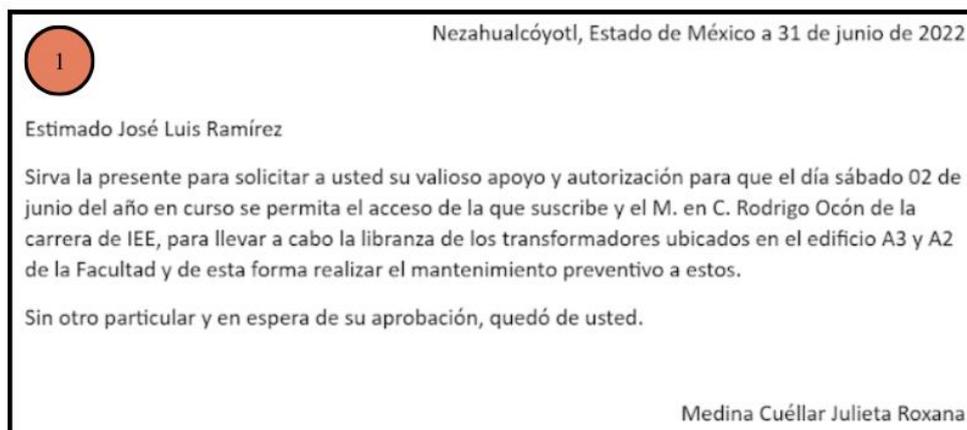
Capítulo 3

Mantenimiento semestral

LIBRANZA

Para llevar a cabo este mantenimiento es imprescindible desenergizar el transformador.

1.- Redactar una carta en formato libre (**Figura 1**), dirigida al encargado del área de superintendencia de obras solicitando el permiso para interrumpir la energía que alimenta al transformador.



DESENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR

1.- Desenergizar el transformador desde la subestación eléctrica (S, **Figura 2**).

NOTA

En caso de que se encuentre alguna anomalía, reportar de inmediato al encargado del área de mantenimiento.

ADVERTENCIA

Antes de realizar cualquier trabajo de mantenimiento cerca de las terminales del transformador, asegúrese que se encuentre desenergizado. Conecte a tierra las terminales del transformador antes de maniobrar en la parte superior del mismo. Fallas al desenergizar el transformador pueden conducir a daños en el equipo, severo daño personal o la muerte.



INSPECCIÓN VISUAL DEL TRANSFORMADOR

Inspeccionar de manera general el transformador, verificando que no se encuentre alguna anomalía como cables sueltos.

LIMPIEZA DEL TRANSFORMADOR Y SUS COMPONENTES

NOTA

Antes de comenzar, conectar una extensión de una fuente de energía para el uso de algunos equipos.



2.- Quitar las telarañas del cuarto donde se ubica el transformador.

3.- Conectar un ventilador y colocarlo en la parte superior del gabinete del transformador, esto con la intención de que el polvo producido circule.

4.- Soplar y aspirar el polvo del transformador, los interruptores, cables, y gabinetes (**Figura 4**).

5.- Con el cabezal de una escoba y una brocha remover la mayor cantidad posible de polvo de las bobinas y terminales del transformador, así como en los interruptores (**Figura 5**).



Aplicación de limpiador de contactos

1.- Colocar una pequeña cantidad de WD-40 a todas las conexiones, cables, terminales e interruptores (**Figura 6**).

2.- Con ayuda de una brocha y un paño suave extender el limpiador de contactos.



1.- Barrer toda la basura y el exceso de polvo del piso (**Figura 3**).

DECOLORACIÓN Y CORROSIÓN EN EL TRANSFORMADOR

Es importante revisar que las terminales del transformador no tengan alguna decoloración en sus partes metálicas, puesto que esto podría indicar un problema de calentamiento o un falso contacto.

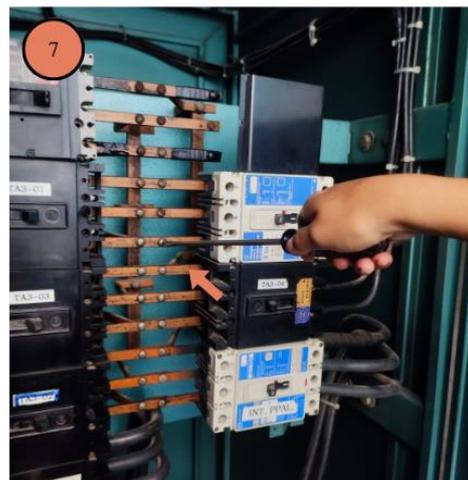
De igual manera checar que las partes metálicas y la tornillería del transformador no tengan algún tipo de corrosión.

