



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y
AUTOMATISMO

TEMA:

**Mantenimiento predictivo en subestación de distribución de UCSG –
Facultad Técnica empleando termografía de rayos infrarrojos y Megger
Flucker**

AUTOR:

Ortíz Tisalema, Steeven Alexander

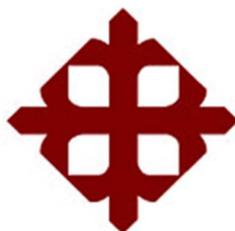
Trabajo de Titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELECTRÓNICO EN CONTROL Y AUTOMATISMO

TUTOR:

Ing. Romero Rosero, Carlos Bolívar

Guayaquil, Ecuador

18 de Septiembre del 2018



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y
AUTOMATISMO

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por el Sr.
Ortíz Tisalema, Steeven Alexander como requerimiento para la obtención
del título de **INGENIERO ELECTRÓNICO EN CONTROL Y
AUTOMATISMO.**

TUTOR

Ing. Romero Rosero, Carlos Bolívar

DIRECTOR DE CARRERA

Ing. Heras Sánchez, Miguel Armando

Guayaquil, 18 de septiembre del año 2018



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y
AUTOMATISMO

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Ortíz Tisalema, Steeven Alexander**

DECLARÓ QUE:

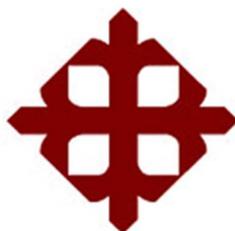
El trabajo de titulación **“Mantenimiento predictivo en subestación de distribución de UCSG – Facultad Técnica empleando termografía de rayos infrarrojos y Megger Flucker”** previo a la obtención del Título de **Ingeniero Electrónico en Control y Automatismo**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 18 días del mes de septiembre del año 2018

EL AUTOR

ORTÍZ TISALEMA, STEEVEN ALEXANDER



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y
AUTOMATISMO

AUTORIZACIÓN

Yo, **Ortíz Tisalema, Steeven Alexander**

Autorizó a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación: “**Mantenimiento predictivo en subestación de distribución de UCSG – Técnica empleando termografía de rayos infrarrojos y Megger Flucker**”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 18 días del mes de septiembre del año 2018

EL AUTOR

ORTÍZ TISALEMA, STEEVEN ALEXANDER

REPORTE DE URKUND

URKUND

Documento	Ortiz Steven.docx (D40979324)
Presentado	2018-08-26 11:07 (-05:00)
Presentado por	fernandopm23@hotmail.com
Recibido	edwin.palacios.ucsg@analysis.orkund.com
Mensaje	Revisión Steeven Ortiz Mostrar el mensaje completo 1% de estas 23 páginas, se componen de texto presente en 3 fuentes.

Lista de fuentes		Bloques	
+	Categoría	Enlace/nombre de archivo	
+		tr1matamoros26072015.pdf	
+		https://doi.org/10.3390/en10121987	✓
+		titulacion final.docx	
+		https://www.myflukestore.com/pdfs/cac...	✓
+		https://riunet.upv.es/handle/10251/83508	✓

Reiniciar Exportar Compartir

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL
DESARROLLO CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN
CONTROL Y AUTOMATISMO

1 Advertencia

TEMA: Mantenimiento predictivo en subestación de
distribución de UCSG-Facultad Técnica empleando
termografía de rayos infrarrojos y Megger Flucker

AUTOR: Ortiz Tisalema, Steeven Alexander

Trabajo de Titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELECTRÓNICO EN CONTROL Y AUTOMATISMO

TUTOR: Ing. Romero Rosero, Carlos Bolívar

Guayaquil, Ecuador

AGRADECIMIENTO

Agradezco este trabajo de titulación a Dios quien me dio la confianza, sabiduría y fortaleza necesarias para culminar mi carrera, a mis padres por darme su apoyo incondicional día a día, en el transcurso de mi carrera; al Ing. Tomas Bastidas, catedrático de la facultad técnica y a mi tutor el Ing. Carlos Romero, quienes me brindaron la oportunidad de iniciarme en el campo de los transformadores y sistemas de control

EL AUTOR

ORTÍZ TISALEMA, STEEVEN ALEXANDER

DEDICATORIA

Esta tesis es dedicada a mis padres, hermanos y sobrinos quienes sirvieron de inspiración y me ayudaron en todo momento, hasta ver culminada mi meta de ser Ingeniero.

EL AUTOR

ORTÍZ TISALEMA, STEEVEN ALEXANDER



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y
AUTOMATISMO

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. _____

M. SC. ROMERO PAZ, MANUEL DE JESÚS
DECANO

f. _____

M. SC. PALACIOS MELÉNDEZ, EDWIN FERNANDO
COORDINADOR DE ÁREA

f. _____

TOMAS GASPAR BASTIDAS CABRERA
OPONENTE

Índice General

Índice de Figuras	XII
Índice de Tablas.....	XIV
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	2
1.1. Introducción.....	2
1.2. Antecedentes.	3
1.3. Definición del problema.	5
1.4. Justificación del problema.	5
1.5. Objetivos del Problema de Investigación.....	5
1.5.1. Objetivo General.....	5
1.5.2. Objetivos Específicos.	5
1.6. Hipótesis.....	6
1.7. Metodología de Investigación.....	6
CAPÍTULO 2: FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	7
2.1. Introducción.....	7
2.2. Descripción general del transformador.....	8
2.2.1. Principio de funcionamiento.....	9
2.2.2. Principio de trabajo	11
2.3. Funcionamiento del transformador.	12
2.3.1. Circuito equivalente de un transformador.	12
2.3.2. Fuerza electromotriz en los bobinados.	14
2.4. Estado y prueba de cortocircuito.	15
2.5. Funcionamiento y pruebas sin carga.....	17
2.6. Estado de carga baja.	18
2.7. Tipos de transformadores.....	19

2.8.	Transformadores en sistemas de potencia (sistemas de transmisión y distribución).....	20
2.9.	Tipos especiales de transformadores.....	22
2.9.1.	Transformadores de instrumentos.....	22
2.9.2.	Autotransformadores.....	24
2.9.3.	Taps de transformador.....	26
CAPÍTULO 3: DIAGNÓSTICO DEL MANTENIMIENTO		28
3.1.	Pruebas de medición de resistencia de aislamiento en los transformadores de potencia.....	28
3.2.	Prueba de medición de relación de transformación.....	29
3.3.	Cámara de imagen térmica.....	30
3.4.	Aplicaciones de cámara térmica para transformadores.....	32
3.4.1.	Inspecciones de bajo voltaje.....	32
3.4.2.	Inspecciones de alto voltaje.....	32
3.5.	Ventajas y limitaciones de la termografía.....	33
3.6.	Equipo de pruebas con cámara termográfica.....	33
3.7.	Pruebas de termografía a los transformadores en alta tensión.....	36
3.6.1.	Pruebas termográficas al transformador fase A en alta tensión.....	36
3.6.2.	Pruebas termográficas al transformador fase B en alta tensión.....	37
3.6.3.	Pruebas termográficas al transformador fase C en alta tensión.....	38
3.8.	Pruebas de termografía a los transformadores en baja tensión.....	39
3.8.1.	Pruebas termográficas al transformador fase A en baja tensión.....	39
3.8.2.	Pruebas termográficas al transformador fase B en baja tensión.....	39

3.8.3. Pruebas termográficas al transformador fase C en baja tensión.	40
3.9. Pruebas de termografía al Breaker de distribución principal.	41
3.10. Resumen de los resultados obtenidos.	42
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	44
4.1. Conclusiones.....	44
4.2. Recomendaciones.....	44
Bibliografía.....	46

Índice de Figuras

Capítulo 2

Figura 2. 1: Representación gráfica de un transformador de potencia.	9
Figura 2. 2: Esquemático de la construcción de un transformador.	10
Figura 2. 3: Topología de bobinas de inducción y transformadores reales..	11
Figura 2. 4: Circuito equivalente del transformador.	12
Figura 2. 5: Breve circuito equivalente del transformador.....	13
Figura 2. 6: Equivalente de cortocircuito del transformador.....	15
Figura 2. 7: Gráfica característica de P_1 , I_1 y $\cos\phi$	16
Figura 2. 8: Diagrama esquemático del circuito de medición.....	17
Figura 2. 9: Circuito equivalente del transformador de dos devanados.	17
Figura 2. 10: Características básicas sin carga.	18
Figura 2. 11: Circuito equivalente simplificado.....	19
Figura 2. 12: Esquemático del sistema de energía o alimentación eléctrica.	22
Figura 2. 13: Transformador de corriente (CT).	23
Figura 2. 14: Transformador de potencial o voltaje.....	24
Figura 2. 15: Esquemático del circuito equivalente del autotransformador..	25
Figura 2. 16: Esquemático de un típico OLTC.	27

Capítulo 3

Figura 3. 1: Equipo MEGGER para pruebas de medición de resistencia de aislamiento.....	28
Figura 3. 2: Tabla de resultados del análisis de resistencia de aislamiento.	29
Figura 3. 3: Vista posterior de la cámara Fluke TiR3 FT-20.	34
Figura 3. 4: Vista frontal y superior de la cámara Fluke TiR3 FT-20.....	34
Figura 3. 5: Vista inferior de la cámara Fluke TiR3 FT-20.	35
Figura 3. 6: Resultado de termografía del transformador fase A en alta tensión.	37
Figura 3. 7: Resultado de termografía del transformador fase B en alta tensión.	37
Figura 3. 8: Resultado de termografía del transformador fase C en alta tensión.	38

Figura 3. 9: Resultado de termografía del transformador fase A en baja tensión.	39
Figura 3. 10: Resultado de termografía del transformador fase B en baja tensión.	40
Figura 3. 11: Resultado de termografía del transformador fase C en baja tensión.	40
Figura 3. 12: Resultado de termografía del breaker de distribución principal.	41
Figura 3. 13: Resultado de termografía del lado de alimentación del tablero principal.	42

Índice de Tablas

Capítulo 3

Tabla 3. 1: Resultados obtenidos de las pruebas de medición de relación de transformación.	30
Tabla 3. 2: Valores de emisividad.	31
Tabla 3. 3: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase A en alta tensión.	37
Tabla 3. 4: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase B en alta tensión.	38
Tabla 3. 5: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase C en alta tensión.	38
Tabla 3. 6: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase A en baja tensión.	39
Tabla 3. 7: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase A en baja tensión.	40
Tabla 3. 8: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase C en baja tensión.	41
Tabla 3. 9: Valores obtenidos por termografía en el breaker de distribución principal.	42
Tabla 3. 10: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase A en baja tensión.	42
Tabla 3. 11: Resumen de las pruebas realizadas a través de termografía. .	43
Tabla 3. 12: Costos anuales de mantenimiento.	43

Resumen

El presente trabajo de consiste en ejecutar el mantenimiento predictivo en la subestación de distribución de energía eléctrica de la facultad de educación técnica para el desarrollo, empleando termografía de rayos infrarrojos y Megger Flucker. Los resultados de la monitorización termográfica de transformadores de potencia se presentan en el documento. Es necesaria una supervisión constante de los transformadores de potencia lo que implica: medición de temperatura del núcleo, devanado, aceite, humedad del aceite, análisis de los gases disueltos en el aceite. También, se considera el alcance de análisis y frecuencia de la grabación durante la operación pueden variar (según el dispositivo). El aceite en el transformador se rellena y puede limpiarse (mediante tratamiento de vacío) durante las inspecciones de servicio. Permite la eliminación de la mayor parte del agua y la disolución del aceite. Esta acción mejora indirectamente el aislamiento del papel (la deshumidificación del aislamiento del papel se produce mediante la eliminación del agua del aceite del transformador). Se tomaron una serie de termografías. Las áreas en las superficies del transformador se analizaron para una temperatura más alta en aspectos de: condición de aislamiento eléctrico del transformador, área en la superficie, estación de la medición. El aumento de la temperatura provoca una disminución en el pico de resonancia en bobinados de diferentes diseños. Significa que el sobrecalentamiento de los metales, pero también de los aceites aislantes puede afectar la condición de la maquinaria eléctrica (condición de la maquinaria y parámetros de la energía transformada)

Palabras claves: TRANSFORMADORES, MANTENIMIENTO, PREDICTIVO, BOBINADO, PRIMARIO y SECUNDARIO.

ABSTRACT

The present work consists of executing Predictive Maintenance in the electric power distribution substation of the technical education faculty for the development of the electronic engineering career using infrared thermography and Megger Flucker. The results of thermographic monitoring of power transformers are presented in the document. It is necessary a constant supervision of the power transformers which implies: core temperature measurement, winding, oil, oil humidity, analysis of dissolved gases in the oil. Also, it is considered the scope of analysis and frequency of the recording during the operation may vary (depending on the device). The oil in the transformer is filled and can be cleaned (by vacuum treatment) during service inspections. It allows the elimination of most of the water and the dissolution of the oil. This action indirectly improves the insulation of the paper (the dehumidification of the paper insulation is produced by removing the water from the transformer oil). A series of thermographies were taken. The areas on the transformer surfaces were analyzed for a higher temperature in aspects of: electrical isolation condition of the transformer, area on the surface, measurement station. The increase in temperature causes a decrease in the resonance peak in windings of different designs. It means that the overheating of metals, but also of insulating oils can affect the condition of the electrical machinery (condition of the machinery and parameters of the transformed energy)

Keywords: TRANSFORMERS, MAINTENANCE, PREDICTIVE, WINDING, PRIMARY and SECONDARY.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción.

La termografía es una técnica de diagnóstico muy sensible, eficiente y ampliamente utilizada que se puede utilizar para la detección de sobrecalentamiento y para mediciones de temperatura precisas (bajo las condiciones indicadas). La emitancia, la temperatura reflejada y los valores de transmitancia deben analizarse para calcular la temperatura. El equipo eléctrico (motores, generadores, transformadores), así como los elementos del sistema de distribución (abrazaderas, conexiones, líneas) se diagnostican con frecuencia para la temperatura de la superficie. La presencia de un "punto caliente" en la superficie o el sobrecalentamiento de algún elemento puede ser evidencia de una condición incorrecta de la maquinaria o de malos parámetros de trabajo.

Los transformadores de potencia son elementos importantes en el sistema de distribución. Por este motivo, sus parámetros de funcionamiento se controlan constantemente, en particular la corriente, el voltaje, la temperatura del núcleo del transformador, la temperatura del bobinado, la temperatura del aceite (el líquido es tanto un aislante eléctrico como un refrigerante). La composición de los gases disueltos en el aceite del transformador también se controla, y puede ser indicativo del sobrecalentamiento de la maquinaria. Sin embargo, el método en sí es bastante caro.