INSPECCIÓN DE LA TORNILLERÍA DEL TRANSFORMADOR

- 1.- Revisar que las terminales del transformador se encuentren correctamente apretadas.
- 2.- Checar que no exista ningún tornillo o tuerca floja en los componentes del transformador; en caso de que esto no sea así, apretar el tornillo o tuerca (**Figura 7**).

VERIFICACIÓN VISUAL DEL AISLAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

Puesto que el aislamiento es una de las partes más importantes del transformador, es valioso revisar que este no se encuentre muy agrietado o roto.



Capítulo 4

Mantenimiento anual

DESENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR

1.- Desenergizar el transformador desde la subestación eléctrica.

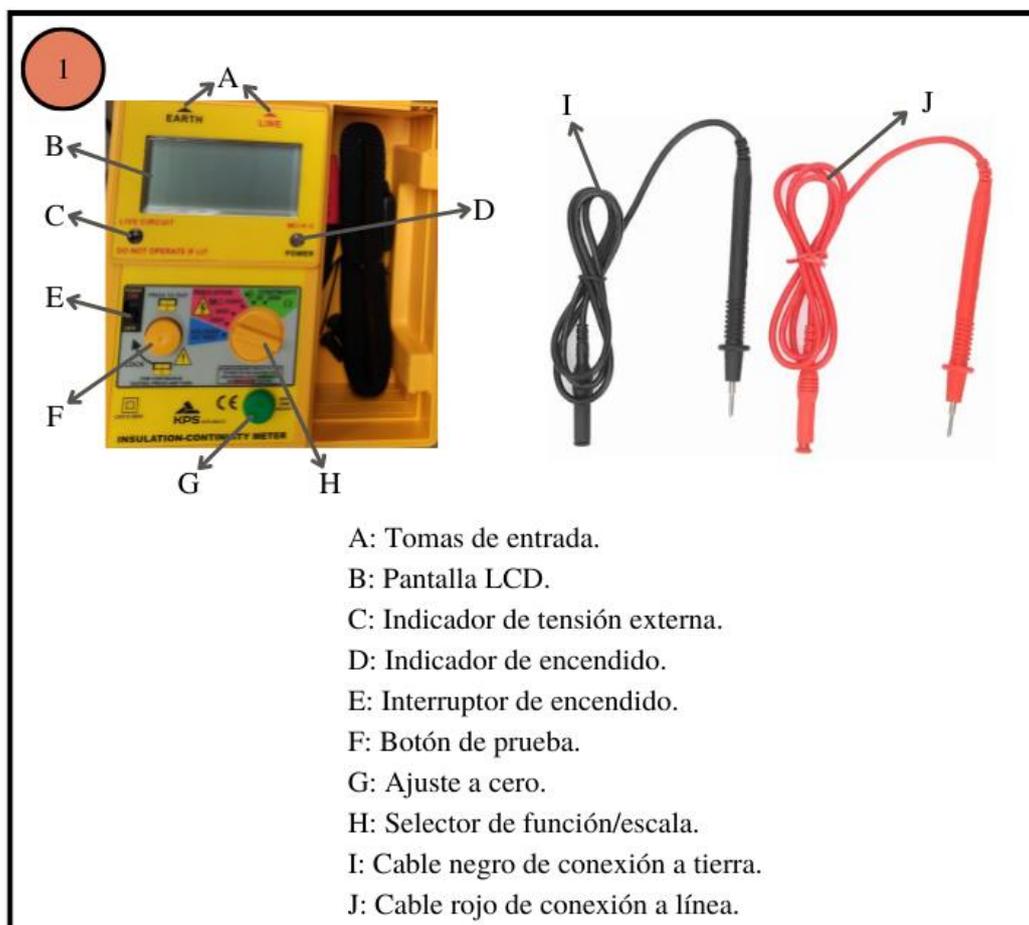
ADVERTENCIA

Antes de realizar cualquier trabajo de mantenimiento cerca de las terminales del transformador, asegúrese que se encuentre desenergizado. Conecte a tierra las terminales del transformador antes de maniobrar en la parte superior del mismo.

Fallas al desenergizar el transformador pueden conducir a daños en el equipo, severo daño personal o la muerte.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE LOS DEVANADOS

Para ejecutar esta prueba se recurre al uso del Megger KPS MA10, por lo que es importante conocer las partes de este (**Figura 1**).



1.- Desconectar las líneas de las bobinas, con ayuda de una matraca, una extensión de matraca y un dado (**Figura 2**).

2.- Etiquetar las líneas con su respectiva terminal (**Figura 3**).

3.- Cortocircuitar las bobinas X_0 , X_1 , X_2 y X_3 con ayuda de un cable desnudo o 3 cables caimanes (**Figura 4**).