La termografía se trata como un método de diagnóstico avanzado para la supervisión de la temperatura del transformador. El sobrecalentamiento de los transformadores de potencia de superficie puede ocurrir debido a pérdidas de energía o condiciones operacionales que podrían tratarse como fallas. Un sobrecalentamiento atípico de la superficie del transformador o una distribución atípica de la temperatura en la superficie podría evidenciar el deterioro progresivo de los elementos de la maquinaria (núcleo, bobinado, conexiones y abrazaderas) y/o el deterioro del aislamiento eléctrico (papel, aceite). Además, puede ser evidencia de condiciones de trabajo incorrectas

(condiciones del sistema de potencia que influyen en los parámetros de trabajo del transformador, condiciones ambientales inadecuadas, etc.).

La construcción del transformador, su condición o incluso la calidad de la energía eléctrica tienen influencia en el trabajo del transformador y la disipación de energía. Las pérdidas típicas del transformador de potencia se pueden dividir en dos componentes principales: pérdidas sin carga y pérdidas de carga. Las denominadas "pérdidas sin carga" se componen de: pérdidas por histéresis (responsables de más de la mitad de las pérdidas totales sin carga del 50% al 80%) y pérdidas por corrientes parásitas que generan calor (20% a 50% del total) pérdidas sin carga). Las pérdidas de carga se componen de: a) pérdida de calor óhmico ("pérdida de cobre", se produce en los devanados del transformador y es causada por la resistencia del conductor), b) pérdidas de corriente parásita del conductor (en los devanados), c) pérdidas auxiliares que son causadas por el uso de energía para hacer funcionar ventiladores de enfriamiento o bombas que ayudan a enfriar transformadores más grandes.

También se deben tener en cuenta las pérdidas adicionales debidas a los armónicos y el desequilibrio (tensiones o corrientes). Los mecanismos y los efectos de las pérdidas de potencia y la generación de calor para diferentes construcciones de transformadores se pueden encontrar en la literatura del tema.

1.2. Antecedentes.

En esta sección se describen trabajos relacionados al tema de titulación que permitan abordar el análisis termográfico en transformadores.

Mechkov, (2017) desarrolla el trabajo "Aplicación de la técnica de termografía infrarroja en el mantenimiento de transformadores en red de distribución", para lo cual el objetivo de este trabajo es presentar una breve introducción teórica de la técnica de termografía infrarroja, una visión general de la clasificación de anomalías térmicas, resultados y su análisis, a partir del estudio de varias estaciones transformadoras en las instalaciones de una empresa de servicios público búlgara.

dos Santos, de Aquino, & Lira, (2018) desarrollan el trabajo “Termografía e inteligencia artificial en la detección de fallas de transformadores”, este trabajo presenta estudios basados en el uso de la medición de temperatura infrarroja para detectar fallas incipientes en transformadores a través del análisis de gas disuelto del aceite aislante. La metodología de este estudio utiliza sistemas inteligentes para analizar las temperaturas de la cara del transformador y detectar fallas incipientes. Los resultados obtenidos en este trabajo presentan un 86 y 83% de corrección de clasificación utilizando redes neuronales artificiales y lógica difusa, respectivamente.

- 1) Asiegbu, Haidar, & Hawari, (2013) desarrollan el trabajo “Análisis de defectos térmicos en transformadores usando una red RLC y termografía”, el propósito de este trabajo es detectar las causas remotas del aumento térmico indeseable en los transformadores, como los transformadores de distribución de petróleo y las formas de controlar este problema térmico predominante. Los transformadores de aceite constan de estos componentes: devanados generalmente hechos de cobre o conductor de aluminio, el núcleo normalmente está hecho de acero al silicio, los radiadores de calor y los materiales dieléctricos, como aceite de transformador, aisladores de celulosa y otros periféricos. El modelo de Red Térmica de Resistencia-Inducción-Capacitor (RLCTN) a nivel arquitectónico se identifica con estos componentes para tener el modo de operación de conjunto como transformador de aceite. El Inductor representa los devanados, la Resistencia representa el núcleo y el Condensador representa los dieléctricos. La termografía del transformador bajo diversas condiciones de carga se analizó en base a un gradiente térmico infrarrojo. Los resultados matemáticos, experimentales y de simulación obtenidos a través de RLCTN con respecto al tiempo y el análisis de imágenes térmicas demostraron que la capacitancia del dieléctrico es inversamente proporcional al aumento térmico.

1.3. Definición del problema.

Como afecta la falta de realizar un mantenimiento predictivo y preventivo en subestación de energía de distribución eléctrica de la Facultad Técnica de desarrollo actualmente

¿Cuáles serían las consecuencias de la falta de mantenimiento y el análisis de relación de transformación a los transformadores?

1.4. Justificación del problema.

La subestación de energía de la Facultad de Educación Técnica para el desarrollo debe recibir un mantenimiento preventivo y predictivo como el análisis de resistencia de aislamiento y medición de temperatura a los equipos como transformadores y tableros de control, con equipos de medición de última generación para verificar el correcto y óptimo funcionamiento de las fases y verificar posibles puntos calientes que afecten la vida útil del transformador.

1.5. Objetivos del Problema de Investigación.

1.5.1. Objetivo General.

Realizar el Mantenimiento predictivo en la subestación de distribución de energía eléctrica de la facultad de educación técnica para el desarrollo, empleando termografía de rayos infrarrojos y Megger Flucker.

1.5.2. Objetivos Específicos.

1. Describir los fundamentos teóricos de los sistemas de transformadores y sus respectivas aplicaciones.
2. Realizar pruebas experimentales en la subestación de la Facultad Técnica de resistencia de aislamiento en los transformadores de potencia y de relación de transformación.
3. Realizar pruebas experimentales de termografía en el transformador de subestación de la facultad de educación técnica para el desarrollo
4. Analizar los resultados obtenidos en las mediciones experimentales utilizando equipos Megger y Fluke.

1.6. Hipótesis.

A través del Mantenimiento predictivo en la subestación de distribución de energía eléctrica de la facultad de educación técnica para el desarrollo, empleando termografía de rayos infrarrojos y Megger Flucker se demostrará la calidad o fallas de puntos calientes en el cuarto de transformadores.

1.7. Metodología de Investigación.

La metodología utilizada en el presente trabajo de titulación es descriptiva y exploratoria, el método utilizado es el empírico – analítico con enfoque cuantitativo. A continuación, se explica el procedimiento del mantenimiento predictivo: durante la investigación, se examinó la distribución de la temperatura en la superficie de un solo dispositivo. En el curso de la investigación, se realizaron más de 8 termografía en Julio de 2018. Se utilizaron cámaras de imagen térmica FLUKE para evaluar el estado de los dispositivos. Las mediciones se realizaron con varias cámaras y sus especificaciones se muestran en el capítulo 3. Las mediciones se tomaron desde diferentes lados del transformador para cubrir la mayor parte de la superficie y comparar diferentes áreas. La distancia entre la cámara y el objeto analizado varió de 2 a 4 metros

CAPÍTULO 2: FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

2.1. Introducción.

Los transformadores son un componente importante en nuestra vida moderna actualmente y hacen posibles grandes sistemas de energía. Para transferir efectivamente cientos de megavatios de potencia a largas distancias, se requieren voltajes de línea muy altos, en el rango de 161 a 1000 kV. Sin embargo, la tensión más alta de diseño práctico para generadores grandes es de aproximadamente 25 kV.

¿Cómo se puede generar energía eléctrica a 25 kV y transmitirse a un voltaje mucho más alto? Los transformadores pueden proporcionar la solución a este problema. Pueden subir o bajar los voltajes con una pérdida de energía muy pequeña. La conexión de un transformador elevador entre el generador y una línea de transmisión permite la creación de una tensión de diseño práctica para el generador y, al mismo tiempo, una tensión de línea de transmisión efectiva.

Con los transformadores reductores conectados entre la línea de transmisión y las diversas cargas eléctricas conectadas a él, se permite usar la potencia transmitida a una tensión segura. Sin ellos, sería imposible desarrollar grandes sistemas de energía que existen en la actualidad. En el caso ideal, un transformador no debería hacer ningún cambio en el factor de potencia y debería tener una pérdida de potencia interna nula. Si P_1 es la potencia de entrada para un transformador trifásico y P_2 su potencia de salida, se debe cumplir la siguiente relación para un transformador trifásico ideal:

$$\sqrt{3}V_{L1}I_{L1}\cos\theta_{\phi} = P_1 = P_2 = \sqrt{3}V_{L2}I_{L2}\cos\theta_{\phi} \quad (1)$$

dónde,

V_{L1} , es el voltaje de línea a línea en los terminales de entrada del transformador, [V]

I_{L1} , es la corriente de línea de entrada, [A]

V_{L2} , es el voltaje de línea en los terminales de salida, [V]

I_{L2} , es la corriente de línea de salida, [A]

θ_ϕ , es el ángulo entre la corriente de fase y la tensión de fase (se supone que el ángulo entre la corriente de fase y la tensión de fase permanece invariable entre la entrada y la salida)

$\cos \theta_\phi$, es el factor de potencia.

Luego, resolviendo la ecuación 1 para la proporción actual, se tiene que:

$$\frac{I_{L1}}{I_{L2}} = \frac{V_{L2}}{V_{L1}} \quad (2)$$

Está claro que, cuando el transformador aumenta la tensión, reduce proporcionalmente la corriente. Dado que las pérdidas en las líneas de transmisión son proporcionales al cuadrado de la línea de corriente (I^2R), es obvio que los altos voltajes de línea de transmisión, que se pueden obtener con la ayuda de transformadores, aumentan la eficiencia del sistema de potencia al reducir las corrientes de línea.

2.2. Descripción general del transformador.

Un transformador es un dispositivo de cuatro terminales que transforma una tensión de entrada de corriente alterna (CA) en una tensión de salida de CA más alta o más baja. Transforma la potencia de un circuito en particular a otro sin cambios de frecuencia, independientemente de los niveles de tensión. El transformador consta de tres componentes principales: devanado primario, que actúa como entrada, el devanado secundario de la segunda bobina, que actúa como salida, y el núcleo de hierro, que sirve para fortalecer el campo magnético generado.

El transformador no tiene partes móviles internas, y transfiere energía de un circuito a otro mediante inducción electromagnética. El enfriamiento externo puede incluir intercambiadores de calor, radiadores, ventiladores y bombas de aceite. Los transformadores suelen utilizarse porque se necesita un cambio en el voltaje. Los transformadores de potencia se definen como

transformadores con capacidad nominal de 500 kVA y mayores. En la figura 2.1 se muestra el transformador de potencia típico.



Figura 2. 1: Representación gráfica de un transformador de potencia.
Fuente: (Domínguez Escobeiro, 2018)

Los transformadores transfieren energía eléctrica entre circuitos completamente aislados entre sí y esto permite el uso de voltajes muy altos (intensificados) para las líneas de transmisión, lo que resulta en una corriente más baja (disminuida). Un voltaje más alto y una corriente más baja reducen el tamaño requerido y el costo de las líneas de transmisión y reducen las pérdidas de transmisión.

No requieren tanta atención como la mayoría de los otros dispositivos; sin embargo, el cuidado y mantenimiento, que realmente requieren, es absolutamente necesario. Debido a su fiabilidad, el mantenimiento a veces se ignora, lo que reduce la vida útil y, a veces, la rotunda falla.

2.2.1. Principio de funcionamiento

La función del transformador se basa en el principio de que la energía eléctrica se transfiere de manera eficiente mediante inducción magnética de un circuito a otro. Cuando un devanado del transformador recibe energía de una fuente de CA, se instala un campo magnético alterno en el núcleo del

transformador. Las líneas de fuerza magnéticas alternas, que circulan a través del núcleo, se denominan "flujo". Con un segundo devanado alrededor del mismo núcleo, el voltaje es inducido por las líneas de flujo alternadas. Un circuito, conectado a los terminales del segundo devanado, da como resultado el flujo de corriente.

Cada fase de un transformador consiste en dos devanados de bobina separados, enrollados en un núcleo común. El devanado de baja tensión se encuentra más cerca del núcleo; el devanado de alta tensión se coloca alrededor del devanado y núcleo de baja tensión. Se puede observar en la figura 2.2 la construcción interna de una fase.

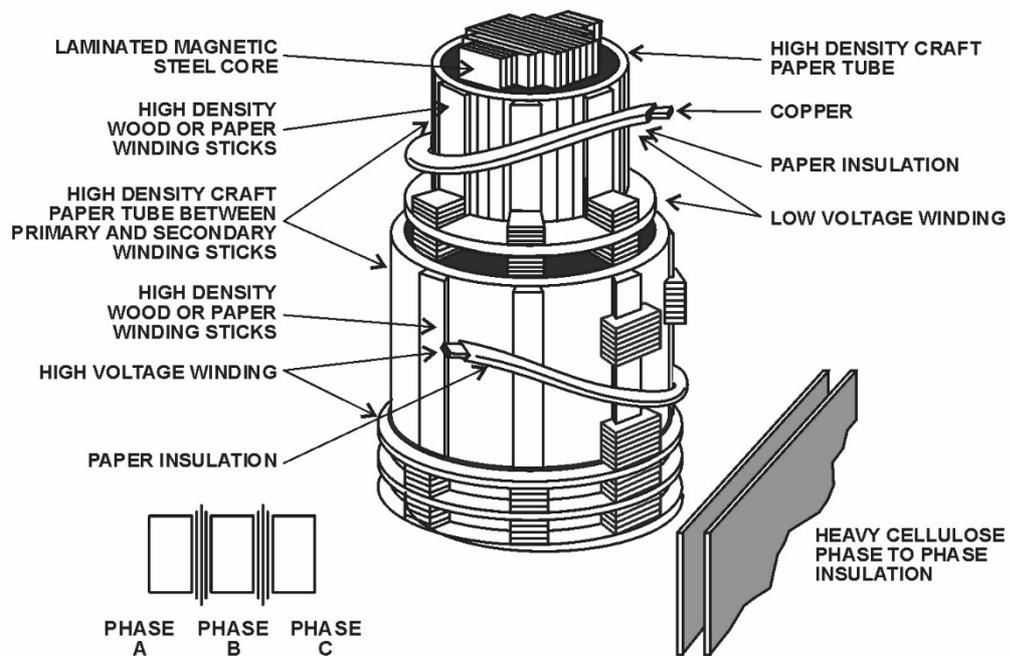


Figura 2. 2: Esquemático de la construcción de un transformador.

Fuente: (Globecore, 2015)

El núcleo generalmente está hecho de laminaciones de acero muy finas, cada una de las cuales está cubierta con aislamiento. El aislamiento entre laminaciones individuales reduce las pérdidas. El núcleo de acero proporciona una ruta de baja resistencia para el flujo magnético. Los devanados de alta tensión y de baja tensión están aislados del núcleo y entre sí, y los cables salen a través de aisladores.

2.2.2. Principio de trabajo

Básicamente, un transformador es un dispositivo eléctrico pasivo electromagnético estático (o fijo) muy simple que funciona según el principio de la Ley de inducción de Faraday al convertir la energía eléctrica de un valor a otro. En realidad, la inducción mutua entre dos o más devanados es responsable de la acción de transformación en un transformador eléctrico. Las Leyes de Inducción Electromagnética de Faraday (segunda ley) establecen que la magnitud de la fuerza electromagnética (fem) inducida en la bobina es igual a la tasa de cambio del flujo que se vincula con la bobina. El enlace de flujo de la bobina es el producto del número de vueltas en la bobina y el flujo asociado con la bobina.

$$-E = U = \frac{d\psi}{dt} = N \frac{d\phi}{dt} \quad \text{Voltios} \quad (3)$$

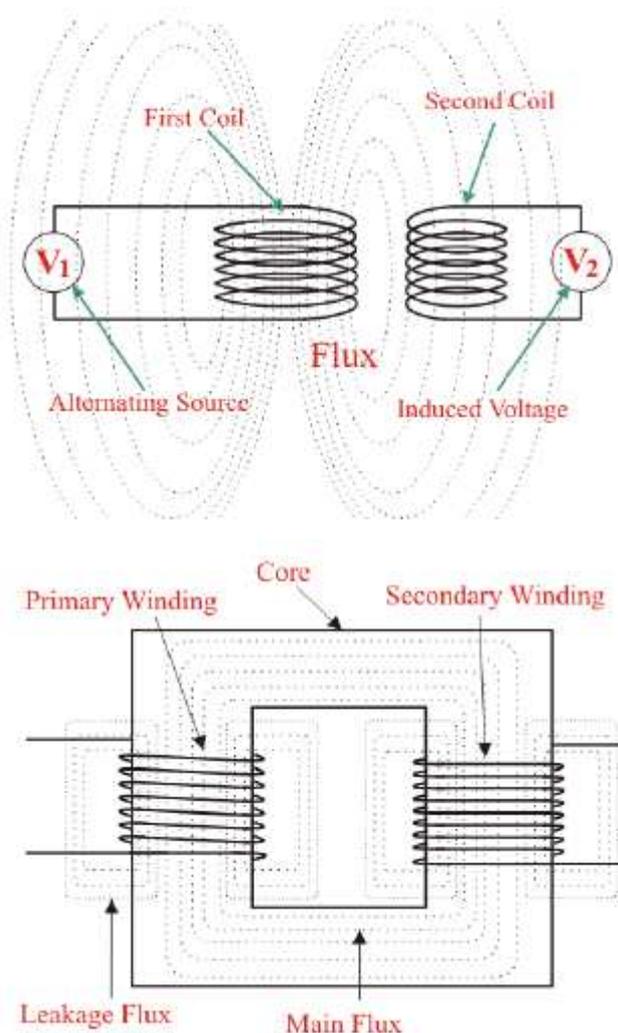


Figura 2. 3: Topología de bobinas de inducción y transformadores reales.
Fuente: (Hernández A., Ledesma V., & Perera Martínez, 2012)

Como ya se dijo anteriormente, el transformador tiene tres partes principales, que son: **(a) bobinado primario del transformador:** produce flujo magnético cuando está conectado a una fuente eléctrica, **(b) devanado secundario del transformador:** o devanado de salida, donde el flujo producido por el devanado primario pasa a través del núcleo y se unirá con el devanado secundario. **(c) núcleo magnético del transformador:** el flujo producido por el devanado primario, que pasará por este camino de baja reluctancia vinculado con el devanado secundario y creará un circuito magnético cerrado.

2.3. Funcionamiento del transformador.

A continuación, se describen las funcionalidades de operación del transformador.

2.3.1. Circuito equivalente de un transformador.

El circuito equivalente se usa para simplificar el análisis del circuito y es útil para predeterminar el comportamiento del transformador en las diversas condiciones de operación. En la figura 2.4 se encuentra una descripción completa de un transformador.

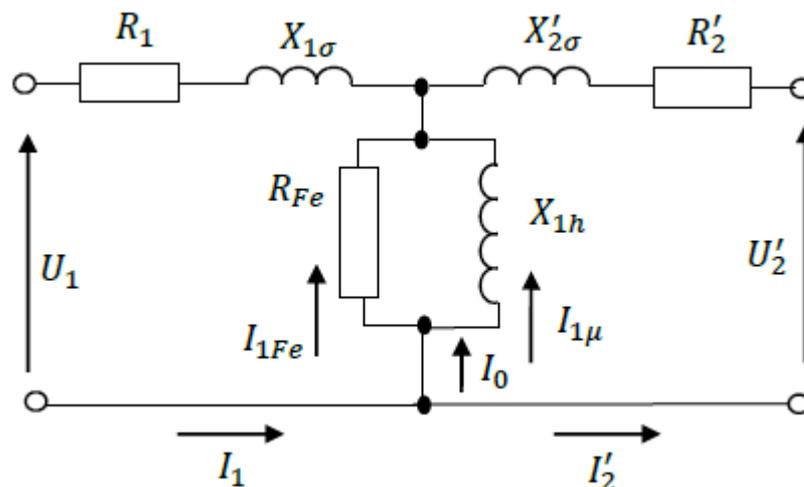


Figura 2. 4: Circuito equivalente del transformador.
Fuente: (Martínez-Velasco & de León, 2011)

Donde,

R_1 y R'_2 , son las resistencias de bobinado primario y secundario (indicadas respectivamente).

Las resistencias provocan caídas de tensión de I_1R_1 y I_2R_2 y también pérdidas de cobre $I_1^2R_1$ y $I_2^2R_2$.

$X_{1\sigma}$, $X'_{2\sigma}$ es el flujo de fuga tanto en el lado primario como secundario dan lugar a reactancia de fuga en ambos lados (denotado respectivamente).

R_{Fe} , es la resistencia del núcleo de hierro que tiene el valor correspondiente a la pérdida de potencia en el circuito magnético:

$$\Delta P = \Delta P_{Fe} = R_{Fe}I_{1Fe}^2 \quad (4)$$

X_{1h} , es la magnetización de reactancia del circuito primario correspondiente al flujo mutuo y que representa la fuerza electromotriz primaria (fem-descrita más adelante).

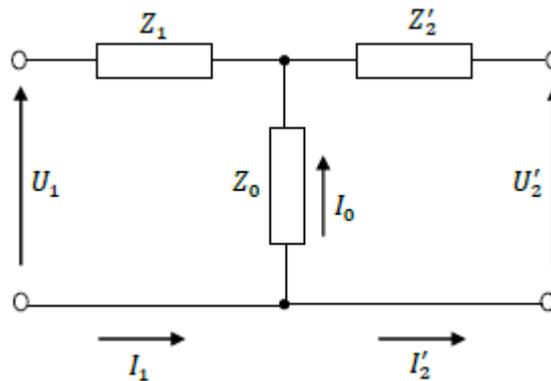


Figura 2. 5: Breve circuito equivalente del transformador.
Fuente: (Martínez-Velasco & de León, 2011)

La figura 2.5 es una versión reducida del circuito anterior (véase la figura 2.4), que representa la impedancia Z que se combina de la reactancia y la resistencia del transformador. A partir de este circuito reducido, podemos describir fácilmente el funcionamiento del transformador siguiendo las siguientes ecuaciones:

$$Z_0 = \frac{R_{Fe} \cdot jX_{1h}}{R_{Fe} + jX_{1h}} \quad (5)$$

$$Z_1 = R_1 + jX_{1\sigma} \quad (6)$$

$$Z'_2 = R'_2 + jX'_{2\sigma} \quad (7)$$

$$U_1 = Z_1 I_1 + Z_0 I_0 \quad (8)$$

$$U'_2 = -Z'_2 I'_2 + Z_0 I_0 \quad (9)$$

Donde, Z , son todos los valores que se denotan como impedancias para primario, núcleo de hierro, devanado secundario (respectivamente).

U_1 , es el voltaje en el devanado primario;

U'_2 , es el voltaje en la bobina secundaria.

2.3.2. Fuerza electromotriz en los bobinados.

La ecuación de FEM del transformador se puede determinar de una manera muy simple. De hecho, en el transformador de potencia, se aplica una fuente eléctrica alterna al arrollamiento primario y, debido a esto, la corriente de magnetización fluye a través del devanado primario, lo que produce un flujo alterno en el núcleo del transformador. Sin embargo, este flujo se vincula con bobinados primarios y secundarios. Dado que este flujo es de naturaleza alterna, debe haber una tasa de cambio de flujo. Este fenómeno está relacionado con la ley de Faraday y se puede describir siguiendo las siguientes ecuaciones:

$$U_i = N \frac{d\varphi}{dt} \quad (10)$$

donde, φ es el flujo alterno instantáneo y se puede representar como:

$$\varphi = \varphi_{hm} \sin \omega t \quad (11)$$

Usando la ecuación 11, se encuentra que:

$$U_i = N \frac{d\varphi}{dt} = N \frac{d}{dt} (\varphi_{hm} \sin \omega t) = N\omega\varphi_{hm} \cos \omega t \quad (12)$$

El valor RMS de FEM inducida en el devanado primario completo U_{i1} es:

$$U_{i1} = 4.44fN_1\varphi_{umax} \quad (13)$$

De manera similar, la FEM inducida por RMS en el devanado secundario (U_{i2}) se puede dar como:

$$U_{i2} = 4.44fN_2\varphi_{umax} \quad (14)$$

Donde,

U_{i1} , U_{i2} , son los voltajes generados por la FEM en devanados primarios y secundarios (indicados respectivamente)

f , es la frecuencia de fuente de CA aplicada

N_1, N_2 , es el número de vueltas de las bobinas en bobinas primarias y secundarias (indicadas respectivamente)

$\phi_{\mu max}$, es el cambio de velocidad máxima en el flujo generado por el circuito magnético.

Finalmente, a partir de las ecuaciones 13 y 14, se tiene la ecuación general de la fuerza electromotriz para el transformador.

$$p = \frac{N_1}{N_2} = \frac{U_{i1}}{U_{i2}} \quad (15)$$

La constante (p) se conoce como relación de transformación del transformador.

- Si $N_2 > N_1$, es decir $p > 1$, entonces el transformador es un transformador elevador.
- Si $N_2 < N_1$, es decir $p < 1$, entonces el transformador es un transformador reductor.

2.4. Estado y prueba de cortocircuito.

La prueba de cortocircuito en el transformador se usa para determinar la pérdida de cobre en el transformador a plena carga y los parámetros del circuito equivalente aproximado del transformador. En cortocircuito, los terminales secundarios del transformador están en cortocircuito. $U_2 = 0$, I_2 e I_1 pueden ser muy altos (dependiendo de la tensión), tal como se muestra en la figura 2.6. Son mucho más altos que I_o , por lo tanto, después de suponer $I_o \approx 0$, el circuito equivalente se puede simplificar:

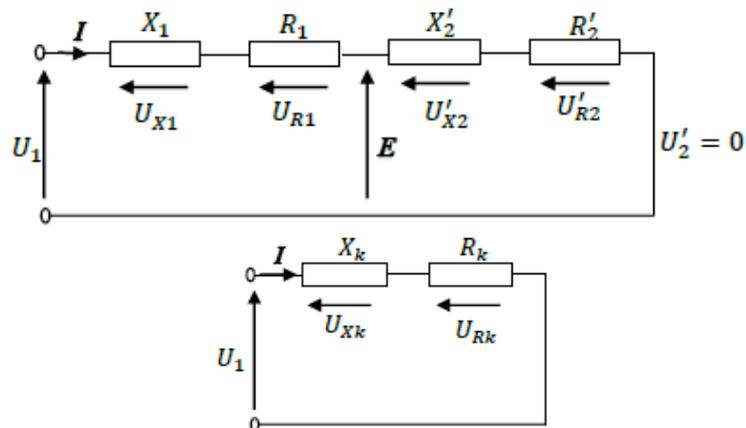


Figura 2. 6: Equivalente de cortocircuito del transformador.
Fuente: (Roldán Porta & Roldán Blay, 2017)

A continuación, se determinan los siguientes parámetros:

- a. Resistencia de cortocircuito y reactancia

$$R_k = R_1 + R'_2 \text{ y } X_k = X_1 + X'_2 \quad (16)$$

- b. luego, la impedancia de cortocircuito, a veces llamada impedancia equivalente del transformador

$$Z_k = R_k + jX_k \quad (17)$$

$$Z_k = \frac{U_1}{I} \quad (18)$$

En laboratorio o durante las pruebas de campo, las pruebas de cortocircuito a menudo se realizan. Para los cambios de voltaje desde cero hasta el valor que proporciona el flujo de corriente no demasiado mayor que la corriente nominal (IN), P_1 , I_1 y $\cos \varphi$ son medidos y sus características se dibujan tal como la figura 2.7.

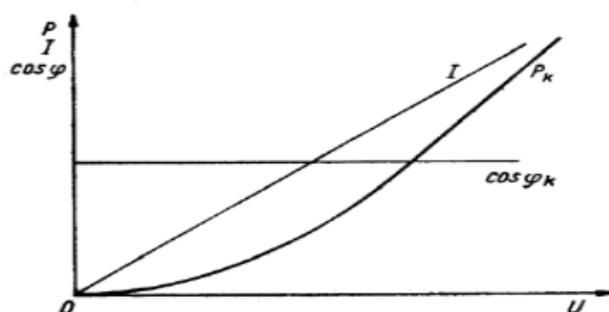


Figura 2. 7: Gráfica característica de P_1 , I_1 y $\cos \varphi$.

Fuente: (Roldán Porta & Roldán Blay, 2017)

Para $I_1 = IN$, se determina y especifica que:

$U = U_k$, es el voltaje de cortocircuito (con dos componentes: U_{Rk} y U_{Xk});

$P_1 = P_k$, es la energía de cortocircuito;

$\cos \varphi = \cos \varphi_k$, es el factor de potencia de cortocircuito.