4.- Cortocircuitar las bobinas H_1 , H_2 , H_3 con ayuda de un cable desnudo o 2 cables caimanes (**Figura 5**).

5.- Conectar el cable negro a la toma de entrada EARTH y el otro extremo a tierra; la cual puede ser a una parte metálica de la cuba del transformador.

6.- Conectar el cable rojo a la toma de entrada LINE y el otro extremo a una terminal de AT.

7.- Mover el interruptor de encendido a la posición de ON (**Figura 6**) y seleccionar el voltaje de prueba con el selector de función/escala, ya sean 250 V o 500 V (**Figura 7**).

PRECAUCIÓN

Debido a la edad de los transformadores de la FES, no se recomienda exceder los 500 V para realizar la prueba.

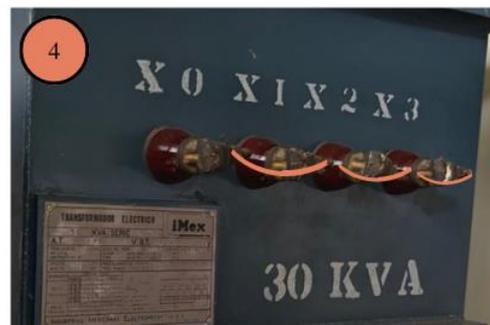
NOTA

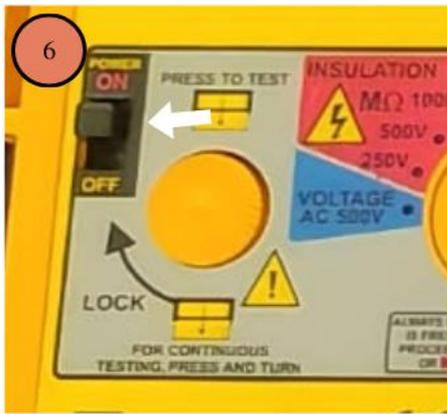
Es importante tener siempre a la mano un cronómetro que sea de preferencia digital, ya que como se mencionó anteriormente esta prueba es en base al tiempo.

8.- Para dar inicio a la prueba, pulsar el botón de prueba y girarlo en sentido horario como se indica en la flecha LOCK (**Figura 8**); al mismo instante dar inicio al cronómetro.

NOTA

El giro en sentido horario del botón de prueba no es totalmente necesario, pero ayuda a mantener el botón pulsado, lo que es indispensable para que el equipo continúe realizando la medición.





9.- Tomar nota cada 10 seg del valor entregado en MΩ (Figura 9).

10.- Transcurrido el minuto girar en sentido antihorario y soltar el botón de prueba; de igual forma detener el cronómetro y reiniciarlo.

11.- Desconectar el cable rojo y conectarlo a una terminal de BT.

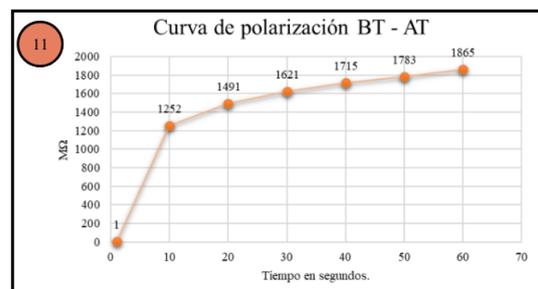
12.- Teniendo la conexión nueva, repetir los pasos 8, 9, y 10.

13.- Desconectar el cable negro y conectarlo a una terminal de AT.

14.- Repetir los pasos 8, 9, y 10.

15.- Realizar una tabla (Figura 10) y con ella una gráfica de MΩ - tiempo para las conexiones BT - tierra, AT - tierra y BT - AT (Figura 11).