- c. La tensión de cortocircuito es el valor de la tensión de suministro en el transformador cortocircuitado que proporciona un flujo de corrientes nominales (I_2 e I_1). Su valor siempre se muestra en calificaciones de transformadores o placas de identificación (generalmente en p.u. o en %). El valor porcentual típico del voltaje de cortocircuito es:

- varios % para transformadores de potencia pequeños y medianos,
- 10 a 20% para transformadores de gran potencia (cientos de MVA).

La potencia de cortocircuito, es decir, la potencia absorbida por el transformador en cortocircuito está totalmente "perdida" en el transformador (la potencia de salida $P_2 = 0$). Las pérdidas de hierro en dicho transformador son mucho más pequeñas en comparación con la pérdida de cobre y pueden descuidarse.

2.5. Funcionamiento y pruebas sin carga.

En estado sin carga, el circuito secundario del transformador se abre para $I_2 = 0$ e $I_1 = I_N$ (I_N corriente nominal). Las pruebas sin carga del transformador son fáciles de realizar en laboratorio o incluso en una subestación, tal como se muestra en la figura 2.8.

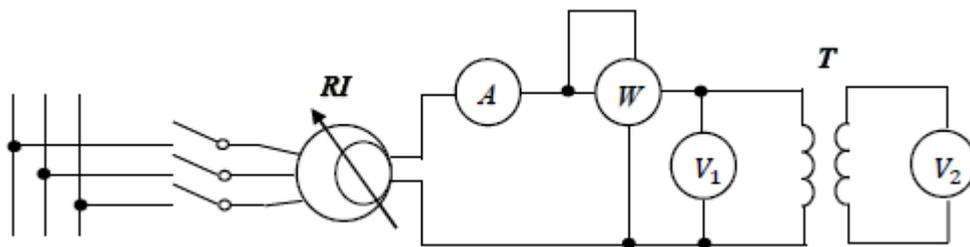


Figura 2. 8: Diagrama esquemático del circuito de medición.

Fuente: (Egido Nieto, 2015)

Donde, *RI es el regulador de inducción (fuente de voltaje de salida variable); A es el amperímetro; V, es el voltímetro; y W, es el vatímetro. Durante la prueba, el voltaje de suministro varía de 0 a U_N (a veces más). Las siguientes cantidades son medidas: U_1 ; U_2 ; I_0 ; P_{10} .

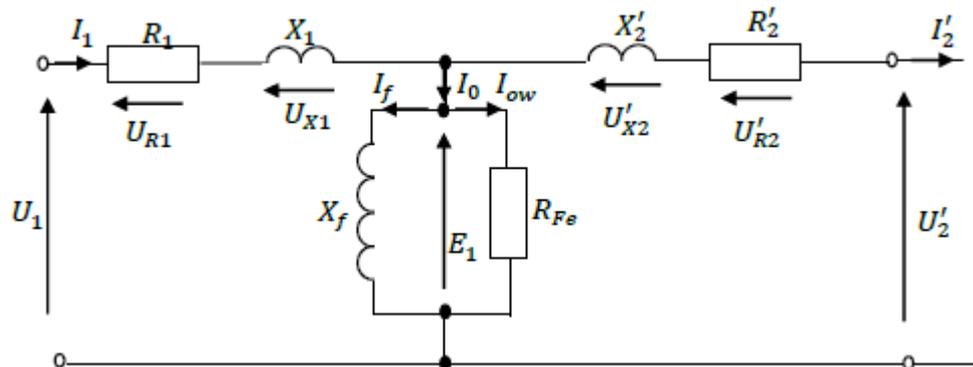


Figura 2. 9: Circuito equivalente del transformador de dos devanados.

Fuente: (Egido Nieto, 2015)

dónde,

I_0 , es la corriente sin carga

I_f , es la corriente de magnetización (componente reactivo de corriente sin carga)

I_{ow} , es la componente activa de la corriente sin carga

Las características apropiadas se dibujan en la función de voltaje primario, tal como se muestra en la figura 2.10.

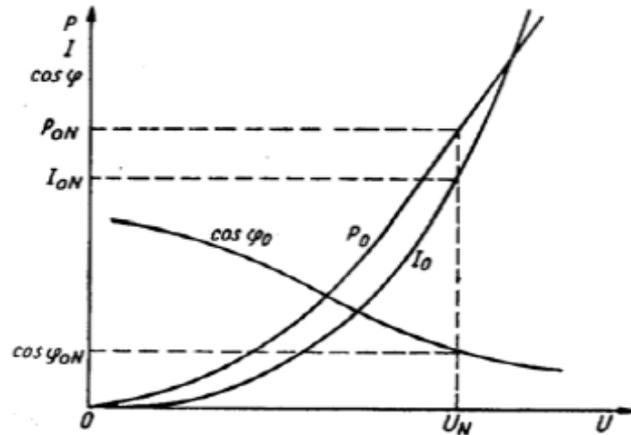


Figura 2. 10: Características básicas sin carga.
Fuente: (Egido Nieto, 2015)

A partir de los resultados de la prueba sin carga, podemos determinar algunos parámetros del transformador que se está probando o su circuito equivalente:

$$\cos \varphi = \frac{P_{10}}{U_1 I_0}, \quad I_{ow} = I_0 \cos \varphi_0, \quad I_f = I_0 \sin \varphi_0 \quad (19)$$

$$R_{Fe} = \frac{\Delta P_0}{I_{ow}^2} \approx \frac{U_1^2}{\Delta P_0} = \frac{U_1^2}{\Delta P_{Fe}}, \quad X_f = \frac{U_1}{I_f} \quad (20)$$

Corriente nominal sin carga (es decir, el valor de la corriente sin carga a la tensión nominal) expresada en p.u. o en porcentaje.

$$I_{oN\%} = \frac{I_{oN}}{I_N} \times 100\% \quad (21)$$

es más bien de poco valor: desde unos pocos % en grandes transformadores de potencia hasta un 20-30% en pequeños transformadores.

2.6. Estado de carga baja.

Para una consideración simplificada de la operación del transformador bajo carga, podemos aplicar su circuito equivalente simplificado.

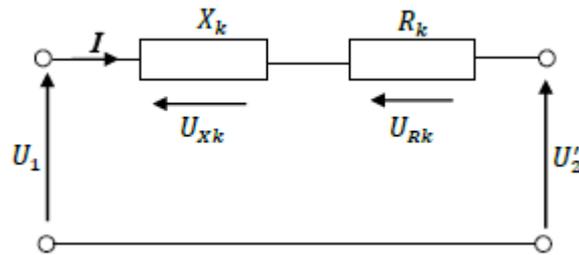


Figura 2. 11: Circuito equivalente simplificado.
Fuente: (Roldán Porta & Roldán Blay, 2017)

La simplificación del circuito equivalente (CE) produce algún error, mucho más bajo cuando I_0 es más pequeño en comparación con las corrientes I_1 o I_2 . Por lo tanto, se puede utilizar dicho circuito equivalente para analizar los transformadores de potencia completamente cargados. Usando este modelo, se puede considerar el problema de la variación del voltaje de salida para diferentes valores y caracteres de la corriente de carga.

Ahora, se considera el siguiente problema: “el transformador se alimenta con un voltaje primario constante U_1 y la corriente de carga I_2 varía. El carácter de la corriente de carga viene dado por su ángulo de fase φ_2 que varía a intervalos cerrados de $[-90^\circ, +90^\circ]$ ”. Para $I'_2 = I = 0$, la tensión de salida $U'_{20} = U_1$. Para $I > 0$ y algunos φ_2 . * U_{20} es el voltaje de salida sin carga para $U_1 = U_{1N}$.

2.7. Tipos de transformadores

En esta parte, no se está discutiendo en detalle acerca de cada tipo de transformador, así que se describe los transformadores en tipos generales de acuerdo con sus usos, formas, uso, etc.

- Transformador elevador y reductor: se utilizan para subir y bajar el nivel de tensión de la red del sistema de potencia de transmisión y distribución.
- Transformador trifásico y transformador monofásico: el primero, por regla general, se usa en el sistema de alimentación trifásica, ya que es más rentable. Sin embargo, cuando el tamaño importa, es preferible usar un banco de tres transformadores monofásicos, ya que es más fácil de transportar que una sola unidad transformadora trifásica.

- Transformador de energía eléctrica, transformador de distribución: el transformador de energía transfiere energía entre sistemas de alta tensión y de muy alto voltaje, es decir, entre generadores y sistemas de transmisión y entre sistemas de transmisión y sistemas de distribución. Además, se utilizan en la red de transmisión para subir o bajar el nivel de voltaje. Funciona principalmente durante cargas altas o máximas y tiene una eficiencia máxima a plena carga o cerca de ella. El transformador de distribución baja la tensión para fines de distribución a usuarios domésticos o comerciales. Tiene una buena regulación de voltaje y funciona las 24 horas del día con la máxima eficiencia al 50% de la carga completa.
- Transformador para interiores y transformador para exteriores: los transformadores que están diseñados para la instalación en interiores son transformadores de interior y transformadores diseñados para la instalación en el exterior son transformadores al aire libre.
- Transformador de tipo enfriado por aceite y seco: en el transformador enfriado por aceite, el medio de enfriamiento es aceite de transformador, mientras que en los transformadores de tipo seco se usa aire como medio de enfriamiento en lugar de aceite.
- Transformador de desplazamiento de fase: un transformador de desplazamiento de fase es un dispositivo para controlar el flujo de potencia a través de líneas específicas en una red compleja de transmisión de potencia. Los propósitos de los transformadores de cambio de fase son:
 - a) Controlar el flujo de potencia entre dos grandes sistemas de potencia independientes;
 - b) Cambiar el desplazamiento de fase efectivo entre el voltaje de entrada y el voltaje de salida de una línea de transmisión, controlando así la cantidad de potencia activa que puede fluir en la línea.

2.8. Transformadores en sistemas de potencia (sistemas de transmisión y distribución)

La transmisión se refiere a la transferencia masiva de energía mediante enlaces de alto voltaje entre la generación central y los centros de carga. La

distribución, por otro lado, describe el transporte de esta potencia a los consumidores por medio de redes de menor voltaje. Los transformadores modernos (véase la figura 2.13) utilizados en sistemas de transmisión y distribución tienen eficiencias muy altas de hasta 90% - 99%. Esto significa que pueden transmitir hasta 90% - 99% de la entrada de energía eléctrica a ellos al subir o bajar el voltaje.

- a. **Transmisión:** los generadores generalmente producen voltajes en el rango de 11 a 25 kV, que se incrementan mediante transformadores a la tensión de transmisión principal. En las subestaciones, se realizan las conexiones entre los diversos componentes del sistema, como líneas y transformadores, y se lleva a cabo la conmutación de estos componentes. Se transmiten grandes cantidades de energía desde las estaciones de generación a las subestaciones del centro de carga, por ejemplo, a 400 kV y 275 kV en Gran Bretaña, y a 765, 500 y 345 kV en los EE. UU.

- b. **Sistemas de distribución:** las redes de distribución difieren de las redes de transmisión de varias maneras, independientemente de sus niveles de voltaje. El número de ramas y fuentes es mucho mayor en las redes de distribución y la estructura general o topología es diferente. Un sistema típico consiste en un transformador reductor de derivación a la bajada (por ejemplo, 132/11 kV) en un punto de suministro a granel que alimenta varios circuitos que pueden variar en longitud desde unos pocos cientos de metros hasta varios kilómetros. Una serie de transformadores trifásicos descendentes, por ejemplo, 11kV / 433V en Gran Bretaña o 4.16kV / 220V en los EE. UU., están espaciados a lo largo de la ruta y de éstos se suministran las redes trifásicas y de cuatro cables del consumidor que proporcionan 240 V, o, en EE. UU., 110 V, suministros monofásicos para casas y cargas similares.

Se necesita una gran cantidad de transformadores de diferentes clases y tamaños en la red de transmisión y distribución, con una amplia gama de voltajes operativos. El último paso de transformación en la tensión de red del consumidor lo realiza el transformador de distribución.

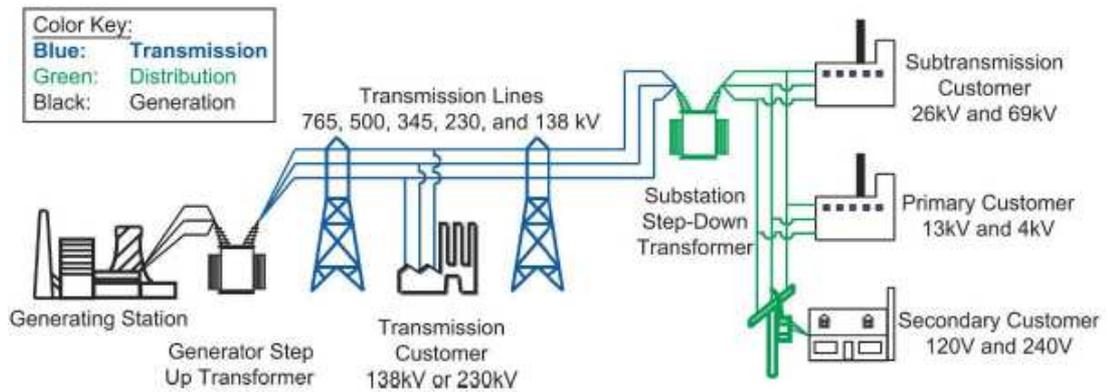


Figura 2. 12: Esquemático del sistema de energía o alimentación eléctrica.

Fuente: (Roldán Porta & Roldán Blay, 2017)

Los transformadores de distribución que operan y son propiedad de las compañías de distribución de electricidad son responsables de suministrar alrededor del 70% de la electricidad de baja tensión a los usuarios finales. Los niveles de voltaje se clasifican como:

- a. Voltaje extra alto: red de transmisión (> 150 kV) típicamente 220-400 kV (ultra alta > 400 kV)
- b. Alto voltaje > 70 kV hasta 150 kV
- c. Tensión media > 1 kV hasta 70 kV (normalmente hasta 36 kV)
- d. Baja tensión < 1 kV (por ejemplo, 110 V, 240 V, 690 V).

2.9. Tipos especiales de transformadores.

2.9.1. Transformadores de instrumentos.

El transformador de instrumento es un dispositivo eléctrico utilizado para transformar la corriente y el nivel de tensión. A veces, también se llaman transformadores de aislamiento. Los transformadores de instrumentos se utilizan comúnmente para aislar de manera segura el devanado secundario cuando el primario tiene un alto suministro de corriente y alto voltaje, de modo que los relevadores del instrumento de medición o los contadores de energía, que están conectados al lado secundario del transformador, no se dañarán. El transformador de instrumento se divide en dos tipos:

a. Transformador de corriente (*Current Transformer, CT*)

El CT se usa para medir y para protección. El primario de un transformador de corriente típicamente tiene solo un giro, nunca tiene más que unos pocos giros, mientras que el secundario puede tener muchos giros,

dependiendo de cuánto debe reducirse la corriente. En muchos casos, el primario de un transformador de corriente es un solo cable o barra colectora, y el secundario se enrolla en un núcleo magnético laminado, colocado alrededor del conductor en el cual la corriente necesita ser medida, tal como se muestra en la figura 2.13.

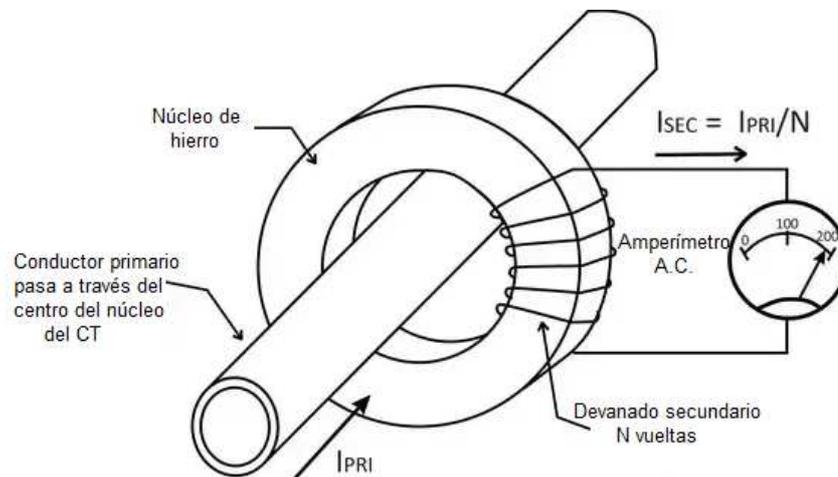


Figura 2. 13: Transformador de corriente (CT).
Fuente: (McKenzie, 2017)

El CT se describe típicamente por su relación de corriente de primaria a secundaria, por ejemplo, si su relación es 2000:5, significa que un CT tiene una corriente de salida de 5 A cuando 2000 A están fluyendo a través de su devanado primario. Se utilizan con amperímetros, vatímetros, medidores de factor de potencia, medidores de vatios-hora, compensadores, relés de protección y regulación y bobinas de disparo de interruptores de circuito. En realidad, se puede usar un transformador de corriente para operar varios instrumentos, siempre que las cargas combinadas de los instrumentos no excedan aquellas para las que se califica el CT. Los devanados secundarios normalmente tienen una potencia de 5 A.

b. Transformador de potencial (*Potential Transformers, PT*)

El transformador potencial también se denomina transformador de tensión. La función principal del transformador de potencial (PT) es bajar el nivel de voltaje a un límite o valor seguro. Se utilizan con voltímetros, vatímetros, medidores de vatios-hora, medidores de factor de potencia, medidores de frecuencia, aparatos de sincronización, relés de protección y

regulación, y bobinas de disparo de bajo voltaje y sobrevoltaje de los interruptores automáticos. Se puede usar un transformador potencial para una cantidad de instrumentos si la corriente total requerida por los instrumentos conectados al devanado secundario no excede la clasificación del transformador.

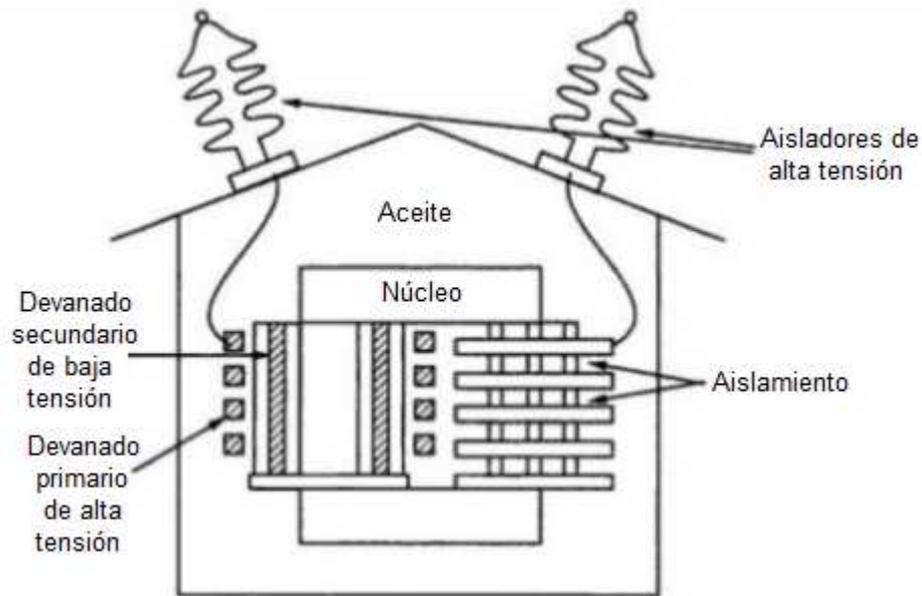


Figura 2. 14: Transformador de potencial o voltaje.
Fuente: (Singh, 2017)

2.9.2. Autotransformadores.

Un autotransformador es un transformador con una sola herida enrollada en un núcleo laminado. Son menos costosos y más pequeños para pequeños cambios de voltaje que los transformadores estándar. Los autotransformadores transfieren gran parte de la potencia directamente a través de una conexión por cable. Además, fluye menos corriente a través del devanado en derivación, mientras que la mayor parte de la corriente pasa a través de la bobina de la serie de bajo voltaje en la parte superior. Este tipo de transformadores tiene dos aplicaciones principales en los sistemas de distribución:

- a. Reguladores de voltaje: el regulador es un autotransformador con grifos ajustables que, por regla general, puede regular el voltaje en $\pm 10\%$.
- b. Bancos escalonados: en general, los autotransformadores se utilizan a menudo en lugar de los transformadores tradicionales en bancos

escalonados e incluso transformadores de subestaciones, donde el cambio de voltaje relativo es moderado.

En la figura 2.15 se muestra el circuito equivalente del autotransformador.

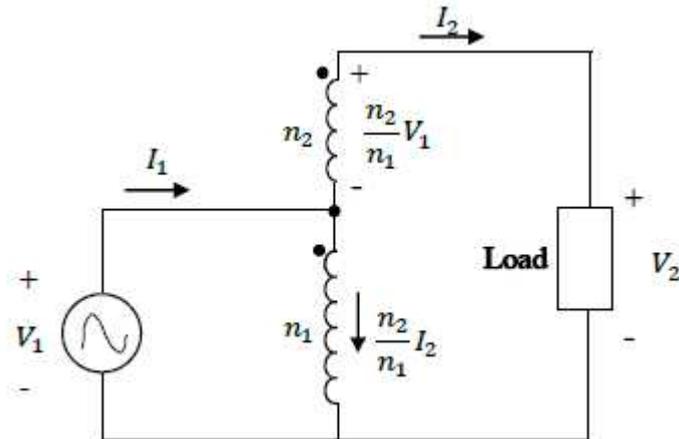


Figura 2. 15: Esquemático del circuito equivalente del autotransformador.
Fuente: (Singh, 2017)

Utilizando el análisis de circuitos se obtienen las ecuaciones de la corriente (I_2) y voltaje (V_2):

$$I_2 = \frac{n_1}{n_1+n_2} I_1 = \frac{I_1}{b} \quad (22)$$

$$V_2 = V_1 + \frac{n_2}{n_1} V_1 = bV_1 \quad (23)$$

Donde, b es la relación de cambio de voltaje por unidad y es igual a:

$$b = \frac{n_1+n_2}{n_1}, \quad (24)$$

$$\frac{n_2}{n_1} = b - 1 \quad (25)$$

La clasificación requerida del autotransformador depende del cambio de voltaje entre los devanados primario y secundario. La calificación de cada devanado como un porcentaje de la carga se define como:

$$S = \frac{b-1}{b} \quad (26)$$

Para obtener un cambio de voltaje del 10% ($b=1.1$), un autotransformador solo debe tener una clasificación del 9% de la carga kVA.

Para un cambio de voltaje de 2:1 ($b=2$), un autotransformador debe tener una clasificación del 50% de la carga kVA. En comparación, con un transformador estándar que debe tener una clasificación de kVA igual a la carga kVA.

La impedancia en serie de los autotransformadores es menor que un transformador estándar equivalente. Y la impedancia en serie equivalente del autotransformador se define como:

$$Z_{auto} = \left(\frac{b-1}{b}\right)^2 Z$$

2.9.3. Taps de transformador.

La mayoría de los transformadores de potencia tienen taps (tomas) en los devanados primarios o secundarios para cambiar el número de vueltas y, en consecuencia, el voltaje de salida. El porcentaje de variación de voltaje, por encima o por debajo de lo normal, entre diferentes posiciones de derivación varía en diferentes transformadores. Los taps de los transformadores enfriados por aceite se llevan a un cambiador de taps lleno de aceite, que se ubica externamente o se lleva a un cambiador de taps, ubicado debajo del aceite dentro del tanque. Los taps de los transformadores de tipo seco se llevan a las placas de terminales aisladas, que se encuentran dentro de la carcasa metálica, a las que se puede acceder mediante la extracción de un panel.

Los cambiadores de taps están conectados a los devanados del lado primario o secundario del transformador según:

- índice de corriente del transformador;
- los niveles de aislamiento están presentes;
- el tipo de bobinado dentro del transformador (por ejemplo, estrella, delta o autotransformador);
- la posición del cambiador de tomas en el bobinado;
- el costo;
- el tamaño físico.

Los cambiadores de taps se dividen en dos tipos:

- En carga (OLTC)
- Sin carga/des-energizado (DECT).

Los mecanismos de cambio de taps sin carga (cambio manual de taps) requieren que el transformador se aisle antes de que se pueda ajustar su configuración de taps, y normalmente es el caso con transformadores de distribución más pequeños. Sin embargo, dado que el cambiador de taps sin carga causa interrupción en el suministro, los cambiadores de taps de baja carga son más preferidos hoy en el sistema de potencia.

El cambiador de taps en carga (cambio automático) permite seleccionar el cambio de relación cuando el transformador está en servicio. Esto significa que la relación del transformador puede cambiarse mientras la potencia (corriente) todavía fluye a través de él. Los cambiadores de taps en carga generalmente constan de un interruptor de desvío y un interruptor selector que funcionan como una unidad para efectuar la transferencia de corriente de una toma de tensión a la siguiente. Las resistencias en el conmutador son típicamente unos pocos ohmios.

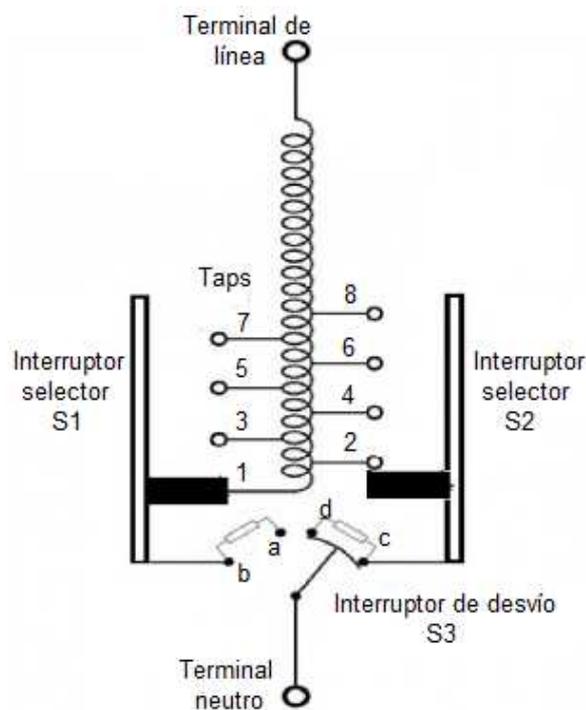


Figura 2. 16: Esquemático de un típico OLTC.
Fuente: (Singh, 2017)

CAPÍTULO 3: DIAGNÓSTICO DEL MANTENIMIENTO

3.1. Pruebas de medición de resistencia de aislamiento en los transformadores de potencia.

En esta sección se van a mostrar los resultados obtenidos en las pruebas de medición de resistencia de aislamiento en los transformadores de potencia. El equipo utilizado durante las pruebas es el MEGGER 10000 Vdc, modelo S1-1054/2, tal como se muestra en la figura 3.1.



Figura 3. 1: Equipo MEGGER para pruebas de medición de resistencia de aislamiento.

Elaborado por: Autor.

La ubicación del cuarto de transformadores es en la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo (FETD) de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil (UCSG), a lado del laboratorio de telecomunicaciones. La prueba fue realizada el jueves 12 de julio del 2018, con una temperatura ambiente de 32°C, temperatura en el aceite de 42°C en un ambiente nublado. El transformador es de 3 fases (T1 – T2 – T3) de clase ONAN marca MAGNETRON y serie 100098T7 – T6 – T1, con una capacidad de 75 KVA, con voltaje de 7620/240 V_{AC}.

En la tabla 3.1 se muestran los resultados obtenidos durante las tres pruebas realizadas. Como conclusión de la prueba realizada en el TAP= C(3), el mismo indica que las fases A y C del transformador tienen aislamiento favorable, mientras que, en la fase B el margen de pérdida de aislamiento es alta.

PRUEBA No	1	2	3	
Factor 20oC	3,22	3,22	3,22	
VDC	5000	5000	500	
A LINEA	H1-H0	H1-H0	x1x2x3	
A GUARDA	TIERRA	---	---	
A TIERRA	x1x2x3	TIERRA	TIERRA	
TIEMPO (min)	GIGAOHMS	GIGAOHMS	GIGAOHMS	
0,25	25,00	1,00	15,00	
0,5	32,00	1,20	19,00	
0,5	103,04	3,86	61,18	
0,75	38,00	1,25	22,00	
1	45,00	1,60	25,00	
1	144,90	5,15	80,50	
2	55,00	1,64	27,00	
3	68,00	1,69	29,00	
4	73,00	1,71	34,00	
5	76,00	1,75	37,00	
6	79,00	1,81	38,00	
7	83,00	1,82	43,00	
8	87,00	1,87	45,00	
9	89,00	1,90	47,00	
10	98,00	1,95	51,00	
10	315,56	6,28	164,22	
INDICE DE ABSORCION 20oC	1,41	1,33	1,32	
INDICE DE POLARIZACION 20oC	2,18	1,22	2,04	

Figura 3. 2: Tabla de resultados del análisis de resistencia de aislamiento
Elaborador por: Autor.