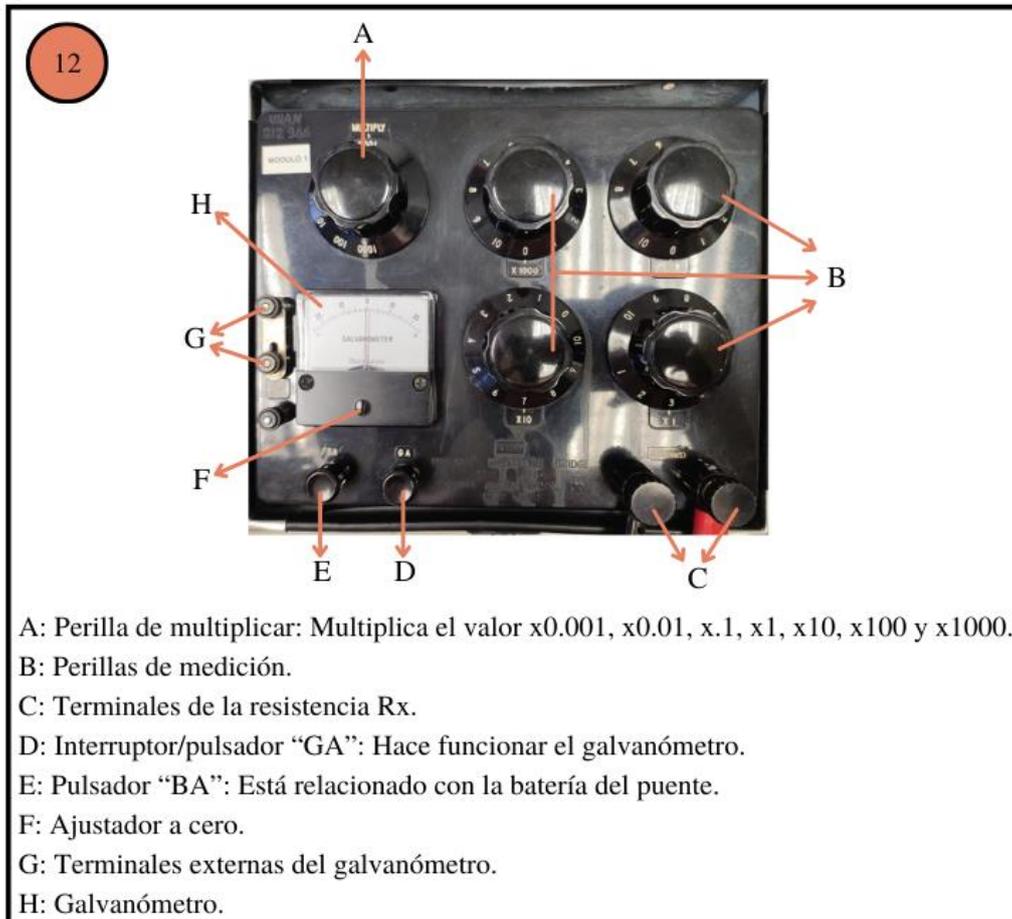
10	MΩ	Tiempo
	1	1
	1252	10
	1491	20
	1621	30
	1715	40
	1783	50
	1865	60



PRUEBA DE RESISTENCIA ÓHMICA DE LOS DEVANADOS

Con el fin de ejecutar esta prueba de una manera eficiente, es necesario emplear

el Puente de Wheatstone 2755; por lo tanto, es importante tener el conocimiento de los elementos que conforman este instrumento (**Figura 12**).



1.- Verificar que el galvanómetro esté calibrado e indique cero.

NOTA

En caso de que el galvanómetro no indique cero, este se deberá ajustar al punto cero con el ajustador a cero.

2.- Con ayuda del multímetro FLUKE 117 medir la resistencia Rx (**Figura 13**), con la intención de tener un aproximado del valor que se busca.

3.- Posicionar el selector de función en Ω .

4.- Colocar el cable negro en la terminal común y el rojo en la terminal para medir resistencia; y sus extremos en $X_0 - X_1$ respectivamente.

5.- Conectar dos cables con puntas conductoras a las terminales de la resistencia Rx (**Figura 14**) y sus extremos a las bobinas $X_0 - X_1$.

6.- A raíz de lo que se obtiene en los resultados del punto 5, elegir el factor multiplicativo más óptimo con la perilla de multiplicar de acuerdo a la **Tabla 1**.

7.- Con el factor multiplicativo elegido, mover las perillas de medición hasta lograr que al presionar los pulsadores GA y BA la manecilla del galvanómetro se mantenga en cero.

NOTA

Cuando la aguja se deflexione hacia el lado positivo es necesario incrementar las perillas de medición y cuando se deflexione hacia el lado negativo se debe disminuir el valor de dichas perillas.

8.- Realizar la **Ecuación 1**:

9.- Tomar las medidas de temperatura del devanado en cuestión con el termómetro infrarrojo Lasergrip 630 a 30 cm de distancia presionando el gatillo de medición.

10.- Tomar la temperatura ambiente con el termómetro infrarrojo.