3.2. Prueba de medición de relación de transformación.

En esta sección se van a mostrar los resultados obtenidos en las pruebas de medición de relación de transformación. El equipo utilizado durante las pruebas es TTR de marca MEGGER, modelo TTR 310, tal como se muestra en la figura 3.2.



Figura 3. 3: Equipo TTR 310 para pruebas de medición de relación de transformación.

Elaborado por: Autor.

La ubicación del cuarto de transformadores es en la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo (FETD) de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, a lado del laboratorio de telecomunicaciones. La prueba fue realizada el sábado 21 de julio del 2018, con una temperatura ambiente de 32°C, temperatura en el aceite de 42°C en un ambiente nublado. El transformador es de 3 fases (T1 – T2 – T3) de clase ONAN marca MAGNETRON y serie 100098T7 – T6 – T1, con una capacidad de 75 KVA, con voltaje de 7620/240 V_{AC}.

En la tabla 3.2 se muestran los resultados obtenidos durante las pruebas realizadas. Como conclusión de la prueba realizada en el TAP= C(3), el mismo indica que las fases A y C del transformador tienen como margen de error máximo de 0.29 (error máximo permitido 0.50), mientras que, en la fase B el margen de pérdida de aislamiento es alta.

Tabla 3. 1: Resultados obtenidos de las pruebas de medición de relación de transformación.

TAP	A:H1H2-x1-x3			B:H1H2-x1-x3			C:H1H2-x1-x3		
	VALOR TEÓRICO	VALOR EXPER.	% ERROR	VALOR TEÓRICO	VALOR EXPER.	% ERROR	VALOR TEÓRICO	VALOR EXPER.	% ERROR
1									
2									
3	103,8000	104,1000	0,2890	103,8000	112,0700	7,9672	103,8000	104,0110	0,2033
4									
5									

Figura 3.4: Tabla de resultados del análisis de relación de transformación.
Elaborado por: Autor.

3.3. Cámara de imagen térmica.

El funcionamiento de la cámara de imagen térmica se puede explicar por un fenómeno de la naturaleza; cada objeto siempre irradia energía infrarroja. La cantidad de energía radiada de un objeto depende de su temperatura y su emisividad. Un objeto que tiene la capacidad de irradiar la máxima energía posible para su temperatura se conoce como un cuerpo negro. Por lo tanto, la emisividad se expresa como:

$$Emisividad = \frac{\text{Radiación emitida por un objeto en } T}{\text{Radiación emitida por un cuerpo negro en } T}$$

donde, T se refiere a la temperatura.

La emisividad es, por lo tanto, una expresión de la capacidad de un objeto de irradiar energía infrarroja. El valor de la emisividad tiende a variar de un material a otro. Con los metales, una superficie áspera u oxidada generalmente tiene una emisividad más alta que una superficie pulida. Aquí hay algunos ejemplos que se muestran en la tabla 3.3.

Tabla 3. 2: Valores de emisividad.

Material	Emisividad
Aluminio resistido	0.83
Cobre pulido	0.05
Cobre oxidado	0.78
Níquel	0.05
Acero inoxidable pulido	0.16
Acero inoxidable oxidado	0.85
Acero pulido	0.07
Acero oxidado	0.79

Elaborado por: Autor.

De acuerdo con el trabajo de Ullah et al., (2017) la energía térmica juega un papel importante en el equipamiento eléctrico de las subestaciones eléctricas para el diagnóstico de la falla en sus etapas iniciales, lo que aumenta la confiabilidad operativa de la vida útil de la red eléctrica. Todos los objetos eléctricos con temperatura superior a cero emiten radiación infrarroja que aumenta la temperatura interna de los equipos eléctricos en la subestación de energía eléctrica. La corriente que pasa a través del equipo eléctrico en la subestación causa calor en los dispositivos eléctricos tales como relés, capacitores y transformadores.

El ojo humano no puede visualizar la energía térmica porque la energía infrarroja se emite como energía térmica en los objetos. Las imágenes térmicas de la superficie de un objeto solo son posibles mediante termografía infrarroja, en la cual la energía invisible del calor se convierte en energía térmica visual, que muestra la imagen térmica del objeto. El color del objeto en la imagen térmica cambia con la temperatura de la superficie del objeto.

Como resultado, un aumento en la resistencia determina un aumento en la forma de calor del equipo eléctrico.

3.4. Aplicaciones de cámara térmica para transformadores.

La inspección termográfica infrarroja del sistema de distribución eléctrica ofrece una ubicación precisa de las deficiencias del sistema y los "puntos calientes", al tiempo que sigue siendo muy asequible para los presupuestos de la empresa. La cámara de imagen térmica tiene la capacidad de producir una representación visual de los patrones térmicos a medida que se identifican y registran los componentes del sistema de calefacción.

Luego, las estrategias de mantenimiento se planifican y se llevan a cabo antes de que ocurran fallas en el sistema. Los componentes de calentamiento se observan generalmente como áreas de color blanco o más claro en una imagen de infrarrojos. Las conexiones secundarias del transformador, el sobrecalentamiento del transformador, la corriente de tierra y la calefacción del buje del transformador son ejemplos de condiciones no deseadas que la termografía puede localizar y proporcionar señales de advertencia tempranas para los departamentos de mantenimiento. Hay un sinnúmero de aplicaciones para cámaras termográficas en el área de mantenimiento predictivo, tales como:

3.4.1. Inspecciones de bajo voltaje.

Las cámaras infrarrojas, se usan comúnmente para inspecciones eléctricas. A medida que las conexiones eléctricas se aflojan, hay una resistencia a la corriente que puede causar un aumento de la temperatura. Esto puede hacer que los componentes fallen, lo que ocasiona cortes y lesiones no planificados. Además, la eficiencia de una red eléctrica se vuelve baja antes de la falla, por lo tanto, la energía se gasta generando calor, causando pérdidas innecesarias.

3.4.2. Inspecciones de alto voltaje.

Los transformadores de potencia a menudo se controlan con cámaras infrarrojas. Las temperaturas de las aletas de enfriamiento y las conexiones de alto voltaje se pueden comparar para que, de ser necesario, se puedan

tomar medidas correctivas antes de que ocurran problemas reales. Otras instalaciones de alto voltaje que se controlan con una cámara de infrarrojos incluyen interruptores de circuito, selectores y líneas de alta tensión. Las posibles áreas problemáticas se mostrarán claramente en la imagen infrarroja.

3.5. Ventajas y limitaciones de la termografía.

Las ventajas de la termografía son que es un método de inspección sin contacto. Se puede usar para inspeccionar piezas muy grandes. La duración de la inspección es corta y se puede usar para inspeccionar diferentes materiales, incluidos los materiales compuestos. Se puede utilizar para inspeccionar geometrías complejas de piezas, componentes de menor accesibilidad y aplicaciones en tiempo real como ciclos de producción. Fácil de instalar, usar y mantener en una línea de producción.

Las limitaciones de la termografía son que depende en gran medida de la naturaleza de la fuente de calefacción, la duración del calentamiento y la ubicación de la fuente de calor. Es difícil inspeccionar muestras gruesas. La duración de la captura debe estudiarse según la naturaleza del material que se prueba. El rendimiento de la cámara infrarroja utilizada tiene un gran impacto en la calidad de captura. El entorno de la muestra que se prueba puede afectar la imagen capturada. Hay una necesidad constante de calentar la muestra de manera uniforme. Cada aplicación requiere una técnica de excitación específica. Algunas técnicas requieren que se conozca el espesor de la muestra y la naturaleza, la ubicación del defecto.

3.6. Equipo de pruebas con cámara termográfica.

La cámara Fluke TiR3 FT-20 es un sistema compacto y liviano que ofrece un módulo de pantalla de cinco pulgadas que se puede colocar para una visualización óptima. También puede girar el módulo del objetivo para capturar fácilmente las imágenes del objetivo en el techo, oculto sobre objetos altos, bajo obstáculos o en otros lugares difíciles de alcanzar. Además, puede colocar la cámara para un análisis de imagen de escritorio cómodo y puede montar el sistema en un trípode estándar para monitorear continuamente una sola ubicación. Si bien su cámara es un sofisticado sistema de imágenes con

muchas funciones avanzadas, es fácil de usar usando botones, opciones de menú controladas por el mouse o una combinación de ambos.

El módulo de cámara de luz visible (*Visible Light Camera Module, VLCM*) agrega un sensor de luz visible de 1,3 megapíxeles que mejora su capacidad para identificar y analizar anomalías térmicas y para proporcionar imágenes de control de luz visible para sus informes. Las características y controles de la cámara Fluke TiR3 FT-20 se muestran en las figuras 3.3, 3.4 y 3.5, y que posteriormente se describen cada uno de los componentes.

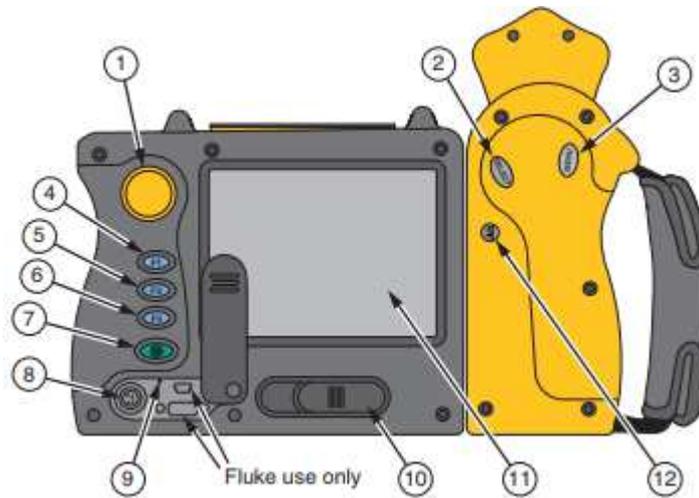


Figura 3. 3: Vista posterior de la cámara Fluke TiR3 FT-20.
Fuente: (Fluke, 2009)

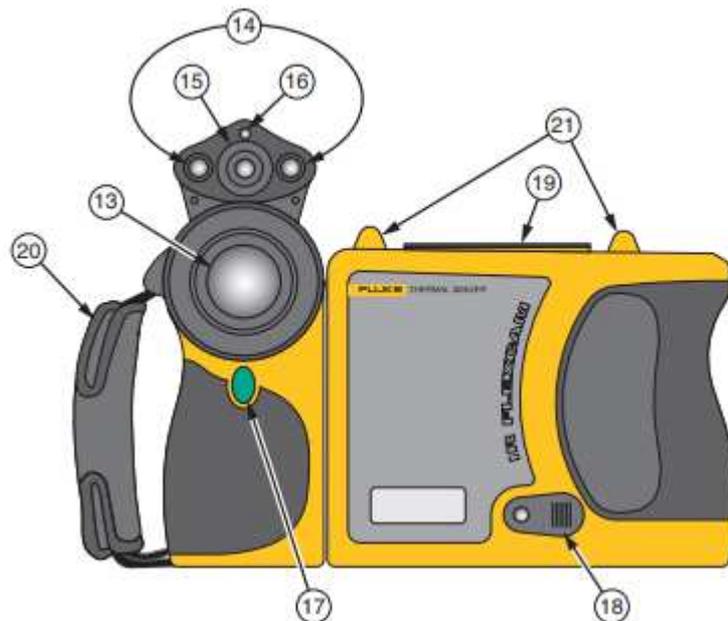


Figura 3. 4: Vista frontal y superior de la cámara Fluke TiR3 FT-20.
Fuente: (Fluke, 2009)

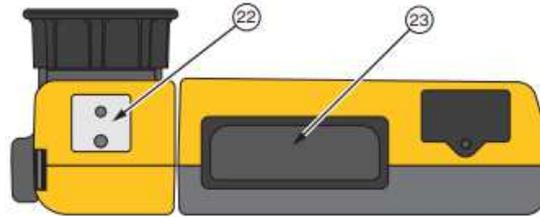


Figura 3. 5: Vista inferior de la cámara Fluke TiR3 FT-20.

Fuente: (Fluke, 2009)

- (1) Controlador de mouse: se usa para controlar la posición del puntero en los menús de imágenes y texto.
- (2) Botón de selección: realiza un clic con el mouse o la función "ingresar" para el puntero.
- (3) Botón de menú: se usa para acceder a los menús de la pantalla. Nota: toque Menú una vez y aparecerá un menú emergente.
- (4) F1 – Botón de función programable: se puede programar para realizar diferentes funciones de menú.
- (5) F2 – Botón de función programable: se puede programar para realizar diferentes funciones de menú.
- (6) F3 – Botón de función programable: se puede programar para realizar diferentes funciones de menú.
- (7) Botón de encendido y apagado: se usa para encender y apagar la cámara y para colocar la cámara en un modo de espera de baja energía para conservar la energía de la batería. Verde fijo = la energía está encendida; Parpadeando en verde = modo de espera habilitado.
- (8) Puerto de alimentación auxiliar: puerto de conexión para el adaptador de alimentación de CA a CC.
- (9) Restablecer: interruptor oculto para restablecer la cámara. Se puede acceder con un clip.
- (10) Pestillo de la batería: se usa para extraer la batería.
- (11) Pantalla de cristal líquido (LCD) - Pantalla en color legible a la luz del sol para ver imágenes y acceder a las funciones del menú de la cámara.
- (12) Botón LEVEL & SPAN: se usa para cambiar la escala de la paleta de colores a las temperaturas máxima y mínima en la imagen actual y para ajustar el nivel de IR IR-Fusion®.

- (13) Lente infrarroja: lente de germanio con enfoque manual.
- (14) Antorcha/flash: cuando está habilitada, la antorcha ilumina las áreas de trabajo más oscuras. Cuando está habilitado, el flash ilumina el objeto de destino durante la captura de imagen para imágenes de luz visible de mejor calidad. La antorcha y el flash se pueden habilitar al mismo tiempo.
- (15) Lente de luz visible - Captura imágenes de control de luz visible.
- (16) Láser: se usa para señalar el objeto al que apunta la cámara.
- (17) Botón disparador: se usa para pausar y/o guardar un marco de imagen. También se usa para aceptar un cambio de configuración (es decir, hacer clic en Aceptar), cerrar una página de menú y volver al modo de exploración de destino.
- (18) Puerto de video: toma de video RCA que se usa para conectar la cámara a un televisor o monitor de video.
- (19) Ranura para tarjeta de memoria CompactFlash - Botón de eyección y ranura para tarjeta de memoria CompactFlash.
- (20) Correa de mano - Correa ajustable para mayor estabilidad al capturar imágenes.
- (21) Soporte de correa para el cuello - Pasadores para sujetar el cuello y / o la correa para el hombro.
- (22) Soporte para trípode: orificio roscado estándar de 1/4-20 para montar la cámara en el trípode.
- (23) Batería: batería de iones de litio Fluke de 7 voltios para la alimentación principal.

3.7. Pruebas de termografía a los transformadores en alta tensión.

3.6.1. Pruebas termográficas al transformador fase A en alta tensión.

En la figura 3.6 se muestra la vista general del transformador fase A y el resultado obtenido mediante la prueba termográfica 1. Se puede observar que las temperaturas (34.9 °C y 37.8°C) se encuentran dentro de los rangos normales de operación según la norma NETA. En la tabla 3.4 se muestran los datos obtenidos de la termografía en el transformador fase A con una carga de 6 A.

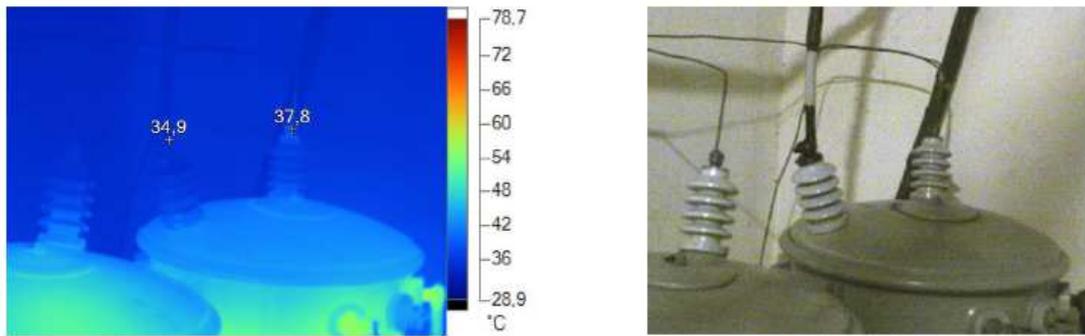


Figura 3. 6: Resultado de termografía del transformador fase A en alta tensión.
Elaborado por: Autor.

Tabla 3. 3: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase A en alta tensión.

Temperatura de fondo	28,0°C
Emisividad	0,96
Temperatura promedio	38,6°C
Rango de la imagen	33,3°C a 57,9°C
Modelo de cámara	Ti55FT
Tamaño de sensor IR	320 x 240
Número de serie de la cámara	0908072
Versión OCA	3.0.1795
Fabricante	Fluke Thermography
Descripción de la lente	20mm/F0.8
Número de serie de la lente	40948-10384
Hora de la imagen	02/08/2018 19:42:50
Rango de calibración	-20,0°C a 100,0°C

Elaborador por: Autor.

3.6.2. Pruebas termográficas al transformador fase B en alta tensión.

En la figura 3.7 se muestra la vista general del transformador fase B y el resultado obtenido mediante la prueba termográfica 2. Se puede observar que las temperaturas (34.6 °C y 35.3°C) se encuentran dentro de los rangos normales de operación según la norma NETA. En la tabla 3.5 se muestran los datos obtenidos de la termografía en el transformador fase B con una carga de 6 A.

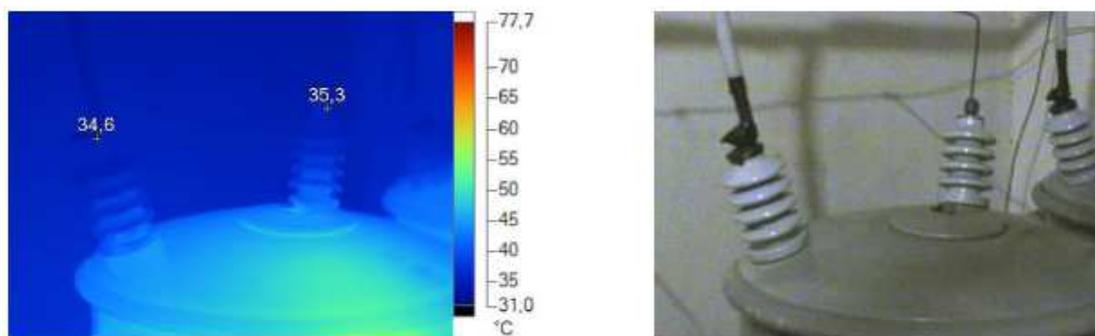


Figura 3. 7: Resultado de termografía del transformador fase B en alta tensión.
Elaborado por: Autor.

Tabla 3. 4: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase B en alta tensión.

Temperatura de fondo	28,0°C
Emisividad	0,96
Temperatura promedio	38,8°C
Rango de la imagen	32,0°C a 59,6°C
Modelo de cámara	Ti55FT
Tamaño de sensor IR	320 x 240
Número de serie de la cámara	0908072
Versión OCA	3.0.1795
Fabricante	Fluke Thermography
Descripción de la lente	20mm/F0.8
Número de serie de la lente	40948-10384
Hora de la imagen	02/08/2018 19:43:27
Rango de calibración	-20,0°C a 100,0°C

Elaborador por: Autor.

3.6.3. Pruebas termográficas al transformador fase C en alta tensión.

En la figura 3.8 se muestra la vista general del transformador fase C y el resultado obtenido mediante prueba termográfica 3. Se observa que las temperaturas (32.6 °C y 34 °C) se encuentran dentro de los rangos normales de operación según la norma NETA. En la tabla 3.6 se muestran los datos obtenidos de la termografía en el transformador fase C con una carga de 6 A.

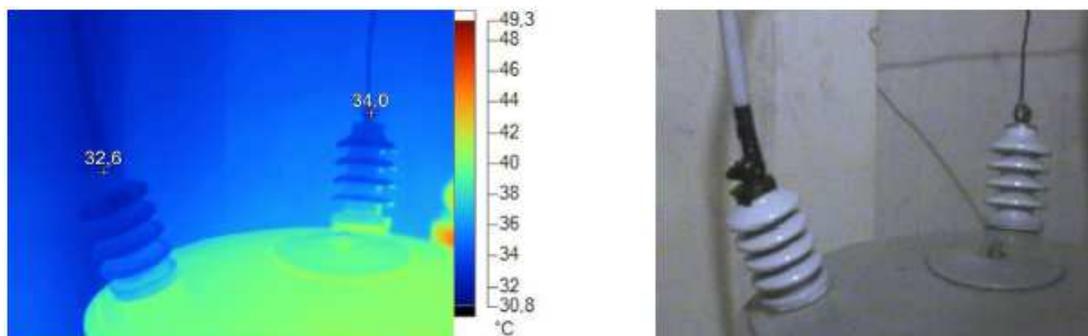


Figura 3. 8: Resultado de termografía del transformador fase C en alta tensión.

Elaborado por: Autor.

Tabla 3. 5: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase C en alta tensión.

Temperatura de fondo	28,0°C
Emisividad	0,96
Temperatura promedio	38,8°C
Rango de la imagen	32,0°C a 59,6°C
Modelo de cámara	Ti55FT
Tamaño de sensor IR	320 x 240
Número de serie de la cámara	0908072
Versión OCA	3.0.1795
Fabricante	Fluke Thermography
Descripción de la lente	20mm/F0.8
Número de serie de la lente	40948-10384
Hora de la imagen	02/08/2018 19:43:27
Rango de calibración	-20,0°C a 100,0°C

Elaborador por: Autor.

3.8. Pruebas de termografía a los transformadores en baja tensión.

3.8.1. Pruebas termográficas al transformador fase A en baja tensión.

La figura 3.10 muestra la vista general del transformador fase A y el resultado obtenido mediante la prueba termográfica 4. Se observa que las temperaturas (36.6 °C, 41.1 °C y 44.3°C) se encuentran dentro de los rangos normales de operación según la norma NETA. La tabla 3.7 muestra los datos obtenidos de la termografía en el transformador fase A con carga de 160 A.

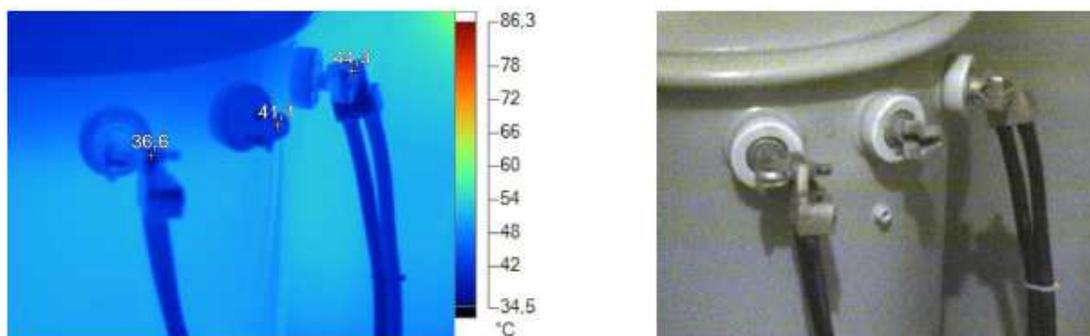


Figura 3. 9: Resultado de termografía del transformador fase A en baja tensión.
Elaborado por: Autor.

Tabla 3. 6: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase A en baja tensión.

Temperatura de fondo	28,0°C
Emisividad	0,96
Temperatura promedio	48,0°C
Rango de la imagen	35,5°C a 62,6°C
Modelo de cámara	Ti55FT
Tamaño de sensor IR	320 x 240
Número de serie de la cámara	0908072
Versión OCA	3.0.1795
Fabricante	Fluke Thermography
Descripción de la lente	20mm/F0.8
Número de serie de la lente	40948-10384
Hora de la imagen	02/08/2018 19:45:04
Rango de calibración	-20,0°C a 100,0°C

Elaborador por: Autor.

3.8.2. Pruebas termográficas al transformador fase B en baja tensión.

La figura 3.10 muestra la vista general del transformador fase B y el resultado obtenido mediante la prueba termográfica 8. Se puede observar que las temperaturas 107 °C y 123.6 °C, este último indica el punto caliente en el terminal 1 fase B. Se recomienda monitorear semanalmente a través de limpieza, lubricación, reajuste y/o reemplazo del equipo que presente anomalías en pruebas eléctricas. La tabla 3.8 muestran los datos obtenidos de la termografía en el transformador fase B con una carga de 170 A.

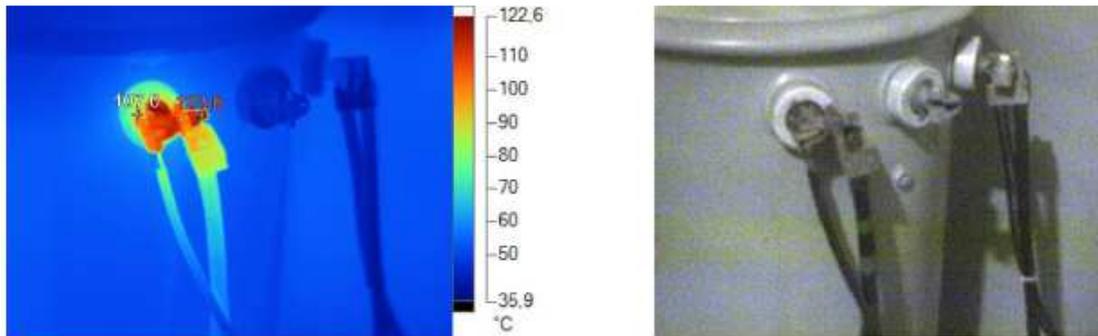


Figura 3. 10: Resultado de termografía del transformador fase B en baja tensión.
Elaborado por: Autor.

Tabla 3. 7: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase A en baja tensión.

Temperatura de fondo	28,0°C
Emisividad	0,96
Temperatura promedio	52,8°C
Rango de la imagen	38,1°C a 123,6°C
Modelo de cámara	Ti55FT
Tamaño de sensor IR	320 x 240
Número de serie de la cámara	0908072
Versión OCA	3.0.1795
Fabricante	Fluke Thermography
Descripción de la lente	20mm/F0.8
Número de serie de la lente	40948-10384
Hora de la imagen	02/08/2018 20:13:43
Rango de calibración	-20,0°C a 350,0°C

Elaborador por: Autor.

3.8.3. Pruebas termográficas al transformador fase C en baja tensión.

La figura 3.11 muestra la vista general del transformador fase C y el resultado obtenido mediante la prueba termográfica 5. Se observa que las temperaturas (45.5 °C, 43 °C y 56.8 °C) se encuentran dentro de los rangos normales de operación según la norma NETA. La tabla 3.9 muestran los datos obtenidos de la termografía en el transformador fase C con carga de 130 A.

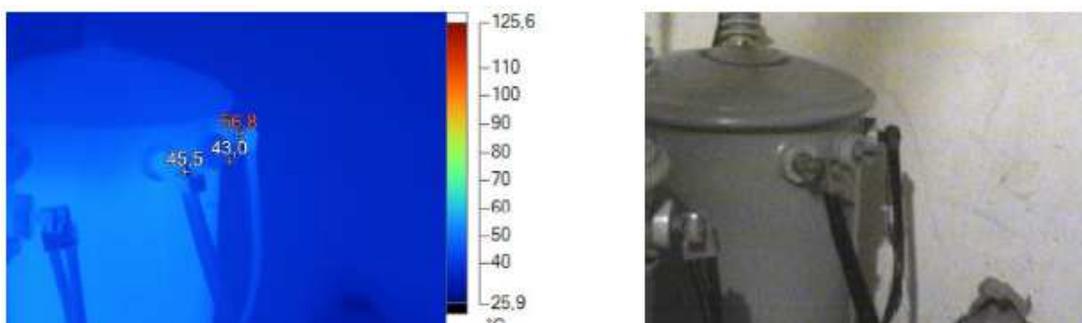


Figura 3. 11: Resultado de termografía del transformador fase C en baja tensión.
Elaborado por: Autor.

Tabla 3. 8: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase C en baja tensión.

Temperatura de fondo	28,0°C
Emisividad	0,96
Temperatura promedio	41,5°C
Rango de la imagen	29,0°C a 56,8°C
Modelo de cámara	Ti55FT
Tamaño de sensor IR	320 x 240
Número de serie de la cámara	0908072
Versión OCA	3.0.1795
Fabricante	Fluke Thermography
Descripción de la lente	20mm/F0.8
Número de serie de la lente	40948-10384
Hora de la imagen	02/08/2018 19:47:52
Rango de calibración	-20,0°C a 350,0°C

Elaborador por: Autor.