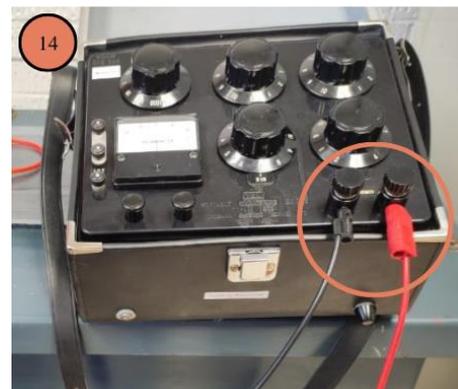
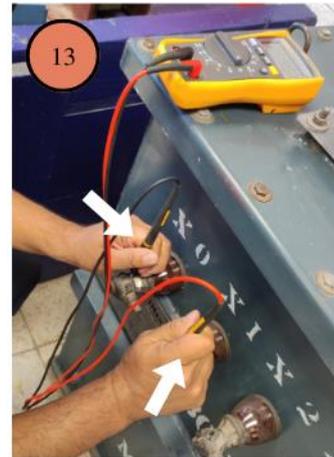
11.- Repetir el paso 4 pero para $X_0 - X_2$

12.- Desconectar los cables de las bobinas $X_0 - X_1$.

13.- Conectar los cables a $X_0 - X_2$.

14.- Repetir los pasos 6, 7, 8, 9 y 10.

7.12.- Continuar con las conexiones $X_0 - X_3$, $H_1 - H_2$, $H_2 - H_3$ y $H_3 - H_1$; y repetir los pasos 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10, respetando que cada conexión se realiza individualmente.



PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Método del TTR

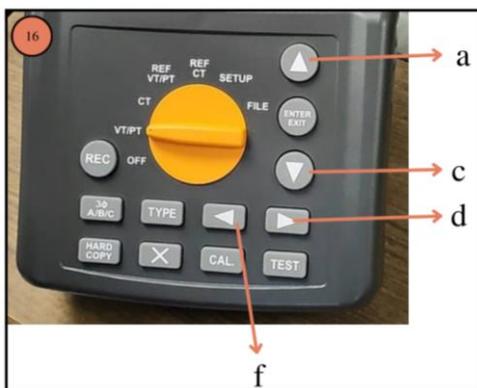
La realización de este método se ejecuta con el instrumento TTR, por ello es fundamental tener el conocimiento de los componentes de este (**Figura 15**)

- 1.- Encender el TTR posicionando el selector de función en la opción REF VT/PT.
- 2.- Seleccionar el modo de operación para un transformador de potencia.

15

A: Entradas de cables de conexión.
 B: Pantalla LCD.
 C: Botones.
 D: Selector de función.
 E: Cables de conexión para BT.
 F: Cables de conexión para AT.

a: Botón, ayuda a seleccionar el último elemento o el último archivo cuando el selector de función se encuentra en REF VT/PT, REF CT, SETUP o FILE.
 b: ENTER EXIT botón, en el rango REF VT/PT o REF CT muestra u oculta el teclado del software. En la lista de archivos, pulse este botón para seleccionar o salir de un archivo.
 c: Botón, ayuda a seleccionar el siguiente elemento o el siguiente archivo cuando el interruptor se encuentra en REF VT/PT, REF CT, SETUP o FILE.
 d: Botón, incrementa el valor en 1 o muestra el archivo de la página siguiente; o si se mantiene pulsado este botón durante 2 segundos se incrementan rápidamente los valores, cumpliendo que los rangos seleccionados sean REF VT/PT, REF CT, SETUP o FILE.
 e: TEST botón, inicia la medición de la relación de giro del transformador.
 f: Botón, disminuye el valor en 1 o muestra el archivo de la página anterior; o si se mantiene pulsado este botón durante 2 segundos se disminuyen rápidamente los valores, cumpliendo que los rangos seleccionados sean REF VT/PT, REF CT, SETUP o FILE.
 g: CAL. botón, calibrar el ángulo de fase.
 h: DELETE botón, borra datos del archivo seleccionado.
 i: TYPE botón, selecciona el tipo de conexión del devanado del transformador.
 j: HARD COPY botón, guarda la pantalla como archivo BMP.
 k: 3Ø A/B/C botón, intercambia fases en un transformador trifásico.
 l: REC botón, grabador de mediciones.



3.- Realizar los ajustes de nombre, voltajes, tipo de conexión, frecuencia y factor de referencia de corrección; con ayuda de los botones “a” y “c” para seleccionar el parámetro anterior o siguiente y los botones “f” y “d” (Figura 16) para aumentar o disminuir el valor de los parámetros.

4.- Una vez finalizados los ajustes, presionar la frase “Save as” (Figura 17).

5.- Presionar el botón ENTER EXIT.

6.- Posicionar el selector de función en VT/PT.

17

NAME:	NEW-PT-800	BT
Type:	UT/PT	1#STD
Frequency:	70Hz	
Primary:	800UN	
Secondary:	1.0UN	
RCF:	1.00000	

Save
Save As...

Una vez realizados los pasos anteriores en la parte inferior derecha de la pantalla se desplegarán las conexiones a realizar (Figura 18).

7.- Realizar las conexiones que se indican en la pantalla y comenzar el cálculo presionando el botón TEST.

Finalizado el análisis, el equipo despliega 5 datos (**Figura 19**): la relación de transformación (ratio), la desviación entre la relación y la referencia (deviation), el voltaje de salida (output), el voltaje y corriente de excitación (EC) y el ángulo de fase (phase).

8.- Ya obtenidos los resultados de la primera fase, presionar el botón 3Ø A/B/C para cambiar la fase.

9.- Repetir los pasos 7 y 8 para la siguiente fase.

10.- Realizar el paso 7 para la última fase y así obtener todos los resultados (**Figura 20**).

Método de corrientes y voltajes

NOTA

Si se opta por realizar esta prueba por este método, es necesario conectar las líneas de transmisión a sus respectivas terminales y energizar el transformador.

ADVERTENCIA

Mantenga las distancias de seguridad a cualquier terminal del transformador ENERGIZADO y asegúrese que el gabinete del equipo está firmemente aterrizado. No se toque ningún componente del equipo si no está seguro de ello.

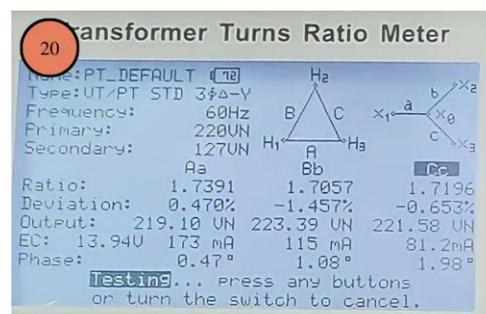
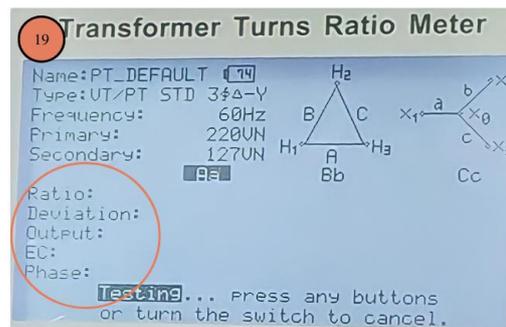
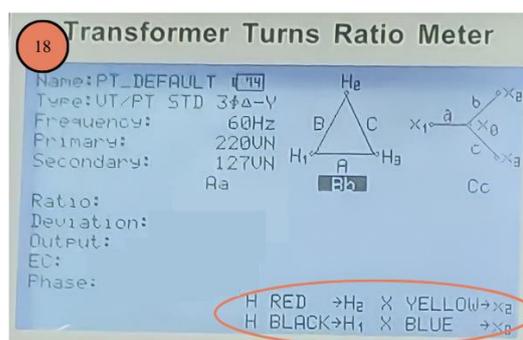
1.- En el multímetro FLUKE 117 colocar el selector de función en \tilde{V}^{Hz} , el cable negro en la terminal común y el rojo en la terminal para medir tensión.

2.- Medir los voltajes de $H_1 - H_2$, $H_2 - H_3$ y $H_3 - H_1$ (voltajes de fase = línea) para el lado de AT y para el lado de BT medir $X_0 - X_1$,

$X_0 - X_2$, $X_0 - X_3$ (voltajes de fase), $X_1 - X_2$, $X_1 - X_3$ y $X_2 - X_3$ (voltajes de línea).

3.- Tomar las mediciones de corriente de las fases de entrada (H_1 , H_2 y H_3) y las fases de salida (X_1 , X_2 y X_3) del transformador con el uso del amperímetro de gancho FLUKE 323.

4.- Dependiendo de qué valores se elijan para calcular la relación de transformación, será la ecuación a utilizar (**ecuación 2**, **ecuación 3** o **ecuación 4**).