3.9. Pruebas de termografía al Breaker de distribución principal.

La figura 3.12 muestra la vista general del Breaker de distribución principal y el resultado obtenido mediante la prueba termográfica 6. Se observa que las temperaturas (36.7 °C, 37.3 °C y 40.3 °C) se encuentran dentro de los rangos normales de operación según la norma NETA. La tabla 3.10 muestra los datos obtenidos de la termografía en el transformador fase A con carga de 130 A.

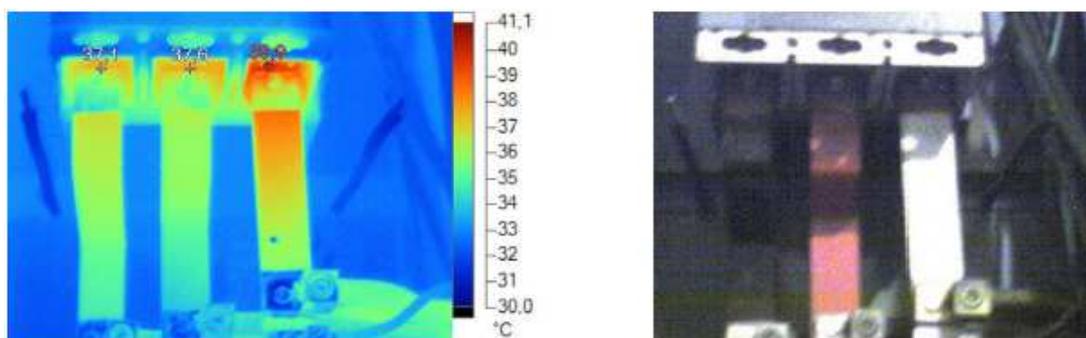


Figura 3. 12: Resultado de termografía del breaker de distribución principal.

Elaborado por: Autor.

La figura 3.13 muestra la vista general del lado de alimentación del tablero y el resultado obtenido mediante la prueba termográfica 7. Se observa que las temperaturas (37.1 °C, 37.6 °C y 39.9 °C) se encuentran dentro de los rangos normales de operación según la norma NETA. La tabla 3.11 muestra los datos obtenidos de la termografía en el transformador fase A con carga de 130 A.

Tabla 3. 9: Valores obtenidos por termografía en el breaker de distribución principal.

Temperatura de fondo	28,0°C
Emisividad	0,96
Temperatura promedio	33,9°C
Rango de la imagen	30,9°C a 39,9°C
Modelo de cámara	Ti55FT
Tamaño de sensor IR	320 x 240
Número de serie de la cámara	0908072
Versión OCA	3.0.1795
Fabricante	Fluke Thermography
Descripción de la lente	20mm/F0.8
Número de serie de la lente	40948-10384
Hora de la imagen	02/08/2018 19:51:35
Rango de calibración	-20,0°C a 350,0°C

Elaborador por: Autor.

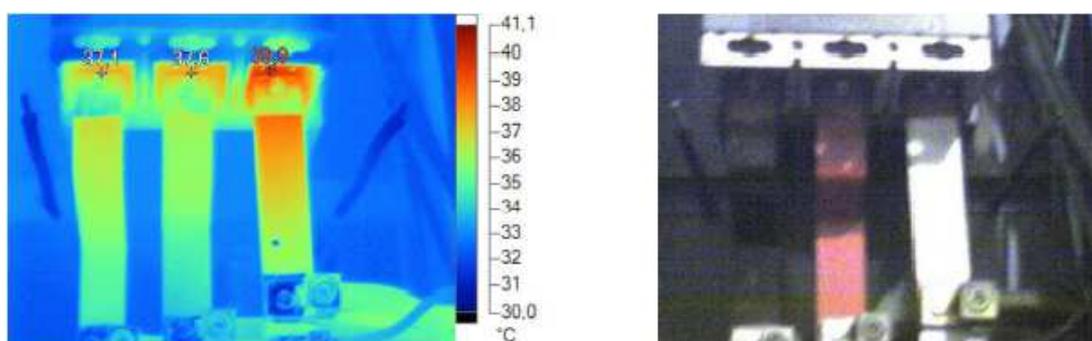


Figura 3. 13: Resultado de termografía del lado de alimentación del tablero principal.

Elaborado por: Autor.

Tabla 3. 10: Valores obtenidos por termografía en el transformador fase A en baja tensión.

Temperatura de fondo	28,0°C
Emisividad	0,96
Temperatura promedio	33,9°C
Rango de la imagen	30,9°C a 39,9°C
Modelo de cámara	Ti55FT
Tamaño de sensor IR	320 x 240
Número de serie de la cámara	0908072
Versión OCA	3.0.1795
Fabricante	Fluke Thermography
Descripción de la lente	20mm/F0.8
Número de serie de la lente	40948-10384
Hora de la imagen	02/08/2018 19:51:35
Rango de calibración	-20,0°C a 350,0°C

Elaborador por: Autor.

3.10. Resumen de los resultados obtenidos.

Análisis de resultados de las pruebas experimentales por lo cual debe referirse explícitamente a esos resultados y las consecuencias que arroja en la operación de la subestación. En la tabla 3.12 se muestran en resumen los resultados de las termografías realizadas.

Tabla 3. 11: Resumen de las pruebas realizadas a través de termografía.

TERMOGRAFIA 1	TEMPERATURA DENTRO DE RANGO DE OPERACION
TERMOGRAFIA 2	TEMPERATURA DENTRO DE RANGO DE OPERACION
TERMOGRAFIA 3	TEMPERATURA DENTRO DE RANGO DE OPERACION
TERMOGRAFIA 4	TEMPERATURA DENTRO DE RANGO DE OPERACION
TERMOGRAFIA 5	TEMPERATURA DENTRO DE RANGO DE OPERACION
TERMOGRAFIA 6	TEMPERATURA DENTRO DE RANGO DE OPERACION
TERMOGRAFIA 7	TEMPERATURA DENTRO DE RANGO DE OPERACION
TERMOGRAFIA 8	REPARAR INMEDIATAMENTE

Elaborado por: Autor

3.11. Presupuesto del mantenimiento predictivo.

Los costos relacionados a la mano de obra, kilometraje y alimentación fueron considerados tomando un grupo de cuadrillas conformada de dos personas encargadas de atender las emergencias.

Tabla 3. 12: Costos anuales de mantenimiento.

Materiales	USD 650
Kilometraje	USD 20
Mano de obra	USD 1200
Viáticos de alimentación	USD 250
TOTAL	USD 2120

Elaborado por: Autor.

El costo de la compra de una cámara termográfica infrarroja para el uso de termografía tiene un valor de \$ 35.000 dólares americanos.

CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

4.1. Conclusiones.

- El estudio termográfico infrarrojo es aplicable para los todos los tableros de distribuciones eléctricos, subestación de transmisión, plantas industriales y farmacéuticas, etc.
- La cámara termográfica infrarroja, es posible realizar frecuencias de mantenimiento predictivos a equipos de baja, media y alta tensión donde generan puntos calientes y la cual tiene la ventaja de dar continuidad del servicio y evitar paradas no planeadas.
- La cámara termografía cuenta con una matriz de sensores de temperatura permitiendo un estudio de mejor calidad y rápida
- Los transformadores son equipos que permiten la distribución de la energía eléctrica hacia instalaciones de industrias o residenciales
- El estudio termográfico tiene un alto valor en los mercados industriales y subestaciones de energía, debido que es un estudio confiable para la medición de temperatura y se realiza bajos normas internacionales de operación y diagnóstico.

4.2. Recomendaciones.

- Como parte del plan de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de subestaciones de energía, se recomienda realizar estudios de termografía infrarroja 2 veces por año a equipos de baja, media y alta tensión donde se evitará la pérdida o daños a equipos eléctricos.
- De acuerdo con el informe elaborado de termografía y meggeo a los transformadores, se recomienda la compra de un equipo para realizar pruebas termográficas en la subestación de energía tableros de control y fuerza.

- La frecuencia de los mantenimientos predictivos de termografía a la subestación debe realizarse máximo de tiempo de 12 meses a cada subestación de distribución, para conocer las condiciones y el estado en que se encuentra las instalaciones eléctricas y accesorios.
- Se recomienda seguir las indicaciones del informe elaborado después de mantenimiento predictivo elaborado en la subestación de la facultad técnica que es relacionado con la corrección de las fallas encontradas por medio de la termografía y meggeo de las bobinas. Esto es de vital importancia, debido que, si no corrigen las fallas detectadas, en los plazos definidos, se corre el riesgo de que la subestación tenga interrupciones no deseadas, perdiendo la información que proporcionó el análisis termográfico.

Bibliografía

- Asiegbu, G. O., Haidar, A. M. A., & Hawari, K. (2013). Thermal defect analysis on distribution transformer using a RLC network and thermography. *Circuits and Systems*, 4, 52–60.
- Domínguez Escobeiro, C. (2018). Vida Útil de un Transformador de Potencia [Revista de divulgación científica de la UPAP]. Recuperado el 20 de junio de 2018, de <http://revistacientifica.upap.edu.py/vida-util-de-un-transformador-de-potencia/>
- dos Santos, G. M., de Aquino, R. R. B., & Lira, M. M. S. (2018). Thermography and artificial intelligence in transformer fault detection. *Electrical Engineering*, 100(3), 1317–1325. <https://doi.org/10.1007/s00202-017-0595-2>
- Egido Nieto, D. (2015). *Diseño y construcción de un equipo de medida de energía eléctrica de bajo coste* (Trabajo Fin de Grado). Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España. Recuperado de https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/6101/TF_G001453.pdf?sequence=1
- Fluke. (2009). Users manual: TiR2, TiR3, TiR4, Ti40, Ti45, Ti50, Ti55 IR FlexCam Thermal Imagers. Recuperado el 26 de junio de 2018, de <https://www.myflukestore.com/pdfs/cache/www.myflukestore.com/tir3-ft-20/manual/tir3-ft-20-manual.pdf>
- Globecore. (2015). Transformer construction. Recuperado el 26 de agosto de 2018, de <https://globecore.com/wp-content/uploads/2015/07/Figure-2-%E2%80%93-Transformer-Construction.jpg>
- Hernández A., A., Ledesma V., R. R., & Perera Martínez, E. A. (2012). *Manual de pruebas a transformadores de distribución* (Tesis de Grado). Instituto Politécnico Nacional, México, D.F. Recuperado de <http://tesis.ipn.mx:8080/xmlui/handle/123456789/10577>

- Martínez-Velasco, J. A., & de León, F. (2011). Circuito equivalente de un transformador con regulación. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 19(1), 93–109. <https://doi.org/10.4067/S0718-33052011000100010>
- McKenzie, I. (2017). What is a current transformer? - Quora. Recuperado el 22 de junio de 2018, de <https://www.quora.com/What-is-a-current-transformer>
- Mechkov, E. (2017). Application of infrared thermography technique in transformers maintenance in distribution network. En *2017 15th International Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA)* (pp. 354–357). Sofia, Bulgaria: IEEE. <https://doi.org/10.1109/ELMA.2017.7955462>
- Roldán Porta, C., & Roldán Blay, C. (2017). Corriente de cortocircuito en bornes de un transformador. Recuperado de <https://riunet.upv.es/handle/10251/83508>
- Singh, C. (2017). *Instrument transformer CT & PT*. Engineering. Recuperado de <https://www.slideshare.net/Nitians/instrument-transformer-ct-pt>
- Ullah, I., Yang, F., Khan, R., Liu, L., Yang, H., Gao, B., & Sun, K. (2017). Predictive Maintenance of Power Substation Equipment by Infrared Thermography Using a Machine-Learning Approach. *Energies*, 10(12), 1987. <https://doi.org/10.3390/en10121987>



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Ortíz Tisalema, Steeven Alexander** con C.C: # 095078017-1 autor del Trabajo de Titulación: **Mantenimiento predictivo en la subestación de distribución de UCSG – Facultad Técnica empleando termografía de rayos infrarrojos y Megger Flucker** previo a la obtención del título de **INGENIERO ELECTRÓNICO EN CONTROL Y AUTOMATISMO** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 18 de septiembre de 2018

f. _____

Nombre: Ortíz Tisalema, Steeven Alexander

C.C: 095078017-1

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Mantenimiento predictivo en subestación de distribución de UCSG – Facultad Técnica empleando termografía de rayos infrarrojos y Megger Flucker		
AUTOR(ES)	ORTÍZ TISALEMA, STEEVEN ALEXANDER		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. ROMERO ROSERO, CARLOS BOLÍVAR		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería Electrónica en Control y Automatismo		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero Electrónico en Control y Automatismo		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	18 de Septiembre de 2018	No. DE PÁGINAS:	62
ÁREAS TEMÁTICAS:	Controles Eléctricos, Control e Instrumentación		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Transformadores, mantenimiento, predictivo, bobinado, primario, secundario.		

RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):

El presente trabajo de consiste en ejecutar el mantenimiento predictivo en subestación de distribución de UCSG-Facultad Técnica empleando termografía de rayos infrarrojos y Megger Flucker. Los resultados de la monitorización termográfica de transformadores de potencia se presentan en el documento. Es necesaria una supervisión constante de los transformadores de potencia lo que implica: medición de temperatura del núcleo, devanado, aceite, humedad del aceite, análisis de los gases disueltos en el aceite. También, se considera el alcance de análisis y frecuencia de la grabación durante la operación pueden variar (según el dispositivo). El aceite en el transformador se rellena y puede limpiarse (mediante tratamiento de vacío) durante las inspecciones de servicio. Permite la eliminación de la mayor parte del agua y la disolución del aceite. Esta acción mejora indirectamente el aislamiento del papel (la deshumidificación del aislamiento del papel se produce mediante la eliminación del agua del aceite del transformador). Se tomaron una serie de termografías. Las áreas en las superficies del transformador se analizaron para una temperatura más alta en aspectos de: condición de aislamiento eléctrico del transformador, área en la superficie, estación de la medición. El aumento de la temperatura provoca una disminución en el pico de resonancia en bobinados de diferentes diseños. Significa que el sobrecalentamiento de los metales, pero también de los aceites aislantes puede afectar la condición de la maquinaria eléctrica (condición de la maquinaria y parámetros de la energía transformada)

ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +59399668606	E-mail: sortiz304@hotmail.com
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE	Nombre: Mendoza Merchán, Eduardo Vicente	
	Teléfono: +593-9-85086815	
	E-mail: eduardo.mendoza@cu.ucsg.edu.ec	

SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA

Nº. DE REGISTRO (en base a datos):	
Nº. DE CLASIFICACIÓN:	
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):	