Referencias

- ABB. (2007). *ABB*. Obtenido de https://library.e.abb.com/public/9b7a293c90c90788852573fa007b78dc/1ZCL000002EG-ES_Manual%20del%20Usuario.pdf
- Alcón Mesa, J. (Junio de 2010). *Universidad Carols III de Madrid*. Obtenido de https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/10377/PFC_Estudio;jsessionid=E4BF9BCB4BA BF0B5AD5667731AF31786?sequence=1
- Arnoux, C. (s.f.). *AEMC*. Obtenido de <https://www.aemc.com/userfiles/files/resources/applications/megohmmeters/Understanding-IRT-SP.pdf>
- Avelino Pérez, P. (2008). *Transformadores de distribución*. México: Reverté. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/533477118/Transformadores-de-Distribucion>
- Chapman, S. (2012). *Máquinas eléctricas*. México: McGraw Hill. Obtenido de https://www.academia.edu/36699966/M%C3%A1quinas_El%C3%A9ctricas_5ta_Edici%C3%B3n_Stephen_J_Chapman_FREELIBROS_ORG
- CIGRE. (Febrero de 2011). *Academia*. Obtenido de https://www.academia.edu/15493047/Guide_for_Transformer_Maintenance_Guide_for_Transformer_Maintenance?fbclid=IwAR305EyvPFxKcT_QKZefG5Lnejxd7aUWyNIVYtykmSn-iqRcLJqiHRWC5_o
- Comisión Federal de Electricidad. (04 de Agosto de 2011). *potcorporativo*. Obtenido de <https://potcorporativo.cfe.mx/I%20Marco%20normativo/Documento%20completo%20de%20cada%20norma/Manual%20de%20organizaci%C3%B3n%20general.pdf>
- Comisión Federal de Electricidad. (Octubre de 2015). *CFE*. Obtenido de <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/c/K0000-20.pdf>
- Comisión Federal de Electricidad. (s.f.). *CFE*. Obtenido de <https://www.cfe.mx/nuestraempresa/pages/historia.aspx>
- de la Cruz Cruz, E. A., & Vargas Ortega, J. (2008). *IPN*. Obtenido de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/2737/PRUEBASPRINCIPALESANTRANSFORAMADOR.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- de la Garza Toledo, E., Melgoza, J., de la Garza, L., Laviada, E., Trujillo, M., Sánchez, V., . . . Rojo, G. (1994). *Historia de la Industria Eléctrica en México, Tomo I*. México: Colección

- CSH. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/230574017/De-La-Garza-Toledo-Enrique-Historia-de-La-Industria-Elctrica-en-Mexico-Tomo-II>
- Diario Oficial de la Federación. (11 de Mayo de 1972). *DOF*. Obtenido de <https://dof.gob.mx/index.php?year=1972&month=05&day=11#gsc.tab=0>
- Diario Oficial de la Federación. (22 de Abril de 1988). *DOF*. Obtenido de https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4731740&fecha=22/04/1988#gsc.tab=0
- ENSA. (Septiembre de 2011). *ENSA*. Obtenido de https://www.ensa.com.pa/sites/default/files/no.ccom_.08.01_transformadores_ver_01.docx.pdf
- Fitzgerald, A., Kingsley Jr., C., & Umans, S. (2004). *Máquinas eléctricas*. México: McGraw Hill. Obtenido de https://www.academia.edu/17314182/maquinas_electricas
- Focus Technology Co. Ltd. (2022). *Made in China*. Obtenido de https://es.made-in-china.com/co_dgmengtai/product_DC-1000V-LCD-Digital-Insulation-Meter-Megger-High-Voltage-Megohmmeter-Resistance-Meter_uoynuyroy.html?fbclid=IwAR0T-pEiWIKKe6yNxGXPW2N0j-ZkFa6Herqf4D_fGPxYMfTEXMCiT9wAtiY
- Furfari, F., & Coltman, J. (2002). The transformer. *IEEE Industry Applications Magazine*. Obtenido de <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=974352>
- García Garrido, S. (2003). *Organización y gestión integral del mantenimiento*. España: Diaz de Santos. Obtenido de https://www.academia.edu/41042547/Organizacion_y_gestion_integral_de_mante?fbclid=IwAR2Dyk7h_NqrTRein_TFeZbubK_ulAr8RNV1kszo07yD53BN3St1Njv3Zaw
- García Lázaro, A. (2017). De empresa de alumbrado a empresa de servicio de energía eléctrica: la CMGLE en la ciudad de México, 1896-1905. *Letras Históricas*, 123-143. Obtenido de <https://www.scielo.org.mx/pdf/lh/n15/2448-8372-lh-15-123.pdf>
- González Rodríguez, A., Rodríguez Jiménez, L., & Jara González, V. (2017). *Dspace*. Obtenido de <https://dspace.uclv.edu/cu/handle/123456789/9600?show=full>
- Guru, B., & Hizirolu, H. (2003). *Máquinas eléctricas y transformadores*. México: Oxford University Press. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/393718223/Bhag-S-Guru-Huseyin-R-Hizirolu-Maquinas-electricas-y-transformadores-OXFORD-Alfaomega-2003-pdf>

- Hillary, W., Jayarathna, K., Ranasinghe, L., Samarakoon, S., Rathnayake, N., Lucas, J., & Samarasinghe, R. (2017). *IEEE Xplore*. Obtenido de <https://ieeexplore.ieee.org/document/7980513/authors#authors>
- Jiménez Ortega, J. (2004). *Mantenimiento de máquinas eléctricas*. España: McGraw Hill. Obtenido de https://www.academia.edu/42119512/MANTENIMIENTO_DE_M%C3%81QUINAS_ELECTRICAS
- Kulkarni, S., & Khaparde, S. (2013). *Transformer engineering: design, technology, and diagnostics*. Boca Raton: CRC Press. Obtenido de <https://api.taylorfrancis.com/content/books/mono/download?identifierName=doi&identifierValue=10.1201/b13011&type=googlepdf>
- Margalló Gasco, I. (2012). *Universidad Carlos III de Madrid*. Obtenido de <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/16837>
- Mayuresh Akolkar, S., & Eknath Kushare, B. (19 de Mayo de 2014). Remaining Life Assessment of Power Transformer. *Journal of Automation and Control*, 45-48. Obtenido de <http://pubs.sciepub.com/automation/2/2/2/>
- Oficina de normas indias. (Marzo de 2009). *Resource*. Obtenido de <https://law.resource.org/pub/in/bis/S05/is.2026.8.2009.pdf>
- Olivares Galván, J., Venegas, M., & Magdalena, S. (s.f.). *IEE*. Obtenido de http://iee.azc.uam.mx/ilg/tms/Articulo_Historia_del_Transformador.pdf
- Ortega Lomelín, R., & Galeana, P. (2016). *La evolución consitucional de la energía a partir de 1917*. México: INEHRM. Obtenido de <https://www.inehrm.gob.mx/recursos/Libros/SENERGIA.pdf>
- Pérez Amador Barrón, V. (01 de Enero de 1992). *Repositorio Facultad de Ingeniería*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1807>
- Prova Instruments INC. (Abril de 2015). *Rapid tech*. Obtenido de <https://rapid-tech.com.au/wp-content/uploads/2016/03/Prova-1660-Users-Manual.pdf>
- Ras Oliva, E. (1994). *Transformadores de potencia, de media y protección*. España: Marcombo Boixareu. Obtenido de <https://dotorresg.files.wordpress.com/2011/12/transformadores-de-potencia-de-medida-y-de-proteccion.pdf>

- Robbins, A., & Miller, W. (2008). *Análisis de circuitos, teoría y práctica*. México: Cengage Learning. Obtenido de https://www.academia.edu/40200997/Analisis_de_Circuitos_Teor%C3%ADa_y_Practica_Robbins_Miller
- Rodríguez, J., & Orejuela, V. (2013). Modelo computacional para determinar el nivel óptimo de cargabilidad de los transformadores de potencia del sistema nacional interconectado. *Ingenius*, 36-41. Obtenido de <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=505554814005>
- Romero-Quete, A., Mombello, E., & Rattá, G. (30 de Marzo de 2016). Assessing the loss-of-insulation life of power transformers by estimating their historical loads and ambient temperature profiles using ANNs and Monte Carlo simulations. *DYNA*, 104-113. Obtenido de <http://www.scielo.org.co/pdf/dyna/v83n197/v83n197a14.pdf>
- RS Components Ltd. . (s.f.). *RS*. Obtenido de <https://uk.rs-online.com/web/p/transformer-turns-ratio-meters/1225408?fbclid=IwAR1x5OSXSt9I3FYowm2WCD7HZtZCuTquTkVFquPZoDh vGIXW5AuBT81IBkU>
- Senado, G. d. (16 de Mayo de 2018). *Senado de la República*. Obtenido de https://www.senado.gob.mx/64/gaceta_del_senado/documento/81162
- Solis Rojas, A. (26 de Enero de 2012). *ub.edu*. Obtenido de https://www.ub.edu/geocrit/Simposio/cSolis_Lageneracion.pdf
- Staff, E. (1965). *Circuitos magnéticos y transformadores*. Nueva York: Reverté. Obtenido de https://www.academia.edu/38305916/Circuitos_Magn%C3%A9ticos_y_Transformadores_EE_Staff_M_I_T
- Stevenson, W. (1985). *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*. México: McGraw Hill. Obtenido de https://www.academia.edu/28767469/William_D_Stevenson_Analisis_de_Sistemas_Electricos_de_Potencia_pdf
- Weedy, B. (1978). *Sistemas eléctricos de gran potencia*. España: Reverté. Obtenido de <https://archive.org/details/sistemas-electricos-de-gran-potencia-b-m-weedy-1978/page/502/mode/2up>

Yokogawa. (Octubre de 2017). *Yokogawa*. Obtenido de https://cdn.tmi.yokogawa.com/IM2755-97E.pdf?fbclid=IwAR1hq8RsjwbhMNbehfLbIRlhS3z2eNRCnAoZ_OY63eEhI0oGpNNb8JnLQs